



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Un camino hacia una
industria petrolera que
genere valor**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Borbolla Baez Carlos David

DIRECTOR DE TESIS

M.I. Francisco Castellanos Páez



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2016



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

INDICE

	Página
Lista de figuras	4
Objetivo	5
Justificación.....	5
Resumen.....	6
Introducción.....	8
1. LA ADMINISTRACION INTEGRAL DE YACIMIENTOS	10
1.1 Historia, definición y características de la Administración Integral de Yacimientos	10
1.2 La Administración Integral de Yacimientos a través de un enfoque de sinergia y trabajo en equipo.	15
1.3 Sistemas organizacionales	19
1.3.1 Estructura organizacional funcional	19
1.3.2 Estructura de organización de proyectos.....	20
1.3.3 Estructura organizacional matricial.	21
1.3.4 Ventajas y desventajas de las estructuras organizacionales	23
1.4 Contratos de Exploración Y Producción.....	25
1.4.1 Ley de Hidrocarburos.....	27
1.4.2 Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos	28
1.4.3 Modelos De Contratación	29
2. METODOLOGIA PARA EL DISEÑO DE PROYECTOS Y LINEAMIENTOS.....	34
2.1 Metodología Front End Loading (FEL)	34
2.1.1 Pre-FEL	37
2.1.2 Fase de Visualización (FEL- I).....	39
2.1.3 Fase de Conceptualización (FEL- II).....	43
2.1.4 Fase de Definición (FEL- III)	46
2.2 “Lineamientos que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los planes de exploración y de desarrollo para la extracción de hidrocarburos, así como sus modificaciones”. 51	
2.2.1 Proceso de aprobación de los proyectos de planes	54
2.2.2 Modificación de los planes.....	56

2.3 “Disposiciones técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos”	57
2.4 “Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos”	62
2.4.1 Sistemas de medición	65
2.4.2 Medición	65
2.4.3 Determinación de la calidad.....	66
3. El nuevo camino para una industria petrolera que genere valor	69
3.1 Seguimiento a los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción	69
3.1.1 Programas de trabajo anuales	70
3.1.2 Programa de evaluación de descubrimiento	72
3.1.3 Primer programa de trabajo	73
3.1.4 Programas de trabajo indicativos.....	74
3.1.5 Programas de perforación de pozos	74
3.1.6 Programa de recuperación avanzada	74
3.2 El camino hacia una industria petrolera que genere valor	76
3.2.1 Nigeria	77
3.2.2 Francia.....	77
3.2.3 Brasil.....	78
3.2.4 Noruega	80
3.2.5 Organismos Reguladores	84
3.2.6 Lecciones para México	96
Conclusiones.....	99
Referencias	105

Lista de figuras

Figura	Página
Fig. 1: Evolución de la Administración Integral de Yacimientos ¹⁷	11
Fig. 2: Componentes de la Administración Integral de Yacimientos.....	13
Fig. 3: La Administración Integral de Yacimientos en la vida de un proyecto petrolero.....	14
Fig. 4: El evolucionado modelo de la administración integral de yacimientos para el éxito de un proyecto.....	17
Fig. 5: Equipo multidisciplinario de la Administración Integral de Yacimientos ²³	18
Fig. 6: Sistema organizacional tradicional ²³	20
Fig. 7: Estructura organizacional de proyectos ²³	21
Fig. 8: Estructura organizacional matricial ²³	22
Fig. 9: Ventajas y desventajas de las estructuras organizacionales ¹¹	25
Fig. 10: Modelos de contratación ⁴	28
Fig. 11: Contratos de licencia ²	29
Fig. 12: Contratos de utilidad y producción compartida ²	30
Fig. 13: Contratos de servicios ²	31
Fig. 14: Contraprestaciones para la captura de la renta petrolera ¹²	32
Fig. 15: La metodología FEL (VCD) dentro de las fases de planeación y elaboración de un proyecto ¹⁸	35
Fig. 16: Relación entre la oportunidad de captura de valor y el costo ²⁸	36
Fig. 17: Producción de petróleo en México.....	95

Objetivo

Demostrar mediante este trabajo la existencia de nuevas fuentes que pueden generar valor dentro del nuevo camino que ha adoptado la industria petrolera mexicana.

Justificación

Originado de la serie de cambios que enfrenta México en el sector energético, se debe establecer la importancia de los nuevos pasos que se deben seguir para alcanzar un desarrollo de una industria eficiente, generadora de conocimientos, con altos valores éticos, sociales y políticos y con fuentes generadoras de valor.

Resumen

México está atravesando una nueva etapa dentro de su industria petrolera con la nueva Reforma Energética, con el presente trabajo se expone una nueva perspectiva de la administración integral de yacimientos, encaminándolo al desarrollo de una industria eficiente, generadora de fuentes de valor.

Los cambios constitucionales en materia de hidrocarburos han representado un nuevo punto de partida en la industria petrolera mexicana, reestructurando y dándole un nuevo manejo a las reservas petroleras nacionales, donde mediante la implementación de la administración integral de yacimientos se puede generar más ganancias maximizando la rentabilidad económica de un yacimiento de petróleo y gas y minimizando costos de inversión y operación, generando un alto desarrollo de los yacimientos y abarcando toda la cadena de valor del desarrollo de la vida de un proyecto petrolero.

El nuevo modelo petrolero que han adoptado necesitará de una esencial y fuerte participación de los organismos reguladores en la administración y desarrollo de la mayoría y sino es que todas las actividades que tengan relación con la industria petrolera, donde los nuevos modelos de contratación deben brindar y garantizar siempre y en todo momento la maximización de los ingresos para el estado mexicano, de la misma manera el correcto cumplimiento de los lineamientos en materia de hidrocarburos son un punto esencial para alcanzar el cumplimiento de los objetivos establecidos en los contratos y en la Reforma Energética, donde estos tendrá que ser modificados y adaptados con el desarrollo de la industria.

El nuevo marco regulatorio en materia de hidrocarburos es un punto de partida y una palanca para alcanzar un desarrollo industrial, tecnológico y de conocimiento, garantizando no solo una riqueza de los recursos provenientes de los bienes petroleros, sino generando nuevas fuentes generadoras de valor y oportunidades de inversión de empresas extranjeras, donde la industria petrolera nacional puede llegar a ser algo más que un país que solo se dedica a la contratación, estas empresas deben ser sólo una catapulta para el desarrollo de una industria petrolera que esté basada en la generación y el desarrollo de nuevas fuentes de valor y conocimiento, en donde generen personal capacitado que pueda innovar y desarrollar nuevas fuentes de conocimiento y desarrollo de tecnologías, donde sólo le otorguen a las empresas extranjeras la renta petrolera correspondiente para conservar sus servicios y explotarlas al máximo obteniendo de ellas conocimientos, prácticas, tecnologías, etc.

Existen muchos casos de éxito y muchos caminos que pueden adoptar para los años venideros dentro de la industria petrolera nacional, pero sin duda el caso más sobresaliente del desarrollo exitoso de una industria petrolera eficiente es Noruega, está claro que es un poco atrevido decir que pueden aplicar el modelo petrolero

noruego a México, debido a que existen diferencias en el entorno social, cultural, legal y económico, pero si se puede tener como base de lo que se tiene que hacer, al fin de cuentas el objetivo de México como el de Noruega es el mismo, desarrollar el crecimiento de una industria sustentable y esto podrán generarlo a través del nuevo modelo petrolero que se ha establecido en la Reforma Energética, desarrollando altas capacidades tecnológicas y humanas, impulsando el desarrollo e investigación de nuevos conocimientos, la creación e innovación de tecnologías de punta que se adecuen mejor a sus condiciones y al fomento del desarrollo de una buena administración de yacimientos a largo plazo.

Introducción

En las últimas décadas antes del nuevo milenio, las empresas petroleras se enfocaron en maximizar la producción, cubriendo la demanda energética orientándose a producir hidrocarburos de los yacimientos ya descubiertos y dejando un poco de lado la exploración de nuevos yacimientos, sin embargo, hoy en día se enfrentan a nuevos retos afrontando la declinación de los yacimientos, creando con esto la necesidad de implementar nuevas técnicas y metodologías para afrontar estos desafíos que se presentan en la actualidad, con un objetivo básico, la generación de valor.

La administración de los yacimientos de petróleo es un área que ha generado una relevante discusión dentro de la industria petrolera en los últimos años dado que las reservas cada vez son menores, las grandes fluctuaciones en los precios de los hidrocarburos y la necesidad de obtener un hidrocarburo a bajo costo para incrementar las ganancias, es así como las empresas comienzan a darse cuenta de que la necesidad de una planificación integral en el desarrollo de los yacimientos es de suma importancia para maximizar la rentabilidad económica proveniente de proyectos de petróleo y gas. Un análisis de la literatura sugiere naturalmente que hay diferentes concepciones de lo que es la administración integral de yacimientos, sin embargo, estas coinciden en un conocimiento profundo de la gestión de yacimientos de hidrocarburos es un proceso muy importante para el correcto desarrollo y explotación de las reservas de petróleo y gas.

La administración integral de yacimientos es un proceso atractivo para añadir valor incrementando las reservas de los yacimientos nuevos o ya en producción a través de una estrategia mejorada de administración, siendo una oportunidad real y una alternativa económica para las vías costosas y arriesgadas de la vida de un yacimiento. La administración integral es básicamente una manera de enfoques combinados complementarios creando una sinergia positiva entre ellos. La mayoría de los ingredientes de una estrategia de este tipo ya están disponibles, lo que todavía tiene que ser desarrollado es una forma productiva de vincular los ingredientes para construir un sistema integrado.

Una herramienta de este tipo, se debe poner a disposición y debe ser una herramienta clave en la industria petrolera, para desarrollar de una manera eficaz los yacimientos de hoy en día, afrontando los problemas que se puedan generar durante alguna etapa de la vida de un yacimiento, llevando a cabo un desarrollo exitoso, desde el descubrimiento hasta el abandono. De esta misma manera surge la metodología Front End Loading (FEL) o en español Visualización Conceptualización y Definición (VCD) la cual es una herramienta poderosa utilizada para optimizar el grado de definición de un proyecto, reduciendo su incertidumbre y nivel de riesgo, permitiendo llevar a cabo un proyecto de manera ordenada, documentada y secuencial, con niveles de verificación adecuados en cada fase, para definir sólidamente un proyecto, de tal forma que garantice mayor precisión y calidad al momento de su ejecución, maximizando la aportación de valor, con un

mínimo de desviaciones con respecto a lo planeado. En otras palabras con esta metodología pueden lograr tomar la mejor decisión a partir de una serie de opciones, optimizando un proyecto, logrando obtener el mayor valor económico posible, desarrollando proyectos competitivos basados en la consideración y comprensión de todos los factores clave.

Es así como en el México moderno y los cambios constitucionales derivados de la Reforma Energética, les hace necesario pensar en los siguientes pasos que adoptara su industria de petróleo y gas en los años venideros para afrontar las necesidades y requerimientos que demandara la industria nacional para satisfacer las necesidades internas del país y para satisfacer niveles adecuados de reserva-producción, donde la Comisión Nacional de Hidrocarburos, la Secretaria de Energía y la Secretaria de Hacienda y Crédito Publico jugaran un papel fundamental en el desarrollo de la industria nacional.

Sin duda la Reforma Energética es una oportunidad y un nuevo punto de partida para alcanzar objetivos a largo plazo, propiciando no solo la maximización de los recursos provenientes de los hidrocarburos, si no generando nuevas oportunidades de desarrollo para crear una industria que no solo se conforme con la renta petrolera proveniente de la comercialización de crudo y gas, sino una industria petrolera con visión a futuro, que sea generadora de fuentes de valor, que desarrolle altas capacidades tecnológicas y humanas, impulsando el desarrollo e investigación de nuevos conocimientos y la creación e innovación de tecnologías.

Sin duda el petróleo siempre ha sido la fuente de energía más utilizada en el mundo, representando un punto focal en el crecimiento y desarrollo de las sociedades, su importancia ha sido tan representativa que hoy en día representa un pilar en la economía mundial, por lo que en general en el mundo una gran cantidad de países muestran una gran dependencia hacia los hidrocarburos. Es claro que nuestro país siempre ha sido una nación con una fuerte dependencia hacia estos recursos, teniendo un gran impacto en la economía nacional.

El presente trabajo muestra algunas buenas opciones que se pueden adoptar para el seguimiento del desarrollo de la industria petrolera nacional, enfocada a la generación de valor, donde hace mención el uso de una metodología para el correcto desarrollo de un proyecto petrolero que garantice la máxima rentabilidad y la selección de proyectos que muestren mayor potencial para ser desarrollados, sin duda los nuevos contratos petroleros y los lineamientos en materia de hidrocarburos también juegan un pilar en la nueva Reforma energética, en donde su correcto cumplimiento y supervisión de los objetivos establecidos en los contratos, tendrán un impacto positivo en el largo camino que están comenzando a construir, lo que lleva a examinar a qué retos se enfrentan y qué aprendizajes se deben adaptar de la experiencia internacional, teniendo una visión a futuro de qué sigue después de ésta Reforma Energética.

1. LA ADMINISTRACION INTEGRAL DE YACIMIENTOS

1.1 Historia, definición y características de la Administración Integral de Yacimientos

En los años 1970 la ingeniería de yacimientos fue considerada el recurso más importante en la administración de yacimientos, sin embargo, deben entender que la ingeniería de yacimientos y la administración integral de yacimientos son conceptos diferentes, la AIY comprende la ingeniería de yacimientos como una más de las disciplinas que la conforman, esto no se comprendió sino hasta que se entendió el valor de la geología y otras disciplinas, así como la sinergia entre ellas.

Durante las últimas cuatro décadas la administración de yacimientos ha sufrido un proceso de perfeccionamiento, en el cual gracias a que la tecnología, técnicas, conocimientos de las condiciones de los yacimientos, los avances computacionales y el procesamiento de datos han mejorado, junto con la necesidad de aplicar un enfoque de equipo y coordinación entre secciones operacionales, científicas y administrativas asociadas con el yacimiento.

La administración de yacimientos es una llave para el éxito en el desarrollo de un yacimiento, adoptando e implementando las mejores posibles decisiones que se establecen a lo largo del tiempo de acuerdo a las etapas que atraviesa el mismo durante su vida productiva, etapas que van desde la exploración, descubrimiento, delimitación, desarrollo, recuperación primaria, recuperación secundaria, recuperación mejorada y/o avanzada hasta el abandono.

La administración de yacimientos se desarrolló en dos etapas a lo largo del tiempo (Satter & Thakur, 1994):

Etapa 1 (Periodo comprendido antes de 1970)

En 1962, la administración de yacimientos se focaliza en dos puntos clave:

- La utilización fundamental de conceptos de la mecánica de yacimientos.
- La automatización, utilizando computadores básicos.

En 1965, Se describió la “Ingeniería de yacimientos” y concluyeron que a pesar de la técnica avanzada de ingeniería de yacimientos, las consideraciones vitales ingenieriles son a menudo negadas o ignoradas.

Etapa 2 (Periodo comprendido de 1970-1980)

1977 Se explicó el valor del sinergismo entre la ingeniería y la geología.

- Enfatizaron el valor de la descripción detallada del yacimiento, la utilización de la geología, geofísica, el concepto de la simulación de yacimientos y esto

genera un cambio en la exploración con el conocimiento de herramientas geofísicas.

- Se presentan una perspectiva geológica del sinergismo en la administración de yacimientos.

En los años 1980 la administración de yacimientos expande su visión y comienza a integrar otras disciplinas como la terminación y mantenimiento de pozos, ingeniería de producción, perforación y diseño, computación, ingeniería económica, seguridad industrial, entre otras. El en periodo comprendido entre 1980 y 2016 la administración integral de yacimientos se centra en los fundamentos anteriormente mencionados, añadiendo una parte de suma importancia, un enfoque de metas e implementación de tecnología siendo el corazón de la AIY, teniendo como objetivo general la maximización de la rentabilidad económica.

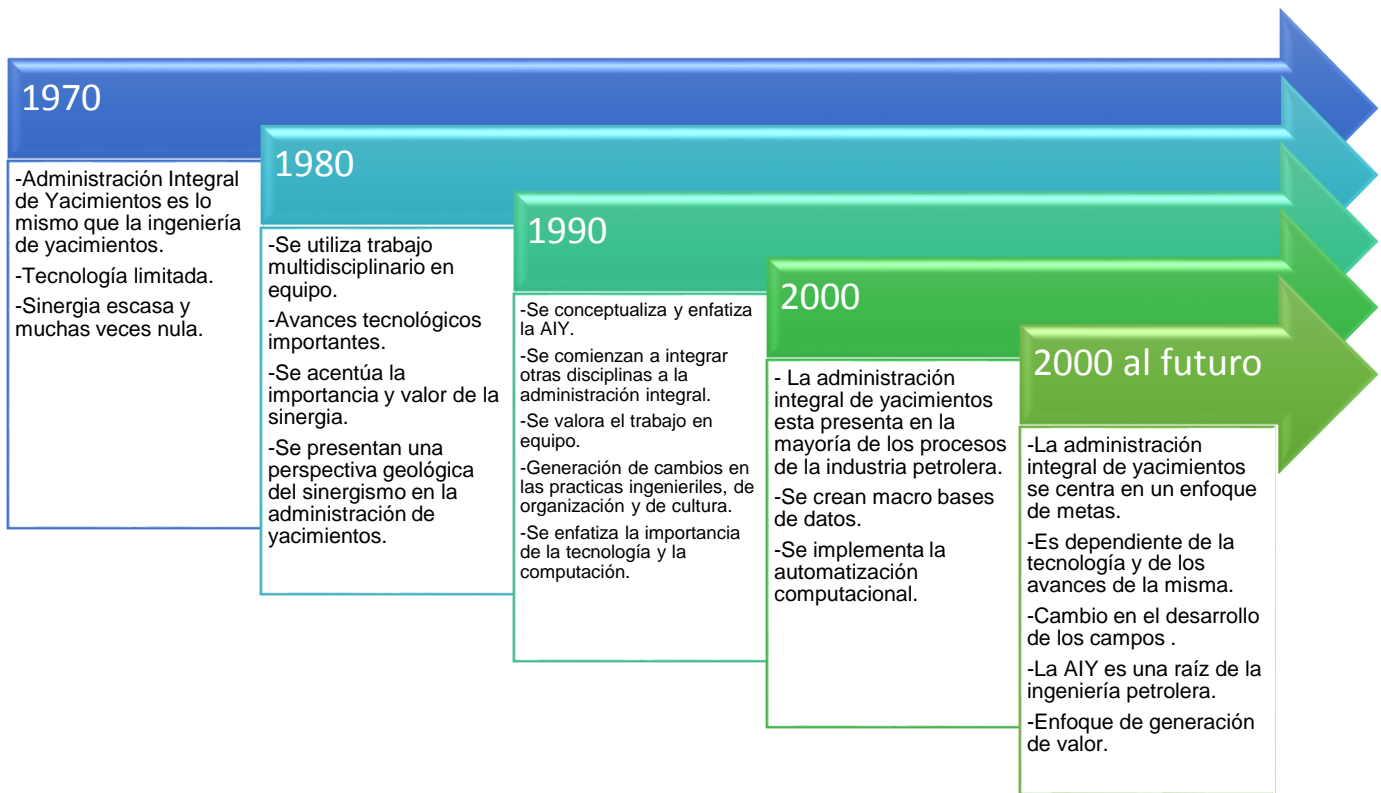


Fig. 1: Evolución de la Administración Integral de Yacimientos.

Durante las últimas décadas debido a la declinación mundial de las reservas de hidrocarburos, la fluctuación de los precios y el incremento de los insumos surge el concepto de Administración Integral de Yacimientos que se definió como: “El uso adecuado de los recursos humanos, tecnológicos y financieros disponibles, para maximizar la rentabilidad económica de un yacimiento, minimizando costos de inversión y operación, y maximizando ingresos con las consideraciones de seguridad industrial y protección ambiental necesarias” (Martínez, 2008).

La necesidad de mejorar la recuperación de las grandes cantidades de aceite remanente y gas in situ, en México y en todo el mundo, más la enorme competencia global, requiere una mejor práctica, la AIY implica hacer ciertas elecciones, ya sea dejar que las cosas pasen o hacer que pasen, pueden continuar en el mismo camino generando algo de ganancias de las operaciones de un yacimiento sin poner en marcha una deliberada planeación, o pueden incrementar la recuperación y maximizar las ganancias a través de la práctica de la AIY.

La administración integral de yacimientos tiene como objetivos la optimización económica de la recuperación de gas y aceite, la minimización de las inversiones y costos de operación y por último siendo el más importante la maximización de las ganancias obtenidas de un yacimiento. Estos objetivos se pueden lograr a través de los siguientes pasos (Thakur, 1990)

- Identificar y definir todos los yacimientos individualmente en un campo en particular y sus propiedades físicas.
- Deducir el pasado y predecir el futuro del comportamiento del yacimiento.
- Minimizar la perforación y pozos innecesarios.
- Definir y modificar (si es necesario) el pozo y sistemas superficiales.
- Iniciar operaciones de control en el tiempo apropiado.
- Considerar todos los aspectos económicos y factores legales.

Las características de la administración integral, son una serie de peculiaridades que engloban cada uno de los conceptos que describe la AIY y son las siguientes:

- Es un proceso continuo, ordenado y cíclico, aplicable a lo largo de la vida del yacimiento.
- Integra recursos óptimos de tipo humano, tecnológico y financieros.
- Recolecta información del yacimiento, misma que está sujeta a incertidumbre, esta es procesada y analizada a detalle para generar un plan de desarrollo y explotación desde el descubrimiento o en la etapa que se encuentre hasta el abandono.
- El plan de desarrollo debe ser flexible y debe de permitir la modificación de datos, así también como el procesamiento de nueva información, con el objetivo de realizar un análisis subsecuente, comprendiendo cada día más las necesidades del yacimiento, creando un óptimo plan de desarrollo y explotación.

- Monitoreo de elementos de importancia, que puedan generar un cambio fortuito en los resultados esperados.
- Como objetivo general y siendo este el más importante, la maximización de las ganancias logrando una recuperación económica y técnicamente factible.

La fig.2 nos ilustra los tres componentes fundamentales de la administración integral de yacimientos, los cuales están presentes durante toda la vida de un yacimiento.



Fig. 2: Componentes de la Administración Integral de Yacimientos.

Los componentes de la administración integral de yacimientos se definen como:

1. Comportamiento de yacimientos: Son todos los aspectos que van desde la historia geológica del yacimiento y de operación hasta aspectos como la geología estructural que lo conforma, tipo de roca, vías de migración, acuíferos asociados, propiedades de la roca, etc. Esto con el fin de conocer y predecir cómo se puede comportar el yacimiento ante un declinamiento de presión y seleccionar un esquema de desarrollo óptimo y exitoso.
2. Ambiente de administración: Son aquellos factores que van desde aspectos sociales, económicos, políticos, gubernamentales y de regulación que están presentes en la vida de un yacimiento. El ambiente de la administración es de suma importancia ya que estos pueden definir si un yacimiento se desarrolla o no, con regularidad el entorno administrativo puede colocar

restricciones sobre las acciones que se pueden llevar a cabo impactando directamente en la toma de decisiones así también como proveer oportunidades y opciones de desarrollo.

3. Tecnología disponible: Siendo el corazón de la AIY juega un papel fundamental en el éxito de la administración integral. Su identificación, adquisición, dominio y uso oportuno se verá impactado en los resultados finales del desarrollo de un yacimiento.

Los avances tecnológicos en los últimos años han reducido la incertidumbre en la comprensión y análisis de los yacimientos, los grandes avances científicos han permitido la incorporación de nuevas reservas petroleras, mejorando la recuperación de aceite y gas en el subsuelo, permitiendo una recuperación oportuna y eficiente de las reservas mediante novedosas técnicas de perforación y terminación de pozos. Así mismo se han logrado avances muy importantes en las técnicas de caracterización, modelado de yacimientos, en las instalaciones superficiales y subsuperficiales.

Las tecnologías recientes han evolucionado tanto, que la administración de datos técnicos han tenido un impacto muy favorable en la administración integral de yacimientos, permitiendo acceder a información resguardada de la vida de un yacimiento petrolero, comprendiendo como se ha comportado a lo largo del tiempo y prediciendo un posible comportamiento para el futuro, cosa que en décadas atrás era imposible e imaginable.

La administración integral de yacimientos juega un papel muy importante en todas las etapas de un yacimiento pasando desde la exploración, evaluación del potencial, incorporación de reservas, delimitación, desarrollo, recuperación primaria, recuperación secundaria, recuperación mejorada y/o avanzada hasta el abandono (figura 3).

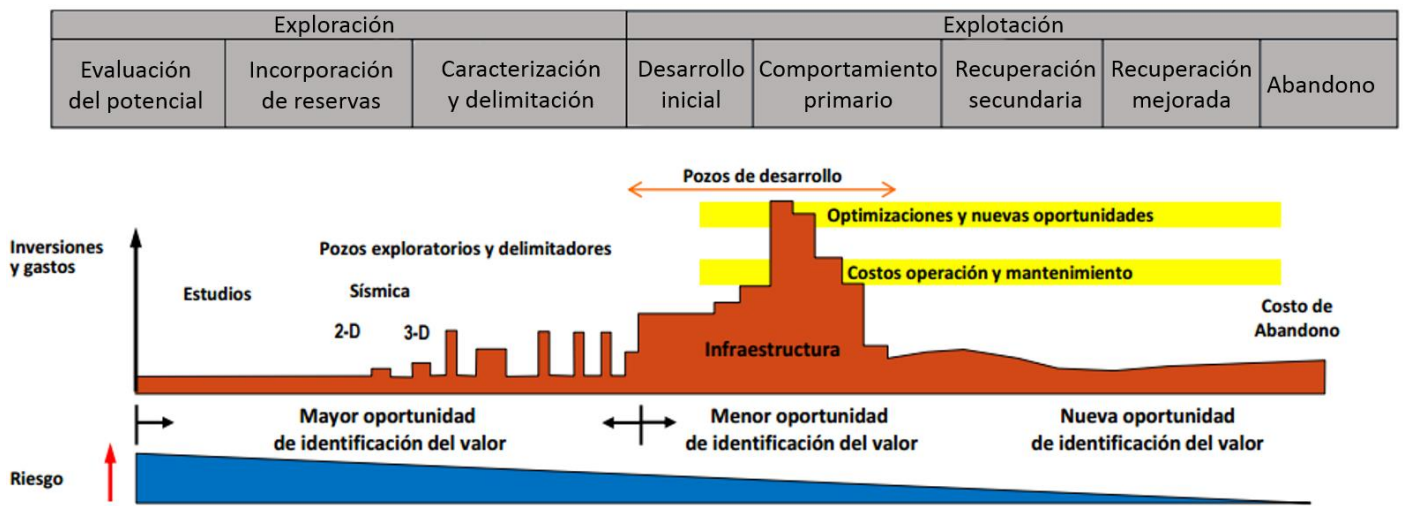


Fig. 3: La Administración Integral de Yacimientos en la vida de un proyecto petrolero.

La figura anterior muestra que la AIY está presente en todas las etapas de la vida de un yacimiento, buscando en cada una nuevas oportunidades de identificación de valor, y si es posible minimizando costos de inversión y gastos. Se puede apreciar que la etapa donde existe una mayor oportunidad de identificación de valor es en la etapa de exploración, debido a que en esta, están presentes la incorporación de reservas, la evaluación del potencial de un yacimiento y la caracterización y delimitación del mismo, generando oportunidades y cuestionamientos de cuáles podrían ser las mejores opciones para el desarrollo de un yacimiento de hidrocarburos, cuantas reservas tienen e incorporan y cuales son técnicamente y económicamente recuperables. Indudablemente las reservas de petróleo de un país crecerán si aumenta la capacidad de recuperación de cada yacimiento, pero también crecerán si se descubren nuevos yacimientos, es decir si se incrementan los recursos disponibles. La exploración tiene como objetivo incrementar las reservas por incremento de los recursos disponibles (Mita, 2004).

En las etapas de desarrollo y recuperación primaria existe una menor oportunidad de generación de valor, esto no quiere decir que no existan oportunidades para generar valor, claro que las hay pero no son tan notorias como en la etapa exploratoria, debido a que estas fases tiene como prioridad la explotación del yacimiento, dejando un poco de lado la etapa exploratoria, teniendo un enfoque de extracción, pero muchas veces esto genera un choque en la creación de valor, debido a que mientras un yacimiento está siendo explotado, otros yacimientos tienen que estar siendo descubiertos, incorporando reservas y siendo evaluado su potencial, paralelamente con los yacimientos que están en la etapa de explotación. Así mismo en las etapas de explotación existen nuevas oportunidades de la creación de valor, ya sea a través de algún método de recuperación secundaria, mejorada y/o avanzada o a través de algún sistema artificial de producción, pero la AIY tiene un enfoque muy sofisticado para la generación de nuevas oportunidades para la creación de valor, un enfoque de metas, cumpliendo objetivos específicos a lo largo de las etapas que atraviesa el yacimiento durante su vida productiva.

El proceso de la administración de yacimientos es un proceso dinámico que está sujeto a cambios y es dependiente de la tecnología que constantemente avanza, del ambiente de la administración y el comportamiento del yacimiento, por lo tanto la administración de yacimientos jamás será un proceso estático, está sometido a variaciones oportunas y positivas que cumplan y guíen las vías de un yacimiento a un objetivo general, maximizar la rentabilidad económica.

1.2 La Administración Integral de Yacimientos a través de un enfoque de sinergia y trabajo en equipo.

La Administración Integral de Yacimientos sugiere un enfoque de sinergia, subrayando la interacción entre la administración, economía, ingeniería y grupos legales. El modelo de la AIY se basa en funciones interdisciplinarias que han sido probadas arrojando resultados satisfactorios en muchos proyectos.

Una interrogante muy importante es ¿Cuándo deben iniciar la administración integral de un yacimiento? El tiempo ideal para iniciar la administración de un yacimiento es al descubrimiento, sin embargo, nunca es muy temprano iniciar la administración, la iniciación temprana de un programa coordinado de administración integral no solo provee un mejor herramienta de monitoreo y evaluación, también menos costos en la larga carrera que recorre un yacimiento de petróleo. Por regularidad la administración de yacimientos no inicia o iniciaba lo suficientemente temprano, muchas veces el yacimiento, pozo, sistemas superficiales, etc. Son ignorados por un largo tiempo, se considera que la administración integral se debe iniciar lo antes posible en un yacimiento, ya sea que este se encuentre a en una etapa posterior al descubrimiento, sin embargo es crítico y un prerrequisito para maximizar la rentabilidad económica tener siempre un buen programa de administración de yacimientos.

¿Qué, cómo y cuándo deben recolectar datos? Esta es otra pregunta con mucha importancia que se debe analizar y responder en base a la literatura. Se debe seguir un enfoque integrado de recolección de datos incluyendo todas las funciones desde el inicio. Una vez recolectados los datos el equipo de administración integral de yacimientos debe preparar un programa coordinado de evaluación mostrando la necesidad del requerimiento de datos junto con los costos y los beneficios (Satter & Thakur, 1994). Se debe subrayar una definición y evaluación lo más tempranamente posible del sistema del yacimiento siendo un pilar para una buena administración integral que servirá para que los miembros del equipo tomen decisiones oportunamente.

La estrategia de la AIY requiere de conocimiento de muchas disciplinas como conocimiento del yacimiento, tecnología disponible, conocimiento de política, negocios y regulaciones ambientales. Con la finalidad de desarrollar un plan comprensivo de agotamiento y desarrollo de estrategias, adquisición y análisis de datos, modelos geológicos y numéricos, pronósticos de producción y reservas, requerimientos de instalaciones, optimización económica y aprobación de la administración.

El evolucionado modelo de la AIY engloba una atmósfera de metas, planeación, implementación, monitoreo, evaluación y planes de revisión. El éxito del proyecto depende del monitoreo y supervisión cuidadosa mediante la evaluación de su desempeño. Si el comportamiento actual del proyecto no está acorde con lo esperado, el plan original necesita ser revisado y el ciclo de implementación, monitoreo y evaluación reactivado.

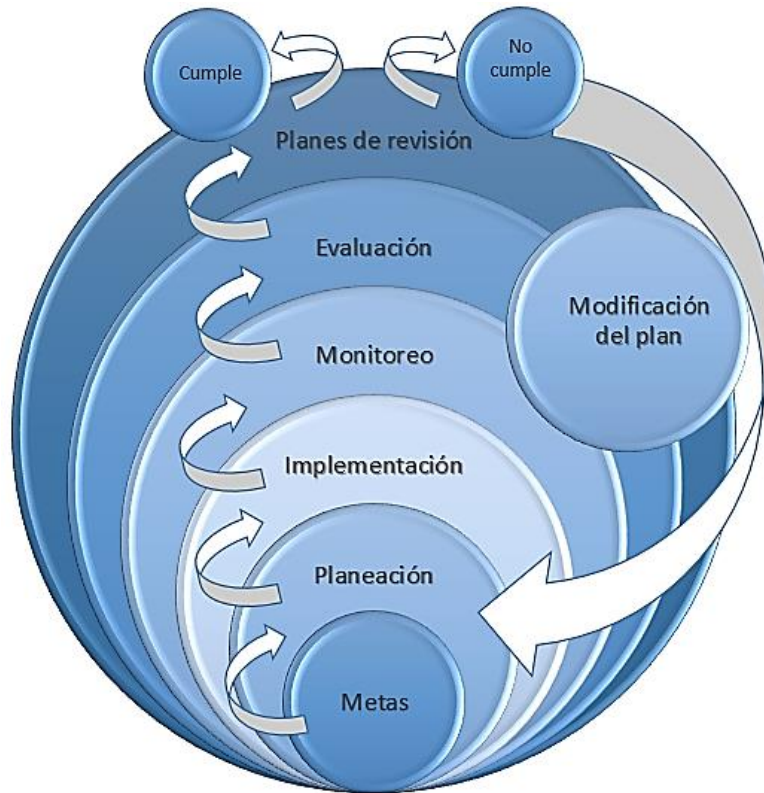


Fig. 4: El evolucionado modelo de la administración integral de yacimientos para el éxito de un proyecto.

Una exitosa administración de yacimientos requiere de sinergia y esfuerzo de equipo. Los miembros del equipo deben trabajar juntos para asegurar el desarrollo y la ejecución del plan de administración, para cruzar los límites tradicionales e integrando sus funciones logrando una meta en común.

El equipo de la administración de yacimientos debe reconocer la naturaleza y el comportamiento de yacimiento, junto con las metas que se quieren lograr, elaborando el desarrollo y las decisiones de operación, apoyándose en cada uno de los miembros del equipo, generando una lluvia de ideas para conseguir las más efectivas decisiones ya que no todas las personas tienen un conocimiento completo en todas las áreas.

Un enfoque de equipo para la administración de yacimientos puede ser mejorado mediante los siguientes puntos:

- Se debe crear un ambiente de comunicación entre las diferentes disciplinas ingenieriles, operacionales y de administración, creando confianza y respeto mutuo, mediante reuniones periódicas, dinámicas de integración y cooperación interdisciplinaria para alcanzar un objetivo en común.
- Debe existir comunicación entre los diferentes equipos multidisciplinarios.

- Los miembros del equipo deben de focalizar sus aptitudes y conocimientos para las metas del equipo de administración de yacimientos.
- Cada equipo debe mantener un alto nivel de competencia técnica.
- Debe existir una muy buena coordinación entre diferentes equipos multidisciplinarios creando una constante interacción entre grupos funcionales, esto quiere decir que los miembros de un equipo no deben de esperar a que otro equipo complete su trabajo para poder iniciar el suyo a menos que así lo requiera.

La alta dirección será la encargada de comunicar con claridad al equipo de la administración integral de yacimientos los objetivos que se necesitan alcanzar y como serán medidos los resultados, este punto es muy importante porque en función de cómo se desarrolle la comunicación y se exprese a lo que se quiere llegar, se verá impactado en los resultados.

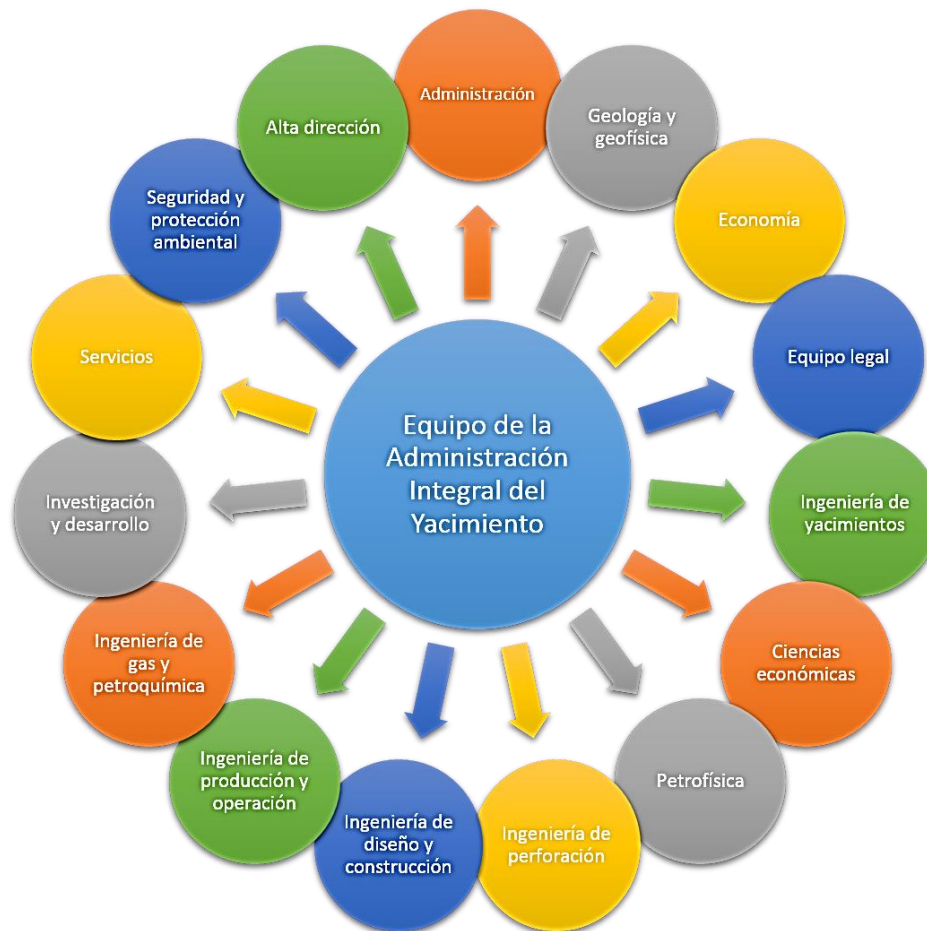


Fig. 5: Equipo multidisciplinario de la Administración Integral de Yacimientos.

La prolongación de la vida económica de un yacimiento usando un enfoque integral dentro de la AIY, permite a las compañías petroleras extraer la mayor recuperación económica durante la vida de un yacimiento de aceite o gas.

Sintetizando, la sinergia da un enfoque de equipo que puede producir mejores resultados, hoy en día esto ha producido un mejor desarrollo en la administración de los yacimientos, sin embargo, el crear un equipo no garantiza una integración que dirija al éxito. Las habilidades, autoridad y compatibilidad del equipo, con el entendimiento del proceso de la administración por todos los miembros del equipo junto con los objetivos a los que se quieren llegar son puntos clave para el éxito de un proyecto.

1.3 Sistemas organizacionales

Hasta ahora solo se ha hablado sobre el enfoque en equipo y el sinergismo, sin embargo la organización y la administración de un equipo de administración son también muy importantes. La búsqueda de la excelencia estructural es una gran interrogante que se ha presentado a lo largo del tiempo, las metas, recurso y ambientes organizacionales hacen difícil identificar una estructura ideal para todas las organizaciones. Las diferencias en estrategias, tamaños, tecnologías, ambientes, etapas de desarrollo, etc. pueden requerir diferentes estructuras. Los tipos de estructuras de organizaciones más comunes son la funcional, la de proyectos y la matricial que se describirán a continuación.

1.3.1 Estructura organizacional funcional

La estructura organizacional funcional o también llamada sistema tradicional, es aquella que trabaja en un campo o yacimiento bajo sus propios jefes como cabezas funcionales, cada grupo funcional se concentra en realizar sus propias actividades teniendo cada equipo sus propios objetivos y metas, en donde los grupos están integrados por personas que desarrollan la misma función en diferentes equipos. En este tipo de estructura, cada grupo funcional se concentra en realizar sus propias actividades, en donde las labores y logros se realizan de una manera secuencial, $A \rightarrow B \rightarrow C \rightarrow D \rightarrow E$ teniendo que esperar a que uno termine su trabajo para que el otro grupo comience el suyo.

En este tipo de organización el gerente del proyecto no tiene autoridad plena sobre el equipo del proyecto debido a que en lo administrativo, los miembros del equipo trabajan para sus respectivos jefes funcionales (cabezas funcionales). Como el gerente general no tiene autoridad total, este tiene que apoyarse en habilidades de liderazgo y persuasión para crear consenso y unificar a los miembros para alcanzar los objetivos, dedicando tiempo para actualizar periódicamente a los gerentes funcionales de la compañía sobre la situación actual del proyecto. Una compañía con este tipo de estructura puede realizar proyectos periódicamente, pero por lo general son proyectos internos.

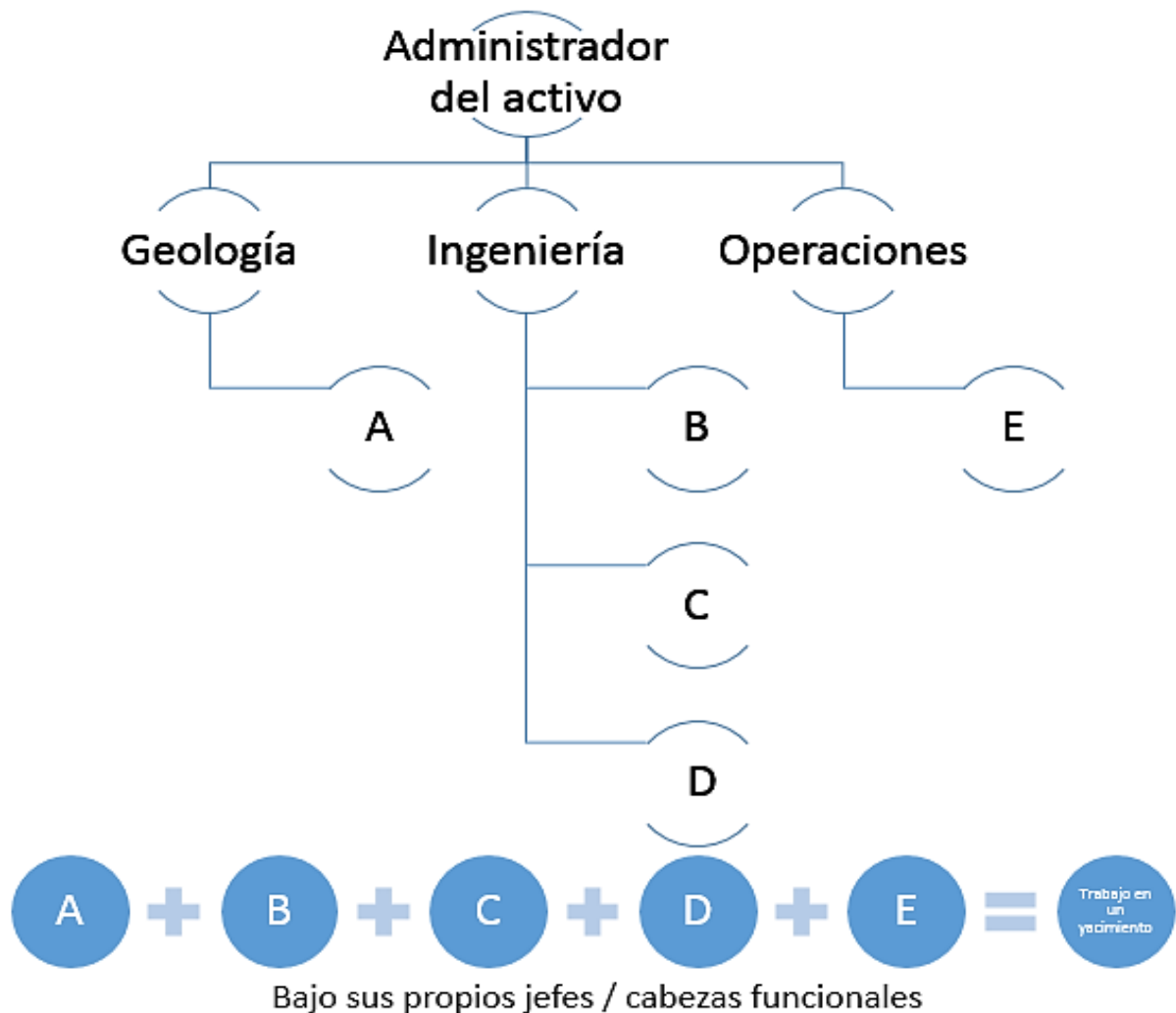


Fig. 6: Sistema organizacional tradicional.

1.3.2 Estructura de organización de proyectos

En este tipo de estructura la empresa trabaja en múltiples proyectos a la vez, donde cada equipo de proyectos está dedicado a tan solo un proyecto, donde cada proyecto funciona de una manera independiente con respecto a otro. En esta organización el gerente del proyecto tiene autoridad total y administrativa sobre el equipo del proyecto ya que en la organización de tipo funcional el gerente tiene autoridad sobre el proyecto pero no sobre el personal de cada equipo ya que estos son dirigidos a través de sus propios gerentes funcionales

Todos los recursos necesarios para el desarrollo de cada proyecto son asignados de tiempo completo y como el gerente de proyectos tiene plena autoridad administrativa sobre el equipo del proyecto la organización está en posición para responder al objetivo y a las necesidades del cliente porque cada equipo se dedica

estrictamente a un solo proyecto. Cuando el proyecto se termina, los miembros del equipo pueden ser despedidos a menos que sean asignados a otro proyecto.

Una organización de este tipo puede ser ineficaz en cuanto a costos, debido a la duplicación tareas o recursos en varios proyectos que se estén llevando a cabo al mismo tiempo, otro punto negativo a este tipo de organización es la escasa oportunidad para compartir experiencias y conocimientos entre los diferentes miembros de los equipos debido a que cada equipo está completamente enfocado en su propio proyecto no permitiendo la interacción con otros equipos de otros proyectos.

En una organización del tipo de proyectos, se requiere una planeación detallada, exacta y un sistema de control efectivo para asegurar la utilización óptima de los recursos del proyecto para completarlo con éxito (Gido & Clements, 1999). Cabe mencionar que este tipo de estructura suele utilizarse en empresas que desarrollan proyectos de gran magnitud y que suelen costar grandes cantidades de dinero y que duran mucho tiempo.

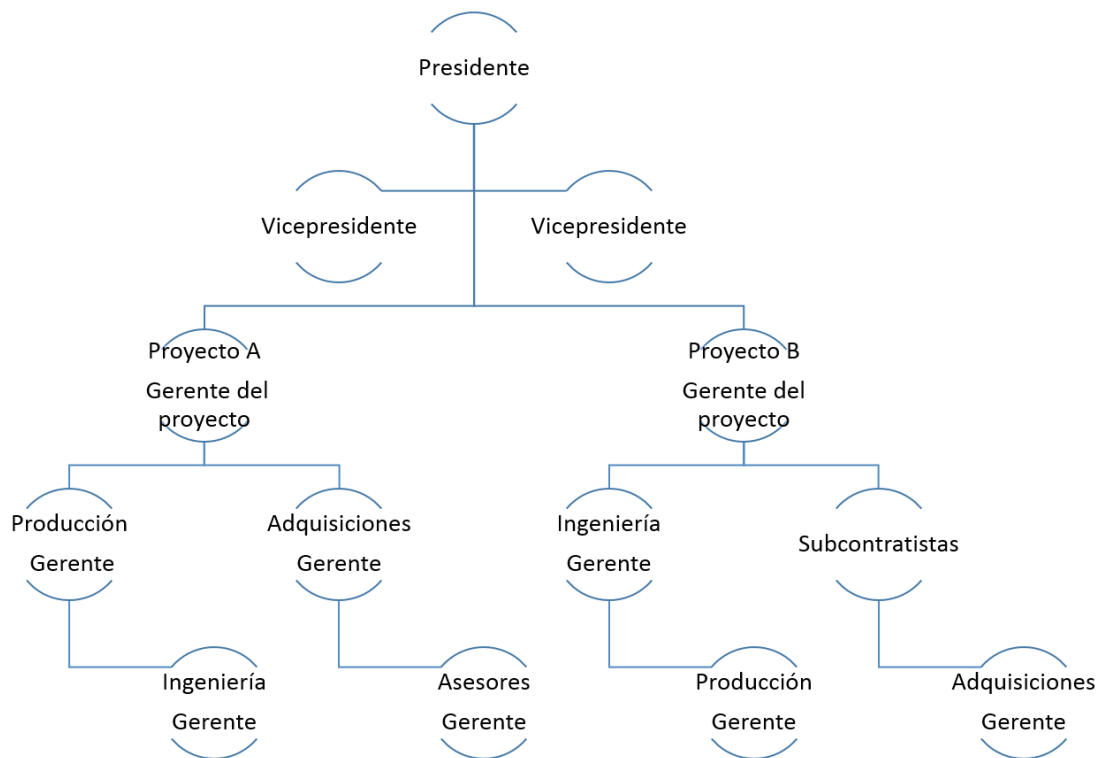


Fig. 7: Estructura organizacional de proyectos.

1.3.3 Estructura organizacional matricial.

La estructura de tipo matricial es una estructura híbrida que mezcla tanto la estructura de organización funcional como la de proyectos, conservando la experiencia funcional de la estructura funcional y el centro de atención en el proyecto y en el cliente de la estructura de proyectos. Esta estructura tiene un

enfoque multidisciplinario en donde todos trabajan como un todo con el objetivo de maximizar beneficios y minimizar costos, donde cada uno de los componentes del proyecto y funcionales en la estructura, tiene sus responsabilidades para contribuir en forma conjunta al éxito, asegurando la utilización efectiva de los recursos.

Todos los miembros asignados a un determinado proyecto constituyen al equipo del proyecto bajo el liderazgo de un gerente de proyectos que integra y unifica sus esfuerzos, proporcionando apoyo y una guía día a día.

En esta estructura matricial el gerente funcional es el responsable de cómo se van a realizar las tareas de trabajo asignadas y quien desempeñara cada tarea, es crítico especificar de quien depende el miembro del equipo y cuáles son sus responsabilidades y tareas a realizar, por esta razón está el gerente funcional proporcionando asesoría técnica y liderazgo a las personas asignadas a los proyectos, teniendo la responsabilidad de asegurar que todas las tareas asignadas a ese componente funcional se terminen en tiempo y forma.

Mientras que el gerente de proyectos tiene la responsabilidad de los resultados del proyecto, mientras que los gerentes funcionales son responsables de proporcionar los recursos necesarios para lograr los resultados. De esta manera es importante que en una organización de tipo matricial se expongan con claridad las responsabilidades de la administración del proyecto y las responsabilidades de la administración funcional.

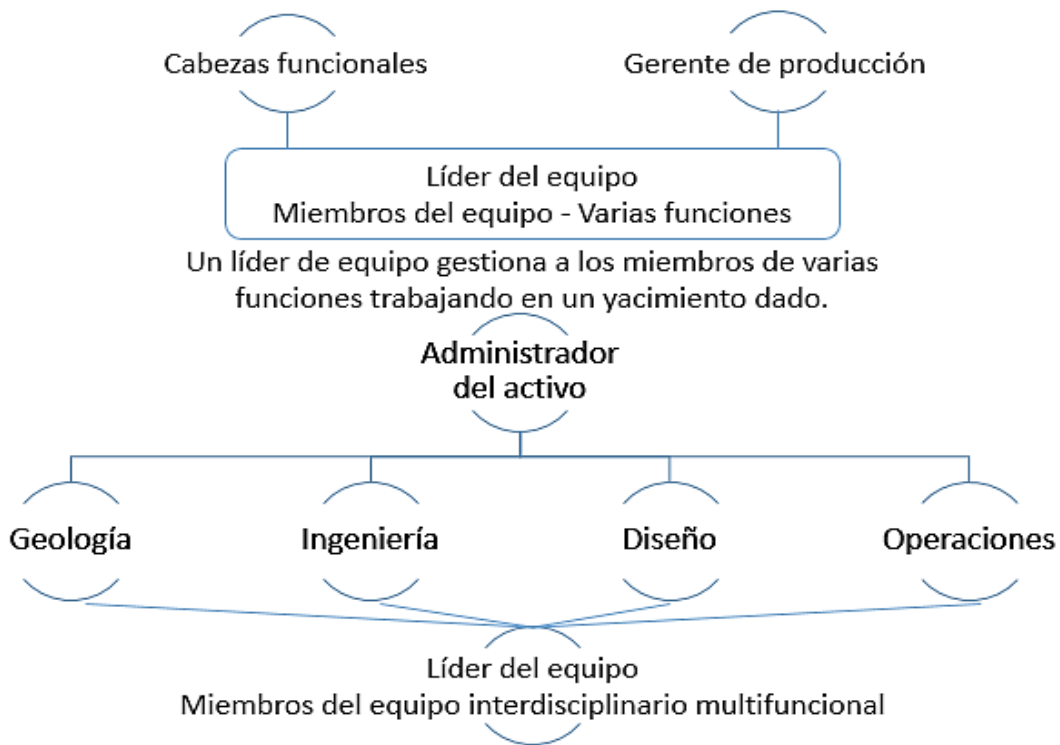


Fig. 8: Estructura organizacional matricial.

La figura anterior muestra como los miembros de un equipo trabajan bajo cabezas funcionales y un gerente de producción, donde las cabezas funcionales proveen direcciones funcionales y evaluaciones de desempeño y el gerente de producción provee la dirección del proyecto y enfoques en las necesidades de negocios.

La organización de tipo matricial proporciona oportunidades para los miembros de los componentes funciones del desarrollo de sus carreras, mediante la obtención de experiencia, haciéndolos más valiosos para algún proyecto futuro y la oportunidad de ser elegidos para puestos de más alto nivel. En esta organización se asegura la utilización efectiva de los recursos de la compañía, haciendo un uso efectivo de los recursos y minimizando costos globales para los proyectos y para la compañía. Este tipo de estructura permite una respuesta rápida, cuando se presenta un problema, porque tiene tanto una ruta horizontal (proyecto) como vertical (funcional), para el flujo de información, generando una estructura muy eficiente.

Cabe mencionar que Pemex en México el sistema organizacional más utilizado es el sistema organizacional por proyecto, es este tipo de estructura la empresa trabaja en múltiples proyectos a la vez, en distintas etapas de avance respectivamente y mediante diferentes equipos destinados para cada proyecto. Cada equipo de trabajo se concentra en un proyecto, en este sistema cada proyecto funciona por su propia cuenta, casi como si se tratase de una entidad independiente. Todos los recursos necesarios para el desarrollo de cada proyecto son asignados de tiempo completo. Un gerente de proyectos tiene plena autoridad administrativa sobre el equipo del proyecto. La organización está en posición para responder al objetivo y a las necesidades del cliente porque cada equipo se dedica estrictamente a un solo proyecto.

1.3.4 Ventajas y desventajas de las estructuras organizacionales

Estructura organizacional funcional

La estructura organizacional funcional reduce la duplicación y el traslape de actividades, al igual que proporciona beneficios relacionados con un ambiente en el que las personas pueden compartir y actualizar sus habilidades y conocimientos de su disciplina en particular. Sin embargo en este tipo de estructuras se puede presentar estrechez en sus puntos de vista con cada uno de los componentes funcionales, preocupados, sólo por su propio desempeño, no insistiendo en el trabajo en equipo con otras funciones, existiendo poca comunicación y el uso compartido de ideas con otras funciones. Tampoco se insiste en el centro de atención en el proyecto y las decisiones pueden ser egoístas en lugar de cuidar los mejores intereses del proyecto en general.

La estructura jerárquica ocasiona que la comunicación y en ocasiones la toma de decisiones sean lentas. La organización de tipo funcional carece del centro de atención en el cliente, existiendo una mayor fidelidad hacia la función, que hacia el proyecto o al cliente.

Estructura organizacional de proyectos

En una organización de tipo de proyectos, todas las personas del equipo de proyecto trabajan para el gerente del proyecto. Por consiguiente, éste tiene control total sobre los recursos, incluyendo autoridad sobre cómo se hace el trabajo y quién lo hace. No hay conflictos con otros proyectos con relación a las prioridades o los recursos, puesto que todos los recursos para un proyecto están dedicados totalmente al mismo.

La estructura de organización de proyectos puede ser ineficaz en cuanto a costos, debido a la subutilización de los recursos. Al estar asignadas las personas de tiempo completo al proyecto, tal vez exista el momento en que todo vaya lento y los miembros del equipo no estén trabajando a un alto nivel de productividad. Otro factor que aumenta la ineficacia en cuanto a costos es la posibilidad de duplicación de actividades en varios proyectos que se estén realizando al mismo tiempo.

En esta estructura hay un bajo nivel de transferencia de conocimientos porque las personas están dedicadas a trabajar en un proyecto. No tienen una sede funcional para que sea una fuente de experiencia y conocimientos compartidos. De la misma manera al final del proyecto las personas pueden ser despedidas si no hay un nuevo proyecto al cual puedan ser asignadas, pero un punto a favor es que este tipo de organización es en extremo sensible al cliente.

Estructura organizacional matricial

La estructura de organización matricial intenta tomar las ventajas tanto de la estructura funcional como la de proyectos, al mismo tiempo que supera sus desventajas.

La estructura matricial no proporciona el aprovechamiento de los recursos al hacer que los recursos humanos sean asignadas a trabajar de medio tiempo o si es necesario solo por un tiempo limitado a ciertos proyectos. Las personas en una función específica pueden estar trabajando en dos o más proyectos al mismo tiempo debido a que tienen una base funcional, permitiendo que estas puedan ser cambiadas entre proyectos según sea necesario, adaptándose a cualquier cambio en los proyectos.

Las personas en un componente funcional tienen una disciplina común y pueden colaborar unos con otros y aprender unos de otros. Además al finalizar el proyecto, pueden esperar para ser asignadas a otros. Sus conocimientos permanecen con la compañía, listos para ser usados en experiencias futuras. Conforme las personas trabajan en más y diversos proyectos, experimentando un mayor aprendizaje y crecimiento, traspasando sus conocimientos y habilidades de un proyecto a otro.

La estructura matricial también facilita una mejor comunicación, permitiendo la identificación de problemas y ofreciendo soluciones de conflictos más oportunas. Los miembros del equipo de proyectos tienen dos canales a través de los cuales

enviar un aviso sobre un posible problema pudiendo informar al gerente del proyecto y al gerente funcional, al igual los miembros de un equipo de proyectos en una estructura de organización matricial tienen una doble relación de dependencia, temporalmente dependen del gerente del proyecto, mientras que en lo administrativo siguen dependiendo de su gerente funcional

Por último, la organización matricial tiene su atención centrada en el cliente, siendo el gerente del proyecto el punto principal que ha sido designado para la comunicación con el cliente y las unidades funcionales son aquellas que respaldan los proyectos.

La figura 9 nos muestra una comparación de las ventajas y desventajas más importantes de cada una de las estructuras de organización.

	Ventajas	Desventajas
Estructura funcional	<ul style="list-style-type: none"> No hay duplicación de actividades Excelencia funcional 	<ul style="list-style-type: none"> Creación de “islas” de trabajo Respuestas lentas Carencia de enfoque al cliente
Estructura de proyectos	<ul style="list-style-type: none"> Control de los recursos Sensibilidad hacia los clientes 	<ul style="list-style-type: none"> Ineficiencia en costos Bajo nivel de transferencia de conocimientos entre proyectos
Estructura matricial	<ul style="list-style-type: none"> Uso eficiente de los recursos Experiencia funcional disponible para todos los proyectos Mayor aprendizaje y transferencia de conocimientos Mejor comunicación 	<ul style="list-style-type: none"> Dobles relaciones de dependencia Necesidad de equilibrio del poder

Fig. 9: Ventajas y desventajas de las estructuras organizacionales.

1.4 Contratos de Exploración Y Producción

La Reforma en el Sector de Energía impulsada por el gobierno mexicano desde los cambios constitucionales llevados a cabo en diciembre del 2013, donde esta reforma permite la inversión de empresas privadas, nacionales y extranjeras en la exploración y extracción de hidrocarburos, poniendo la responsabilidad de gestionar la propiedad de estos recursos en organismos regulatorios como la Secretaría de Energía (Sener), la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), Comisión Reguladora de Energía (CRE), la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, etc. Para que el gobierno comparta riesgos, atraiga nuevas fuentes de financiamiento e inversión y tecnologías.

Son establecidas diversas funciones y responsabilidades a la Sener, SHCP y a la CNH, cuyo objetivo fundamental es brindar certidumbre jurídica a los participantes, acceso a la información y crear las condiciones de competencia para el apropiado desarrollo de la industria.

La Sener es la encargada de seleccionar las áreas contractuales conforme a los criterios establecidos, y aprobar y emitir el plan quinquenal de licitaciones de dichas áreas y establecer el modelo de contratación para cada área contractual.

La SHCP es la responsable de establecer las condiciones económicas relativas a los términos fiscales de cada contrato, en donde la variable de adjudicación será de naturaleza económica y estará incluida en las bases de licitación.

La CNH es la encargada de emitir las bases de licitación y adjudicación, realizar las licitaciones para adjudicación, suscribir los contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos y administrar y supervisar, en materia técnica, los contratos para la explotación y exploración así también como es la responsable de la recolección, resguardo, uso, administración, actualización, y publicación de la información y estadística de hidrocarburos.

La CRE regula las actividades de transporte, almacenamiento, distribución, compresión, licuefacción y regasificación, así también como el transporte por ductos, almacenamiento, distribución y expendio al público de bioenergéticas por lo anterior también regula la generación de electricidad y los servicios públicos de transmisión y distribución energética.

Esta reforma tiene como objetivo maximizar los ingresos provenientes del petróleo y gas, garantizar la seguridad energética, fortalecer la competitividad energética del país, convirtiendo al sector energético en una palanca de desarrollo industrial y tecnológico, llevando a cabo la generación de valor en nuestro territorio nacional. Un punto muy importante en esta Reforma es que buscan producir hidrocarburos a un menor costo y como se mencionó con anterioridad permitiendo que empresas privadas complementen la inversión de Pemex mediante contratos de exploración y extracción de petróleo y gas, así también como obtener mejores resultados en condiciones competitivas de refinación, transporte, y almacenamiento, participando exitosamente en un contexto económico global extremadamente competitivo, reduciendo costos de energéticos alcanzando un desarrollo social y económico del país.

Existirán nuevos retos para las empresas productivas del estado en este caso Petróleos Mexicanos (Pemex) y la Comisión Federal de Electricidad (CFE), las cuales deberán reinventarse a partir de sus ventajas competitivas y de su conocimiento de mercados, para ser exitosas y crecer a largo plazo. Como propósito único para Pemex y para la Reforma Energética se busca como fin último la creación de valor, incrementando los ingresos para la nación.

1.4.1 Ley de Hidrocarburos

La Ley de Hidrocarburos establece los instrumentos primordiales de la Reforma Energética, en donde esta Ley establece el marco específico que se aplicaran en las actividades upstream¹, midstream² y downstream³. Esta ley es reglamentada de los artículos 25, párrafo cuarto, 27, párrafo séptimo y 28, párrafo cuarto de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en materia de hidrocarburos.

Partiendo de esta reforma, se permitirá la contratación por parte del estado mexicano, a través de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), de empresas extranjeras para realizar actividades de exploración y producción, utilizando las siguientes modalidades de contratos:

- Utilidad compartida
- Producción compartida
- Licencias
- Servicios

Antes de mencionar en qué consiste cada una de estas modalidades de contrato, se hablará un poco en qué consisten los contratos petroleros.

¿Qué es un contrato petrolero?

Existen muchos tipos de contratos petroleros, pero en este caso vamos a abarcar los más importantes y los estipulados en la Reforma Energética. Este tipo de contratos son los que se celebran entre el gobierno y alguna compañía petrolera internacional o nacional, a través de este contrato el gobierno mexicano concederá derechos a compañías petroleras para llevar a cabo operaciones petroleras en las áreas licitadas del país. De esta manera los contratos petroleros se pueden definir como una característica clave, bajo una constelación o red formada por leyes y regulaciones.

Estas leyes y regulaciones son conocidas como régimen petrolero, en donde este es una jerarquía empezando por la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, pasando por la leyes de hidrocarburos correspondientes, regulaciones

¹ Las actividades Upstream son todas aquellas que van desde la exploración y explotación que incluyen la búsqueda de yacimientos de crudo y gas natural, la perforación de pozos exploratorios, y la perforación y operaciones en los pozos para extraer hidrocarburos.

² Las actividades Midstream abarcan el transporte, almacenamiento y comercialización de productos crudos o refinados, derivados del petróleo, así también como de gas natural.

³ Las actividades Downstream incluyen las tareas de refinación del petróleo crudo y el procesamiento del gas natural, así como la comercialización y distribución hasta el consumidor de productos derivados del petróleo crudo y gas natural.

y normas, y finalmente terminando con un contrato petrolero. De esta manera el contrato petrolero debe cumplir con lo estipulado en la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en las leyes de hidrocarburos y en las regulaciones y normas respectivas englobándolo todo en un contrato petrolero, siendo este una parte del régimen petrolero.

Por lo tanto, un contrato para la exploración y extracción es un acto jurídico que suscribe el estado mexicano, a través de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, por el que se conviene la exploración y/o extracción de hidrocarburos en un área contractual y con una duración específica, tanto para empresas productivas del estado como para particulares (Contreras, 2014).

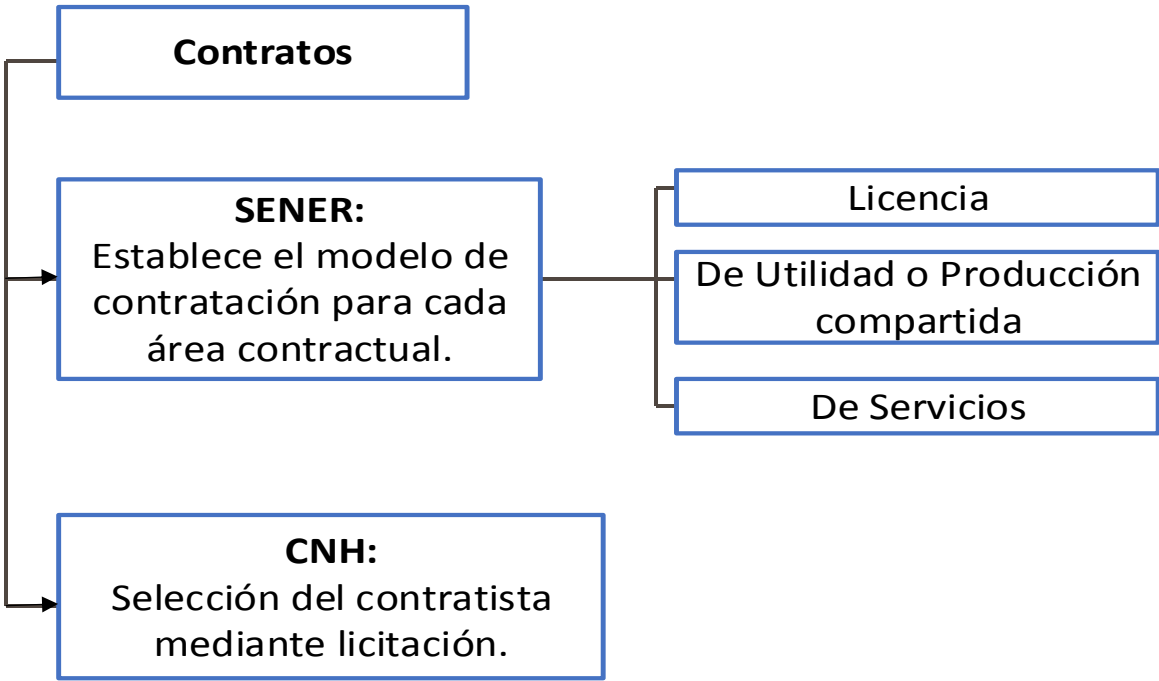


Fig. 10: Modelos de contratación.

1.4.2 Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos

La Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos tiene por objetivo establecer, el régimen de los ingresos que recibirá el Estado Mexicano derivado de las actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos que se realicen a través de las Asignaciones y Contratos, así como las contraprestaciones que se establecerán en los Contratos, también establece las disposiciones sobre la administración y supervisión de los aspectos financieros de los Contratos y las obligaciones y rendición de cuentas, todo lo anterior con el objetivo último de capturar de forma eficiente la renta por la extracción de los recursos petroleros de México, guiándolo todo a la generación de valor y al desarrollo del país.

Hasta antes de la Reforma Energética, únicamente existía un régimen de derechos establecido en la Ley Federal de Derechos, aplicable únicamente a Pemex. Dicho régimen es transferido a esta ley. Finalmente, es importante mencionar que la aplicación de esta ley está acompañada de otras leyes y regulaciones tales como la Ley del Impuesto Sobre la Renta y la Ley del Impuesto al Valor Agregado.

La Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos establece cuatro modelos de contratos que han sido aprobados. Es preciso señalar que la forma en que el Estado “capturará” la renta petrolera, es a través de las contraprestaciones que sean establecidas para cada contrato y del Impuesto Sobre la Renta (ISR) que se genere, en el caso de los contratos.

1.4.3 Modelos De Contratación

- Contratos De Licencia

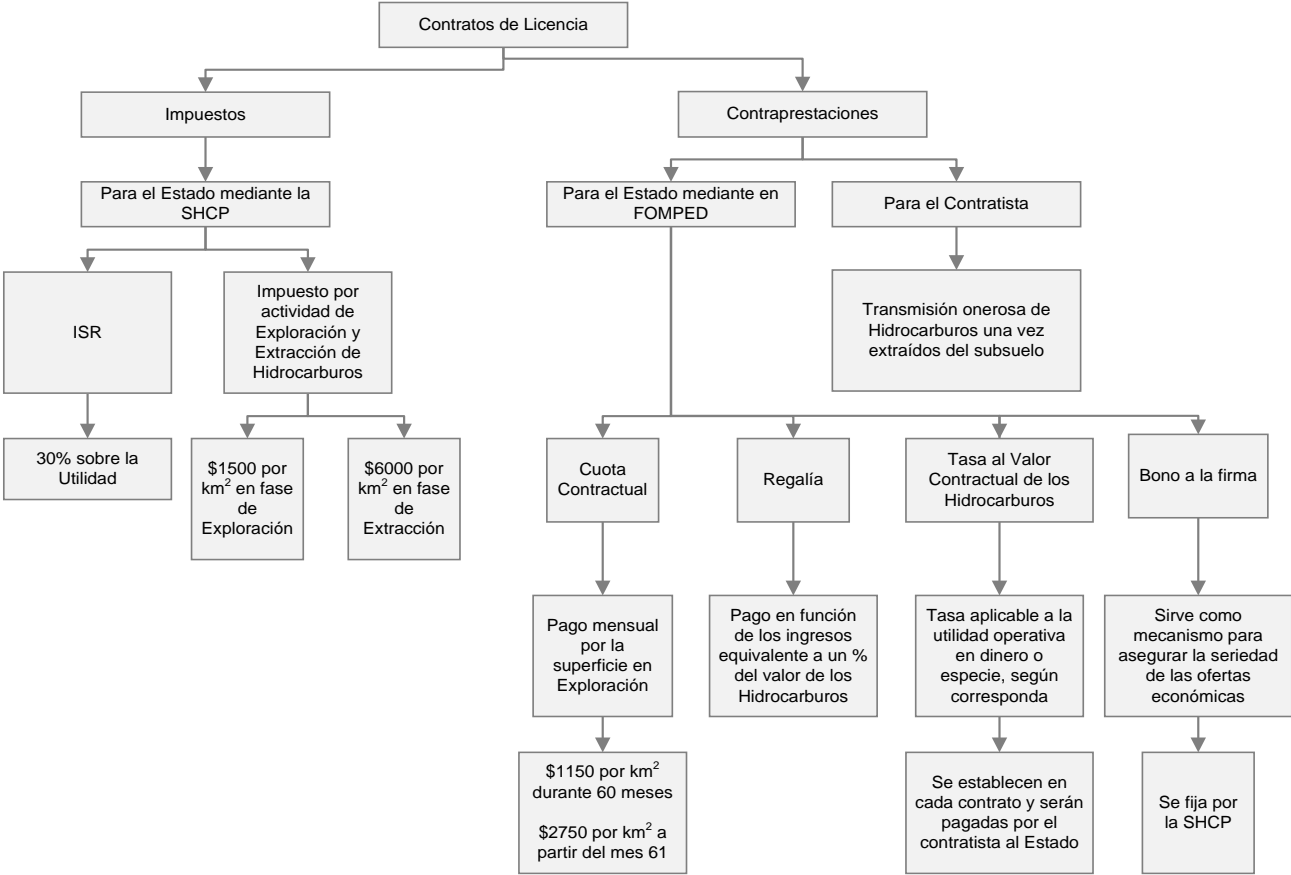


Fig. 11: Contratos de licencia.

- Contratos De Utilidad Compartida y Producción Compartida

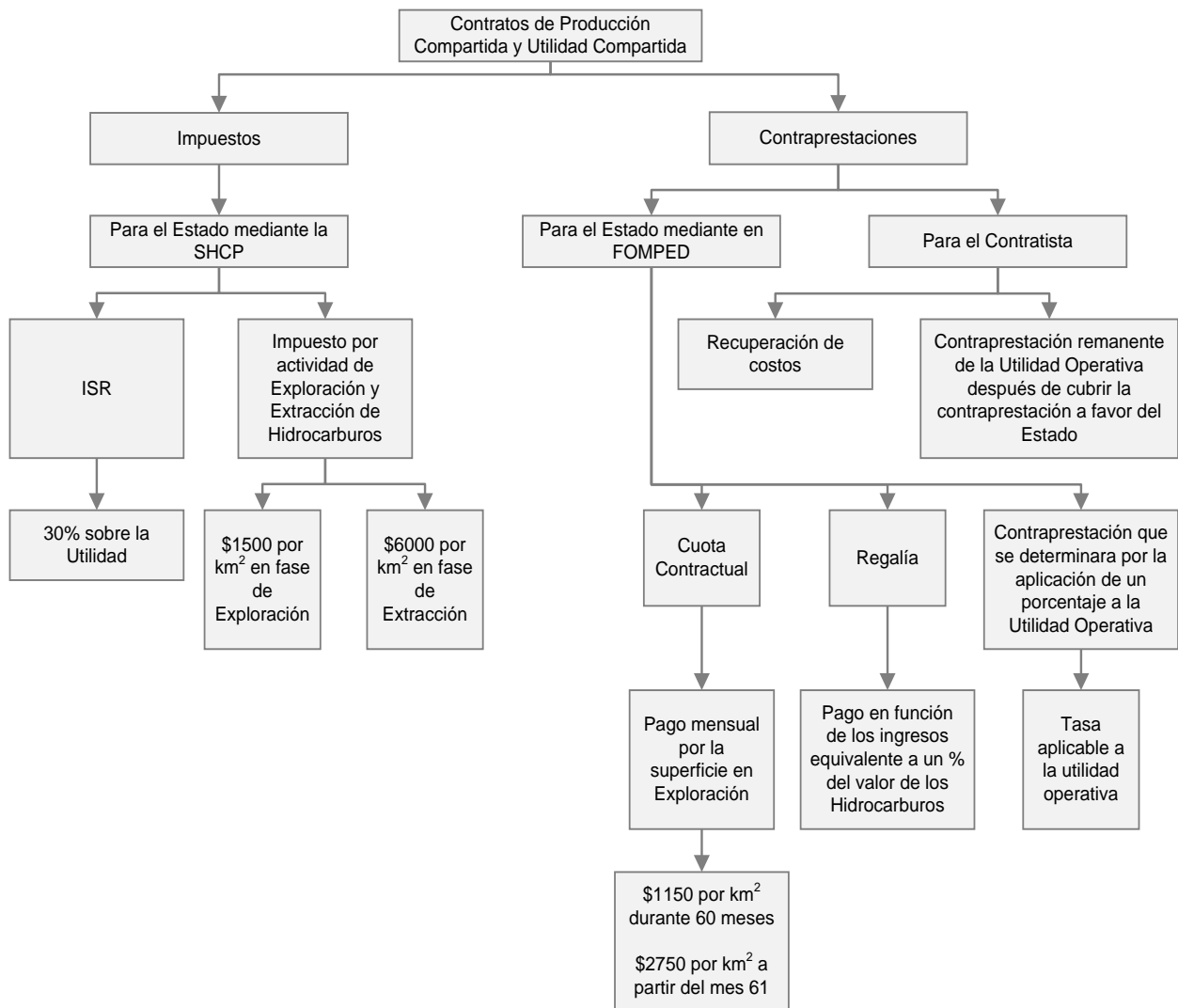


Fig. 12: Contratos de utilidad y producción compartida.

En los contratos de utilidad compartida, los Contratistas entregaran la totalidad de la Producción Contractual al Comercializador, el cual entregara los ingresos producto de la comercialización al Fondo Mexicano del Petróleo. El FOMPED conservara las contraprestaciones que correspondan al Estado y pagara al Contratista las contraprestaciones que en su caso le correspondan cada periodo conforme se señale en el contrato.

Conforme a la naturaleza de los Contratos de producción compartida, las Contraprestaciones establecidas, se pagaran al contratista en especie, con una proporción de la Producción Contractual de Hidrocarburo que sea equivalente al valor de dichas Contraprestaciones. El estado determinara en el Contrato las

Contraprestaciones que el contratista deberá entregar en especie al Comercializador, el cual entregara los ingresos producto de su comercialización al FOMPED

- Contratos De Servicios

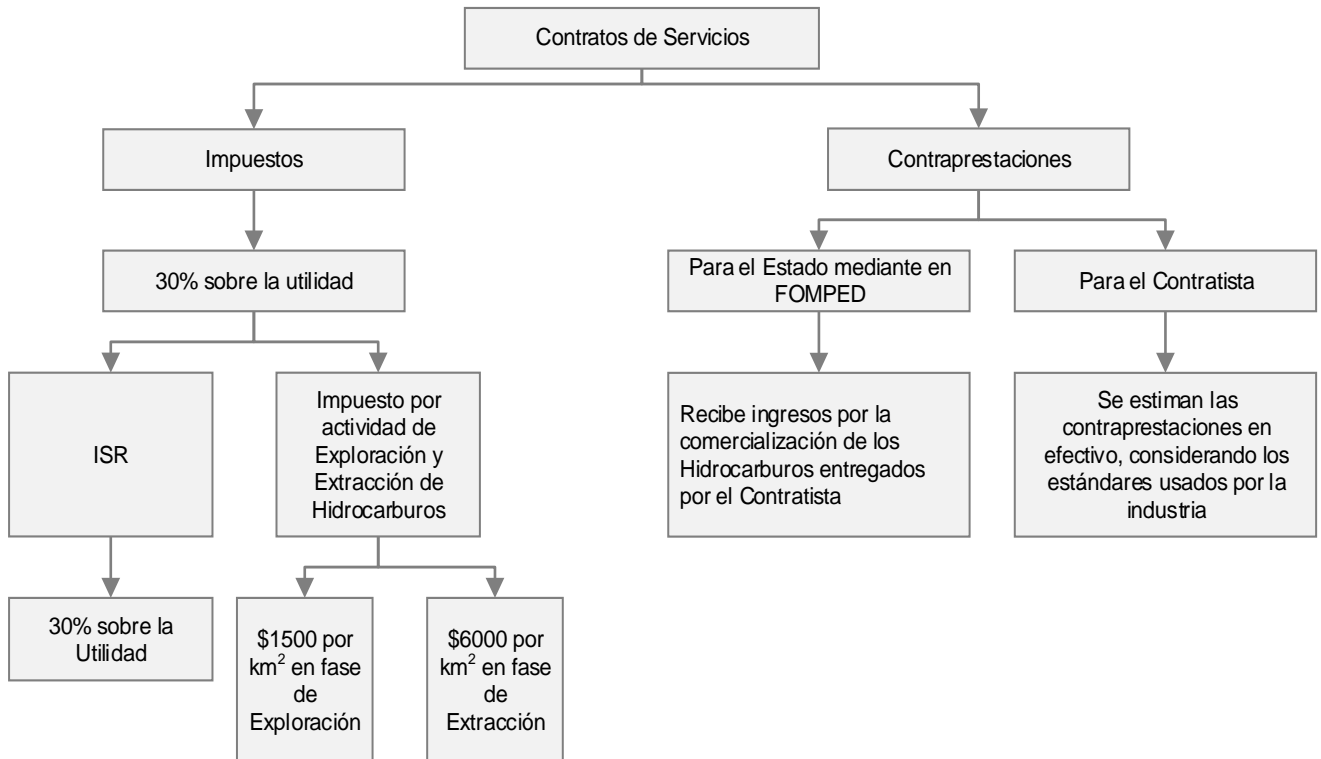


Fig. 13: Contratos de servicios.

En los contratos de servicios de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, los contratistas entregarán la totalidad de la Producción Contractual al Estado y las contraprestaciones a favor del contratista serán siempre en efectivo y se establecerán en cada contrato considerando los estándares o usos de la industria.

Las contraprestaciones a favor del contratista establecido en los contratos de servicios se pagarán por el FOMPED con los recursos generados por la comercialización de la producción contractual que derive cada contrato de servicios.

En los casos en que se pretendan celebrar Contratos diferentes a los señalados en la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos, la Secretaria de Energía determinara las contraprestaciones correspondientes, de entre las mencionadas en esta Ley o una combinación de las mismas, con el objetivo único de siempre buscar la maximización de los ingresos para Nación.

Mediante las contraprestaciones el Estado capturará la renta petrolera, estas contraprestaciones serán establecidas para cada contrato, al igual que la renta petrolera se capturara mediante el Impuesto Sobre la Renta (ISR) que se genere. A continuación se presenta un resumen de estas.

Contraprestaciones	Descripción	Contratos aplicables	Tipos
Bono a la firma del contrato	Cuota única al inicio, por el simple hecho de ser otorgado un contrato	Licencia	Único
Regalías	Regalía sobre el precio de los hidrocarburos (mensual)	Licencia Utilidad compartida Producción compartida	Petróleo Gas natural asociado Gas natural no asociado Condensados
Cuota Contractual para Fase Exploratoria	Cuota por el área contractual que esté en etapa de exploración y aún no produzca (mensual)	Licencia Utilidad compartida Producción compartida	Primeros 60 meses Mes 61 en adelante
Contraprestación a la utilidad de operación	Tasa predeterminada en el contrato aplicable sobre la utilidad operativa (mensual)	Utilidad compartida Producción compartida	Único
Contraprestación al valor de los hidrocarburos	Tasa predeterminada en el contrato aplicable sobre el valor contractual de los hidrocarburos (mensual)	Licencia	Único

Fig. 14: Contraprestaciones para la captura de la renta petrolera.

Como se puede observar las variables de los contratos, siempre van enfocados en todos los casos a un sentido económico, siempre y en todos los casos maximizando los ingresos para el Estado mexicano, logrando tener un beneficio para el desarrollo

a largo plazo. Estos modelos de contratación brindan oportunidades para las empresas nacionales y extranjeras, que pueden participar prácticamente en todos los sectores industriales y de servicios relacionados con la Industria Energética, pero esto siendo una gran oportunidad para las empresas, es una oportunidad mayor para México para el desarrollo de oportunidades, la posición de este país, estando al lado de la economía más grande del mundo y la ubicación estratégica que tiene, da acceso a dos océanos, colocándolo en una posición privilegiada para invertir y realizar negocios, donde las necesidades de inversión en el corto, mediano y largo plazo brindan grandes oportunidades de negocio y no solo eso, le brinda una oportunidad para aprender y llegar a ser una fuente de generación de valor para este país, pudiendo llegar a ser algo más que un país que solo se dedica a la contratación de empresas privadas.

2. METODOLOGIA PARA EL DISEÑO DE PROYECTOS Y LINEAMIENTOS

2.1 Metodología Front End Loading (FEL)

Las empresas exitosas tienen una característica fundamental en cualquier giro de negocios, la capacidad que muestran al adaptarse y transformarse al responder a cambios que demanda el entorno de negocio, como consecuencia de las realidades geopolíticas y económicas globales, en la industria petrolera esto es notorio, gobernado históricamente por la alta volatilidad de los precios del petróleo y gas.

Empresas y organizaciones petroleras que realizan evaluaciones especializadas en la planeación de proyectos, les dan a conocer que siempre existe oportunidad de mejorar una planeación y control de proyectos, conforme al grado de definición, desviaciones de calidad, costos y tiempos de ejecución con respecto a lo planeado. Una mejora en la definición de proyectos ayuda a las operadoras petroleras a maximizar la captura de valor de las mismas, mejorando su rentabilidad y competitividad, conformando una cartera de proyectos altamente rentable.

La metodología Front End Loading (FEL) por sus siglas en inglés o Visualización Conceptualización y Definición (VCD) por sus siglas en español, es una herramienta poderosa utilizada para optimizar el grado de definición de un proyecto, reduciendo su incertidumbre y nivel de riesgo. Al cumplir con este tipo de metodología permite llevar a cabo un proyecto de manera ordenada, documentada y secuencial, con niveles de verificación adecuados en cada fase, para definir sólidamente un proyecto, de tal forma que garantice mayor precisión y calidad al momento de su ejecución, maximizando la aportación de valor, con un mínimo de desviaciones con respecto a lo planeado. En otras palabras con esta metodología se puede lograr tomar la mejor decisión a partir de una serie de opciones, optimizando un proyecto, logrando obtener el mayor valor económico posible, desarrollando proyectos competitivos basados en la consideración y comprensión de todos los factores clave.

La metodología FEL o VCD se puede definir de acuerdo a la Independent Project Analysis Inc. (IPA) como un proceso que traduce las oportunidades de negocio y tecnología a un proyecto de inversión, donde los objetivos del proyecto estén alineados con los objetivos de negocio, para desarrollar el más eficiente diseño del proceso y plan de ejecución para lograr los objetivos del proyecto. FEL continúa desde que el proyecto correcto es seleccionado, y termina hasta el final. Lo anterior define ¿Qué estamos haciendo?, ¿Cómo lo estamos haciendo?, ¿Quién lo estará haciendo?, ¿Cuándo se estará haciendo? y ¿Qué recursos se necesitan?

El FEL (CVD) juega un papel muy importante para calcular el costo del proyecto y la elaboración y desarrollo de los objetivos, teniendo como un objetivo primordial el

proveer un orden detallado en la planificación con un paquete bien definido para minimizar los cambios y las correcciones durante la ejecución del proyecto.

La ejecución de todo proyecto debe pasar por 6 fases, a saber visualización, conceptualización, definición, ejecución, operación y abandono. El FEL (VCD) se realiza en tres fases: Visualización (FEL-I), Conceptualización (FEL-II) y definición (FEL-III), cabe resaltar que previo a estas tres etapas existe otra llamada “Pre-FEL”. Cada una de estas identifican y evalúan las incertidumbres y riesgos, para establecer estrategias para administrarlas, determinando y delimitando los objetivos y el alcance del proyecto, además de efectuar evaluaciones técnico económicas de las opciones, con el fin de procurar la máxima rentabilidad posible de los proyectos de inversión y minimizar la variación entre lo planeado y la ejecución real en cuanto a alcance, costo, calidad y tiempo, asegurando de esa forma los resultados esperados.

Las primeras fases de la ejecución de un proyecto, las etapas de visualización, conceptualización y definición, corresponden a la etapa de planeación y elaboración del proyecto, donde se determinan las características y los beneficios a los que se quieren llegar, con el fin de obtener los recursos que se necesitaran para su ejecución. Estas tres etapas son llevadas a cabo con la metodología FEL (CVD) que establece una forma ordenada, documentada y secuencial, con niveles de verificación (niveles de decisión), que definen sólidamente el proyecto, de tal forma que garantice la mayor precisión y calidad posible al momento de su ejecución, maximizando la generación y captura de valor, con un mínimo de desviaciones con respecto a lo planeado.



Fig. 15: La metodología FEL (VCD) dentro de las fases de planeación y elaboración de un proyecto.

Durante el ciclo de vida de un proyecto se observa que la mayor captura de valor al menor costo ocurre en la fase de planeación y diseño, mismo que representa un 5% de la inversión total con un impacto en el 95 % restante de las inversiones. Es por ello que se hace fundamental que los proyectos de inversión sean diseñados siguiendo la metodología FEL (VCD).

Una de las características fundamentales de la metodología es que fortalece el proceso de toma de decisiones, pues sigue rigurosamente hitos de decisión debidamente documentados en los “Documentos de Soporte de Decisión” (DSD), los cuales sintetizan la información del avance de cada una de las fases y contiene un resumen de los aspectos más relevantes de estas, la función más importante de este documento es presentar los elementos que soporten la toma de decisión. Igualmente, la metodología permite realizar con todo detalle la etapa de planeación, diseño y formulación de un proyecto, identificando a tiempo los riesgos y las desviaciones posibles, evaluando escenarios a fin de seleccionar la mejor opción y obtener una definición documentada del alcance del proyecto antes de su ejecución real.

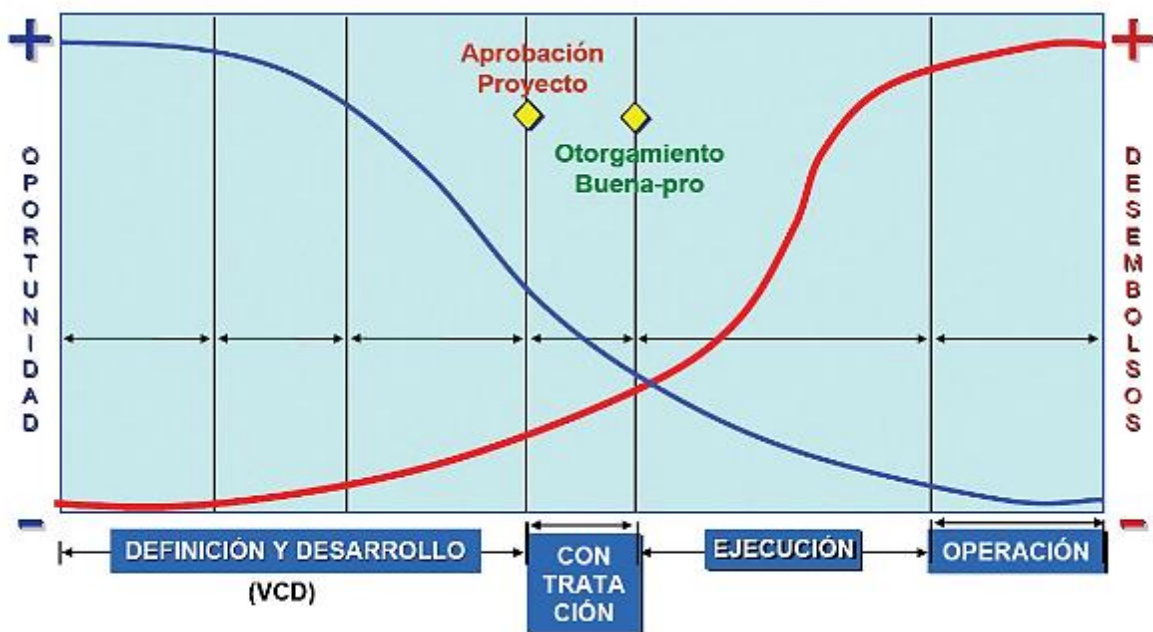


Fig. 16: Relación entre la oportunidad de captura de valor y el costo.

En la figura anterior, puede verse la relación entre la identificación y captura de valor (curva azul) y el costo o nivel de esfuerzo físico y financiero asociado (curva roja). Nótese que en las etapas tempranas del proyecto, correspondientes a las fases del VCD, es donde se dan las mayores oportunidades para la identificación del valor.

En el punto de encuentro de las curvas mencionadas, cuando se inicia la fase de ejecución, se puede apreciar que en esta sección existe una menor posibilidad de identificación de valor y en donde se llevan a cabo las inversiones fuertes del proyecto, por eso es necesario asegurar la correcta y completa realización de la metodología FEL (VCD) de todos y cada uno de los proyectos, para llevarlos a un nivel de definición adecuado, antes de solicitar los fondos para su ejecución, pues está plenamente comprobado que la ejecución de proyectos sin aplicar VCD genera cambios importantes, con las consecuentes desviaciones en calidad, costo y tiempo, afectando el logro de los objetivos planeados y la rentabilidad integral del portafolio de proyectos.

2.1.1 Pre-FEL

En esta etapa se realiza una introducción a la metodología FEL (VCD) con el fin de informar al equipo de trabajo los pasos que se llevaran a cabo subsecuentemente y se capacita a aquellos miembros que no estén familiarizados con la metodología para que se integren al esquema de trabajo que se requerirá en los pasos siguientes, al igual durante esta etapa introductoria se realizan las siguientes actividades, como la reunión inicial, documentación de descripción del proyecto, inventario y caracterización de información, comprobar la alineación de proyecto con las estrategias corporativas, identificación de las principales categorías de decisión y oportunidades; verificar la disponibilidad, accesibilidad, calidad y complejidad de los datos, sistemas y modelos requeridos para el desarrollo exitoso del proyecto, también se realiza la selección de las disciplinas que requiere el proyecto para formar el equipo de diseño, especificando la organización. Se lleva a cabo la especificación de los roles, responsabilidades, entregables, recursos físicos y financieros.

Objetivos de la etapa de Pre-FEL.

- Identificar oportunidades de negocio.
- Comprobar la alineación del proyecto con las estrategias corporativas.
- Describir la situación física y actual del proyecto perteneciente a la cartera de inversión.
- Especificar los recursos físicos necesarios para el proyecto.
- Identificar e integrar un equipo profesional.
- Establecer el alcance.

El líder del proyecto debe enunciar el objetivo general como los objetivos específicos del proyecto, al igual que deberá dar a conocer los diagramas de flujo para las fases de Visualización, Conceptualización y Definición. Dentro de las actividades que se llevan a cabo en esta etapa introductoria denominada Pre-FEL a continuación se detallan algunas actividades importantes.

- **Identificación de oportunidades:** Esta es una parte muy importante en donde se tienen que identificar las oportunidades que generen mayor valor, teniendo una visión de éxito del proyecto, también se debe realizar un diagrama de oportunidades y matriz de decisiones preliminar, en el que se identifican posibles procesos, tecnologías, actividades, etc. cuya combinación pueda crear múltiples escenarios para alcanzar los resultados esperados del proyecto.
- **Definición del alcance del proceso FEL:** Esta parte sirve para determinar la cantidad de los requisitos de calidad y cantidad de los entregables, así como la descripción y el programa de los recursos necesarios para cumplir con estos requerimientos, esta definición del alcance, debe tomar en cuenta, el dimensionamiento del proceso FEL (VCD), las fases y macro-actividades a ser desarrolladas y las categorías de decisiones, complejidad, rangos técnicos y operacionales cubiertos.
- **Revisión de roles y responsabilidades:** Se deben especificar los roles y responsabilidades de cada integrante del equipo del proyecto, para cada una de las tareas que se llevarán a cabo tomando en cuenta la identificación de nuevas tecnologías y las mejores prácticas a ser aplicadas. En esta parte se cuestiona a los miembros del equipo de proyectos si tienen claro cuáles son sus roles y responsabilidades, ya que la correcta comprensión de ellos tendrá un mejor impacto en el éxito del proyecto
- **Asegurar recursos:** Se verifica que se cuenten con los elementos necesarios para cada etapa del FEL (recursos humanos, tecnológicos y financieros).
- **Revisión de documentos:** Esta sección considera los requerimientos corporativos, planes estratégicos corporativos, el ciclo de planeación junto con las tareas y una propuesta de ejecución para cada una de las actividades con los recursos humanos, tecnológicos y financieros a cada tarea.
- **Preparación de la información requerida:** Se asegura que se cuenten con todos los datos (análisis comparativos, históricos, relaciones empíricas, etc.) y la información necesaria para cada etapa del FEL (reservas, producción, perforación y terminación de pozos, instalaciones, etc.)

2.1.2 Fase de Visualización (FEL- I)

Esta etapa de visualización, es una etapa de identificación de oportunidades, generación y evaluación de estudios técnico-económicos preliminar a todas las opciones posibles para su ejecución, así como el análisis para identificar las incertidumbres y riesgos mayores que puedan afectar el diseño y continuación para alcanzar los objetivos.

El objetivo de esta etapa es identificar y evaluar en forma preliminar la factibilidad técnico-económica de todos los esquemas posibles que el equipo de trabajo visualice para la materialización de nuevas oportunidades. Es decir, una vez que se han identificado posibles oportunidades que puedan generar valor y cumplan con los objetivos y con el alcance estipulado, estas deben de someterse a una cierta cantidad de definición, incluyendo una evaluación técnica-económica, un calendario de eventos y el desarrollo de un rango de costos estimados, a medida que el proyecto propuesto se define mejor, los modelos económicos y las evaluaciones de negocios pueden evaluar la importancia estratégica del proyecto y sus actividades, así como el potencial financiero.

Para el caso de la industria petrolera, en esta etapa como se mencionó anteriormente se plantean todas las opciones y posibles escenarios a evaluar considerando los requerimientos tecnológicos y la evaluación económica del proyecto, siempre considerando los riesgos e incertidumbres que se puedan presentar, a fin de tener una noción un poco más precisa de los posibles escenarios que podrán pasar a la siguiente etapa.

En esta etapa se consideran las siguientes actividades:

- Inicialización. En esta etapa se pretende llevar a cabo la alineación del equipo que realizará el proyecto en la fase de Visualización. Se realiza el repaso de la metodología VCD, con especial cuidado en los entregables. Se revisan los roles y responsabilidades, análisis de riesgos e incertidumbres, toma de decisiones y la administración de proyectos.
- Revisión de la metodología VCD. Se revisa con mayor énfasis el diagrama de flujo de la fase de Visualización, elaborado en la fase de Pre-FEL.
- Identificación de oportunidades y escenarios: Se deben de identificar y jerarquizar adecuadamente los escenarios en el ámbito técnico, de complejidad y aspectos económicos, con la finalidad de reconocer cuál de

estos escenarios se adecua mejor al desempeño del proyecto y cual tiene mayores probabilidades de cumplir con los objetivos.

- Clasificación de riesgos: Se deben considerar todos los riesgos posibles en todos los escenarios presentes a lo largo del proyecto.
- Medición de costos: Se debe realizar un análisis técnico económico para poder comparar los escenarios en el ámbito económico y conjuntarla con el aspecto técnico.
- Establecer Indicadores Clave de Desempeño (ICD): Los indicadores de desempeño son medidas utilizadas para medir el éxito de un proyecto. Estos indicadores son utilizados continuamente a lo largo del ciclo de vida de un proyecto, para evaluar con precisión su desempeño y resultados. Estos indicadores son económicos, ambientales, operativos, de seguridad y sociales.
- Cálculo de indicadores de rentabilidad adecuados, para determinar la conveniencia de llevar a cabo el proyecto.

- Valor Presente Neto (VPN): El VPN indica el valor al día de hoy de flujo de efectivo generado por el proyecto generado en el horizonte de evaluación.

$$VPN = -I + \sum_{n=1}^N \frac{Q_n}{(1+r)^n}$$

Donde:

VPN = Valor Presente Neto

Q_n = Flujo de caja en cada periodo del tiempo

I = Valor de la inversión inicial

N = Número de periodos considerados

r = Tasa de descuento

- Desviación Estándar del Valor Presente Neto (DSVPN).

$$Z = \frac{VPN^* - \overline{VPN}}{\sigma_{VPN}}$$

Donde:

Z = Desviación Estándar del Valor Presente Neto

\overline{VPN} = Valor esperado del valor presente neto

VPN^* = Valor presente neto

σ_{VPN} = Desviación estándar de la distribución de probabilidad

- Tasa Interna de Retorno (TIR): La TIR indica la rentabilidad de realizar un proyecto, también la tasa de descuento que hace que el VPN sea igual a cero.

$$VPN = -I + \sum_{n=1}^N \frac{Q_n}{(1 + TIR)^n} = 0$$

Donde:

VPN = Valor Presente Neto

Q_n = Flujo de caja en cada periodo del tiempo

I = Valor de la inversión inicial

N = Número de periodos considerados

TIR = Tasa Interna de Retorno

Cabe mencionar que para el uso de este indicador, la TIR solo es útil para proyectos que se comportan normalmente, cuando los primeros flujos de caja son negativos y los siguientes son positivos, lo anterior hace mención a que si se cambia el signo más de una vez de los flujos netos del proyecto, se pueden obtener diferentes valores de TIR. Lo esperado con esto es aceptar proyectos que sean mayores o iguales a la tasa de descuento.

- Valor Presente de Inversión: Resulta de la suma de las inversiones descontadas a una tasa de interés establecida.

$$VPI = \sum_{n=1}^N \frac{INV_n}{(1 + r)^n}$$

Donde:

VPI = Valor Presente de Inversión

INV = Inversión

N = Número de periodos considerados

r = Tasa de descuento

- Eficiencia de Inversión (VPN/VPI): Se define eficiencia de inversión a la rentabilidad que se obtiene, en términos reales, por cada unidad monetaria invertida.

$$EI = \frac{VPN}{VPI}$$

Donde:

EI = Eficiencia de inversión

VPN = Valor Presente Neto

VPI = Valor Presente de Inversión

- Valor Presente de Costos (VPC): Resulta de la suma de los costos de efectivo descontados a una tasa de interés estipulada.

$$VPC = \sum_{n=1}^N \frac{C_n}{(1+r)^n}$$

- Costo de producción.
- Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI): Este indicador permite medir el plazo de tiempo que se requiere para que los flujos netos de efectivo de una inversión recuperen su costo o inversión inicial.
- Evaluación de escenarios: Cada escenario debe ser evaluado, obteniendo los perfiles probabilísticos, las actividades, tiempos y los costos asociados, así como los indicadores clave para el desempeño del proyecto.
- Alineación con las estrategias: Deberá asegurarse que el proyecto que se esté ejecutando sea acorde a las necesidades y los propósitos del mismo.
- Enfoque en rapidez, no en precisión: Debido a que la selección de escenarios factibles es prioridad, se hace revisión de los aspectos que pueda cumplir tomando en cuenta las restricciones antes establecidas, posteriormente en la conceptualización con un análisis más detallado se desecharan aquellas que no son viables.
- Plan de mitigación: Una vez preseleccionados y jerarquizados los escenarios de acuerdo al valor y riesgo, se debe elaborar un plan de mitigación a corto, mediano y largo plazo con la finalidad de reducir las incertidumbres de la siguiente fase.

- Entregables: El entregable más importante en esta etapa es el Documento de Soporte de Decisión (DSD).

2.1.3 Fase de Conceptualización (FEL- II)

La fase de conceptualización o también denominada fase de Ingeniería Conceptual es el inicio del planeamiento del proyecto a fin de seleccionar una alternativa tecnológica y avanzar en las definiciones de la misma, es donde se evalúan con más profundidad los escenarios identificados y las soluciones tecnológicas incorporadas previamente y se selecciona el mejor escenario mediante la cuantificación de los riesgos y la evaluación económica así como el desarrollo de la ingeniería conceptual.

El desarrollo del análisis económico y diseño deben de ser más aproximados a los retos a afrontar que en la etapa anterior, en donde se eligen aquellos que proporcionan mayores probabilidades de ser exitosos. Además se cuantifican riesgos, generando los planes de mitigación para estos, que fueron identificados en la etapa de visualización permitiendo seleccionar la mejor opción técnico-económica para el proyecto. En esta fase de conceptualización una vez evaluados los escenarios con mayor potencial para ser desarrollados, se tiene que realizar un ultima selección, seleccionando el mejor escenario para su desarrollo, así mismo se lleva a cabo el desarrollo de la ingeniería conceptual y el estimado de los indicadores económicos, determinando la rentabilidad y el valor esperado, cumpliendo con los objetivos de negocio.

El resultado concreto final del FEL- II como se ha mencionado anteriormente, siendo este el objetivo primordial es la selección de un único proyecto que es la mejor opción que se adecua mejor a los resultados que se esperan en el proyecto. Al escoger el mejor escenario a través de la cuantificación de riesgos y evaluación económica, se lleva a cabo el desarrollo de la ingeniería conceptual y el estimado de los indicadores económicos del mismo. Las principales actividades durante esta etapa de conceptualización son:

- Selección del mejor escenario.
- Utilización de Modelos Analíticos, Balance Materia, Numéricos, etc.
- Ingeniería conceptual.
- Evaluación económica

Las actividades que se desarrollan en esta etapa son:

- Revisión del FEL-I: Es de suma importancia revisar detalladamente la información que proviene de la etapa FEL-I, con la finalidad de que den continuidad a la metodología FEL y corroborar que la información sea correcta, ya que la documentación desarrollada en la etapa de visualización es el punto de partida para el desarrollo de la etapa de conceptualización.
- Revisión y/o ajuste de los parámetros: En comparación con la etapa anterior, en la etapa de conceptualización se fundamenta en el grado de profundización del diagnóstico de todos los parámetros que influyan en el proyecto, incorporando toda la información disponible, realizando un ajuste o solo la revisión de la información.
- Ajuste y/o revisión del modelo integral: Se debe de revisar y ajustar el modelo de cada uno de los escenarios que pasaron a la fase de visualización aumentando la confiabilidad de cada uno de ellos, mejorando los resultados de los mismos. Como objetivo único, este ajuste tiene la finalidad de proveer una herramienta más confiable para la selección del mejor escenario.

En el caso de que se tenga incertidumbre en las reservas y/o pronósticos de producción, se utilizarán modelos especializados para su evaluación, ya sea el caso de modelos analíticos, modelos de balance de materia, modelos numéricos, etc.

- Evaluación de escenarios: Con la identificación de las variables inciertas y de decisión, dependencia entre variables, posibilidades para mezclas de opciones y metas. El objetivo de la evaluación de los diferentes escenarios seleccionados es permitir durante la jerarquización final, que todos los escenarios sean comparados en su mejor nivel, evaluando cada una de las variables de cada uno en los resultados que se reflejarán al final de proyecto.
- Selección de escenario final: Mediante la jerarquización de escenarios basados en los indicadores económicos, técnicos y de riesgos cuantificados. La selección del escenario final debe realizarse mediante el apoyo y participación de trabajo multidisciplinario, asegurando la evaluación y la selección del escenario final, explicando cada una de las razones por las cuales se ha seleccionado, mostrando los impactos esperados en el resultado final de proyecto.

- Ingeniería conceptual para el escenario seleccionado: Se lleva a cabo la descripción de los requerimientos para el proyecto, con un equipo mayor que en las fases anteriores y se considera un estimado de costo mucho más cercano a la realidad, tomando en cuenta los riesgos a los que se enfrentara el equipo y como se mitigaran mediante un plan de manejo.

Esta etapa es muy importante, debido a que sirve para identificar la viabilidad técnica y económica del proyecto y marcara la pauta para la ingeniería básica y de detalle, se debe desarrollar la descripción preliminar de la instalaciones que estarán presentes en el proyecto, a fin de realizar una estimación en el costo del proyecto para la confirmación de la factibilidad técnico-económica del mismo. A continuación se presenta una lista de los requerimientos de documentación de la ingeniería conceptual para cualquier tipo de proyectos:

- Descripción general de las instalaciones requeridas para el proyecto.
- Análisis de tecnologías usadas.
- Normativa y regulación.
- Descripción de los procesos primarios.
- Esquemas de Flujo de Proceso y de Tuberías e Instrumentación preliminares.
- Lista de equipos preliminares.
- Descripción general de instalación.
- Pre diseño de instalaciones.
- Estimado de costos.
- Cronograma inicial del proyecto.
- Programa general preliminar de ejecución de todas las obras que requiere el proyecto.

De la misma manera debe existir la ingeniería conceptual de seguridad y protección ambiental e impacto social, permitiendo cumplir con las normativas ambientales, de seguridad, considerando un desarrollo sustentable para el proyecto, haciendo que este sea amigable con el medio ambiente, tomando en cuenta el desarrollo de actividades como el estudio, análisis y prevención de riesgos, conflictos sociales, autorizaciones y permisos federales, estatales y de la comunidad, etc.

- Evaluación económica: La evaluación económica del escenario seleccionado servirá para tener una evaluación de la rentabilidad, reduciendo incertidumbres y riesgos, obteniendo una estimación de ingresos, inversiones asociadas al proyecto, incluyendo instalaciones, equipos, tecnologías, costos operacionales, de la misma manera en esta parte se deben de calcular los indicadores económicos mencionados anteriormente, como el VPN, TIR, etc.

La información obtenida de la ingeniería conceptual es el punto de partida para realizar la evaluación económica, teniendo como objetivo producir toda la información necesaria para decidir sobre el costo del proyecto y sus beneficios.

- Cronograma de ejecución del proyecto: Deberán elaborar un cronograma de ejecución del proyecto, resaltando actividades mayores durante el ciclo de vida del mismo,

El entregable más importante es el Documento de Soporte de Decisión (DSD), en donde se pone total énfasis en las partes más importantes desarrolladas en la fase de conceptualización, como son la ingeniería básica, la evaluación económica, tecnologías, etc.

2.1.4 Fase de Definición (FEL- III)

La fase de Definición consiste en desarrollar en mayor detalle todos los elementos técnicos que conforman el escenario seleccionado, esto se logra mediante la ejecución de la ingeniería básica, análisis de incertidumbres, costos, economía, y documentación para dar la autorización del proyecto. En esta fase es donde se presenta el documento y la ingeniería que consolida el desarrollo del escenario seleccionado en FEL-II, el cual contiene entre otros el valor generado, el plan de mitigación de riesgos, la ingeniería básica del proyecto y la economía asociada.

De esta manera desarrollan la ingeniería básica con la finalidad de completar el alcance de la planificación y el diseño de la opción seleccionada, afinándola hasta precisar la solución estratégica de contratación e implementación, para asegurar que el proyecto esté bien estructurado y listo para solicitar su autorización y los recursos para su ejecución. Adicionalmente crean el Plan de Ejecución y se definen las estructuras y equipos principales, así como todos los que estarán presentes a lo largo de proyecto, con lo cual se logra la estimación final de las inversiones con un mínimo error.

También afinan el plan de mitigación de riesgos, al igual que se finaliza el alcance del proyecto, los costos, el cronograma y los planes de ejecución para presentar, los ajustes finales y junto con el apoyo del análisis económico se procede a la solicitud del presupuesto correspondiente para la ejecución del proyecto

Como objetivo de la fase de Definición está desarrolla el alcance del proyecto y los planes de ejecución del escenario seleccionado para precisar el valor económico que se espera, todo esto con el riesgo e incertidumbre ligado a dicho escenario. Es decir, las actividades realizadas durante esta fase están enfocadas en que se cumplan los objetivos del negocio, que se permita la autorización del proyecto y los fondos para la ejecución del mismo. Dentro de las actividades que llevan a cabo en esta etapa de definición se encuentran las siguientes:

- Revisión del FEL- II: Tendrán que revisar con minuciosa atención la información generada de la fase de conceptualización, los objetivos y el alcance general del VCD, las mejores prácticas y las lecciones aprendidas y finalmente el plan de trabajo que incluye:
 - La revisión del diagrama de flujo de la fase de definición y el ajuste o revisión de los objetivos y el alcance.
 - Revisión de los indicadores económicos, técnicos, documentación y entregables.
 - Revisión y ajuste de las actividades en caso que lo requiera.
 - Revisión de los requerimientos multidisciplinarios individuales y complementarios.
- Revisión y ajustes al plan seleccionado: Antes de que procedan al desarrollo de la ingeniería básica del proyecto es necesario que desarrollen las

actividades que les permitan incorporar recomendaciones y ajustes, haciendo énfasis en los elementos siguientes:

- Listar y describir cada una de las acciones efectuadas para mitigar incertidumbres e indicar que variables afectan.
 - Listar las variables probabilísticas técnico-económicas de incertidumbres con mayor impacto detectadas.
- Ingeniería básica: En esta etapa se ajustará la estrategia final de ejecución del escenario designado, en función de cada uno de sus objetivos. Realiza la ingeniería básica para completar el alcance de planificación y diseño de la opción seleccionada, profundizan en la evaluación de los riesgos para minimizar la incertidumbre, afinan el estimado de costos hasta precisar la solución estratégica de contratación, para asegurar que el proyecto esté bien estructurado y listo para solicitar su autorización y los recursos para su ejecución. Estas son algunas actividades que se llevan a cabo dentro de la ingeniería básica es importante aclarar que cada proyecto sigue unos lineamientos estándar pero cada proyecto demandara mayor o menor cantidad de actividades:
 - Realizar el estudio de instalaciones físicas y revisión de planos de equipos en función de medidas para que cumpla con normas y estándares de seguridad industrial.
 - Revisar los diagramas de flujo de los procesos y elaboración de los diagramas para las instalaciones eléctricas, diagramas de control entre otros.
 - Dimensionar los equipos a utilizar.
 - Seleccionar el software y el hardware que hará parte del proyecto.
 - Realizar los cálculos preliminares de cada sistema que hace parte del proyecto (mecánico, hidráulico, eléctrico, neumático, electrónico, etc.).
 - Realizar la lista inicial de equipos: sensores, válvulas, tubería, cable, fuentes de alimentación, motores y en general todo lo que hará parte del proyecto.
 - Ingeniería básica de pozos y de instalaciones.

- Ingeniería básica de seguridad, salud y protección ambiental incluyendo.
 - Análisis de riesgos.
 - Estándares de seguridad, higiene e ingeniería básica.
 - Manifiesto de estudios de impacto y riesgo ambiental.
 - Condiciones de autoridad ambiental.
 - Plan de seguridad, salud y protección ambiental.
 - Plan de operación.
 - Recursos en seguridad, higiene y ambiente.
 - Realizar el estudio para la selección de proveedores de equipos desde el punto de vista financiero y técnico.

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 válida.

- Estimación de costos: Una vez que han llevado a cabo la ingeniería básica, deben preparar el estimado de costos, que será utilizado para que soliciten la aprobación de fondos en el presupuesto de inversiones, con la finalidad de ejecutar la ingeniería a detalle, la contratación, construcción y el arranque del proyecto. Con la calidad de la información se puede garantizar que el estimado de costo tendrá la calidad requerida para la aprobación, se tendrá que tener un estimado de ingresos, inversiones, costos de operación entre otros, abarcando cada uno de los puntos del desarrollo del proyecto hasta el abandono.

Como se sabe deben presentar los resultados de los indicadores económicos, de la evaluación económica de los escenarios seleccionados, en donde en esta etapa de definición se generan, desarrollan y analizan los indicadores económicos finales y definitivos para determinar la viabilidad económica del proyecto.

- Estrategias de contratación y plan de ejecución: El plan de ejecución es una herramienta que permite garantizar que el proyecto se ejecutara de una manera exitosa, permitiendo una ejecución optimizada de tareas y la previsión de toma de decisiones oportunas, que aseguren cumplir la culminación del proyecto en la fecha estimada dentro de las metas de tiempo, costo y calidad. El plan de ejecución debe considerar los siguientes puntos:
 - Estrategias de ejecución: Donde se describen las estrategias de ejecución del proyecto.
 - Estrategia de contratación: Plan para la adquisición de equipos y materiales, selección y validación de las estrategias de contratación donde se incluyen los criterios para la selección del tipo de contrato y la evaluación de la capacidad del contratista.
 - Desarrollo de campos: Plan de perforación, terminación y reparación pozos, servicios auxiliares y logística.
 - Seguridad, salud, protección ambiental e impacto social: Planes de mitigación de riesgos, logística y sistemas de seguridad salud e impacto social.
 - Plan de construcción de instalaciones: Planes de construcción de las instalaciones y logística.
 - Planes desarrollados para la administración: Plan para la administración de los recursos necesarios para el desarrollo del proyecto.
 - Guías para el control del proyecto

El entregable más importante es el Documento de Soporte de Decisión, adicionalmente para la autorización del proyecto debe haber un compendio de todos documentos técnicos necesarios para revisar la aprobación del proyecto, en este compendio de documentos deberá estar sintetizado en un resumen técnico económico que contiene todos los elementos importantes desarrollados en cada una de las fases del proceso FEL (CVD) donde se incluyen las conclusiones de la metodología y los resultados que arrojo así como la decisión si el proyecto pasa a la fase de ejecución o no.

2.2 “Lineamientos que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los planes de exploración y de desarrollo para la extracción de hidrocarburos, así como sus modificaciones”.

La finalidad de estos lineamientos para el diseño de proyectos en materia de exploración y extracción de hidrocarburos, es promover el desarrollo eficiente del sector energético en el país, en donde la Comisión Nacional de Hidrocarburos es la encargada para expedir, regular y supervisar su cumplimiento, por parte de los asignatarios o contratistas en materia de exploración y extracción de hidrocarburos, incluyendo la elaboración de los planes de exploración y de desarrollo para la extracción presentados por los operadores petroleros.

El objetivo de los lineamientos es regular la presentación de las propuestas de los planes de exploración o de extracción de hidrocarburos por parte de los operadores petroleros, así también como la aprobación, supervisión y modificaciones. Estos lineamientos establecen los elementos técnicos y económicos, los métodos de evaluación técnica por parte de la CNH, las fases y etapas que conforman el procedimiento administrativo para la evaluación y aprobación de los planes y finalmente los términos, condiciones, notificaciones y tiempos de entrega de información para el cumplimiento de los planes de exploración y de extracción de hidrocarburos. En estos planes los operadores petroleros deberán mostrar y detallar las soluciones técnicas, operativas y económicas que se aplicarán en cada una de las etapas de la cadena de valor de la exploración y extracción de hidrocarburos, al igual que las fases relativas a la elaboración y ejecución de los programas de trabajo propuestos.

La CNH deberá someter a aprobación siempre y en todo momento los siguientes planes:

- Planes de Exploración de Hidrocarburos.
- Planes de Desarrollo para la Extracción.
- Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos asociados a Lutitas.
- Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Gas Natural contenido en la veta de carbón mineral.

- Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos en Hidratos de Gas.

En donde la CNH siempre procurara el mayor beneficio para el país, a través de la maximización de valor de los hidrocarburos, el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país, elevando factores de recuperación, obteniendo el volumen máximo de petróleo y gas a largo plazo, llevando a cabo la reposición de las reservas de hidrocarburos, como garantía de la seguridad energética del país.

En cuanto a los planes de exploración y planes de desarrollo para la extracción de hidrocarburos asociados a lutitas, vetas de carbón mineral y en hidratos de gas, la CNH evaluara si estos han sido elaborados con base a las mejores prácticas de la industria a nivel internacional, debido a que este país no cuenta con experiencia para el desarrollo de estos, adoptando las mejores prácticas en la industria.

Las guías para el contenido de los planes tanto para actividades de exploración y extracción de hidrocarburos para yacimientos convencionales y no convencionales, detallan cada una de las pautas y contenidos que se deberán incluir en el desarrollo de los planes para la elaboración de los mismos, las cuales se encuentran incluidas dentro de este lineamiento y son las siguientes:

- Guía para los Planes de Exploración de Hidrocarburos.
- Guía para los Planes de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos.
- Guía para los Planes de Exploración y para los Planes de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos asociados a Lutitas.
- Guía para los Planes de Exploración y para los Planes de Desarrollo para la Extracción de Gas Natural contenido en la veta de carbón mineral.
- Guía para los Planes de Exploración y para los Planes de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos en Hidratos de Gas.
- Guía para los Planes provisionales.
- Guía para la presentación de los Programas relacionados con los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de hidrocarburos y sus modificaciones.

Conforme a las guías mencionadas anteriormente los operadores petroleros deberán realizar los proyectos y presentarlos ante la CNH, en donde se deberán incluir el análisis técnico económico en donde se demuestra que estos se adaptan a las mejores alternativas para el cumplimiento de los objetivos que fueron

establecidos en los contratos, de la misma manera cumpliendo con los objetivos de la maximización del valor de los hidrocarburos a lo largo del ciclo de vida de los yacimientos, la selección de las mejores prácticas de la industria, incorporación de reservas, uso de la tecnología disponible, la maximización del factor de recuperación de los hidrocarburos mediante programas de producción eficientes, programas de aprovechamiento de gas natural, mecanismos de medición de la producción de hidrocarburos que cumplan con los principios y criterios establecidos por la CNH y las variables utilizadas que definieron la mejor opción para la estructuración los planes.

Con la ejecución y avance de los planes se evaluará el avance del programa de trabajo y de las actividades respecto a lo programado, mediante indicadores claves de desempeño que midan el grado de cumplimiento de los objetivos y metas. La CNH deberá coordinarse junto con la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector de Hidrocarburos, la Secretaría de Energía y la Secretaría de Economía para analizar y evaluar el plan con el objetivo de que cumpla la maximización del factor de recuperación y la obtención del volumen máximo de petróleo y gas natural, bajo condiciones económicas viables y sustentables, con la adecuada seguridad industrial, operativa y protección ambiental. Al igual deberá existir comunicación constante entre estas dependencias para:

- La presentación del plan, junto con los programas de contenido nacional, y de administración de riesgos.
- La aprobación del plan y el dictamen final respectivo.
- La presentación de solicitudes de modificación al plan y su respectiva aprobación.
- Indicadores clave de desempeño.
- Cualquier otro asunto que sea solicitado por la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector de Hidrocarburos, la Secretaría de Energía y la Secretaría de Economía o que la CNH considere pertinente.

En cuanto a contenido de los planes para la exploración, para el desarrollo de la extracción de hidrocarburos, para la exploración y el desarrollo para la extracción de hidrocarburos asociados a yacimiento no convencionales de lutitas, gas natural contenido en las vetas de carbón mineral e hidratos de gas, deberán ser elaborados conforme a las guías mencionadas anteriormente con el máximo nivel de detalle y considerando cada una de las etapas que abarca la cadena de valor y estos deberán

actualizarse cada vez que las circunstancias y el incremento del conocimiento del área lo requiera. Una vez elaborado el plan por el operador petrolero, este lo presentara, conforme al nivel de detalle establecido en la guía correspondiente.

En el caso que algún operador petrolero pretenda migrar un título de asignación a un contrato, o contratos integrales de exploración y producción o contratos de obra pública financiada, a los nuevos contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos, este deberá someter a aprobación por la Comisión Nacional de Hidrocarburos una propuesta del plan provisional, en donde estos deberán de describir las actividades programadas y que se encuentren en ejecución, con la finalidad de dar continuidad a las actividades de extracción, mientras que se están realizando las modificaciones a los contratos y se presentan los planes definitivos.

2.2.1 Proceso de aprobación de los proyectos de planes

Todo operador petróleo una vez realizados los proyectos de los planes, estos deberán ser presentados ante la Comisión Nacional de Hidrocarburos y estarán sujetos a aprobación, esta contará con un plazo establecido para realizar la revisión de la documentación y si es el caso prevenir por una sola ocasión a los operadores petroleros por inconsistencias o insuficiencia de información, de la misma manera el operador contara con el mismo plazo de la CNH para subsanar la información o insuficiencias. La CNH dentro del plazo establecido de treinta y cinco días hábiles deberá emitir la declaratoria de suficiencia de información, una vez emitido este dictamen, se tendrá un plazo para la emisión del dictamen técnico, durante este plazo la CNH iniciara el procedimiento del dictamen de los planes presentados, mediante una evaluación técnica de estos y de conformidad con los criterios y objetivos. La CNH emitirá el dictamen técnico cuando haya concluido su proceso de evaluación técnica, pero podrá emitirse un dictamen técnico preliminar, cuando así lo requiera ya sea por la realización de cuestionamientos específicos al operador o por la realización de precisiones o adecuaciones técnicas a los proyectos de planes.

El dictamen técnico final deberá contener, entre otros, los siguientes elementos:

- Datos generales del asignatario o contratista, así como los términos y condiciones de estos.
- Relación cronológica del proceso de revisión y evaluación.
- Los criterios de evaluación utilizados y aplicados en el dictamen técnico.
- Mecanismos de revisión de la eficiencia operativa en la exploración y extracción.
- El programa de administración de riesgos aprobados.

- Términos en los que es aprobado el plan de exploración o de desarrollo para la extracción de hidrocarburos aprobados y las métricas de evaluación de los mismos, o bien, la no aprobación del mismo y las razones correspondientes.

Una vez emitido el dictamen técnico final, este se pondrá a disposición del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, con la finalidad de que se dé la resolución correspondiente de este, ya sea la aprobación del plan o la no aprobación del mismo, en caso de que no cumpla con los objetivos y criterios de la evaluación establecidos en las asignaciones o contratos.

La aprobación de los proyectos es un requisito y una condición necesaria para que se pueda iniciar la ejecución de estos, junto con las autorizaciones y resoluciones de las autoridades correspondientes en la materia de impacto social, ambiental, etc.

La resolución que emita la Comisión Nacional de Hidrocarburos deberá contener:

- Datos generales del dictamen técnico.
- Elementos generales del plan
- Referido al Plan de Exploración:
 - La observancia de las mejores prácticas a nivel internacional para la evaluación del potencial de hidrocarburos.
 - La incorporación de reservas.
 - La delimitación del área sujeta a la asignación o al contrato para la exploración y extracción.
 - Los programas asociados a los planes aprobados.
- Referido al Plan de desarrollo para la Producción:
 - La tecnología y el plan de producción que permitan maximizar el factor de recuperación, en condiciones económicamente viables.
 - El programa de aprovechamiento del Gas Natural.
 - Los mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos, así como la determinación del punto de medición.
- Aprobación de los indicadores de supervisión de cumplimiento.
- Los programas asociados a los planes aprobados.

Una vez que la Comisión Nacional de Hidrocarburos haya emitido el dictamen técnico final correspondiente a los planes presentados por el operador petrolero y aprobados los mismos, estos se inscribirán en el registro público.

2.2.2 Modificación de los planes

Los planes podrán ser modificados ya sea por parte de la Comisión o por los operadores petroleros.

En materia de exploración:

- Se obtenga, a través de las actividades de exploración, información o conocimiento nuevo del subsuelo que haga deseable la modificación del plan.
- De acuerdo con indicadores de desempeño adoptados, las variaciones en los programas de trabajo hagan materialmente imposible la ejecución del plan de exploración.
- Existan modificaciones debido a condiciones comerciales, ambientales y de seguridad industrial que impacten el proyecto.
- Existan modificaciones a los programas asociados los planes, que tengan por efecto modificar las metas aprobadas en el plan.
- Exista variación del monto de inversión.

En materia de extracción:

- Existan modificaciones en el alcance del plan, cuando el avance y estado en el que se encuentren los yacimientos, presenta un cambio en su estrategia de extracción.
- Por el avance en las operaciones y el cambio en la cuantificación de las reservas.
- Existan modificaciones debido a condiciones comerciales, ambientales y de seguridad industrial que impacten el proyecto.
- Existan modificaciones en la meta de aprovechamiento de gas, sujeto a la normativa de gas correspondiente en el rango de variación establecido por la CNH.
- Exista variación en el programa de operación del proyecto.
- Existan modificaciones en la asignación de la secretaría o de los contratos correspondientes.

- Exista variación del monto de inversión.

El revisar, evaluar y decidir con base a la información que se cuenta si existirá algún tipo de modificación de los planes o programas de trabajo queda en manos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, de esta misma manera esta será la encargada de verificar el cumplimiento de los planes, mediante indicadores de supervisión del cumplimiento, en donde los operadores petroleros deberán entregar mensualmente un informe de las actividades que se estén realizando y un informe anual de las actividades que se estén desarrollando. En el caso que exista alguna circunstancia que imposibilite el cumplimiento de los planes el operador deberá notificarlo a la CNH.

Ya sea el caso de que algún plan no esté cumpliendo con los objetivos establecidos en los contratos o asignaciones, los operadores petroleros podrán ser sancionados conforme a los principios y bases establecidos en la Ley de Hidrocarburos y en las asignaciones y contratos.

2.3 “Disposiciones técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos”.

Con la finalidad de promover el desarrollo eficiente del sector energético del país y buscando elevar el factor de recuperación y el volumen máximo de petróleo y gas natural a largo plazo, nacen estas disposiciones con la finalidad de aprovechar cada uno de los recursos contenidos en los yacimientos petroleros que se encuentran en el subsuelo, con el objeto de buscar la maximización económica del gas natural, tanto en yacimientos convencionales, como en no convencionales ya que por mucho tiempo el gas natural fue desperdiciado, representando una gran valor económico y con lo que se busca en estas disposiciones es evaluar las alternativas y planificar el mayor aprovechamiento de este hidrocarburo.

Estas disposiciones tienen por objetivo, establecer los elementos técnicos y operativos, los cuales definirán la meta con la que se diseñaran los programas de aprovechamiento de gas natural asociado, los cuales se encontrarán dentro de los planes de exploración y de desarrollo para la extracción de hidrocarburos.

Será responsabilidad de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, establecer los procedimientos, requisitos y criterios para el cumplimiento de las metas, así también como establecer el procedimiento para la supervisión de las metas de los programas de aprovechamiento de gas natural asociado.

Será necesario que se permita obtener el máximo aprovechamiento y conservación del gas natural de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, donde cada operador petrolero deberá realizar la planificación y las acciones e

inversiones necesarias y contar con la capacidad técnica y operativa para lograr esto, en donde los operadores deberán:

- Realizar una planeación que permita el manejo del gas natural a lo largo del ciclo de vida del yacimiento, el cual deberá estar incluido en los planes de exploración y de desarrollo de extracción. En relación a esto el operador deberá establecer la meta y las acciones e inversiones a desarrollar para lograr el máximo aprovechamiento de este recurso.
- Presentar a la Comisión Nacional de Hidrocarburos una vez establecida la meta, los proyectos para el aprovechamiento de gas natural, para llevar a cabo el aprovechamiento, conservación o transferencia del mismo.
- Evitar y reducir la destrucción de este hidrocarburo, por lo que se tendrán que realizar las inversiones que sean necesarias para incrementar o mantener el aprovechamiento de este recurso a lo largo de la vida del yacimiento.
- Promover el desarrollo de proyectos que incrementen el aprovechamiento del gas natural,
- Privilegiar la incineración sobre la quema y solo se permitirá el venteo por cuestiones de seguridad.

El operador petrolero podrá aprovechar el gas natural mediante:

- Autoconsumo para la operación dentro de la misma área contractual o asignación.
- Algún sistema artificial que requiera.
- La conservación a través de su reinyección al propio yacimiento.
- Transferencia.

Se podrá realizar la destrucción controlada de gas natural cuando la CNH concluya que es la única alternativa, después de realizar el análisis técnico económico y evaluar cada una de las alternativas anteriores para su aprovechamiento, también podrá realizar una destrucción controlada cuando exista un caso de fuerza mayor que pueda afectar la seguridad del personal, las instalaciones y las operaciones o durante las pruebas de pozos que los operadores realicen, siempre que estén contenidas dentro de los planes. Si se realiza la destrucción del gas natural fuera del programa de aprovechamiento de gas natural, el operador petrolero deberá

contar con los recursos económicos para cubrir los daños, ya que este recurso es un recurso no renovable con valor económico. Durante el desarrollo de estas actividades petroleras todo operador petrolero tiene que cumplir con los estándares y normas de seguridad industrial, operativa y de protección al medio ambiente.

El programa de aprovechamiento de gas natural establecido en los planes de exploración y extracción deberá ser sometido por parte del operador a la CNH y deberá estar estructurado con lujo de detalle conforme al contenido estipulado en el de estas disposiciones para cada asignación y contrato.

El programa de aprovechamiento de gas natural asociado en los planes de exploración debe contener por lo menos:

- Análisis técnico económico.
- El volumen de gas natural asociado que se aprovechara y servirá para definir la meta anual dentro de la etapa de exploración.
- Descripción de las acciones e inversiones para el aprovechamiento, conservación, transferencia o en su caso la destrucción controlada y debe incluir:
 - La descripción general de instalaciones y equipos incluyendo los sistemas de medición.
 - El programa para el mantenimiento de la instalación e inicio de operación de la misma.
- El cronograma de pruebas de pozos que se realizarán, en donde el operador siempre tendrá que dar aviso a la CNH cuando se hayan efectuado pruebas de pozos y cuando se realice la destrucción controlada.
- Definición de los indicadores de desempeño de la operación, frecuencia de medición, metas o parámetros de medición y los resultados de estos.

El programa de aprovechamiento de gas natural en los planes de desarrollo para la extracción debe contemplar por lo menos:

- El análisis técnico económico.
- Composición del gas natural asociado a producir.
- La propuesta de meta anual de aprovechamiento de gas natural.

- El pronóstico mensual para los primeros 3 años y anual para el resto de la vigencia de la asignación o contrato y la forma en la que se aprovechara.
- Las acciones e inversiones contempladas por año.
- La descripción de las acciones e inversiones para el aprovechamiento, conservación, transferencia o destrucción controlada. En donde se deberán incluir:
 - Cálculo de la capacidad de manejo de gas natural asociado por año.
 - Cronograma para el inicio de operación de las instalaciones y los programas de mantenimiento anuales.
 - Plan de contingencia operativa que permita mantener o regresar a la continuidad operativa en casos de emergencia.
 - El programa de paros programados, libranzas y mantenimiento de equipos críticos para el aprovechamiento.
- Inventario actualizado de las instalaciones para el aprovechamiento y quema, incluyendo los sistemas de medición.
- Definición de los indicadores de desempeño de la operación.

Una vez que la meta se estableció el operador elaborará un análisis técnico económico respecto a las alternativas para el aprovechamiento del gas natural, en función de este análisis se estructurara el programa de aprovechamiento. De estas alternativas se deben tomar en cuenta la composición del gas natural, volumen de gas a producir, distancia entre el punto de extracción e instalaciones de procesamiento, ubicación de la infraestructura que permita el transporte y almacenamiento, valor económico del gas natural y el monto de inversiones para procesar, transportar, almacenar, desarrollar y mantener continuidad operativa.

Dentro del programa de aprovechamiento de gas natural se deberá proponer la máxima relación gas-aceite de la cual podrá producir el pozo, esta máxima relación tendrá que definirse asegurando la maximización del factor de recuperación de hidrocarburos y mediante la evaluación y supervisión de la CNH.

La meta se definirá conforme a los siguientes criterios en actividades de exploración:

- Se propondrá a la comisión un programa de aprovechamiento que permita la conservación o el aprovechamiento del gas natural en toda etapa exploratoria.
- Se tomará en cuenta para la determinación de la meta, la tecnología, técnicas e infraestructuras existentes, conocimiento de los yacimientos a explorar y la etapa en la que se encuentre del proceso exploratorio.

- Se señalarán los volúmenes de gas natural que podrán aprovecharse.
- La CNH revisará el programa a fin de establecer la meta durante toda la etapa exploratoria.

En el caso de actividades de extracción la meta se definirá en función de:

- Alcanzar y mantener un nivel de aprovechamiento de 98% anual para yacimientos convencionales en los tres años posteriores al inicio de las actividades.
- Las acciones e inversiones para alcanzar y mantener la meta de manera anual y la forma en que el operador la sostendrá durante la vigencia de la asignación o contrato.
- Se tomará en cuenta la etapa de desarrollo de las actividades de extracción en la que se encuentre.
- Se utilizarán pronósticos de producción de gas natural, gas natural no producido que se requiera para operaciones de los sistemas, el gas de inyección al yacimiento y la proyección de la distribución en el caso que lo requiera.
- La CNH será la encargada de revisar la propuesta de la meta, con el objeto de establecer la meta definitiva durante toda la etapa de extracción.

La meta que proponga el operador siempre podrá ser ajustada por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, como resultado de su proceso de revisión, con la finalidad de obtener el volumen máximo de hidrocarburos a largo plazo, maximizando el factor de recuperación.

Se podrán realizar modificación a los programas de aprovechamiento de gas natural cuando las metas inicialmente establecidas, necesiten una modificación debido a condiciones económicas, tecnológicas y operacionales, o cuando deban de ajustarse acciones o inversiones y finalmente cuando se presenten cuestiones de seguridad o casos de fuerza mayor que lo requieran, esto con la finalidad de darle el mayor aprovechamiento a este recurso.

La CNH será la encargada de evaluar que las acciones e inversiones a los programas de aprovechamiento sean acordes y suficientes para mantener la meta anual de aprovechamiento, los operadores petroleros una vez que hayan iniciado las actividades petroleras, estos deberán de presentar un informe trimestral donde

se mostrarán los resultados, cumplimientos del programa y todo lo relacionado con el programa de aprovechamiento de gas natural, de la misma manera durante el primer trimestre de cada año se entregará una actualización de las nuevas acciones e inversiones a desarrollar, para cumplir la meta establecida. La Comisión Nacional de Hidrocarburos será la encargada de revisar estos informes y emitir observaciones de los mismos, con la finalidad de dar seguimiento a los resultados y medir el cumplimiento de los objetivos.

De la misma manera se tendrá que entregar un reporte mensual con las cifras de balance de gas natural, en donde se reportarán los volúmenes de gas natural sin incluir las fracciones de nitrógeno y bióxido de carbono presentes en este, que ha sido extraído o manejado en la exploración y extracción de hidrocarburos.

En el caso de que el operador realice o adopte alguna acción que no estaba programada en el programa y cuyo objetivo sea la modificación o afectación de las metas, el operador siempre y en todo momento será tendrá que dar aviso de estas acciones a la CNH, ya que esta comisión juega un papel muy importante en la supervisión de las metas establecidas en los programas siendo la encargada del cumplimientos de las disposiciones técnicas y teniendo toda la autoridad que se le ha otorgado para verificar el cumplimiento de estas, pudiendo tomar las medidas necesarias para verificar su cumplimiento.

Los operadores siempre deberán estar a disposición de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, apoyando con información, documentación, relación de los que equipos, etc. Relacionada con el aprovechamiento de gas natural ya sea el caso de que exista incumplimiento en las disposiciones técnicas se deberán poner sanciones a los operadores en base con los principios y bases que han sido establecidos en la Ley de Hidrocarburos y en las asignaciones y contratos.

2.4 “Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos”

Con la necesidad de establecer los estándares, requerimientos para la medición de hidrocarburos y los criterios de evaluación de los mismos, nacen estos lineamientos, con la finalidad de que en actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, incluyendo el gas natural contenido en la veta de carbón mineral y producido de la misma, cuenten con los mecanismos de medición establecidos.

Estos lineamientos en materia de medición tienen por objetivo establecer los recursos humanos, técnicos y normas que se deberán de cumplir, así como las reglas generales que se aplicarán a los mecanismos de medición de hidrocarburos. De la misma manera incluyen los requerimientos y criterios que los operadores petroleros deben de cumplir para que se aprueben los mecanismos de medición por parte Comisión Nacional de Hidrocarburos y también se incluyen las actividades de supervisión y auditoría que se realice el correcto cumplimientos de estos lineamientos.

Estos lineamientos son de carácter obligatorio en relación con los mecanismos de medición en cualquier actividad de exploración y extracción de hidrocarburos, desde el pozo, y en su caso, el yacimiento, hasta su sistema de transporte y almacenamiento de hidrocarburos, así como en el punto de medición. De la misma manera en que el operador petrolero deberá cumplir con estos lineamientos también deberá atender diversas normas que se mencionan en estos lineamientos.

Siempre y en todo momento se deberán realizar y asegurar las mejores prácticas y estándares internacionales en la medición de hidrocarburos y la adopción de la gestión y gerencia de medición como metodología para asegurar el funcionamiento e interrelación de los mecanismos de medición, donde se tomara en cuenta el volumen y la calidad de los hidrocarburos producidos, en donde el operador petrolero será el encargado y responsable del correcto funcionamiento de estos hasta el punto de medición, incluyendo su transferencia.

De acuerdo con la gestión y gerencia de medición que cada operador petrolero adopte, deberá de interrelacionar:

- Las normas y estándares para el diseño, instalación, operación, control y mantenimiento de los mecanismos de medición que se encuentran incluidas en los “Lineamientos en Materia de Medición de Hidrocarburos” y de la misma manera los procedimientos para una correcta medición de hidrocarburos.
- Sistemas de medición que permitan medir con trazabilidad metrológica a patrones nacionales e internacionales o acordes a lo mencionado en la Ley Federal Sobre Metrología y Normalización acordes al fluido a medir y al proceso que se trate. Dichos sistemas deberán estar calibrados y sujetos a mantenimiento y a verificación de un correcto funcionamiento.
- El personal encargado de la medición de hidrocarburos deberá contar con las habilidades, aptitudes, capacitación y entrenamiento para llevar a cabo estas actividades.

El operador petrolero será el encargado de proponer procedimientos de entrega y recepción de los hidrocarburos medidos, estos deberán de contar con la programación, almacenamiento, medición de hidrocarburos, monitoreo de calidad y la entrega en los puntos de medición. Los procedimientos deberán de cumplir con los “Lineamientos en Materia de Medición de Hidrocarburos” y con el Manual de Medición De Petróleo del Instituto Americano del Petróleo (Manual of Petroleum Measurement Standards of American Petroleum Institute) en donde en base a estos se desarrollaran los procedimientos para:

- Los sistemas de medición.

- Los pronósticos de entrega de producción a corto plazo.
- La programación de entrega y recepción.
- Las responsabilidades de la guarda y custodia de los hidrocarburos desde los pozos y hasta el punto de medición.

En cuanto a la gestión y gerencia de medición, todo operador petrolero deberá enviar información sobre la medición:

- Se deberá enviar diariamente información sobre volumen, presión, flujo, densidad y calidad de los hidrocarburos en los puntos de medición.
- Se deberá enviar mensualmente información sobre el volumen y calidad de los hidrocarburos extraídos ya sea petróleo, condensados, gas natural y agua, así como el volumen extraído por yacimiento, el balance de hidrocarburos desde el pozo o en su caso del yacimiento hasta el punto de medición, el volumen de gas natural aprovechado o quemado y el volumen que se venteo si es que sucedió.
- De la misma manera se deberá enviar información sobre el volumen y calidad de los hidrocarburos y el agua, un listado de los sistemas de medición e instrumentos de medida y eventos que se presentaron durante el año en mención.

Esta información siempre deberá de estar actualizada para que la CNH tenga acceso y total disponibilidad a esta cuando lo requiera.

Las condiciones de referencia y unidades en las que se deberán entregar la información de la medición de los hidrocarburos, es en función a lo establecido en la “Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos” y en la NOM-008-SCFI-2002 y son las siguientes:

<i>Temperatura a</i>	15.56 °C
<i>Volumen para Hidrocarburos líquidos</i>	158.99 L (Barril)
<i>Volumen para Hidrocarburos gaseosos</i>	m ³ (ft ³)
<i>Poder calorífico del gas natural</i>	1.055056x10 ³ J (1 BTU) (unidad térmica británica)
<i>La condición de presión será de</i>	101.325 kPa absoluta (1 atmósfera)
<i>Contenido de agua (% de volumen)</i>	
<i>Contenido de azufre (% de masa)</i>	

2.4.1 Sistemas de medición

Los sistemas de medición deberán ser seleccionados de acuerdo al tipo y característica del fluido o fluidos a medir, los volúmenes que se manejarán y las condiciones de operación a los que estarán sometidos, en donde deberán de ser diseñados, construidos, instalados y operados para evitar errores en la medición. La medición podrá ser estática o dinámica según sea el caso, la medición estática se deberá realizar en tanques medidores o de almacenamiento y la medición dinámica en procesos dinámicos.

En puntos de medición y en la medición de transferencia no deberán jamás de instalarse desviaciones de tubería las cuales puedan modificar o afectar la medición, al igual en elementos como válvulas y bridas ciegas deberán mostrar su hermeticidad y aseguramiento, esto podrá y deberá verificarse mediante supervisiones y auditorias por parte de la CNH para comprobar una total transparencia en las mediciones.

Los sistemas de medición en el punto de medición pueden estar ubicados ya sea dentro o fuera del área contractual o de asignación y se deberá garantizar por el operador que tiene la capacidad para manejar el máximo volumen de hidrocarburos, en donde se utilizaran sistemas telemétricos para llevar un monitoreo en tiempo real y de esta misma manera deberá de contar con un computador de flujo con las funciones de seguridad operativas y físicas que no permitan alteraciones en la medición, también se deberá garantizar que se puede determinar la calidad de los hidrocarburos en el punto de medición. Los puntos de medición podrán ser compartidos por dos o más operadores petroleros y esta puede ser propiedad de alguno de ellos o de un operador petrolero más.

2.4.2 Medición

La medición podrá llevarse a cabo en volumen o en masa pero deberá ser reportada en las unidades antes mencionadas, todos y cada uno de los instrumentos de medida deberán cumplir con las normas y estándares que han sido establecidas en los “Lineamientos en Materia de Medición de Hidrocarburos”, estos deberán contar con trazabilidad metrológica a patrones nacionales e internacionales con la finalidad de evitar errores en las mediciones.

La medición de hidrocarburos líquidos, abarcando condensados deberá estar en tubería tipo permanente, podrán utilizarse patrones portátiles pero deberán contar con la trazabilidad metrológica. En cuando a la medición del agua, esta deberá ser medida en función de los volúmenes a ser medidos ya sea de manera directa o indirecta, ya sea con el uso de medidores multifásicos o mediante la generación teórica diaria de volúmenes extraídos respectivamente. La medición del volumen de

agua en los separadores siempre deberá ser directa y siempre el uso de medición ya sea indirecta o directa deberá estar justificada.

En cuanto a la medición de hidrocarburos gaseosos siempre se reportará y medirá a la CNH los volúmenes de hidrocarburos gaseosos producidos, aprovechados, reinyectados, quemados y venteados, los medidores podrán ser de tipo intrusivos o no intrusivos y se seleccionaran de acuerdo a los flujos esperados, siempre se deberá de determinar la composición del gas natural ya sea por muestreo o por análisis posteriores de laboratorio, si existe el caso en que el hidrocarburo gaseoso contiene líquidos se deberá instalar un separador bifásico, siempre se deberá de reportar el gas producido, aprovechado, reinyectado o quemados desglosando el nitrógeno. La medida de los hidrocarburos gaseosos no podrá exceder el 5% de los niveles de incertidumbre para aprovechamiento, reinyección o quema, en el caso que el aprovechamiento tenga efectos fiscales o comerciales este nivel no deberá ser mayor al 1%.

2.4.3 Determinación de la calidad

Se deberá contar con información de los fluidos líquidos extraídos o producidos que provienen de los pozos y de las corrientes de los separadores con la finalidad de determinar características como densidad, viscosidad, salinidad, contenido de azufre, agua y contenido de metales pesados, para el caso del gas natural se deberá tener esta información para determinar la densidad, humedad y su composición.

Las características a medir en los puntos de medición deberán ser tales que cumplan con las condiciones de mercado o comerciales, el operador deberá contar con los instrumentos necesarios para determinar la densidad y contenido de agua en los puntos de medición. Mensualmente el operador tendrá que realizar un análisis de laboratorio con la finalidad de determinar, contenido de agua, densidad relativa en grados API, cantidad de azufre y viscosidad sea el caso que lo requiera, para el caso del gas natural se llevará a cabo un análisis de cromatografía.

Para la medición en puntos de transferencia se deberán contar con los instrumentos necesarios para conocer la calidad de los hidrocarburos y que cumplan con las condiciones establecidas en los contratos entre operadores petroleros o terceros que lleven a cabo actividades de transporte o almacenamiento.

Se deberán realizar balances desde el pozo, o en su caso, del yacimiento, hasta el punto de medición, con el objetivo de conocer las entradas y salidas de hidrocarburos y no hidrocarburos en los procesos.

Se deberá reportar la incertidumbre de medida en el punto de medición, en la medición de transferencia, operacional y de referencia.

- La incertidumbre de medida en el punto de medición no podrá ser mayor a 0.30% para el petróleo y condensados y de 1% para el gas natural.

- La Comisión Nacional de Hidrocarburos establecerá la incertidumbre de medida en la medición de transferencia.
- De la misma manera la incertidumbre de medida operacional y de referencia será establecida por la Comisión Nacional de Hidrocarburos en el dictamen técnico que emita.

Para la instrumentación de los mecanismos de medición en el diseño de instalaciones de medición, equipos e instrumentos de medida, medición estática de hidrocarburos en tanques, medición dinámica de hidrocarburos líquidos, medición dinámica de hidrocarburos gaseosos, determinación de la calidad de los hidrocarburos, determinación de la incertidumbre de medida, recepción y entrega de hidrocarburos, gestión y gerencia de hidrocarburos y la construcción, resistencia mecánica y seguridad de instalaciones y de los sistemas de medición, deberán cumplir con la normativa y estándares nacionales e internacionales que corresponda.

Para la verificación de los mecanismos de medición, el operador petrolero deberá entregar ante la CNH información sobre estos mecanismos de medición de la producción como una parte de su plan de desarrollo para la extracción. Para la evaluación de estos la Comisión Nacional de Hidrocarburos llevará a cabo:

- La verificación de la suficiencia de información.
- El análisis de la información proporcionada.
- El análisis y la congruencia de los diferentes componentes de los mecanismos de medición con los planes de desarrollo para la extracción o con los planes de exploración.
- La consideración de la opinión de la Secretaria de Hacienda y Crédito Público con la ubicación del punto de medición.

Una vez llevado el análisis de la gestión y gerencia de la medición la Comisión Nacional de Hidrocarburos analizará y podrá emitir observaciones que deberán ser atendidas por el operador. Una vez realizada la evaluación de la información y atendidas las observaciones por el operador petrolero la CNH establecerá en relación a los mecanismos de medición:

- La aprobación de los mecanismos de medición.
- La determinación de la ubicación de los instrumentos de medida, sistemas de medición para llevar a cabo la medición de hidrocarburos en el punto de medición y de la misma manera medición operación y de transferencia.

- La determinación de las incertidumbres de medida, así como los parámetros de calidad.

Se podrán realizar modificaciones a los mecanismos de medición, cuando el plan de desarrollo de extracción lo requiera. Una vez que los mecanismos de medición han sido aprobados, antes de la entrada en operación de estos, el operador deberá notificarlo a la CNH.

En el caso que durante el funcionamiento de estos mecanismos de medición se detectará alguna incongruencia dentro de las especificaciones que se encuentre descompuesto o este calibrado incorrectamente, este deberá ser reparado a la brevedad por el operador petrolero y que se asegure su correcto funcionamiento para la medición de los hidrocarburos y si es el caso que el sistema necesite ser remplazo siempre el operador deberá dar aviso a la CNH.

La Comisión Nacional de Hidrocarburos será la encargada de la supervisión y el cumplimiento de los lineamientos en materia de medición, pudiendo realizar diferentes actividades para comprobar el cumplimiento de estos y cuando sea necesario podrá imponer sanciones correspondientes al incumplimiento de estos lineamientos.

3. El nuevo camino para una industria petrolera que genere valor

3.1 Seguimiento a los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción

El correcto cumplimiento y desarrollo de los planes de exploración y de desarrollo para la extracción y el seguimiento de estos quedara en manos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y del operador petrolero, ya que mediante ellos, se efectuará el seguimiento del cumplimiento de estos planes y de los objetivos establecidos en los contratos o asignaciones, el correcto cumplimiento por parte de los operadores petroleros alcanzará las metas establecidas para lograr la máxima recuperación de hidrocarburos a largo plazo, la maximización del valor de los hidrocarburos, el incremento del factor de recuperación, la incorporación de reservas, con el objetivo de alcanzar un aseguramiento energético del país.

Se deberán describir las actividades que darán inicio, las actividades que darán continuidad y las actividades al finalizar, incluyendo el presupuesto que esta presentado en el programa de trabajo de los planes de exploración o de desarrollo para la extracción correspondientes y una parte muy importante las metas que se deberán alcanzar y que servirán para dar seguimiento y evaluación a los programas que deberán cumplir con los objetivos de producción de hidrocarburos para la extracción, o en términos volumétricos que se esperan obtener por actividad petrolera de extracción o mediante la incorporación de reservas, ya sea por actividades de extracción o exploración respectivamente.

Los operadores petroleros deberán presentar los planes de exploración y de desarrollo para la extracción junto con los programas de trabajo anuales para ser evaluados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, los programas son los siguientes:

- Programas de trabajo anuales.
 - A las actividades de evaluación.
 - De seguimiento a los programas de trabajo anuales.
- Programa de evaluación del descubrimiento.
- Primer programa de trabajo de desarrollo para la extracción.
- Programas de trabajo indicativos y de perforación de pozos.

- Programa de recuperación avanzada.
- Programas que estarán sujetos a modificación.

3.1.1 Programas de trabajo anuales

Los programas de trabajo deberán estar diseñados de tal forma que indiquen a qué se refiere dicho programa trabajo, su presupuesto correspondiente, el año al que corresponde o si se trata del primer programa de trabajo, así como número de contrato, compañía, fecha de presentación y periodo que abarca.

En los programas de trabajo se deberá presentar los costos, gastos e inversiones mensuales por actividad petrolera, subactividad petrolera y tareas, todo englobado en cuanto al presupuesto. Las cifras deberán ser asignadas en primer término a los pozos, en segundo término a cada yacimiento, en tercer término a cada campo y finalmente a la infraestructura de cada área contractual o a área de asignación. Estas cifras de costos, gastos e inversiones deben de ser congruentes en cuanto a las cifras mencionadas en los planes de exploración o de desarrollo para la extracción, esto con la necesidad de evitar la corrupción y para la correcta elaboración y verificación de los planes y los programas de trabajo, de la misma manera las cifras deberán ser calendarizadas mensualmente y tienen que estar mencionadas en dólares americanos y su paridad en pesos mexicanos.

La elaboración del presupuesto que conlleva a la estimación de los costos, los gastos y las inversiones, debe de estar descrita en cuanto a la metodología que fue utilizada para su elaboración, poniendo principal énfasis en las actividades que requieren mayores recursos. De la misma manera los operadores petroleros deberán de presentar un cronograma de las actividades del programa de trabajo.

Un punto muy importante dentro de los programas de trabajo son las metas a las cuales los operadores petroleros deberán llegar y a las cuales la Comisión Nacional de Hidrocarburos dará seguimiento y continuidad para verificar el correcto cumplimiento de los planes y los programas de trabajo. Estas metas son de volumen de incorporación de reservas o de producción promedio diario mensual de aceite, gas y condensado, ya sea a nivel de pozo o pozo/yacimiento, en las unidades establecidas de miles de barriles por día para líquidos y millones de pies cúbicos para el gas y esto deberá estar establecido de manera calendarizada mensual, con la finalidad de verificar el cumplimiento de estos y la verificación y alcance de las metas.

Como se mencionó en el capítulo anterior también deben evaluar y dar seguimiento a los programas anuales de aprovechamiento de gas natural asociado, ya que este recurso representa un valor económico y debe aprovecharse de la manera más

eficiente, mediante su correcto seguimiento a estos programas la Comisión Nacional de Hidrocarburos verificará el cumplimiento y el logro de las metas establecidas en los programas de aprovechamiento de gas natural, con el objetivo único de alcanzar el máximo aprovechamiento y conservación de este recurso. De la misma manera para los programas anuales de gestión y gerencia de medición, se tendrá que desarrollar rigurosos seguimientos a estos programas, con la finalidad de que los operadores reporten las cantidades y mediciones claras y transparentes de hidrocarburos, con instrumentos de medición que cumplan los estándares nacionales e internacionales, ya que la transparencia en las mediciones de hidrocarburos es un punto muy importante donde se deberán de reportar y verificar que las mediciones sean clara, legibles y correctas.

La Comisión Nacional de Hidrocarburos mediante indicadores de supervisión de cumplimiento verificará el cumplimiento de los planes de exploración y de desarrollo de extracción de hidrocarburos junto con los programas relacionados a estos, de la misma manera se verificará el cumplimiento de la ejecución y se dará seguimiento a los planes que han sido aprobados mediante:

- Informes mensuales de las actividades exploratorias y de extracción de hidrocarburos y reportes de seguimientos de los programas de trabajo y presupuesto, en donde este informe deberá entregarse durante los siguientes 5 días hábiles posteriores al mes a reportar.
- Informes anuales de las actividades que se estén desarrollando del plan de exploración o del plan de desarrollo para la extracción de la misma manera que los informes mensuales estos deberán entregarse durante los siguientes 5 días hábiles posteriores al año a reportar.

Los reportes de seguimiento mensuales para el seguimiento de los planes de exploración, para el desarrollo de la extracción, para los programas de trabajo y presupuesto deben de ser tales que muestren el nivel de cumplimiento de las actividades desarrolladas contra las actividades programadas, con la finalidad de mostrar cuanto se están desviando en el cumplimiento de las metas, objetivos y actividades, en donde el operador tendrá que justificar por qué razón existe una desviación y las medidas que tomara para corregir las causas que generaron dicha desviación.

Estos reportes mensuales deberán de dar una visión general del cumplimiento de los programas asociados a los planes ya sea de exploración o de desarrollo para la extracción, poniendo un riguroso énfasis en las variaciones de las metas, el cumplimiento de las inversiones que fueron detalladas en los programas de inversión de cada plan según corresponda, en caso de existir extracción de

hidrocarburos el total del volumen producido por tipo de hidrocarburo, los indicadores de desempeño junto con las metas y resultados de dicho indicador.

De la misma manera tendrán que dar seguimiento y verificación a las inversiones realizadas para la exploración, para el desarrollo y explotación de yacimientos, para recuperación secundaria y mejorada y para la infraestructura de almacenamiento y transporte de hidrocarburos, con la finalidad que los operadores cumplan con las inversiones que mencionaron y que están estipuladas y detalladas en los respectivos planes.

Con la finalidad de que exista retroalimentación entre la CNH y los operadores petroleros, la comisión será la encargada de emitir observaciones y/o sugerencias para que exista una correcta ejecución de los planes y estos cumplan con los objetivos y metas estipulados en los contratos o asignación y estos deberán ser atendidos por los operadores, en el caso de que algún plan, ya sea de exploración o de desarrollo de extracción requiera alguna modificación para que pueda alcanzar el cumplimiento de los planes y las metas o que se pueda realizar alguna mejora a dicho plan, la CNH podrá iniciar un procedimiento para dicha modificación notificando al operadores petrolero de esto.

Cuando exista alguna circunstancia que pueda poner en riesgo el incumplimiento de los planes de exploración o explotación, siempre el operador petrolero deberá de dar notificación a la CNH, con la finalidad de que tanto el operador como el regulador den solución a esto. La Comisión Nacional de Hidrocarburos podrá realizar un procedimiento de revisión del plan con la finalidad de evitar riesgos que puedan afectar al cumplimiento de los planes, generando medidas preventivas o correctivas para evitar esto, por lo cual se podrá solicitar información adicional para su análisis, celebrar reuniones para revisar y analizar información conjuntamente con el operador petrolero, dictaminar las acciones adoptadas por el operador y establecer las medidas que sean necesarias para incorporar reservas y elevar el factor de recuperación de hidrocarburos a largo plazo. Durante la duración de los contratos o asignaciones los operadores petroleros deberán de conservar toda la información relacionados con estos planes.

Con la finalidad de que la Comisión Nacional de Hidrocarburos cuente con las herramientas necesarias, para evaluar el seguimiento de los planes de trabajo, planes de presupuesto y los planes para la exploración y desarrollo de la extracción de hidrocarburos, los operadores petroleros deben de desarrollar los planes conforme a los estipulado en los lineamientos para el diseño de los planes, para dar continuidad y seguimiento a estos.

3.1.2 Programa de evaluación de descubrimiento

Cuando un plan de exploración que este en ejecución conduzca a un descubrimiento, los operadores petroleros deberán de presentar un programa para

su evaluación, con la finalidad y el objetivo de determinar la comercialidad del descubrimiento y este estará sujeto a aprobación. La información que deberá contener el proyecto del programa de evaluación es la siguiente:

- Resumen ejecutivo.
- Información general del descubrimiento.
- Programa de evaluación.
- Resultados del periodo de evaluación.

Una vez llevada a cabo todas y cada una de las actividades programadas para la evaluación del descubrimiento, se deberá presentar a la Comisión Nacional de Hidrocarburos un informe de los resultados de dicha evaluación del descubrimiento el cual deberá contener la siguiente información, esto con la finalidad de que la CNH analice la información, determine la comercialidad de dicho descubrimiento y la viabilidad del desarrollo de este descubrimiento.

- Reporte de actividades de la evaluación del descubrimiento.
- Datos técnicos, mapas y reportes relativos al área contractual.
- La estimación de los volúmenes de hidrocarburos descubiertos.
- Pronostico de la tasa máxima de eficiencia de producción.
- Estudio de la viabilidad del desarrollo del área de evaluación.
- Conclusiones generales.
- Declaración de comercialidad.

3.1.3 Primer programa de trabajo

Este primer programa de trabajo debe de ser tal que los operadores petroleros incluyan las actividades petroleras que deberán realizarse durante el primer año contractual y durante el resto del año en el que termine el primer año contractual tanto para actividades de exploración como para el desarrollo de la extracción.

En el caso del primer programa de trabajo del periodo de exploración se deberán incluir las actividades que se realizarán durante el primer año contractual y durante

el resto del año en que termine el primer año contractual. Para el caso del primer programa de trabajo del periodo de desarrollo para la extracción, una vez que se ha declarado el descubrimiento comercial, se deberán detallar las actividades petroleras que se realizarán durante el resto del año contractual al descubrimiento y las actividades petroleras a realizarse durante el resto del año en el que termine dicho año contractual.

Todos los programas de trabajo presentados en el periodo de desarrollo deberán contener la producción estimada mensual para el año aplicable y la proyección de producción total del descubrimiento comercial.

3.1.4 Programas de trabajo indicativos

Estos programas de trabajo indicativos deberán de ser presentados junto con los primeros programas de trabajo y mínimos de trabajo ante la Comisión Nacional de Hidrocarburos, para los dos años siguientes, demostrando las actividades petroleras que se llevaran a cabo.

3.1.5 Programas de perforación de pozos

Una vez que los programas de trabajo han sido aprobados por la CNH los operadores petroleros deberán presentar de la misma manera los programas de perforación de pozos en donde se indicarán los pozos que se tienen planeados perforar durante un año, donde se deberán realizar estos programas en base a la guía en materia de identidad de pozos, incluyendo los objetivos de perforación que se pretenden alcanzar con estos pozos, el plan de perforación junto con los objetivos geológicos a alcanzar, esto con la finalidad de que exista un plan para el desarrollo de la perforación que la Comisión Nacional de Hidrocarburos pueda comprender, evaluar, dar seguimiento y aprobar.

3.1.6 Programa de recuperación avanzada

En el caso que algún yacimiento requiera algún desarrollo complementario para su correcta explotación, que conlleve al alcance de los objetivos establecidos en los contratos o asignaciones, los operadores petroleros deberán de presentar el programa de recuperación avanzada detallando:

- El método de recuperación de hidrocarburos que se considere para su aplicación y que se adecue de la mejor manera al yacimiento, con la finalidad de que la implantación de este de resultados positivos, apoyándose en las mejores prácticas internacionales.
- Una propuesta de diseño para el método de recuperación de hidrocarburos que ha sido seleccionado, incluyendo los materiales, aditivos y equipos que

se necesitarán para el método de recuperación seleccionado, junto con los experimentos de roca, fluidos, materiales y aditivos a usar, de la misma manera los estudios de laboratorio que se realizarán junto con la simulación numérica del proceso de recuperación y el análisis técnico y económico, demostrando que se adecuan y que es el mejor método de recuperación para implementar

- El número de pozos que van a ser perforados o rehabilitado junto con el tipo de terminación de estos, avanzada, estratégica, productora o inyectora.
- La acciones para evaluar la integridad de los pozos.
- La tecnología, técnicas, mejores prácticas y estándares adoptados, para la conversión de pozos productores a inyectores y otros acondicionamientos o adecuaciones.
- La descripción de las instalaciones que van a ser construidas, rehabilitadas y utilizadas, de la misma manera la descripción del acondicionamiento de las instalaciones existentes para la recolección, tratamiento, medición, almacenamiento y transporte de fluidos.

En el caso de que algún programa requiera alguna modificación el operador petrolero deberá de presentar ante la Comisión Nacional de Hidrocarburos la documentación de dicha modificación del apartado o de las secciones que se pretendan modificar junto con el análisis de manera cuantitativa o cualitativa de dichas modificaciones respecto al programa inicialmente programado en términos técnicos, económicos u operativos.

3.2 El camino hacia una industria petrolera que genere valor

El correcto cumplimiento y el alcance de los objetivos que fueron establecidos en la Reforma Energética del país requerirán de mucho esfuerzo y dedicación a lo largo de los años tanto de los organismos reguladores como de los operadores petroleros, en donde el aseguramiento de la autosuficiencia en hidrocarburos a largo plazo en el país requerirá la adopción de las mejores prácticas a nivel nacional e internacional, técnicas de recuperación secundaria y mejorada, la adopción de tecnologías avanzadas, entre otras, donde tendrán que cambiar el modelo tradicional basado principalmente en la extracción y enfocándolo hacia un modelo que esté basado en la generación de valor y conocimiento.

Los principales objetivos no deben de ser simplemente la exploración, extracción y exportación de hidrocarburos, más que esto debe de ser el desarrollo de una industria petrolera que esté basada en la generación y el desarrollo de nuevas fuentes de valor y conocimiento, en donde se genere personal capacitado que pueda innovar y desarrollar nuevas fuentes de conocimiento y desarrollo de tecnologías.

Un punto muy importante que se tendrá que mirar con especial cuidado es el reto que van a afrontar en aguas profundas, donde se requerirán la adopción de tecnologías nuevas y avanzadas, con las cuales aún no se cuentan en el país, de la misma manera se tendrá que poner importante énfasis en los hidrocarburos no convencionales, campos maduros y las técnicas de manejo ambiental a todos estos tipos de proyectos, como se ha dicho con anterioridad es un reto que se tendrá que afrontar pero que representa una oportunidad para desarrollar en el país una nueva industria petrolera mexicana, con diferentes visiones que le darán al país una independencia y una autonomía en su política energética.

México cuenta con reservas probadas de 10,242.7 mmbpce según datos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos con información de Pemex al 1 de enero de 2016, representando una muy buena cantidad de hidrocarburos en el país, estas reservas representan un nuevo punto de partida para la generación de fuentes de valor que puedan ser aprovechadas y explotadas al máximo. Este nuevo punto de partida también debe de utilizarse para la búsqueda de nuevas fuentes de conocimiento y valor, sin dejar de lado y pensado a futuro, que se deberá de trabajar en la sustitución de combustibles fósiles mediante el desarrollo de biocombustibles y la explotación de fuentes de energía renovable, jamás olvidando que las reservas son recursos no renovables y finitos que en algún momento tendrán que acabarse y que se tendrá que ir planeando y generando una visión a futuro para obtener un aseguramiento energético en el país.

Algo muy importante que se tiene que tener en cuenta es que esta reforma que ha sido llevada a cabo en este país, es que se deberán revisar las políticas ya elaboradas, diseñar e implementar políticas nuevas que maximicen los beneficios que provienen de la Reforma Energética y del nuevo modelo petrolero que se está

adoptando el país, encaminado hacia la población y hacia las generaciones futuras. A continuación exponen algunos ejemplos de países, para entender y reflexionar hacia donde se tiene que ir con un nuevo modelo petrolero hacia el futuro.

3.2.1 Nigeria

Nigeria siendo un país localizado en el continente Africano y siendo el país con las reservas más grandes de este continente, con una producción de 2.32 mmbpd (millones de barriles por día) (EIA, 2015) nos representa una economía rica en recursos petroleros con una mentalidad puramente de extracción de hidrocarburos. Hoy en día la industria petrolera en Nigeria representa el 90% de sus ingresos, donde desde la década de 1970 Nigeria ha sido un país puramente exportador de petróleo, un país con bajos recursos y con altos índices de violencia a los derechos humanos, en donde las regiones productoras de hidrocarburos del país son las más pobres y con presencia de altos niveles de delincuencia y crimen organizado, representando un gran problema para la industria petrolera y el desarrollo del país.

Nigeria se ha dedicado puramente a la extracción de hidrocarburos del subsuelo y a la exportación en bruto, desperdiciando una gran riqueza petrolera, sin generar alguna fuente de generación de conocimiento o desarrollo de tecnología con una mentalidad puramente extractiva. Se podría decir que Nigeria es un caso muy peculiar en cuanto al modelo petrolero que ha adoptado en donde debido a las condiciones de pobreza y conflictos internos en el país han generado un obstáculo para el desarrollo y el crecimiento de su industria. Nigeria es un claro ejemplo de como un país con un enorme potencial y siendo el país con las mayores reservas de petróleo en su continente ha sido obstaculizado por diferentes factores, en donde una pésima administración y calidad de las instituciones, han generado una fuerte barrera para salir de la pobreza y del subdesarrollo (Marín, 2014).

3.2.2 Francia

Francia históricamente un país fuerte, pero un país con escasas reservas de hidrocarburos, donde durante un tiempo mostro una fuerte dependencia a compañías extranjeras para satisfacer sus necesidades de hidrocarburos, representa una economía pobre en recursos naturales, principalmente en hidrocarburos, pero una economía fuerte en la generación y distribución de tecnología, con un alto grado de industrialización. A lo largo de los años Francia sostuvo una fuerte dependencia por este recurso tan invaluable pero no fue sino hasta después de la primera guerra mundial donde comenzó a involucrarse en la industria petrolera, después de ser unos de los vencedores de la primera guerra mundial, Francia tuvo posesión de una parte muy importante de la Compañía Turca de Petróleo la cual tenía importantes derechos de explotación en gran parte de Irak, pero no fue sino hasta los años 1920 donde se obtuvieron hallazgos significativos del petróleo en esos territorios, lo cual llevo a que se creara la Compañía Francesa de Petróleo que posteriormente se convertiría en lo que hoy es llamado "Total". Pero

no fue hasta el final de la segunda guerra mundial y en el inicio de la guerra fría en donde la importancia del petróleo se convirtió en un recurso vital, donde Francia tuvo la necesidad de incrementar sus fuentes de abastecimiento de petróleo en varias partes del mundo, como resultado de esto, en la década de 1950 Francia tenía presencia en diversas partes a nivel mundial.

Cabe destacar que Francia siempre ha sido un país muy pobre en recursos naturales, principalmente en hidrocarburos, la fuerte dependencia y la necesidad de este recurso orillo a este país a ir en busca de nuevos territorios para abastecer su dependencia hacia el petróleo, pero también lo orillo y fue un vehículo impulsor para el desarrollo tecnológico de una industria petrolera francesa, que hoy en día es una de las industrias petroleras más grandes y avanzadas del mundo. No fue sino hasta finales de la década de 1950 cuando se creó el Instituto Francés del Petróleo, donde este fue un nuevo punto de partida para Francia como una fuente generadora de investigación y desarrollo enfocado a la industria petrolera, donde se estimularon la creación de programas académicos en las universidades francesas, que conllevaron a una educación de alta calidad y de desarrollo de tecnología para la industria petrolera francesa, que se estaría usando en los proyectos que poseía bajo su control.

Como se puede apreciar Francia en un país exitoso con una fuerte industrialización en tecnología e innovación dentro de la industria petrolera mundial, hoy en día gracias a sus políticas claras y consistentes a nivel de estado y a pesar de contar con mínimas reservas de petróleo en su territorio, es un claro ejemplo de lo que se puede llegar a construir una de las petroleras más avanzadas, innovadoras y generadoras de tecnología a nivel mundial. Lo cual a lo largo de los años le ha dado una independencia en su abastecimiento de hidrocarburos y un papel de suma importancia en la industria petrolera mundial.

3.2.3 Brasil

En cuanto a Brasil, es uno de los países más sobresalientes en cuanto al desarrollo de una industria petrolera eficiente y en vías de desarrollo, cuenta con reservas probadas aproximadamente de unos 16,000 mmbpce (millones de barriles de petróleo crudo equivalente) (EIA, 2015) mostrando una gran riqueza petrolera y con una producción diaria de aproximadamente de 3.18 mmbpd (EIA, 2015), colocándolo dentro de los 15 países más importantes a nivel mundial en la industria petrolera, mostrando no solo la gran riqueza posee si no que tiene la capacidad de incrementar y aprovechar sus reservas de petróleo.

Brasil es un caso sobresaliente en la manera en la que ha decidido aprovechar su riqueza petrolera y la manera en la que ha decidido formar y establecer su modelo petrolero aplicando y adoptando políticas eficientes. Brasil no solo ha formado un marco regulatorio que le ha dado estabilidad y autosuficiencia a su política petrolera, también ha generado fortaleza a su empresa productiva del estado "Petrobras" haciéndola una empresa competitiva a nivel internacional y pionera en la producción

en aguas profundas. Como se sabe la mayoría de las reservas de hidrocarburos que posee Brasil se encuentran en yacimientos en aguas profundas, haciendo un tanto más difícil la exploración y extracción de hidrocarburos, debido a esta razón y la necesidad de explotar este gran potencial que se tiene en aguas marinas, Brasil tuvo la necesidad de desarrollar una alta competencia técnica para las operaciones de exploración y producción en aguas profundas, de la misma manera tuvo la necesidad de generar el desarrollo de tecnología de punta e infraestructura que se adaptara a las condiciones que tiene que enfrentar, haciendo de este país no solo un gran productor de petróleo sino uno de los grandes productores y generadores de tecnología a nivel mundial principalmente en tecnología en exploración y producción en aguas profundas. Según Rodrigo A. Marín de la Revista de Ingeniería, #40, 2014, todo esto fue logrado debido a lo siguiente:

- La creación, en la década de 1970, de una gran red nacional de investigación, desarrollo (I&D) e innovación de tecnología petrolera en donde participan de manera conjunta ingenieros y científicos de universidades nacionales y extranjeras, así como de compañías locales y multinacionales extranjeras. De la misma manera, Petrobras está involucrada en esta gran red nacional de investigación invirtiendo una gran suma de dinero anualmente a proyectos de investigación y desarrollo.
- La relación que decidió establecer Brasil con las empresas extranjeras fue tal que dejó de lado el criterio cliente-proveedor, más que eso se estableció que esto estaría basado en aprender y dominar las tecnologías que ellas traían, desarrollar independientemente nuevas tecnologías basadas en ese aprendizaje, y en varios casos trabajar conjuntamente con las empresas para el desarrollo de proyectos potenciales y estratégicos en la innovación y creación de tecnología.
- La adopción de políticas eficientes fueron pilares en un marco petrolero con visión a futuro y que están dirigidas a elevar la participación en los proyectos petroleros la mano de obra nacional, productos y tecnologías desarrollados y/o fabricados en Brasil, representaron un punto de partida fundamental para la generación de mano de obra y desarrollo de tecnologías de alta calidad, donde se aseguró la generación de empleos y la creación de valor dentro de la nación, ya sea el caso de muchos nuevos sectores industriales y como lo hace mención el autor, en la ingeniería naval para la construcción de embarcaciones y plataformas petroleras. Según datos el requerimiento de contenido nacional al día de hoy alcanza el 80%, y se prevé que para 2020 este pueda llegar a un 95% (Barroso & Macedo, 2009).

Por otro lado, Brasil ha sido fuertemente reconocido por su gran creación y adopción de biocombustibles que son más amigables con el medio ambiente, siendo uno de los casos más exitosos en la sustitución de combustibles fósiles que son altamente dañinos para el medio ambiente por biocombustibles basados en etanol. Otro punto muy importante a favor de Brasil es la gran política que ha adoptado en cuanto al

combate de la corrupción y en apoyo a la transparencia en sus actividades, esto lo ha impulsado a ser una economía más fuerte y con un enfoque en la generación de fuentes que generen valor, con mano de obra brasileña, que conjuntamente y con fuertes decisiones que han sido tomadas a lo largo de los años, en cuanto a sus regulaciones en la industria petrolera, le ha garantizado una independencia en sus necesidades de hidrocarburos la cual, ha contribuido al creciente desarrollo del país mostrándonos como Brasil es un ejemplo de éxito del desarrollo de una industria petrolera eficiente y rica en recursos .

3.2.4 Noruega

Con seguridad se podría decir que es el caso más exitoso en cuanto al desarrollo y aprovechamiento de la abundancia de recursos naturales, en este caso de petróleo, un país con solo 5.2 millones de habitantes y con reservas probadas de petróleo de 5500 mmbpce aproximadamente (EIA, 2015) y con una producción de 1.95 mmbpd (EIA, 2015), muestra un caso de gran éxito en la manera en que este país estableció su modelo petrolero para la administración de sus recursos naturales de petróleo y gas.

La riqueza petrolera que posee Noruega es un caso reciente, donde el desarrollo rápido y eficiente de su industria se debe principalmente a un entorno cultural, social y político maduro, en donde al momento de la creación de un modelo petrolero para la explotación de sus recursos naturales ya contaba con instituciones políticas eficientes y competentes, con una sociedad disciplinada con altos valores y visiones de creación de riqueza por medio del trabajo.

En el año de 1962 la “Phillips Petroleum Oil Company” solicitó permisos para realizar actividades de prospección geológica en Noruega en la plataforma continental Noruega, para la exploración y producción de los recursos naturales submarinos, donde los resultados encontrados fueron declarados en 1963 y se decretó que el estado noruego era el único propietario de los recursos naturales contenidos en su territorio. En 1969 se descubrió el primer yacimiento importante en tierras noruegas llamado, Ekofisk, localizado en el Mar del Norte, encaminándolo a que en la década de 1970 se desarrollaran políticas para la construcción de un marco petrolero eficiente y generador de valor, constituyéndolo hoy en día en una de las petroleras más eficientes y avanzadas a nivel mundial.

Las políticas establecidas para la creación de un marco petrolero estaban dirigidas al aseguramiento de una independencia en el abastecimiento de hidrocarburos en el país, donde uno de los pilares fundamentales para Noruega fue el de enfocar su modelo petrolero en el desarrollo de una alta capacidad tecnológica, generando una mejor autonomía en la toma de decisiones y obteniendo el máximo valor económico del sector petrolero de lo que podría obtenerse solo con la comercialización del petróleo y gas.

Al inicio de la década de 1970 Noruega se enfocó a atraer a las mejores compañías petroleras multinacionales, sus recursos económicos y a los mejores profesionistas dentro de la industria del petróleo para el desarrollo de su reservas petroleras, pero controlando sus actividades mediante restringidos marcos legales y económicos. En esta primera fase, las compañías extranjeras eran las que dominaban la exploración y fueron las responsables del desarrollo de los primeros campos de petróleo y gas, pero la meta principal de construir una industria petrolera noruega fue un objetivo que se tenía que alcanzarse por esta razón en 1972 se creó la compañía "Statoil" como una compañía petrolera estatal, donde el gobierno la apoyo mediante la asignación directa de concesiones, con la finalidad de que fuera construyendo sus propias habilidades, creando experiencia y desarrollando capacidades en el desarrollo de tecnológicas, de la misma manera con la meta de fortalecer a la empresa productiva del estado se pusieron en marcha políticas enfocadas a la transferencia de competencia técnica desde las compañías extranjeras hacia Statoil, participando como socio y con personal noruego en todos los niveles de los proyectos, trabajando conjuntamente y aprendiendo de las compañías que ya contaban con experiencia.

Posteriormente el país debía de desarrollar sus capacidades para la realización de estos proyectos por sí solo, donde el gobierno gradualmente fue transfiriéndole a Statoil la responsabilidad de las actividades petroleras en el desarrollo de proyectos de exploración y producción, manteniendo pleno control sobre sus recursos petroleros y controlando su desarrollo, donde las compañías extranjeras solo fueron un vehículo impulsor para aprender de ellas sin concederles más renta económica que la estrictamente necesaria para conservar sus servicios y explotarlas al máximo. Esto permitió que el gobierno noruego a través de Statoil contara con la capacidad técnica y con la experiencia necesaria para el desarrollo de nuevos yacimiento costa afuera por sí sola, llegando eventualmente a dominar el sector en aguas marinas y ser hoy en día uno de los principales proveedores del mundo en ese ámbito.

Otro elemento muy importante en el desarrollo fue la manera en la que el gobierno estableció la interacción entre el sector petrolero con la población, donde mediante las compañías existentes en actividades económicas dentro de Noruega fueron estimuladas de tal manera que se adaptaran y renovaran para convertirse en proveedores de la industria petrolera, generando productos y servicios noruegos con alto nivel tecnológico, en suma al desarrollo de esta industria también se implementaron grandes apoyos económicos a las universidades y centros de investigación para el desarrollo de conocimientos y programas en temas petroleros, integrando a la industria, universidades, centros de investigación y desarrollo y al gobierno en una gran red de transferencia y creación de conocimiento, donde el gobierno y el sector privado invirtieron en centros de investigación y desarrollo.

Los esfuerzos para alcanzar un modelo petrolero que genere valor y conocimiento, se ha visto reflejado a través de alcanzar objetivos, basando estos esfuerzos por parte del gobierno en la creación de proyectos estratégicos de innovación y desarrollo de conocimiento, generando una transformación de la riqueza petrolera, donde los beneficios de los ingresos petroleros se pueden apreciar a través del

desarrollo de actividades productivas y la generación de empresas a nivel local, la construcción de infraestructura y fuertes inversiones al sistema educativo, pero Noruega adoptó una nueva manera de distribuir los ingresos petroleros creando un fondo nacional en el que se ahorraran parte de los ingresos para ser usados cuando pudieran necesitarse, de esta manera en el año de 1990 se creó el Fondo de Pensiones Gubernamental, donde se ahorra parte de los ingresos provenientes de la explotación de los hidrocarburos, asegurando para las generaciones futuras parte del beneficio proveniente de las reservas de hidrocarburos de Noruega, siendo el fondo con mayor capital en todo el mundo.

Se podría decir que a lo largo de los años el modelo petrolero noruego ha alcanzado la madurez que tiene hoy en día y que ha tenido durante estas últimas cuatro décadas debido a:

- Las políticas que se han implementado y se han ido reformando, al igual de la creación de instituciones que protegen y dirigen la dirección sobre el manejo de los recursos petroleros.
- El papel fundamental que ha desempeñado el estado para verificar el correcto cumplimiento de las normas y por parte de los sindicatos que conjuntamente han asegurado la mejora continua de las normas.
- El gran apoyo a la población que se ha otorgado y que ha generado la adaptación y el desarrollo de nuevas empresas que están ligadas a la industria del petróleo y gas, para que la población goce en mayor parte de los ingresos que provienen de esta industria.
- El papel que ha adoptado dentro de la investigación y desarrollo ha sido un fuerte pilar que catapultó a la industria petrolera noruega, donde la maximización del valor ha requerido una constante investigación y desarrollo, generando una fuerte industrialización en tecnología de punta, tanto para su industria petrolera local, como para la industria petrolera internacional. En un principio se adoptó la mentalidad de aprender de quien sabe hacerlo, posteriormente se promovió y se sigue promoviendo el desarrollo tecnológico dentro de la industria petrolera generando un efecto multiplicador sobre los conocimientos nacionales y el desarrollo de nuevos productos y servicios.
- La fuerte cooperación que el gobierno noruego estableció para romper la fuerte barrera que existe entre cliente-proveedor, trabajando conjuntamente entre empresas petroleras, institutos de investigación y desarrollo, universidades, gobierno, etc. Garantizando que solo se aplicaran las mejores prácticas, ideas y soluciones dentro de su industria.

Para el desarrollo de esta industria se adoptaron distintas políticas, con el principio de competencia y cooperación, pero siempre privilegiando a las empresas

nacionales, un punto muy importante que se empleó, fue la de otorgar licencias de exploración y acceso a la información sísmica y de pozos a las empresas interesadas, atrayendo a las mejores petroleras internacionales pero estableciendo una estrecha relación y cooperación con las empresas nacionales y el gobierno para afrontar los retos conjuntamente. Las petroleras internacionales se sintieron atraídas por la estabilidad económica y legal del país, pero a pesar de esto a medida que fue madurando la industria petrolera nacional, algunas petroleras emigraron hacia otros países, pero Noruega estableció las medidas necesarias para compensar esto y atraer a nuevas petroleras al país.

En 1997 se estableció el programa INTSOK un programa ligado a la industria del petróleo, cuyo objetivo representa la asociación de varias empresas para expandir y distribuir sus actividades al mercado internacional, incluyendo puramente instituciones y compañías provenientes de Noruega, estas actividades están incluidas a lo largo de toda la cadena de valor de la industria petrolera, donde el gobierno da apoyo y financia a los participantes dentro del programa. Noruega nunca dejó de mantener contacto con las grandes compañías internacionales, en la actualidad la industria petrolera noruega está presente en diversas partes del mundo trabajando conjuntamente con otras compañías dentro y fuera de su país.

Como se ha hablado con anterioridad, su industria tiene un fuerte pilar en el desarrollo e innovación de tecnología y conocimiento con el gran apoyo de fondos públicos y de empresas privadas no solo enfocado a la industria del petróleo y el gas, abarcando también fuentes de energías renovables, eficiencia energética, hidrogeno, medio ambiente, entre otros. Los grandes retos que se enfrentan hoy en día, hacen día a día que el desarrollo de nuevas fuentes de conocimiento e investigación sean más rigurosas y exigentes, la complejidad que ha enfrentado Noruega a lo largo de estos años debido a su localización en el globo terráqueo, a sus condiciones geológicas, al medio ambiente y a la localización de sus yacimiento lo han encaminado a adoptar y a enfrentar los retos que se le presentan, teniendo que innovar y desarrollar nuevos y complejos modelos para el desarrollo de su industria, siento este no solo un obstáculo por superar, sino una raíz para fomentar el desarrollo de nuevas fuentes de conocimiento invirtiendo en el desarrollo de recursos humanos, a través de las universidades y financiamientos para realizar estudios en el extranjero, generando valor en el capital humano noruego y desarrollando un fuerte poder en el mercado internacional.

La industria petrolera noruega ha sido un pilar fundamental en el desarrollo de su país, en los años setenta era uno de los países más pobres de Europa y hoy en día es uno de los países más ricos del mundo, en el año 2001 alcanzó su máxima producción de petróleo con 3.418 mmbpd, a pesar de no contar con producción en 1970. Sin duda Noruega es un ejemplo de cómo tomo ventaja a través de la exploración y explotación de hidrocarburos y actividades relacionadas para el desarrollo de su país y de la forma en la que desarrollo su modelo petrolero basado en ideas claras, acuerdos, leyes y en organizaciones e instituciones maduras con un alto compromiso con la población, donde a través de los años ha atravesado por varios procesos para alcanzar la madurez y la fortaleza que hoy en día tiene para la

administración de sus hidrocarburos. Hoy en día la industria petrolera tiene una posición mayoritaria en el sector petrolero nacional y se ha convertido en una significativa industria exportadora de tecnología y conocimiento.

No cabe duda que al inicio del desarrollo de su industria, Noruega ya contaba con un alto desarrollo social y político, se tuvo siempre un sentido de dirección de a donde se quería llegar, el gobierno a través de soberanía, liderazgo, ejecución y vigilancia desarrollo un ron fundamental, cada institución adopto los papeles que debía cumplir, aplicando las leyes en la industria petrolera con transparencia, rendición de cuentas y baja corrupción y es por eso que Noruega se encuentra dentro de los 10 países menos corruptos del mundo (Transparency International , 2015), generando un alto nivel de bienestar para la población, existiendo un amplio apoyo a la económica y a las actividades locales, que han surgido a partir de esta gran industria.

Los principales objetivos que se buscaron con el desarrollo de la industria petrolera noruega fueron en beneficio de la población, estableciendo una fuerte coordinación nacional entre el gobierno y la sociedad para facilitar la interacción con la industria del petróleo y gas, manteniendo el control sobre el manejo y uso de sus recursos, desarrollando una industria petrolera sin destruir la estructura social y económica ni el medio ambiente, usando el sector petrolero como una catapulta para la modernización industrial y como entrada a la era tecnológica, donde los beneficios provenientes de los ingresos petroleros son usados para el beneficio de la población y para el desarrollo del país.

3.2.5 Organismos Reguladores

Órgano Regulador Francés

Sin duda alguna el gobierno francés más que actuar como organismo regulador es un país que a lo largo de los años ha ido desarrollando su industria en función de sus intereses y necesidades internas, debido a la escasa concentración de hidrocarburos dentro de su territorio.

Desde el año de 1791 se decretó que el subsuelo pasaba a ser propiedad del estado, pero no fue sino hasta el año de 1810, donde Napoleón promulgó la ley en donde establecía que la explotación de las minas seria realizada mediante concesiones que otorgaría el Consejo del Estado. El gobierno francés se enfocó en tener control pleno sobre las importación de productos derivados del petróleo, por esta razón en el año de 1918 se creó el Consorcio de Petróleo el cual tenía como función principal la distribución de todos los productos derivados del petróleo, pero no fue sino hasta el final de la primera guerra mundial donde el gobierno francés se dio cuenta de la gran importancia estratégica que representaban los recursos petroleros y sabiendo que el territorio francés no contaba con el potencial necesario para satisfacer las necesidades internas del país es por ello que en el año de 1920

se puso en marcha un programa destinado a disminuir la dependencia de países extranjeros en cuanto al abastecimiento de petróleo, poniendo en marcha una serie de medidas para conseguir tal objetivo, el 24 de Marzo de 1924 surge una de las medidas más importantes, la de promover la creación de la Compañía Francesa del Petróleo (CFP), la futura Total, el gobierno francés poseía 1/3 de las acciones de la compañía y el resto estaba repartido en empresas privadas francesas, la cual tenía como objetivos:

- La explotación de recursos a través de acuerdos diplomáticos.
- Incrementar su participación en el extranjero.
- Obtener concesiones en Rusia.
- Incrementar los descubrimientos de recursos petroleros en Francia.

Generando un aseguramiento para las necesidades del país, con el paso de los años se continuaron creando leyes para mantener un control pleno sobre las actividades petroleras de exploración, producción e importación de hidrocarburos en Francia.

En Francia no existe ninguna regulación específica a los sectores del petróleo y gas, estos son regulados mediante el código de minas que fue aprobado en 1955 y fue reformada mediante una ley establecida en 1994 la cual establece los procedimientos para la concesión de permisos de investigación, elimina las concesiones en términos de duración ilimitada con una duración máxima de 25 años y simplifica el marco jurídico fusionando los permisos de explotación y las concesiones en un mismo concepto y éstas son concedidas por el Consejo del Estado con ayuda de la Secretaria de Estado de Energía.

Sin duda el órgano regulador francés es un tanto distinto, debido a la pocas reservas de petróleo que están presentes en su territorio nacional, en donde a lo largo de los años se han cumplido las necesidades internas del país mediante marcos legales que han ayudado a disminuir la excesiva dependencia por los recursos fósiles, originando empresas con origen gubernamental pero encaminándolas a las privatización, en donde desarrollen pensamientos y acciones en beneficio del gobierno francés y de las necesidades que el país requiera, quitándole al gobierno un peso en el gasto público al mantener a alguna dependencia o empresa que pueda actuar de forma eficiente de manera privada.

Órgano Regulador de Estados Unidos de América

Desde el primero de octubre del 2011 la encargada de regular las actividades del sector petrolero en Estados Unidos de América es la Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement (BOEMRE) antes la Minerals Management Service (MSS), la cual esta subdividida en la Bureau of Safety and Environmental Enforcement (BSEE) y la Bureau of Ocean Energy Management (BOEM).

Bureau of Safety and Environmental Enforcement es la encargada de la supervisión ambiental de las operaciones relacionadas con el petróleo y gas natural en instalaciones costa afuera, garantizando la seguridad de los trabajadores y del medio ambiente, donde se le atribuyen funciones como el desarrollo y cumplimiento de las regulaciones de seguridad y medio ambiente permitiendo que la exploración y el desarrollo para la explotación se realice bajo rigurosos programas de regulación y cumplimiento ambiental previniendo catástrofes que puedan afectar al medio ambiente, dentro de las tareas encargadas por esta dependencia también realiza actividades de inspección, el desarrollo de tecnologías más seguras y el seguimiento a los operadores en materia ambiental, entre otras.

Bureau of Ocean Energy Management es la encargada de administrar el desarrollo económico y ambiental de la energía y recursos minerales en la plataforma continental de los Estados Unidos para la sostenibilidad ambiental, el desarrollo económico y la seguridad de la nación. Desarrolla actividades como las evaluaciones de hidrocarburos, inventarios de las reservas de petróleo y gas natural, proyecciones de producción, evaluaciones económicas, otorgar licencias de petróleo y gas natural, revisión y administración de los planes de exploración y desarrollo de explotación del petróleo y gas natural, también es el responsable de las actividades para el desarrollo de energías renovables en alta mar.

La Bureau of Land Management (BLM), es la encargada del desarrollo de los yacimientos de petróleo, gas natural y carbón en tierra y también de los territorios que presentan potencial para el desarrollo de las energías renovables aprovechadas del sol, viento y depósitos geotérmicos aplicando leyes, reglamentos y normas ambientales estrictas y modernas, junto con una sólida base científica. La BLM busca el desarrollo de sus recursos naturales trabajando con operadores y

partes interesadas para desarrollar las mejores prácticas de la industria gestionando el desarrollo de estos recursos de manera que beneficie a las economías locales. A pesar de que Estados Unidos basa su marco regulatorio en licencias y concesiones y bajo condiciones de jurisdicción de cada estado, todas las actividades dentro de la industria están bajo regulaciones y leyes que dan seguridad a las operaciones y el cuidado del medio ambiente.

El marco regulatorio está basado en la concesión de licencias para la exploración y producción, pero adaptando una característica muy particular en la etapa de explotación, donde una vez otorgada la licencia el proyecto se desarrollara hasta que sea técnicamente y económicamente viable, asegurando las mejores prácticas y una rentabilidad para este tipo de proyectos. Por consecuencia de su estricto marco regulatorio Estados Unidos ha generado el fácil acceso a sus recursos para los inversionistas generando una enorme cantidad de pequeños productores de petróleo, pero ante el panorama global de la industria internacional, la industria petrolera estadounidense se ha visto afectada por los bajos precios de los hidrocarburos y por los altos costos de producción para producir petróleo mediante el fracking. En el año 2000 se estima que existían unos 23,000 pozos petroleros de fracking en Estado Unidos, en la actualidad se calcula que hay más de 300,000 pozos, lo cual ha sido un cambio enorme que ha traído autosuficiencia a este país y que lo ha catapultado a ser el mayor productor mundial del petróleo, con un alto desarrollo en tecnología e innovación adecuado para el desarrollo de sus yacimientos.

Órgano Regulador Brasileño

Desde la aprobación por parte del Congreso Nacional de la Enmienda Constitucional no.9 en 1995, en donde se autoriza la contratación de empresas estatales y privadas para llevar a cabo actividades de exploración y producción en territorio nacional, el gobierno brasileño comienza una nueva administración en sus reservas petroleras, posteriormente en 1997 nace la Agencia Nacional del Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP) como organismo regulador del sector del petróleo y gas natural en Brasil con las obligaciones de regular, contratar y supervisar las actividades económicas que forman parte de la industria petrolera, de gas natural y biocombustibles, mediante el seguimiento y control permanente de las operaciones efectuadas en los bloques concedidos, donde la regulación es la

base de la ANP, el control es la acción para hacer que se cumplan las conductas que infrinjan la legislación y la promoción es la acción de contratante.

El gobierno brasileño invierte una gran suma de dinero a la Agencia Nacional del Petróleo para que pueda fungir con gestión estratégica, cabe mencionar que la agencia busca el incrementar sus reservas de hidrocarburos, en la actualidad el gas natural ha presentado una gran importancia enfocándose en la exploración e incorporación de reservas debido principalmente, al esfuerzo continuo por reducir el grado de dependencia hacia el petróleo.

Tanto para actividades de exploración y explotación de hidrocarburos la ANP es la encargada de seleccionar a las compañías mediante un proceso licitatorio en donde se evalúan diferentes aspectos para su selección como:

- El pago por la ocupación de las áreas mediante contraprestaciones.
- El pago de regalías.
- Pago de las participaciones especiales sobre campos de gran volumen de producción o de alta rentabilidad.
- Condiciones de devolución de las áreas al fin del contrato.
- El programa de trabajo para las actividades de exploración y producción.
- El compromiso de adquisición de bienes y servicios de proveedores de bienes y servicios nacionales.
- Compromiso con la realización del programa exploratorio.
- Responsabilidades de no dañar el medio ambiente.
- El caso de riesgo, las concesionarias deberán atender de forma prioritaria las necesidades internas del país.

Las mayor parte de las reservas petroleras brasileñas se encuentran en el mar con un potencial impresionante de aproximadamente 16,000 mmbpce, donde se prevé que para el 2022 la producción y las reservas actuales se dupliquen, así lo ha afirmado la Agencia Nacional del Petróleo, denotando que el organismo regulador tiene la meta de convertir a la industria petrolera brasileña en un exportador importante a nivel internacional, mediante la contribución de petróleo proveniente principalmente de plataformas marinas al mercado internacional. En la actualidad la Cámara baja del Congreso de Brasil aprobó la ley en donde establece que elimina el requisito de que Petrobras sea el operador exclusivo de las reservas costa afuera en los campos Subsal, con un mínimo de un 30% de participación en su desarrollo,

permitiendo a empresas estatales o extranjeras que cuenten con las características necesarias en el desarrollo de las reservas de gas y petróleo, impulsando la inversión privada a la industria petrolera brasileña, pero conservando a Petrobras como la primera opción para el desarrollo de estos campos.

El organismo regulador ha demostrado que ha sido una pieza clave en el desarrollo de la industria desde su creación cumpliendo con las obligaciones que le han otorgado, siendo el encargado de llevar a cabo la búsqueda de compañías petroleras que se adecuen mejor a las condiciones del desarrollo de estos campos y la maximización de las reservas y producción de hidrocarburos, buscando la inversión privada en la industria nacional, pero dándole prioridad a la petrolera nacional. El organismo regulador ha demostrado su papel como regulador y supervisor de los procesos de licitación en cuanto al combate contra la corrupción, un ejemplo claro es la incautando 655 millones de dólares a empresas como Odebrecht y Pinheiro, las cuales realizaron actos ilícitos en los procesos de licitación para maximizar sus ingresos, demostrando el papel tan importante que representa y el pilar al ser una llave para el éxito del desarrollo de una industria petrolera con transparencia y con las sanciones necesarias para el crecimiento de una industria saludable.

Órgano Regulador Noruego

La estructura del sector petrolero Noruego parte del Parlamento, el cual es el responsable de la legislación que es aplicable a las actividades petroleras, encargado también de la correcta evaluación de proyectos que representen mayor importancia dentro de la industria y de la verificación de una correcta implementación de las políticas que el gobierno establece. La política petrolera establecida es ejecutada a través de ministerios y agencias, en este caso en particular se hace mención al Ministerio de Petróleo y Energía, el cual es el encargado del control y supervisión de los recursos petroleros en base a la legislación establecida por el Parlamento. Bajo el mando del Ministerio de Petróleo y Energía se encuentra el Directorado Noruego del Petróleo (DNP), el cual tiene como objetivo principal apoyar a la maximización del valor por las actividades petroleras y de la misma manera se encarga de proponer a las empresas petroleras con actividades en Noruega, medidas para maximizar la extracción de reservas, cumpliendo con la responsabilidad de la contabilización de los recursos petroleros noruegos.

El Directorado Noruego del Petróleo cumple su funcionamiento de organismo regulador a través del manejo de todos los recursos petroleros, ejerciendo el control sobre los procesos reglamentarios para explorar y producir los hidrocarburos, generando una constante evaluación de cada una de las etapas de la cadena de valor de las actividades de exploración y producción. De esta manera se mantiene una base de datos de las reservas con las que se cuentan y las reservas por

descubrir, esto permite que durante la evaluación de los planes presentados por los operadores petroleros se tenga un conocimiento de las mejores opciones para el desarrollo de los planes de exploración y producción y de la capacidad para cumplir con los objetivos, donde el Directorado Noruego del Petróleo promueve alternativas para el mejor desarrollo de los proyectos petroleros, enfocándose en los máximos factores de recuperación posible. Para lograr esto se promueven alternativas que se adecuen mejor a las condiciones específicas de cada bloque, y se desarrollen campos que se encuentren cercanos a la infraestructura existente, generando presión a las empresas para que realicen esfuerzos adicionales para aumentar la recuperación en los campos productores, mediante el fomento de métodos de recuperación mejorada y/o avanzada desarrollando nuevas reservas y operando de una manera óptima y eficiente.

Sin duda el organismo regulador noruego está basado en que toda la renta petrolera corresponda a la nación y que los inversionistas reciban un pago justo por su participación en las actividades de la industria petrolera, si el país quiere conservar una mayor porción de la renta petrolera el gobierno hace las inversiones directas en las actividades petroleras, mediante una empresa petrolera estatal, para poder obtener los mismo beneficios que cualquier otro inversionista, involucrándose de forma directa en las actividades de la industria dentro de su territorio nacional.

Añadiendo a esto el organismo regulador promueve las operaciones petroleras bajo esquemas altamente predecibles en incentivos de operación de mercado para los participantes, desarrollando modelos atractivos que atraigan la participación privada y estatal, fomentando la transparencia, rendición de cuentas y baja corrupción, creando un equilibrio que permita a las empresas recibir un beneficio estable para que sigan inyectando flujos anuales de inversión para mantener la constancia en los proyectos.

México

Sin duda alguna, los organismos reguladores juegan un papel clave en el desarrollo de la industria petrolera, poniendo la responsabilidad de gestionar la propiedad de los recursos petroleros en organismos regulatorios como la Secretaria de Energía (Sener), la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), la Secretaria de Hacienda y Crédito Público (SHCP), Comisión Reguladora de Energía (CRE), la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, etc. Estos organismos juegan un papel preponderante para dar certeza a los inversionistas y asegurar que las actividades en el sector petrolero se realicen siguiendo las mejores prácticas de la industria, donde se tendrán que fortalecer a los órganos reguladores en paralelo con el desarrollo de la industria, creando condiciones de competencia para el apropiado desarrollo de esta, aplicando las mejores prácticas en regulaciones, evitando la sobre regulación,

desarrollando y ejecutando comunicación continua y oportuna, manteniendo principios de transparencia por parte de los organismos reguladores y los inversionistas.

Desde los cambios constitucionales llevados a cabo en diciembre del 2013, la Reforma Energética ha ido progresando con la completa dedicación de los órganos reguladores, sin duda han sido tres años de duro trabajo que han dado resultados positivos desde la aprobación de los cambios constitucionales en materia energética, a partir de este nuevo punto de partida los particulares pueden participar no solo en actividades de exploración y producción, sino también en actividades de transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de hidrocarburos a través de permisos que otorga la Comisión Reguladora de Energía, obtener permisos de refinación, tratamiento de petróleo y procesamiento de gas natural, así como la importación y exportación de petrolíferos que otorgue la Sener, sin duda todo lo mencionado con anterioridad es un gran avance dentro del desarrollo de la industria, que traerá un impacto positivo en los años venideros.

La Comisión Nacional de Hidrocarburos ha jugado un papel importante en estos tres años que han sido recorridos, encargada de emitir las bases de licitación y adjudicación, realizar las licitaciones para adjudicación, suscribir los contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos y administrar y supervisar, en materia técnica, los contratos para la explotación y exploración así también como es la responsable de la recolección, resguardo, uso, administración, actualización, y publicación de la información y estadística de hidrocarburos. Desde su papel como órgano regulador ha realizado la creación, modificación y actualización de disposiciones y lineamientos necesarios en materia de hidrocarburos, para que las reglas del juego sean claras para todos los participantes. Las Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento de gas natural asociado a la exploración y extracción de hidrocarburos ha sido un excelente logro que se le atribuye a la Comisión Nacional de Hidrocarburos con el objeto de buscar la maximización económica del gas natural, tanto en yacimientos convencionales, como en no convencionales, ya que por mucho tiempo el gas natural fue desperdiciado representando un gran valor económico y lo que se busca en estas disposiciones es evaluar las alternativas y planificar el mayor aprovechamiento de este hidrocarburo, este solo es un ejemplo de los grandes logros que se han desempeñado como organismos reguladores, pero sin duda en este pequeño recorrido se han mostrado grandes logros, con la modificación y la creación de disposiciones y lineamientos que ha ido requiriendo la industria, para que todo sea claro al momento de su ejecución.

Las rondas de licitación han sido una muestra clara de lo que se ha logrado hacer, en algunas licitaciones no se obtuvo lo que se esperaba, como se sabe el panorama global de la industria petrolera no es tan prometedor como lo era hace algunos años, pero como un viejo dicho dice “la práctica hace al maestro”, creando con esto que los órganos reguladores generen condiciones más atractivas para atraer a las

mejores compañías petroleras en las rondas de licitación, en función del entorno global de la industria.

La primera licitación de la Ronda 1 consistía en la adjudicación de 14 contratos de producción compartida para la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas someras del Golfo de México, donde se asignaron 2 contratos, mientras que en la segunda licitación de la Ronda 1 consistía en 9 campos en 5 áreas localizadas en el Golfo de México dentro de la provincia petrolera Cuencas del Sureste, de las cuales fueron ganados 3 campos, representando un 60 por ciento de la segunda convocatoria y atrayendo a importantes compañías petroleras como ENI (Ente Nazionale Idrocarburi), la cual es una firma italiana y el principal socio del gobierno italiano. La tercera licitación de la Ronda 1 consistió en la adjudicación de 25 contratos en campos de extracción de hidrocarburos en los Campos de Burgos, Norte y Sur, donde se adjudicó el 100 por ciento de los 25 campos licitados a pesar de los bajos precios internacionales del crudo únicamente por empresas mexicanas, en consorcios y de forma individual. Mientras que la cuarta licitación de la Ronda 1 comprende 10 áreas localizadas en aguas profundidad del Golfo de México, la cual es una licitación muy importante tras haber reconocido que Pemex no contaba con las capacidades para ir por el crudo en aguas profundidad, de la cual se han calificado 26 importantes petroleras de todo el mundo, dentro de las cuales está la petrolera estatal Pemex. Como se puede notar las licitaciones han ido progresando con el avance de las mismas, se espera que la cuarta licitación sea satisfactoria ya que representa un punto muy importante en la industria petrolera nacional y será el primer paso para el manejo de las reservas en aguas profundas.

Sin duda estas son ejemplos de lo que se está haciendo dentro de la industria petrolera nacional, en donde los órganos reguladores han puesto especial cuidado en seleccionar las áreas para licitación bajo condiciones económicas que sean favorables para ambas partes. Las siguientes rondas de licitación necesitarán especial cuidado en las áreas seleccionadas, bajo las condiciones del mercado internacional del crudo, en donde sea viable tanto para el país como para los inversionistas.

El 30 de junio de 2015, la Secretaria de Energía publicó el plan quinquenal de licitaciones para la exploración y extracción de hidrocarburos 2015 – 2019, donde el organismo regulador promovió un diseño integral en la política del desarrollo del sector petrolero en la elaboración del plan quinquenal considerando distintos elementos y propuestas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos como información actualizada geológica y geofísica que administra el órgano regulador, la selección de las áreas de licitación, comentarios de los participantes del sector y el análisis de las encuestas a la industria y a los gobiernos de las entidades federativas con potencial petrolero, generando 96 áreas de exploración y 237 campos de extracción, mostrando con esto la sinergia entre los diferentes organismos reguladores, la industria y el gobierno en una correcta administración de las reservas petroleras del país.

La investigación y desarrollo también han estado presentes, con la creación del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH) y los convenios establecidos entre la Comisión Nacional de Hidrocarburos, universidades y centros de investigación creando la oportunidad de que se tenga acceso a la información contenida en el CNIH, para el apoyo al desarrollo de estudios y trabajos de investigación, tesis, tesinas o reportes escolares, de la misma manera se han realizado inversiones en consorcios mexicanos de investigación e innovación tecnológica en energías renovables, donde participan universidades, centros de investigación y empresas privadas, que realizarán proyectos eólicos, geotérmicos, solares y de bioenergía, abriendo el panorama energético a los próximos integrantes de la industria, invirtiendo en el desarrollo de energías limpias y en alcanzar los compromisos propuestos en energías renovables donde se pretende para el 2024 generar el 35% de la electricidad mediante energías verdes, para el 2020 reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en 30%, para el 2035 generar el 40% de la electricidad mediante energías limpias y para el 2050 generar el 50% de la electricidad mediante energías renovables.

También se han generado avances en la parte de exploración, como resultado de la Reforma Energética, un ejemplo tangible por parte de Pemex son los cuatro nuevos yacimientos descubiertos en territorio nacional, de los cuales podría producir aproximadamente unos 100 mil barriles diarios de crudo y 90 millones de pies cúbicos de gas natural, sin duda por el tamaño de los yacimientos se trata del mayor éxito exploratorio para Pemex en los últimos años, pero esto solo debe de ser un nuevo punto de partida en el ámbito de la exploración para la empresa nacional, el panorama energético aún es muy amplio, existen zonas con potencial petrolero que aún faltan por descubrir, como el caso de aguas profundas y ultraprofundas en el Golfo de México o yacimientos no convencionales, Pemex posee una extensa experiencia en campos convencionales, pero este será un nuevo reto que tendrá que afrontar y aprender de las multinacionales con experiencia en esta rama, sin embargo, se tendrá que esperar a que el entorno de los precios de los hidrocarburos hagan rentable el desarrollo de estos sectores y garantice una alta rentabilidad.

El nuevo papel de Pemex como empresa productiva del estado, es clave para el desarrollo de la industria, la cual tiene que demostrar que tiene las capacidades para adaptarse al nuevo marco regulatorio en materia de hidrocarburos en México y generar cambios fortuitos en su administración, pues la reforma constitucional transforma su manera de operar bajo un régimen de transparencia y revelación de información tanto operativa como financiera, de proveedores y contratistas, donde se tendrá un especial cuidado en la implementación de mecanismos para prevenir y sancionar actos ilícitos, esto tendrá que realizarse por voluntad propia de la empresa del estado y si no es así, la misma industria lo obligara a hacerlo.

Petróleos Mexicanos deberá de establecer las medidas necesarias para incrementar su capacidad de producción y aumentar su competitividad realizando alianzas estratégicas, ya que estas representan un punto fundamental para que Pemex mantenga su liderazgo en México, por lo cual tendrá que buscar

oportunidades y socios potenciales para ampliar su portafolio de proyectos y adquirir experiencias para el desarrollo de los yacimientos incrementando la producción petrolera y reinventando a la compañía.

Al 2016 la crisis financiera de Pemex ha representado un estancamiento en el desarrollo de la compañía, principalmente por los principales ingresos, la venta de crudo y venta de petrolíferos, los cuales se han visto afectados por la baja de los precios internacionales del petróleo y por la falta de infraestructura para cubrir la demanda del mercado interno, lo que llevo a cubrir la demanda de petrolíferos mediante importaciones, afectadas por el precio del dólar. La deuda con la que carga la compañía sin duda es un gran peso que afecta en el crecimiento de Pemex, el precio del crudo no está en su mejor momento afectando los ingresos y estrangulando la deuda, sin duda la producción ha ido a la baja debido a la declinación de importantes yacimientos que tenían gran peso en la producción nacional, con la apertura del sector privado se espera que los niveles de extracción aumenten, pero esto no es un cambio que se genere de la noche a la mañana, teniendo que dejar madurar las inversiones, la nómina creciente también es un duro golpe para la situación financiera de la compañía, colocándose entre las primeras cinco empresas con el mayor número de trabajadores en el mundo, pero por debajo de los estándares de productividad que se esperaría tener, las jubilaciones y los retiros voluntarios representarían un impacto en la salud financiera de la compañía.

Pemex en un contexto de precios bajos y menor producción pone a la compañía en una situación comprometida, la costumbre que traía la empresa en un entorno económico de altos precios de petróleo generó una mala costumbre, lo que ahora necesita es reacomodarse a un nuevo mundo de precios de petróleo más baratos en medio de un sector más competitivo. Sin duda alguna la empresa del estado tendrá que establecer las medidas necesarias aplicando una correcta administración integral de yacimientos minimizando costos de operación e inversión, maximizando la rentabilidad económica de los yacimientos, generando metas a corto plazo, ajustándose a una estrategia de negocio en un escenario de precios bajos y aprovechando las oportunidades a largo plazo, utilizando todos los instrumentos y flexibilidades que ofrece la Reforma Energética.

Cifras en miles de barriles diarios

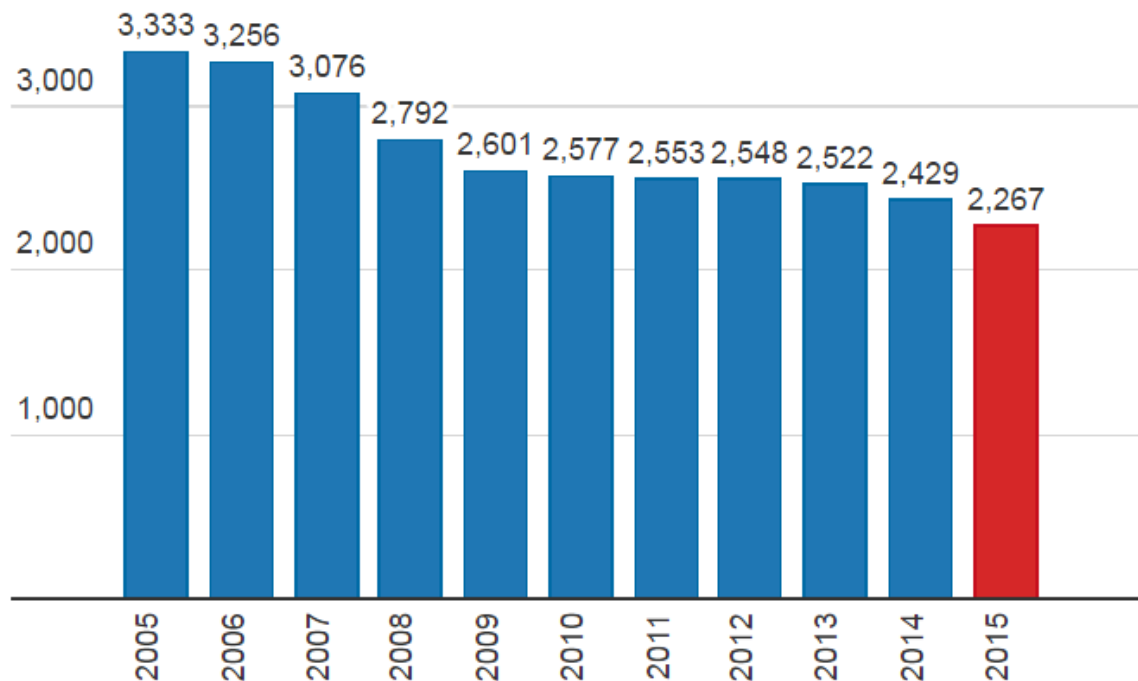


Fig. 17: Producción de petróleo en México.

Por consecuencia del plan de ajuste de 100,000 millones de pesos para Petróleos Mexicanos, la empresa necesitará aprovechar cada unidad monetaria, reduciendo costos y generando eficiencias aumentando la productividad operacional y promoviendo el uso racional de los recursos con una correcta administración, el replantear las inversiones se tendrá que hacer en función de actividades con mayor rentabilidad y la disponibilidad de los recursos con los que se cuentan, minimizando impactos negativos en la producción futura. Pemex necesita medidas de apoyo del gobierno federal para salir a flote en el ambiente de deudas que está presente, mejorando la liquidez, reduciendo las necesidades y mejorando su posición financiera. Está claro que el gobierno federal no puede efectuar la liquidación por completo de las deudas que éste presenta, pero como empresa productiva del estado y en función del desarrollo del sector petrolero del país, necesitará más apoyos para poder pasar esta etapa de transición en la que se encuentra, logrando alcanzar una estabilidad en la nueva industria petrolera mexicana.

Petróleos Mexicanos, deberá traer un equilibrio financiero en función del plan de ajuste mencionado anteriormente, a través de áreas que puedan generar una estabilidad en la salud de las finanzas de la compañía enfocadas principalmente a buscar ajustar el portafolio de proyectos e inversiones potenciales que sean rentables, replantear las inversiones sin comprometer la producción y generar eficiencias y reducción de costos. La disciplina administrativa deberá de convertirse

en un pilar dentro de la paraestatal, la creación de alianzas con compañías importantes complementando capacidades técnicas y financieras, compartiendo riesgos y tecnología, de la misma manera se deben de crear alternativas por parte de los órganos reguladores para monetizar la participación de Pemex en proyectos estratégicos, todo esto tendrá un impacto favorable en Pemex aprovechando las oportunidades y ventajas que otorga la reforma energética

3.2.6 Lecciones para México

En resumen Noruega es sin duda el caso más sobresaliente del desarrollo exitoso de una industria petrolera eficiente, está claro que los casos de éxito descritos anteriormente no son modelos que puedan aplicarse a otros países esperando los mismos resultados, ya que afectan factores sociales, económicos, culturales y políticos, sin embargo el desafío más crítico que se presenta es el desafío político, ya que este representa un mayor impacto en el éxito o fracaso del desarrollo de una industria sostenible y autosuficiente. En el caso de México, un país con un pobre liderazgo político, donde solo se enriquecen unos pocos, un país con altos índices de corrupción, donde el crecimiento de su industria implica realizar una serie de cambios tanto políticos como culturales profundos, que como se sabe, no son fáciles de generar.

Los casos mencionados con anterioridad muestran que hay caminos que se pueden adoptar ya sea el caso de Francia, Estados Unidos, Brasil y Noruega, con esto hacen referencia que dentro de todos los casos de éxito en la industria petrolera, deben de adoptar diferentes partes de cada una de ellas y las que mejor se adecuen a este país, pero en este caso el enfoque va dirigido un poco más en el caso de Noruega, ya que es el caso más sobresaliente dentro de este ámbito. Las experiencias del modelo petrolero noruego pueden ayudar a continuar con el nuevo camino que enfrenta México en su industria petrolera. Un punto fundamental en el desarrollo de una industria avanzada, con visión a futuro y con un enfoque generador de valor, es adoptar una de las mejores prácticas elaboradas por el gobierno noruego, en donde este apostó por apoyar a su economía nacional tomando fuertes decisiones por parte del gobierno que están basadas en objetivos a largo plazo en beneficio de la sociedad, no de grupos y partidos políticos como es el caso de México. Un elemento muy importante en donde se puede apreciar el apoyo a su economía nacional, es a través de la empresa Statoil, la cual fue creada para realizar actividades dentro de la industria petrolera como una empresa perteneciente al estado que pudiera desarrollar de una manera eficiente las reservas petroleras noruegas y siendo hoy en día una empresa privada y una de las petroleras más avanzadas a nivel mundial con un alto desarrollo en aguas profundas.

En México durante un largo tiempo se privilegiaron actividades dentro del sector, con una mentalidad puramente extractiva y de exportación dejando de lado el desarrollo de otras etapas dentro de la cadena de valor. Durante los años ochenta

y noventa del siglo pasado, la política petrolera mexicana privilegio las operaciones en el campo Cantarell que contaba con una alta disponibilidad de petróleo y gas natural, reduciendo el potencial de Pemex y de la industria petrolera mexicana en otras actividades y limitando la formación de recursos humanos, generando un estancamiento de investigación y desarrollo de tecnología. México nunca se ha caracterizado por ser una nación que genere fuentes de innovación y de desarrollo de conocimiento y tecnología, dentro de la industria una cantidad muy pequeña del PIB está enfocada a este sector, generando un abismo y requiriendo que fuentes extranjeras se encarguen de esto. En cambio Noruega utilizo una gran parte de las ganancias obtenidas por la producción y comercialización de hidrocarburos en el desarrollo de las actividades de extracción de hidrocarburos, enfocado a contar con una alta experiencia técnica en este sector y en el descubrimiento y desarrollo de sus campos y en el desarrollo de recursos humanos y tecnológicos para generar nuevos conocimientos en la investigación y desarrollo.

Noruega no solo desarrolló capital humano y un alto nivel en la creación e innovación de tecnología, también creó una gran red de proveedores de bienes y servicios para la industria petrolera, fomentando la creación de medianas y pequeñas empresas dentro de Noruega que pueden gozar un poco más de las ganancias provenientes de la industria. Desde un inicio garantizó atraer compañías importantes al país para el desarrollo de sus primeros campos, mediante un esquema legal predecible, donde los inversionistas extranjeros operan de manera confiable con reglas claras, donde toda violación es sancionada. Siempre este país propició el bienestar de su población actual y futura y esto ha sido logrado por una correcta administración de su renta petrolera y del fomento a las actividades ligadas a la industria, donde la sociedad está en equilibrio con el desarrollo de la industria formando parte de él, cosa que en México es un tanto diferente, donde las determinaciones legales son interpretadas y aplicadas para intereses de particulares (Romo, Pérez, & Jiménez, 2013).

Aún permanece un gran reto y es Pemex, donde se tendrá que enfocar a ser una empresa eficiente, alejándola de la corrupción, destinando sus recursos óptimamente y la toma de decisiones en función de cumplir con objetivos y generar interés a largo plazo, tanto para la empresa como para la industria, una lección que se puede aprender es como la petrolera noruega ha logrado obtener una autonomía en su administración. Está claro que existen muchas diferencias entre México y Noruega pero hay factores que pueden ser aplicados para industria petrolera mexicana.

Lo mencionado anteriormente solo son algunas buenas prácticas que se podrían adaptar para la industria petrolera mexicana, que pueden ser aplicadas en función de cómo se podrán desarrollar las siguiente etapas en la industria petrolera nacional. Es necesario comprender que el modelo petrolero noruego no se puede aplicar del todo a México, pero si se puede tener como base de lo que se tiene que hacer, al fin de cuentas el objetivo de México como el de Noruega es el mismo, desarrollar el crecimiento de una industria sustentable y esto se podrá generar a través de nuevo modelo petrolero que se ha establecido en la Reforma Energética,

desarrollando altas capacidades tecnológicas y humanas, impulsando el desarrollo e investigación de nuevos conocimientos, la creación e innovación de tecnologías de punta que se adecuen mejor a nuestras condiciones, el fomento al desarrollo de la petrolera nacional, al buen uso de la renta petrolera, así como la seguridad y el medio ambiente, estos son solo algunos puntos importantes de los cuales se pueden sacar provecho del modelo petrolero noruego y de la administración que ha decidido adoptar de sus recursos naturales, sin más, un pilar en todo esto es la voluntad política de llevarlo a cabo, principalmente en el rumbo de la economía del país y en beneficio de la población.

Conclusiones

La administración integral de yacimientos es una herramienta con mucho poder que en la actualidad es más que necesaria para el desarrollo de los yacimientos, ha tomado tanta importancia que hoy en día forma un pilar en la industria petrolera actual, generando grandes impactos y resultados positivos en cada una de las etapas de la cadena de valor de la exploración y producción, su enfoque tan sofisticado basado en el cumplimiento de metas para alcanzar objetivos, ha arrojado resultados muy favorables en el desarrollo de los yacimientos, su determinación en la sinergia y en crear equipos multidisciplinarios que trabajen conjuntamente con un fin en común, ha generado que la administración integral de yacimientos vaya sufriendo un proceso de perfeccionamiento generando la maximización de las ganancias obtenidas de un yacimiento.

En el México moderno y los nuevos pasos que ha tomado la industria obliga a incluir a esta disciplina como una raíz más dentro de la industria petrolera, dando la oportunidad de poner en marcha una deliberada planeación para obtener las máximas ganancias provenientes de los hidrocarburos, como se ha mencionado con anterioridad la mayor captura de valor al menor costo ocurre en la fase de planeación y diseño, representando aproximadamente un 5% de la inversión total de un proyecto con un impacto en el 95% restante de las inversiones, es decir la planeación de proyectos siendo una parte más de la administración integral de yacimientos nos genera una gran oportunidad para generar proyectos petroleros garantizando mayor precisión y calidad al momento de su ejecución, maximizando la captura de valor, con un mínimo de desviaciones con respecto a lo planeado, por esta razón este trabajo hace mención a la metodología Front End Loading (FEL) la cual es una herramienta en el diseño de proyectos que ayuda a optimizar el grado de definición de un proyecto, reduciendo su incertidumbre y nivel de riesgo, desarrollando un proyecto de una manera ordenada, documentada y secuencial con niveles de verificación, logrando obtener el mayor valor económico posible de un proyecto a partir de una serie de opciones, esta metodología se encuentra presente en la etapa de identificación del valor (planeación y formulación del proyecto), evaluando escenarios a fin de seleccionar la mejor opción y obtener una definición documentada del proyecto antes de llevar a cabo la materialización del valor.

En la nueva industria petrolera mexicana esta metodología tiene que representar una herramienta esencial en el diseño de proyectos de exploración y de desarrollo para la extracción generando más ganancias y oportunidades de identificación de valor, es por esta razón que es necesario asegurar la correcta y completa realización de la metodología Front End Loading, en compañía con los nuevos proyectos que se desarrollen dentro del territorio nacional, pues está plenamente comprobado que la ejecución de proyectos sin aplicar esta metodología genera cambios importantes, con las consecuentes desviaciones en calidad, costo y tiempo, afectando el logro de los objetivos planeados y la rentabilidad integral del portafolio de proyectos. Sin

duda la planeación de proyectos mejora la toma de decisiones, el no planear es planificar el fracaso.

Naturalmente el proceso de la administración integral de yacimientos es un proceso dinámico sujeto a cambios, conformado por una extensa red interconectada que interrelaciona el comportamiento del yacimiento, tecnología y el ambiente de la administración, sin duda cada uno de estos componentes son fundamentales dentro de la industria petrolera y están sujetos a cambios, como es el caso de México, un país que ha modificado el marco jurídico con el que rige la industria petrolera mexicana, generando cambios en el ambiente de la administración, que van desde cambios sociales, económicos, políticos, gubernamental y de regulación, generando un nuevo marco regulatorio donde se abre la industria petrolera nacional a todo el mundo, generando la oportunidad de ocupar esta Reforma Energética como un nuevo punto de partida para el futuro de la industria petrolera nacional.

Para México el petróleo representa un gran impacto en la economía y salud fiscal del país, sin embargo este nuevo marco regulatorio debe generar una nueva visión a largo plazo de la administración de sus recursos petroleros, no solo generando algo de ganancias por la extracción y comercialización del petróleo y gas, si no generando y adoptando un nuevo enfoque donde la industria petrolera sea un impulso para crear una mentalidad que genere valor, fuentes de conocimiento y desarrollo de tecnología. Indudablemente los órganos reguladores serán los encargados de una correcta administración de sus recursos petroleros, por eso se debe de poner importante énfasis en ellos para que se desarrollen en función de las necesidades e intereses de la población, el país y la industria.

Sin duda alguna los resultados de este nuevo marco regulatorio estarán en función de los lineamientos en materia de hidrocarburos y de los nuevos modelos de contratación, pues dependerá del correcto cumplimiento de los objetivos que se tengan que alcanzar por parte de los operadores petroleros y del seguimiento a los lineamientos, a los programas y contratos por parte de la Comisión Nacional de Hidrocarburos mediante la correcta evaluación y seguimiento a los indicadores de desempeño.

Como se ha mencionado anteriormente existen muchas buenas prácticas que se pueden adoptar de otros modelos petroleros con éxito en el mundo y que pueden existir elementos que pueden ser adaptados e implementados, incluso mejorados para el desarrollo de la industria petrolera mexicana, ahora el enfoque va dirigido en exponer algunos puntos muy importantes que pueden ser factores claves en el desarrollo de la industria del petróleo y gas, siendo estos, pilares para el desarrollo de una industria que genere valor.

En México se ha dado un gran paso con la creación de la Reforma Energética, pero el camino aún es muy largo para alcanzar una industria petrolera con altos valores, un fuerte pilar para alcanzar tal objetivo que tiene gran éxito o fracaso en cumplir con esto, es la voluntad política de querer hacerlo, donde la Comisión Nacional de Hidrocarburos, al igual que la Secretaría de Energía y los demás órganos

reguladores juegan un papel muy importante, los cuales deberán desarrollar una industria petrolera saludable capaz de evitar la dependencia excesiva de los ingresos del petróleo, desarrollando una visión hacia el futuro, considerando fuentes renovables para la generación, conservación y ahorro de energía, así como modelos para el cuidado del medio ambiente, desarrollando capital humano en la generación e innovación de energías renovables para cumplir e incluso superar las metas que se tienen para la generación de electricidad mediante energías verdes para el 2024, 2035 y 2050.

Este es el inicio del desarrollo de la industria y se debe de aprovechar lo máximo posible la entrada de las nuevas empresas petroleras al país, explotándolas y obteniendo de ellas, conocimientos, prácticas, tecnologías, etc. Sin darles más renta petrolera que la que necesitan para conservar sus servicios. Esto sin más, es una ventaja que se debe tener e implementar para el desarrollo de la industria, la cual debe de estar guiada primordialmente por los intereses del país y no por intereses extranjeros, por esta razón se debe de quebrar esa gran barrera que existe entre cliente-proveedor si no debe ser también una de socio y aprendiz, donde el personal mexicano aprenda haciendo lo que saben hacer las compañías extranjeras y con el tiempo adquirir la experiencia y conocimiento para el desarrollo de proyectos por sí sola, como es el caso de aguas profundas, pero esto solo podrá lograrse a través de políticas que permitan este tipo de relación y que sean atractivas para las compañías extranjeras y así se implementen de manera eficiente en el país, donde al abrir las puertas al mundo entero, solo tiene que ser una puerta para explotar y extraer lo máximo posible de las compañías petroleras multinacionales.

Como se sabe las necesidades tecnológicas siempre representan un papel fundamental en el desarrollo de la industria, siendo la tecnología uno de los tres componentes principales dentro de la administración integral de yacimientos, representando un gran impacto dentro de la industria. La tecnología sin más, es un medio necesario para la creación de una industria que genere valor, claros ejemplos son Brasil y Noruega en el desarrollo de altas tecnologías basadas en necesidades particulares dentro de su industria, la tecnología tiene que ser un camino mediante el cual la industria petrolera mexicana se convierta en una industria generadora de valor, al igual que Brasil y Noruega se tienen necesidades particulares dentro de la industria de las cuales pueden ser usadas para fomentar el desarrollo e innovación de tecnología, se contarán con compañías extranjeras de las cuales se tendrá que sacar ventaja, pero para que se convierta en un país con un alto desarrollo tecnológico, deberán existir cambios tanto políticos, como en la administración de las ganancias provenientes de la industria, donde se tendrá que construir una gran red de proveedores de productos y servicios con altos niveles de competencia y calidad que abastezcan las necesidades de la industria petrolera en México, fomentando la formación de proveedores nacionales.

Principalmente se tendrán que crear vínculos con las compañías internacionales para la adquisición de tecnologías y conocimientos de punta, en donde exista una transferencia efectiva de las empresas existentes a las nuevas compañías que surjan, creando un sistema nacional de investigación y desarrollo de nuevos

conocimientos, capacitación, creación e innovación de tecnología, requiriendo una coordinación entre el gobierno, empresas nacionales, centros de investigación y desarrollo, universidades y empresas internacionales que operen en México, pero esto solo podrá lograrse si el gobierno toma las consideraciones para realizar las inversiones necesarias en estas áreas.

Las universidades juegan un papel muy importante en el desarrollo de la industria, se debe dejar atrás el enfoque de solo satisfacer la demanda de profesionales que requiere la industria y cambiarlo por un enfoque donde las universidades formen parte de la red de investigación y desarrollo tecnológico y de conocimientos, donde el gobierno tendrá que invertir grandes inversiones para que esto se pueda lograr, donde los nuevos profesionistas trabajen conjuntamente con el sector gubernamental y empresarial, donde se generen oportunidades de trabajo y de ampliación de conocimientos trabajando en colaboración con universidades extranjeras y se forme personal calificado para el desarrollo de la industria, de conocimiento, tecnología e innovación, creando la necesidad a las empresas de contar con profesionales de alto nivel. Esto ampliará la cantidad y calidad de las oportunidades laborales del sector petrolero de los profesionistas mexicanos, creando personal calificado para todas las etapas de la cadena de valor.

En estos tres años desde la aprobación de la Reforma Energética, se han observado cambios favorables en el desarrollo de la industria con licitaciones, algunas exitosas otras no tanto como se esperaría, pero sin duda estos tres años han generado experiencia y resultados que hoy en día se pueden apreciar y en un futuro serán tangibles. Se pueden tomar ejemplos de la experiencia internacional regulatoria para el camino de la industria petrolera mexicana enfocada al disminuir la excesiva dependencia por los recursos fósiles y por el cuidado del medio ambiente donde la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos puede adoptar medidas de inspección y desarrollo de tecnologías más seguras y eficientes que puedan ocuparse en la industria petrolera, dándole seguimiento a los operadores petroleros en materia ambiental como la Bureau of Safety and Environmental Enforcement del gobierno de Estados Unidos, incluso se podrían crear organismos reguladores independientes para el manejo de los hidrocarburos en mar y en tierra, haciendo más eficiente las regulaciones y generando el desarrollo de proyectos petroleros más exitosos basado en las consideraciones de localización y protección al medio ambiente.

Un punto muy importante que se obtuvo con el presente trabajo es que la Comisión Nacional de Hidrocarburos y los demás órganos reguladores necesitaran de grandes inversiones por parte del gobierno para que pueda fungir con gestión estratégica. En un futuro en los procesos de licitación aparte de evaluar las capacidades técnicas y financieras, entre otras, para que las compañías puedan firmar contratos para la exploración o para el desarrollo de explotación de hidrocarburos, se tendrán que evaluar aspectos como el compromiso de adquisición de bienes y servicios de proveedores nacionales y si es que aún no existen una red de proveedores y servicios que puedan abastecer las necesidades de la industria petrolera nacional, se deberán tomar las medidas necesarias para que esto pueda

lograrse generando la creación de empresas nacionales que puedan cumplir con los requerimientos de la industria mediante apoyos gubernamentales o préstamos. También se tendrán que otorgar los contratos y el inicio de las actividades de los bloques hasta que las condiciones sean técnicamente y económicamente viables, asegurando las mejores prácticas de la industria y las mejores ganancias posibles, donde la Comisión Nacional de Hidrocarburos sea el organismo para determinar lo anteriormente mencionado y pueda generar las modificaciones legales necesarias para llevarlo a cabo. La CNH desarrolla su función como organismo regulador de una manera destacada, sin embargo existen muchas buenas practicas que se pueden aplicar, como es el caso del órgano regulador noruego, el cual genera una constante evaluación de cada una de las etapas de la cadena de valor de la actividades de exploración y producción identificando cuales de ellas generan más valor que otras y desarrollando alternativas para que las menos eficientes puedan crecer y desarrollarse eficientemente.

En base a lo mencionado anteriormente la Comisión Nacional de Hidrocarburos siendo la encargada de la administración de las reservas con las que se cuentan y las áreas por descubrir, tendrá que adoptar una mentalidad de no solo esperar la propuesta de las compañías para el desarrollo de los proyectos de exploración y producción, siendo el órgano regulador, deberá contar con alternativas que se adecuen mejor a las condiciones específicas de cada bloque antes de convocar la licitación, teniendo un conocimiento de las mejores opciones para el desarrollo de los planes de exploración y producción, generando presión a las empresas que realicen esfuerzos adicionales para aumenta la recuperación de los campos productores, incluso fomentando el uso de métodos de recuperación mejorada y/o avanzada, en función del máximo factor de recuperación posible. Las rondas de licitación deben desarrollarse en función del panorama internacional de la industria petrolera y de los precios del crudo, garantizando lanzar licitaciones en condiciones económicas viables que generen la mayor rentabilidad posible y generando las medidas necesarias para que los planes quinquenales emitidos por la Sener de licitación para la exploración y extracción de hidrocarburos puedan modificarse en función de las condiciones de la industria.

Pemex es una pieza clave en el desarrollo de la industria petrolera nacional, la cual necesitará apoyo por parte del gobierno para salir de la fase de transición que se encuentra y de las deudas financieras que ha adoptado. Lo que ahora necesita es adaptarse al nuevo mundo de bajos precios del crudo logrando tener una buena salud fiscal, generando estrategias de negocio en un escenario de precios bajos y aprovechando las oportunidades que ofrece la Reforma Energética, incrementando su capacidad de producción y aumentar su competitividad realizando alianzas estratégicas complementando capacidades técnicas y financieras, compartiendo riesgos y tecnologías, de la misma manera se deben de crear alternativas por parte de los órganos reguladores para monetizar la participación de Pemex en proyectos estratégicos, todo esto tendrá un impacto favorable en Pemex aprovechando las oportunidades y ventajas que otorga la reforma energética, sin embargo, estas son solo opiniones y la implementación de lo anteriormente mencionado necesitara una profunda investigación y análisis en años futuros con el desarrollo de la industria.

La administración de la renta petrolera debe estar enfocada principalmente al rumbo de la economía del país, utilizando estas ganancias para lograr tal objetivo y en beneficio de la población, creando bienes, servicios e infraestructura que el país requiera, sin olvidar que los recursos petroleros son recursos no renovables y son finitos por esta razón, estas ganancias tendrán que adoptar una visión hacia el futuro la cual dé un aseguramiento energético y que la industria petrolera evolucione de una forma sustentable y compatible con el medio ambiente con objetivos y visiones al futuro. Este nuevo modelo petrolero debe de estar basado en proyecciones a largo plazo donde exista una íntima relación y equilibrio entre la parte técnica que es la encargada de explotar los recursos y los organismos reguladores que se encargan de vigilar y regular las operaciones, la filosofía debe de estar basada en un conjunto de elementos que trabajen de manera eficiente y de una manera interconectada entre el gobierno, legislaciones, administración gubernamental, desarrollo de tecnología, seguridad, medio ambiente, entre otros, donde estén en constante equilibrio con la población y con el desarrollo del país basado en principios de transparencias, rendición de cuentas y combate contra la corrupción, generando bienestar para la población y mejorando la calidad de vida en el país, donde el beneficio proveniente de la industria del petróleo y gas se para todos.

Referencias

1. Aguila, A. (2010). *¿Tiene Mexico una politica industrial?* Insituto de Investigaciones Económicas.
2. Benítez Mendoza, H. M. (19 de 05 de 2016). La Importancia del Desarrollo del Gas Grisú en México. México, México.
3. Carrara, A., & Sebastián, S. (s.f.). Integración Vertical en la Industria Petrolera. Una estrategia de creación de valor .
4. Contreras, P. Á. (2014). *¿EL QUÉ, CÓMO Y CUÁNDO DE LA REFORMA ENERGÉTICA?* México: Centro de Estudios de las Finanzas Públicas. México.
5. Diario Oficial de la Federación . (29 de Septiembre de 2015). Lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos. México, México.
6. Diario Oficial de la Federación . (7 de Enero de 2016). Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos. México.
7. Diario Oficial de la Federación. (11 de Agosto de 2014). Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos. México.
8. Diario Oficial de la Federación. (13 de Noviembre de 2015). Lineamientos que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y sepervición del cumplimiento de los planes de exploración y de desarrollo para la extracción de hidrocarburo, asi como sus modificaciones. México, México.
9. EIA. (2015). *US Energy Information Administration*. Obtenido de <http://www.eia.gov/beta/international/rankings/#?product=53-1&cy=2015>
10. Estrada, J. (Noviembre de 2006). El Modelo Petrolero Noruego Y Sus Beneficios.
11. Gido, J., & Clements, J. (1999). *Administración Exitosa de Proyectos*. International Thomson Editores .
12. KPMG. (2014). *Reforma Enegetica La nueva realidad en México*. México.
13. Marín, R. A. (2014). Principios para el desarrollo de una industria petrolera nacional con proyección internacional. *Revista de Ingeniería*.
14. Martínez, N. (2008). Octavo Foro Reforma Energetica., (págs. 110-112). Mexico, D.F.
15. Mita, G. (2004). Reservoir Management and Oil Reserves Increase. *MG & Asociados SRL*.

16. Open Oil. (2012). *Oil Contracts How to read and undestand them*. Creative Commons.
17. Peregrino Chavez, N. (2005). *Administración Integral de Yacimientos: Enfoque Moderno, Tesis para obtener el título de ingeniero Petrolero, FI.* D.F. México.
18. Petróleos Mexicanos . (2009). *Sistema Institucional de Desarrollo de Proyectos Manual Seccion 1 y 2*. Pemex.
19. PwC México . (2015). Ronda 1 Licitaciones de contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos en México. MPC: 011516_MS_FolletoEnergia_Ronda1.
20. Quiroz, J. C., Ramiro, M., Reyes, C., & Tapia, M. (s.f.). *El destino está en los detalles: las leyes secundarias y la reforma energética*. Intituto Mexicano para la Competitividad A.C.
21. R2M México S.A de CV. (s.f.). Metodología De Optimización De Secuencia de Inversiones a Pozos.
22. Romo, D., Pérez, F., & Jiménez, R. (5 de Marzo de 2013). La Industria Petrolera Noruega. CIECAS-IPN.
23. Satter, A., & Thakur, G. (1994). *Integrated Petroleum Reservoir Management: A Team Approach*. Tulsa, Oklahoma, EUA: PennWell Books.
24. Shlopak, M., Emblemsvag, J., & Oterhals, O. (s.f.). *FRONT END LOADING AS AN INTEGRAL PART OF THE PROJECT EXECUTION MODEL IN LEAN SHIPBUILDING*.
25. Thakur, G. (1990). Reservoir Management: A Synergistic Approach. *SPE* 20138.
26. Transparency International . (2015). *Transparency International* . Obtenido de <http://www.transparency.org/country/#NOR>
27. Ugas, L. (2008). LA GESTIÓN DE LOSPROYECTOS EN LAS EMPRESAS DEL SECTOR ENERGÉTICO. CASO: ENELVEN-CARBOZULIA. *Revista Electrónica de Estudios Telemáticos*.
28. Vielva, L. (s.f.). La aplicación de la Metodología VCD como herramienta de creacion de Valor y fundamento de la transformación de las organizaciones. *Congreso Mexicano del Petroleo*.
29. Weijde, G. v. (2008). *Front-End Loading in the Oil and Gas Industry*.