



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE
LA TIERRA

**El Papel del Organismo Regulador en la Explotación Óptima
de un Yacimiento Petrolero**

TESIS PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

ÁLVAREZ MERCADO PATRICIA

DIRECTOR DE TESIS:

Ing. Carlos Ríos Ramírez

CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO D.F., 2014





Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



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.

Contenido

Objetivo.....	7
Justificación.....	7
Resumen.....	8
Introducción	10
1. La Administración Integral de Yacimientos	13
1.1 Definición y fundamentos	13
1.1.1 La administración de yacimientos y la economía.....	14
1.1.2 La administración de yacimientos y el medio ambiente	16
1.2 El equipo Multidisciplinario.....	16
1.3 El proceso de la administración integral de yacimientos	19
1.3.1 Planeación	19
1.3.2 Ejecución.....	22
1.3.3 Seguimiento y control	22
1.3.4 Revisión de planes y estrategias.....	23
1.3.5 Evaluación.....	24
2. El Proceso de Exploración y de Extracción de Hidrocarburos.....	26
2.1 El proceso de exploración	26
2.1.1 Evaluación del potencial petrolero	28
2.1.2 Incorporación de reservas.....	31
2.1.3 Delimitación y caracterización inicial del yacimiento.	32
2.2 El proceso de extracción	33
2.2.1 Desarrollo de campos y optimización	33
2.2.2 Explotación de yacimientos.	35
2.2.3 Abandono	44
3. Los Planes de Exploración y Extracción.....	47
3.1 El Plan de exploración.....	49
3.2 El Plan de extracción.....	52
3.2.1 Alcance del desarrollo.....	53
3.2.2 Factores del yacimiento.....	53
3.2.3 Evaluación geotécnica.....	53

3.2.4 Tecnología.....	54
3.2.5 Estrategia de producción	55
3.2.6 Soluciones de desarrollo.....	55
3.2.7 Instalaciones	55
3.2.8 Costos de desarrollo	56
3.2.9 Organización y ejecución	56
3.2.10 Producción y monitoreo del yacimiento.....	57
3.2.11 Desmantelamiento de instalaciones.....	57
3,2,12 Análisis financiero.....	57
4. Troll: un caso de éxito del trabajo coordinado del organismo regulador con la empresa de producción.....	58
4.1 Datos técnicos de Troll.....	59
4.2 Exploración	61
4.3 Reservas	62
4.4 El Directorado Noruego.	63
4.5 Desarrollo del campo Troll	66
4.5.1 Fase uno	67
4.5.1 Fase dos.....	69
4.5 TOGI: Troll-Oseberg <i>Gas Injection</i>	73
4.5.1 Fase tres.....	76
4.4 Producción.....	76
5. El panorama regulatorio en México	78
5.1 El marco jurídico mexicano en materia energética y sus reformas	78
5.2 La experiencia regulatoria internacional	98
5.2.1 Brasil	99
5.2.2 Noruega	101
5.2.2 Colombia.....	104
5.2.3 Estados Unidos.....	107
Conclusiones	110
Bibliografía	114

Lista de Figuras

Capítulo I

Figura 1.1 Plan a través del tiempo

Figura 1.2 Costos, riesgos y programas

Capítulo II

Figura 2.1 Cadena de valor exploratoria

Figura 2.2 Barco para tirado de sísmica

Figura 2.3 Sistema petrolero

Figura 2.4 Perforación de un pozo exploratorio

Figura 2.5 Cadena de valor para la extracción de hidrocarburos

Figura 2.6 Foto de un ducto

Figura 2.71 Clasificación de los métodos de recuperación de hidrocarburos

Figura 2.8 Esquema de empuje por gas disuelto

Figura 2.9 Esquema de empuje por segregación gravitacional

Figura 2.10 Esquema de empuje por capa de gas

Figura 2.11 Esquema de empuje por presencia de acuífero

Figura 2.12 Esquema de empuje por expansión de roca

Figura 2.13 Elementos del sistema de bombeo por cavidades progresivas

Figura 2.14 Combinación de bombeo electrocentrífugo (BEC) con bombeo neumático

Figura 2.15 Derribamiento de una plataforma en su sitio

Capítulo III

Figura 3.1 Foto de la planta procesadora de gas Kollsnes

Capítulo IV

Figura 2 Ubicación geográfica de Troll

Figura 4.2 Distribución de las provincias que conforman Troll

Figura 3 Troll: personaje mítico del folclore escandinavo

Figura 4 Ubicación de las plataformas Troll A, B y C en el campo Troll

Figura 5 Planta procesadora de gas, Kollsnes

Figura 4.6 Plataforma Troll A

Figura 4.7 Plataforma Troll B

Figura 4.8 Planta procesadora de Kollsnes

Figura 4.9 Plataforma Troll C

Figura 4.10 Ubicación de los campos Oseberg y Troll

Figura 4.11 Esquema de las instalaciones submarinas y superficiales de Oseberg

Lista de Gráficas y Tablas

Capítulo III

Tabla 3.1 Benchmarking de los objetivos que persigue cada órgano regulador

Tabla 3.1 Benchmarking para contenido de PDOs

Capítulo IV

Gráfica 4.1 Los socios de Troll

Gráfica 4.2 Producción de Troll de 1988 con proyecciones a 2054

Capítulo V

Gráfica 5.1 Producción de aceite en Brasil (1980-2014)

Gráfica 5.2 Producción de aceite en Noruega (1980-2014)

Gráfica 5.3 Producción de aceite en Colombia (1980-2014)

Gráfica 5.4 Producción de aceite en Estados Unidos (1980-2014)

Tabla 2 Producción de petróleo (mbd) de 2001 a mayo de 2013

Tabla 3 Incremento de pozos entre 2011 y 2013 por Activo

Tabla 4 Producción y distribución de 2001 al 14 de septiembre de 2014

Conclusiones

Gráfica 6.1 Producción de aceite en México (1980-2014)

Objetivo

Demostrar mediante un estudio de caso, la importancia de la participación del órgano regulador en la administración de un yacimiento.

Justificación

Derivado de la serie de cambios que enfrentará México dadas las modificaciones a la Constitución y a las leyes secundarias, se debe establecer la importancia de la participación de los órganos gubernamentales, en especial del organismo regulador, como un elemento clave para el desarrollo de las actividades de exploración y de extracción de hidrocarburos.

Resumen

México está atravesando por una serie de cambios con la nueva Reforma Energética, en la que el organismo regulador debe tener la responsabilidad de ser partícipe en la administración y desarrollo de la mayoría de las actividades relacionadas con la industria petrolera.

Uno de los más famosos casos de éxito de la administración integral de yacimientos, es el del campo petrolero noruego llamado Troll. Tomar a Noruega como un ejemplo para crear un nuevo modelo de la industria energética mexicana es, tal vez, algo aventurado debido al entorno social, cultural, legal y económico de México; sin embargo, hay muchas cosas que se pueden contemplar como factores clave para la nueva era de la administración de yacimientos petroleros en nuestro país.

Noruega es un país que pudo establecer su propio modelo debido, en parte, al desarrollo de Troll. Los instrumentos legales se adaptaron a los requerimientos del yacimiento. Su *Know how* es una de las razones por las que Noruega se ha convertido en uno de los principales exportadores de aceite y gas, y por las que vale la pena tomar ejemplo de sus lecciones aprendidas.

El regulador en Noruega es el Norwegian Petroleum Directorate, NPD. El Directorado fue partícipe durante el desarrollo del campo, siendo uno de los elementos clave en la toma de decisiones a lo largo de la historia de Troll. El modelo que Noruega ha venido desarrollando y que se verá claramente en este trabajo, ha sido tomado por muchos países como un claro ejemplo de la buena administración de yacimientos a largo plazo.

Esta tesis mostrará al lector el papel que tomará el órgano regulador en México, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), enfocada a las actividades *upstream* de la industria, esto es, la exploración y extracción de hidrocarburos. Además de la creación de la CNH, el Ejecutivo Federal ha creado dos reguladores más, con la finalidad de cubrir el universo de actividades de la industria petrolera: la Comisión Reguladora de Energía y la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.

Con la creación de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, la industria petrolera ha sido capaz de explorar y explotar aceite y gas con los mejores estándares de calidad y la mejor administración. Además, la industria petrolera ha desarrollado proyectos e infraestructura en un marco legal específico, es decir, bajo regulaciones, supervisión y control de actividades para planes de desarrollo y operación.

Introducción

México atraviesa por una serie de cambios derivados de una Reforma Energética que tiene como finalidad incrementar el crecimiento económico del país, esto con el propósito de modificar un modelo económico energético que ha fracasado. El modelo que se había implementado en los años anteriores estaba totalmente agotado y sin embargo, la industria petrolera buscaba alternativas para incrementar sus utilidades. En un inicio se consideró establecer contratos de utilidad compartida, pues se creía que con ellos se potenciaría la producción y se mantendría el control del Estado sobre el petróleo; se pensaba adicionalmente, que con ellos se disminuirían los costos, se impulsaría el *know how*, la expansión de operaciones y, la introducción a otros mercados llevarían a realizar megaproyectos de inversión para las actividades de exploración y producción de aceite.

Para 2008 el Ejecutivo Federal rechazó una reforma constitucional y se enfocó directamente en las modificaciones a las leyes secundarias. Con el paso del tiempo, dichos esfuerzos se vieron reflejados en una insuficiencia para generar crecimiento económico, dejando en claro que se necesitaba modificar el modelo energético de la nación.

Para iniciar este proceso de reforma, se partió de un punto de vista general institucional, formal y legal. El Congreso de la Unión recibió en 2013, las propuestas de reforma jurídica a la Constitución y de creación y modificación de leyes secundarias, para reestructurar el sector energético.

De acuerdo con el Secretario de Energía, Pedro Joaquín Coldwell, el debate de las iniciativas debía incluir factores tanto económicos como productivos para impulsar los cambios, uno de los más importantes es el estructural. De otra manera, México quedaría en desventaja respecto de otros países que han tenido grandes avances a raíz de su reforma energética como es el caso de Noruega desde la década de los sesentas del siglo pasado y más recientemente los casos de Colombia y Brasil.

En Agosto de 2013 el Ejecutivo Federal presentó al Congreso su iniciativa de reforma, solicitando al Congreso, solicitando modificar los Artículos 27 y 28 de la Constitución, con la finalidad de modernizar el sector energético. Esto provocó una gran controversia pues

dichos artículos definían que las reservas de hidrocarburos en el subsuelo son propiedad de la Nación. La propuesta del Presidente sugería la participación del sector privado mediante contratos de utilidad compartida en las actividades de exploración y producción de aceite y gas.

El Senado de la república aprobó la reforma constitucional en materia energética, el 11 de diciembre de 2013, la Cámara de Diputados la aprueba un día después y 20 legislaturas estatales la aprueban el 16 de diciembre. El 20 de diciembre de 2013, el Ejecutivo Federal publica en el Diario Oficial de la Federación el decreto correspondiente. Con esto se dio luz verde a los cambios en los Artículos 25, 27 y 28 de la Constitución con la finalidad de permitir la participación privada en las actividades estratégicas del sector energético, hasta antes limitadas a los órganos del Estado. Aquellos que votaron a favor afirmaron que con dicha Reforma México vería favorecida la extracción de petróleo en aguas profundas y en yacimientos no convencionales como los relativos a las formaciones de lutitas (shale gas/oil) y de los crudos pesados y extrapesados, con ayuda de la participación privada. Los que votaron en contra, otorgaban el beneficio de la duda en cuanto al manejo de los recursos nacionales por parte de las compañías privadas.

En el proceso legislativo se involucraron 21 leyes, de las cuales se expidieron 9 y se reformaron 12, entre las que se encuentran la: Ley de Hidrocarburos, Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en materia energética, Ley de Petróleos Mexicanos, Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo, Ley de Inversión Extranjera, Ley Minera, Ley Federal de Entidades Paraestatales, entre otras.

La actual Reforma Energética es una iniciativa de transformación osada y compleja en materia técnica y legal, los temas que de ella se derivan son de competencia, nuevas tecnologías, regulación eficiente, transparencia y desarrollo sustentable.

Durante el discurso de la promulgación de la Reforma Energética, el Ejecutivo Federal argumentó que era posible reunir un marco jurídico avanzado que convertiría el sector energético en una fuente de crecimiento económico a través de esfuerzos legislativos meticulosos y con un sentido de responsabilidad política. Se añadió que la Reforma fortalece

y moderniza a PEMEX y CFE, dándole a estas empresas productivas del estado la suficiente capacidad y flexibilidad para cumplir su misión de beneficiar a la sociedad mexicana a largo plazo.

El diseño institucional derivado de la Reforma Energética en materia de explotación y extracción de hidrocarburos, se basa en una trinidad dirigida por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, con responsabilidades propias y otras en apoyo a la Secretaría Energía; ésta propia secretaria y, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público en lo relativo a los términos fiscales de los contratos o asignaciones. Bajo éste esquema la Comisión Nacional de Hidrocarburos se vuelve un jugador clave en la industria mexicana de aceite y gas como la nueva autoridad principal tanto para PEMEX y empresas subsidiarias, como para las compañías privadas y otras empresas productivas del Estado que se llegarán a crear en el futuro.

La Comisión Nacional de Hidrocarburos se encargará de llevar a cabo las licitaciones, asignaciones, la ejecución de contratos y la administración técnica y supervisión de los planes de desarrollo, no sólo de Pemex sino también de las operadoras interesadas en desarrollar nuestros campos. Dentro de este esquema de colaboraciones, se incluye a la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, SEMARNAT quien fungirá como una autoridad de control en el sector de hidrocarburos vía la ANSIPA, Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, una agencia especializada en temas ambientales y de seguridad industrial.

Lo que nos lleva a analizar a qué retos se enfrentará el marco regulatorio en México, qué esquemas se deben adaptar de la experiencia internacional, qué sigue después de ésta nueva Reforma Energética.

Esta tesis proporcionará al lector una visión general del marco regulatorio al que se enfrentará el sector energético de México. Lo anterior partiendo de los conceptos básicos de administración de yacimientos, un breve recuento de las etapas que envuelve la cadena de valor de exploración y extracción de hidrocarburos, la importancia de la estructura de los planes de exploración y extracción, haciendo un análisis de caso Noruego, en cuanto a regulación energética.

1. La Administración Integral de Yacimientos

1.1 Definición y fundamentos

La administración integral de yacimientos es uno de los pilares más importante dentro de la industria petrolera. Como bien se sabe, una parte de la base del éxito dentro de un proyecto, cualquiera que este sea, depende del trabajo multidisciplinario de las personas involucradas y del control y supervisión del mismo. El intercambio de información, ideas, la implantación de objetivos claros y la máxima coordinación de estos grupos multidisciplinarios es esencial para el éxito de cualquier proyecto petrolero.

La administración integral de yacimientos se define como: un proceso dinámico de un conjunto de decisiones y operaciones, mediante las cuales a un yacimiento se le puede identificar, cuantificar, desarrollar, explotar, monitorear y evaluar en cualquier etapa de su desarrollo. La buena administración se ve reflejada en la práctica adecuada de los recursos disponibles, ya sean humanos, tecnológicos y financieros, para maximizar la recuperación económica de aceite y gas de un yacimiento, optimizando la inversión y los costos.

La administración integral de yacimientos se fundamenta en la optimización económica de la recuperación de aceite y gas, misma que puede lograrse partiendo de los siguientes principios:

- Identificar y definir cada yacimiento en un campo particular junto con sus propiedades físicas.
- Establecer escenarios futuros para el comportamiento del yacimiento, partiendo de un análisis de su comportamiento pasado.
- Minimizar la perforación de pozos innecesarios
- Definir y modificar, en caso de ser necesario, pozos e instalaciones superficiales
- Tener pleno control de las operaciones

- Considerar el universo de factores legales y económicos.

Dentro de la serie de factores que involucran la administración se encuentra el tiempo de aplicación; sin embargo, aunque no hay un tiempo ideal establecido para comenzar un proceso de administración, se sugiere que éste sea a partir del descubrimiento del yacimiento, debido a las ventajas que se podrían tener, principalmente en el sistema de monitoreo y evaluación, y en los costos durante el desarrollo del yacimiento.

Otros factores que involucran una buena administración son los insumos y la generación de información del yacimiento, misma que debe ser colectada teniendo en mente si dicha información es la necesaria, cómo será manejada y qué decisiones se tomarán con ella. La información ya existente y la generada de algún proceso de reconocimiento y exploración superficial, ayudará al equipo a establecer, sin duda alguna: metas, planes, monitoreo y evaluación, entre otros.

1.1.1 La administración de yacimientos y la economía.



La optimización económica es una de las metas de la administración de yacimientos, para ello, se requiere plantear varios escenarios de los que se obtendrá la mejor decisión de negocio para maximizar los beneficios.

La administración requiere de evaluaciones económicas y análisis de los planes que serán sujetos a administración durante la vida del yacimiento. Un análisis económico requiere que se establezcan objetivos en base a los criterios económicos de la empresa, se formulen escenarios en los que se desarrollaría el plan, datos de producción acumulada, operación y financieros, y sobre todo de un análisis de riesgos en donde como resultado del mismo, se obtenga el mejor plan a desarrollar en base a su rentabilidad.

Otros factores que van de la mano con el análisis económicos son: la fluctuación de precios del crudo y gas, los grandes períodos que pueden existir entre las inversiones y las ganancias resultantes, la toma de decisiones en ambientes de gran incertidumbre y riesgo, la interacción de los factores técnicos con los económicos, la estructura de los contratos e impuestos y el incremento de los costos de operación a través del tiempo.

El valor económico de un plan está influenciado por varios factores de acuerdo a los criterios de la compañía. Para la evaluación económica de un plan, se deben calcular los ingresos anuales utilizando las ventas de gas y aceite producidos, así como los precios de venta; calcular por año los costos totales, capital, impuestos, costos de operación, perforación; calcular el flujo de caja no descontado; calcular el flujo de caja anual descontado a una tasa específica.

Por naturaleza, las evaluaciones conllevan riesgos e incertidumbres técnicas, económicas y políticas. Los resultados de esas evaluaciones son factores importantes para decidir sobre estrategias de producción, precios, inversión y costos de operación.

La administración, en su etapa de planeación, debe considerar cuánto dinero estará disponible para pagar pozos, líneas de tubería, compresores, plataformas, instalaciones y cualquier otro imprevisto, así como el valor del dinero a través del tiempo. Mientras que, durante el desempeño económico del plan debe ser considerada la relación entre los ingresos y los gastos, para lo que se deben considerar criterios de evaluación como el valor presente neto (VPN) y la tasa interna de retorno (TIR). Una vez seleccionado el criterio, se procede a establecer estrategias de operación, mismas que deberán incluir la valoración de factores tangibles e intangibles

En ciertos casos, los recursos administrados tienen una pequeña influencia en impuestos y precios. Por otro lado, varios de ellos pueden ejercer una influencia significativa en el comportamiento de la producción y los gastos. Por lo anterior, se han desarrollado algunas estrategias para optimizar el VPN, algunas de ellas son: acelerar la producción, incrementar la recuperación y reducir los costos de operación.

1.1.2 La administración de yacimientos y el medio ambiente



El impacto ambiental de un proyecto, sin duda alguna, debe considerarse al momento del desarrollo del mismo. Debido a que las actividades de exploración y de extracción pueden ser consideradas como de alto riesgo, los planes que se desarrollen para dichas actividades deberán contener un análisis de riesgo. Dicho análisis debe contener escenarios y medidas preventivas derivados del análisis hecho; una descripción de las zonas de protección y el señalamiento de las medidas de seguridad en materia ambiental.

En cuanto al análisis de impacto ambiental, éste describe detalladamente las características del plan y se fundamenta de un estudio previo que proporciona los antecedentes necesarios para la predicción, identificación e interpretación de sus resultados. Por lo que, el impacto ambiental provee una línea base para las condiciones ambientales que se manejan en el área de interés y una estimación de los efectos ambientales de acuerdo a las operaciones a realizar. De modo que se prevengan, controlen, mitiguen y compensen los daños al ambiente causados por las actividades a desarrollar.

1.2 El equipo Multidisciplinario

Como ya se ha mencionando, la administración integral de yacimientos requiere de los efectos de varias acciones y de los esfuerzos del trabajo en equipo, sobre todo para garantizar el desarrollo y la ejecución del plan, integrando sus funciones individuales para lograr la meta establecida. Las decisiones que se tomen respecto al desarrollo y la ejecución del plan, deben correr a cargo de una discusión de todo el equipo, es por ello que deben estar integrados por varios especialistas: geólogos, geofísicos, petroleros, entre otros.

Figura 1.1 Enfoque de la Administración de Yacimientos¹

Un equipo es un grupo de personas que trabajan de manera multidisciplinaria para alcanzar una meta común. El enfoque del equipo, durante el proceso de administración integral de yacimientos, puede mejorar manteniendo niveles de competitividad y facilitando la comunicación entre las diversas ingenierías y especialidades en el proyecto mediante reuniones periódicas en las que se podrá tener intercambio de conocimientos, experiencias, objetivos y puntos de vista, entre otros.

¹Fuente: Ph. D. SATTER, Abdus; *Integrated Petroleum Reservoir Management*; PennWellBooks; Tulsa, Oklahoma, 1994

Dentro de la conformación de todo equipo de trabajo, siempre habrá un líder que guíe día a día al equipo entero, su organización y la orientación que le dé al equipo es un factor clave. De acuerdo con los requerimientos del yacimiento que se desea desarrollar, deberá ser la formación del equipo, la selección de los integrantes e inclusive la selección de herramientas motivacionales adecuadas.

Un modelo de trabajo en equipo es el propuesto por Satter en su libro “*Integrated Petroleum Reservoir Management*”, de ésta propuesta se pueden resaltar los siguientes puntos:

- El equipo debe seleccionar un líder, quien será responsable de mantener informado al gerente de producción y coordinará las actividades del equipo.
- Preparar un plan de administración de yacimientos y definir las metas y objetivos, involucrando todas las especialidades de ingeniería que conforman al equipo.
- El gerente de producción deberá avalar el plan e instruir las modificaciones pertinentes para iniciar la ejecución del plan
- El plan estará sujeto a modificaciones conforme se ejecuta, por lo que puede presentarse el caso de incluir a otros especialistas, conforme las necesidades del plan lo requiera.
- Todas las modificaciones estarán sujetas a la aprobación del gerente.
- Para reducir los conflictos que puedan existir en el equipo, deberá haber constante comunicación tanto con el líder del equipo como con el gerente.

Así pues, todo equipo exitoso parte de un buen líder, pues es él quien los ayuda a desarrollarse y crecer para convertirse en un equipo cohesionado y efectivo. Todo equipo efectivo es aquel en el que los involucrados tienen la misma visión sobre el resultado y los beneficios del proyecto, saben cómo se complementa el trabajo de cada parte y tienen un gran nivel de confianza, cooperación y colaboración.

1.3 El proceso de la administración integral de yacimientos

Fundamentalmente, el proceso de administración se integra por las etapas de planeación y posteriormente su aplicación. Es aquí donde cito al Director de Planeación de *Shell* Internacional, Arie de Geus quien solía decir, “planear es importante para cualquier negocio, pero ejecutar es el negocio”. Es ahí donde todo proyecto puede tomar el camino del éxito o del fracaso.

La Administración del yacimiento, inicia con la clara definición de metas, reconocer las necesidades específicas, definir el problema y con base en ello establecer dichas metas. Las metas están sujetas a las características del yacimiento, el entorno corporativo, económico, social, y la tecnología disponible. La comprensión de lo ya mencionado es una herramienta indispensable para la elaboración de un plan de desarrollo.

1.3.1 Planeación

El desarrollo de un campo es en esencia un problema de dinámica, en donde el tiempo es un factor primordial. La predicción del comportamiento sobre el cual se tomarán las decisiones, está en función del conocimiento y la información que se tenga respecto al yacimiento, sus mecanismos de producción, y estos a su vez dependen de las decisiones que se hagan para el desarrollo y el tiempo en que se lleve a cabo.

Los planes que se realicen para la exploración o el desarrollo de un campo, señalan las etapas que se deberán realizar para poder lograr el alcance del plan en tiempo y con recursos económicamente viables para la empresa. Planear es entonces un proceso predictivo en el que la información disponible durante la etapa de Planeación, hay una anticipación de diversos sucesos, y es por esto que un plan no es estático, sufre considerables modificaciones a lo largo de su proceso de ejecución.

Figura 1.2 Proceso de la Administración de Yacimientos



Fuente: Ph. D. SATTER, Abdus; *Integrated Petroleum Reservoir Management*; PennWellBooks; Tulsa ,Oklahoma, 1994

La planeación se puede conceptualizar como un arreglo sistemático de tareas para lograr un objetivo. El plan, se basa en una serie de técnicas para establecer un programa de acción:

1. Objetivos
Alcanzables, claros, específicos y medibles.
2. Establecer paquetes de trabajo
Dividir el plan en partes manejables para identificar el conjunto de elementos necesarios para completar el alcance de trabajo del plan.
3. Definir actividades particulares para cada paquete de trabajo

Para cada paquete de trabajo, establecer la serie de actividades que se requiere llevar a cabo.

4. Diagrama de red

Establecer la secuencia de las actividades y las interrelaciones para el alcance del plan.

5. Estimar duración del plan

Con base en el diagrama de red, se debe estimar el tiempo total transcurrido, el cual incluye el tiempo necesario para llevar a cabo las actividades más un tiempo de espera asociado.

6. Estimar costos

Con base en los tipos y cantidades de recursos requeridos para cada actividad.

7. Calcular programa y presupuesto del plan

Con base en los costos y tiempos establecidos en el plan, se determina si el plan puede completarse en tiempo y con los recursos asignados. De lo contrario, habría una replantación del plan inicial.

Siguiendo el esquema anterior, el plan debe desarrollarse con base en temas de yacimientos, tecnología disponible, negocios, política y ambiente, y debe cubrir todo el proceso desde el descubrimiento hasta el abandono. Las actividades a realizar para el desarrollo de un campo, se pueden condensar en los siguientes puntos:

- Evaluación
- Diseño
- Construcción
- Instalaciones
- Producción
- Abandono

1.3.2 Ejecución

Una vez que el plan se ha integrado totalmente, se puede proceder a la ejecución del mismo. Satter, en su libro *Integrated Petroleum Reservoir Management*, propone un esquema para mejorar la ejecución del plan:

- ✓ Establecer un plan de acción
- ✓ Revisión continúa del plan para plantear modificaciones
- ✓ El personal y equipo deben estar comprometidos
- ✓ Reuniones periódicas con todos los miembros del equipo.

Figura 1.6 Plan a través del tiempo



La ejecución del plan involucra todo un conjunto de actividades y de todas las disciplinas involucradas para velar por el cumplimiento y las modificaciones que se deriven de realizar las actividades, por lo que se debe estar revisando constantemente para establecer las modificaciones necesarias con base en los requerimientos del yacimiento y normativa aplicable. Las modificaciones siempre deben estar aprobadas y apoyadas por el gerente, sin importar lo bien o mal que esté técnicamente, aunque por lo general las modificaciones pueden estar enfocadas a cambios en la duración de algunas actividades, cambios en la disponibilidad y productividad de recursos, así como en los riesgos no anticipados

1.3.3 Seguimiento y control

La administración de yacimientos requiere del monitoreo constante y de la supervisión de actividades, con la finalidad de determinar cómo está respondiendo el yacimiento una vez que se empieza a ejecutar el plan.

Los especialistas involucrados, ingenieros, geólogos, operadores, deben trabajar juntos en el desarrollo del programa con el apoyo del gerente. El programa para ejecutar el plan, depende en gran medida del origen del plan. Por lo general, las áreas que más supervisión y control necesitan, incluyendo la adquisición de datos, son las que involucran la producción de aceite, agua y gas; la inyección de gas y agua, las presiones de fondo fluyendo; las pruebas de inyección y producción; perfiles de producción y de inyección.

Para el caso de los proyectos de recuperación secundaria, el programa de monitoreo y control es demasiado crítico y hay que desarrollarlo con demasiada precaución por todas las incertidumbres que pudiesen existir.

La clave en el desarrollo de esta etapa se encuentra en observar y medir el desempeño del proyecto regularmente para identificar las variaciones y modificaciones que se pudieran realizar al plan. Una de las estrategias más implementadas para dar seguimiento es la de establecer KPIs, *keep performance indicators* o bien, indicadores clave de desempeño. Éstos indicadores proporcionan un buen parámetro para medir el éxito o la falla de un plan, en un nivel corporativo, los KPIs están directamente relacionados con la dirección del plan.

Para trabajar con indicadores, las compañías deben identificar y diseñar buenos indicadores que le ayudarán tanto a darle seguimiento como a evaluar el desempeño del proyecto. Decir “buenos indicadores” es un tanto ambiguo, sin embargo se puede establecer un criterio de diseño mediante una evaluación de competencias u objetivos, dichos criterios deben ser específicos, cuantificables, alcanzables, realistas y para un plazo establecido.

1.3.4 Revisión de planes y estrategias

Cuando el yacimiento no está desarrollándose como se esperaba, de acuerdo a los indicadores de desempeño o las condiciones de administración han cambiado, entonces se necesita de una revisión de planes y estrategias. Para ello, es recomendable que como equipo se analice claramente qué es lo que se está trabajando, qué se necesita hacer y qué hay por mejorar.

Figura 1.7 Costos, riesgos y programas



1.3. 5 Evaluación

El plan debe ser revisado periódicamente para asegurarse de que se está siguiendo, que está funcionando y que aún sigue siendo válido. Así mismo, el éxito del plan debe ser evaluado de acuerdo al desempeño del yacimiento y el desempeño esperado del propio plan.

Para ello, se deben establecer criterios económicos y técnicos por parte de los grupos de trabajo para determinar qué tan exitoso está siendo el proyecto. Puede ocurrir que el proyecto técnicamente sea exitoso pero un fracaso económico. Un proyecto es exitoso cuando logra sus objetivos en el plazo establecido y dentro del presupuesto marcado.

La planeación, el trabajo en equipo y el seguimiento y control son fundamentales para que la administración del plan sea satisfactoria, siempre y cuando la estrategia haya sido debidamente formulada.

La parte importante al evaluar el desempeño de un plan son las lecciones que esto deja, lo que se podría mejorar para el desarrollo de algún otro plan en un futuro, el intercambio de

conocimiento o bien el proceso de toma de decisiones. Todo esto enfocado a que planes posteriores se desarrollen de manera eficiente, eficaz y rentable.

2. El Proceso de Exploración y de Extracción de Hidrocarburos

2.1 El proceso de exploración

Figura 2.1 Cadena de valor Exploratoria



La generación de valor en la industria petrolera parte desde la etapa de exploración, cuyo objetivo es la cuantificación de recursos prospectivos e incorporación de reservas. Los trabajos que sean realizados en esta etapa, sirven para identificar la existencia de elementos geológicos que conforman el sistema petrolero, es decir, identificar la roca generadora, la roca almacenadora, la trampa, la roca sello y el tipo de migración de hidrocarburos. Una vez identificados, se procede a la estimación de los recursos que pasarán a ser reservas vía la perforación de pozos exploratorios.

El proceso exploratorio parte de una serie de estudios previos de evaluación, los cuales consisten en gran medida en actividades sobre la superficie del terreno o del mar para considerar la existencia de hidrocarburos en un área determinada, es decir, un reconocimiento y exploración superficial, el cual abarca trabajos para:

- **Adquisición de datos:**

Operación que consiste en la recolección de datos por medio de métodos directos o indirectos, gravimetría, geoquímica, magnetometría, sísmica 2D y 3D, entre otros.
- **Procesamiento:**

Operación que consiste en aplicar metodologías para facilitar la interpretación de los datos, las cuales incluyen aquellas que minimizan o corrigen las distorsiones o registros no deseables de los datos adquiridos, re-arreglo de los datos, el filtrado de acuerdo a criterios específicos, la combinación de elementos de los datos, la transformación, la migración, la medición de atributos y la visualización, entre otros.
- **Reprocesamiento:**

Operación que consiste en aplicar métodos de procesamiento adicional o diferente al procesado previo. Este puede incluir la variación de parámetros con un objetivo específico.
- **Interpretación de datos:**

Operación para determinar el significado geológico o el modelo que sea compatible con los datos adquiridos, mismo que no es estático y está sujeto a refinamiento, el cual involucra una secuencia de selecciones arbitrarias.

La cadena de valor del proceso exploratorio se puede definir en tres grandes etapas cronológicas:

- ✓ Evaluación del potencial
- ✓ Incorporación de reservas
- ✓ Delimitación del yacimiento

Figura 2.2 Barco para tirado de sísmica



2.1.1 Evaluación del potencial petrolero

Primera etapa de la cadena de valor del proceso exploratorio. La evaluación del potencial petrolero parte de los datos debidamente procesados e interpretados, provenientes del proceso de exploración y reconocimiento superficial. Se enfoca en la planeación y programación de la evaluación del potencial, el análisis y evaluación de las cuencas, el análisis y evaluación de los sistemas petroleros, el análisis y evaluación de *Plays*, y la identificación, evaluación y selección de prospectos.

Partiendo del objetivo que tiene el desarrollo de la evaluación del potencial, se desglosará brevemente cada una de sus sub-etapas.

2.1.2.1 Planeación de la Evaluación del Potencial.

Para poder desarrollar ésta etapa, se requiere conocer el plan de negocios de la empresa, la estrategia de exploración con sus respectivos documento rector y documento técnico, el marco normativo bajo el cual se desarrollarán las actividades exploratorias, los lineamientos y premisas del ciclo de planeación y la información técnica y económica.

Una vez analizados dichos paquetes de información, se procede a generar los planes y programas de evaluación del potencial, se asignan los recursos y para el final de la etapa, el proyecto de inversión se autoriza, modifica o descarta.

2.1.2.2 Análisis y Evaluación de Cuencas

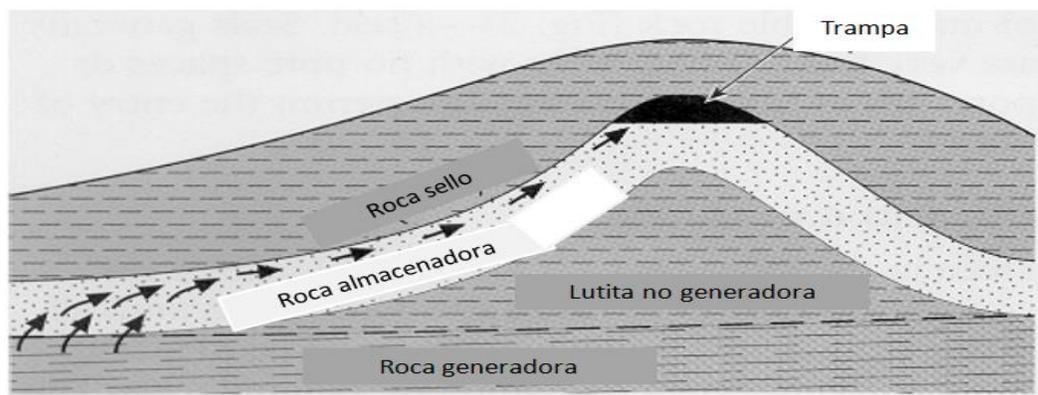
Los estudios de cuencas están enfocados a definir la secuencia estratigráfica, espesor y tipo de roca, y el tiempo de su deformación. Lo anterior para estimar el tipo de roca que puede almacenar petróleo o gas.

Para lograr el objetivo de esta sub-etapa, que es el de generar un modelo geológico hipotético y establecer una primera estimación de los recursos potenciales de la cuenca, se necesita partir de la información geofísica, levantamientos regionales, geológica, interpretación de imágenes de satélite, sísmica, estudio de afloramientos, cartografía de chapopoterías; así como, de información económica y de cuencas análogas a la que se está explorando.

2.1.2.3 Análisis y Evaluación de Sistemas Petroleros

El modelo hipotético y la estimación de recursos potenciales derivados de la potencialidad de los sedimentos de la cuenca para almacenar hidrocarburos se generan con los insumos del proceso de detección de las áreas de roca que generan y concentran el aceite o gas, es decir, el sistema petrolero. Dicha investigación ayudará a definir las características de las rocas, con el apoyo de métodos geoquímicos y modelado de madurez térmica; así como, a mapear y jerarquizar las áreas con mayor probabilidad de contener hidrocarburos en el subsuelo. Todo esto con el fin de tener localizaciones casi seguras y comprobar las posibles acumulaciones de hidrocarburos dentro del sistema petrolero.

Figura 2.3 Sistema Petrolero



2.1.2.4 Análisis y Evaluación de Plays

El *Play* es un conjunto de campos, localizaciones y oportunidades exploratorias geológicamente relacionados que comparten características similares de: roca almacén, roca generadora, trampa, sello, procesos de generación, migración, acumulación, sincronía y tipo de hidrocarburos. El análisis económico de éstos es fundamental para el proceso de evaluación.

Con los trabajos de identificación y evaluación del *play* se permite determinar aquellas áreas con mayor probabilidad de contener hidrocarburos y el tipo de migración presente, por lo que se necesita de estudios complementarios de sismología y análisis de laboratorio. Posteriormente, se procede a establecer los recursos prospectivos de los *plays* hipotéticos y su distribución probabilística.

2.1.2.2 Identificación, evaluación y selección de prospectos.

Con los resultados obtenidos de los subprocesos anteriores, éste subproceso se enfoca a identificar y seleccionar prospectos de localizaciones para perforar pozos exploratorios.

El prospecto es una trampa mapeada aún no perforada sobre un *play*, en donde se encuentra información sísmica de suficiente calidad para definir los cierres estructurales y/o estratigráficos. Dicho prospecto deberá tener el volumen suficiente de reservas y un bajo riesgo para obtener un valor presente neto (VPN) atractivo.

Con esto, se puede evaluar y dar control a los planes y programas establecidos, a los recursos que se asignaron y a los proyectos de inversión

2.1.2 Incorporación de reservas

Las reservas representan una parte de los recursos que son comercialmente recuperables a una fecha dada. Por otro lado, cuando escuchamos hablar de los recursos contingentes y prospectivos, se refieren a recursos con un nivel alto de incertidumbre debido a que no son del todo comerciables o no son técnicamente rentables.

Las reservas pueden clasificarse en probadas, probables y posibles. Las reservas probadas son aquellas cantidades de petróleo que fueron estimadas a condiciones atmosféricas y económicas actuales, que se estima será recuperables a una fecha específica, con una certidumbre razonable, derivada de análisis geológicos y de ingeniería.

En la categoría de las reservas probadas o 1P existen dos tipos: las desarrolladas, las cuales se espera sean recuperadas de pozos e infraestructura existente y con inversión moderada, y las no desarrolladas, que se definen como el volumen que se espera producir con un desarrollo futuro.

Las reservas probables son aquellos volúmenes de hidrocarburos que sugieren más factibilidad para ser comercialmente recuperables, es decir, existe aproximadamente un 50% de que las cantidades a recuperar sean igual o mayor a la suma de las reservas probadas más las probables, reservas 2P.

Las reservas posibles se caracterizan por tener una recuperación comercial menor que las reservas probables. Poseen un 10% de probabilidad de que las cantidades a recuperar sean mayores a la suma de las reservas probadas más probables, más las posibles, reservas 3P.

Una vez seleccionada el área con mayor factibilidad de incorporar un considerable número de volumen de petróleo, se procede a jerarquizar las oportunidades exploratorias.

Localizado el mejor sitio, se realiza la perforación de pozos exploratorios con el objeto de confirmar los objetivos petroleros establecidos. Se realizan estudios de las muestras

obtenidas de dichos pozos y el análisis de registros geofísicos para evaluar las capas del subsuelo y seleccionar las que tienen mayor probabilidad de éxito para extraer el hidrocarburo.

2.1.3 Delimitación y caracterización inicial del yacimiento.

Descubierto el yacimiento, se inicia con la etapa de la evaluación del campo. Se realizan estudios para conocer la estructura interna del yacimiento, la cantidad de reservas de petróleo que contiene la estructura descubierta, además de establecer la forma más rentable y racional para extraer los hidrocarburos contenidos en él.

El proceso exploratorio va de la mano de un análisis económico para determinar la rentabilidad de las inversiones y descartar las áreas de mayor riesgo y así proporcionar la base fundamental para conceptualizar el desarrollo y explotación futura del mismo.

Figura 2.4 Perforación de un pozo exploratorio



2.2 El proceso de extracción

Un yacimiento petrolero se define como un volumen poroso que contiene agua, petróleo y gas. El medio poroso en el que se encuentran dichos fluidos es de origen sedimentario: arenisca o caliza, de diámetro variable según la roca de la que se trate, y de propiedades petrofísicas variables, porosidad, permeabilidad y mojabilidad.

Los datos generados por la actividad exploratoria, ayudan a definir las características ya mencionadas. La caracterización inicial de éstas permite la correcta planeación de las actividades de desarrollo y explotación del campo. Una vez establecido el tipo, la extracción del yacimiento comprende tres grandes etapas: el desarrollo de campos y optimización, la explotación de yacimientos y, el abandono.

Figura 2.5 Cadena de valor para la Extracción de Hidrocarburos



2.2.1 Desarrollo de campos y optimización

El Desarrollo de campos es el proceso por el que se crean o modifican sistemas, se operan procedimientos de producción, estabilización, almacenamiento y entrega del aceite producido. El desarrollo del campo se enfoca en dos casos: el primero al desarrollo de campos recién descubiertos y el segundo, al desarrollo de campos maduros. El tipo y tamaño de las

instalaciones dependerá de la naturaleza y la ubicación del yacimiento y del volumen y las características de los fluidos que se van a producir.

El desarrollo del campo está constituido fundamentalmente por las actividades de: perforación, cementación, terminación de pozos y por la construcción de instalaciones para la recolección, tratamiento, medición, transporte y almacenamiento de fluidos. Para el desarrollo de las actividades antes mencionadas, se requiere de la selección de plataformas, sumergibles, semi-sumergibles, fijas, terrestres, auto-elevables; de un programa de perforación, en donde se establece el tipo de pozo, de barrenas, de fluidos de perforación, de preventores; además de los equipos de cementación y para disparos, entre otros.

Terminados los trabajos de perforación y cementación, como parte de la terminación del pozo, se puede considerar la instalación de un sistema artificial de producción, ya sea mediante bombeo mecánico, bombeo neumático, bombeo de cavidades progresivas, bombeo hidráulico o bombeo electro centrífugo.

Figura 2.6 Foto de un ducto



En cuanto a las instalaciones para recolección, tratamiento, transporte y almacenamiento de fluidos, se deben contemplar: separadores, recuperadores, deshidratadores, rectificadores,

estabilizadores, endulzadores, compresores, bombas, el tipo de tanque y múltiples de recolección, entre otros.

Por lo anterior, el desarrollo de campos está ligado a la ingeniería económica pues se deben considerar riesgos financieros y comparar distintos escenarios de inversión factibles. Para ello se hace uso de indicadores como la tasa interna de retorno, el coeficiente de retorno y el valor presente neto.

2.2.2 Explotación de yacimientos.

La explotación de yacimientos involucra el ritmo de producción de acuerdo con el comportamiento del pozo y los distintos métodos de estimulación que se le apliquen: fractura, acidificación, inyección de vapor, y de la producción final en función de las técnicas empleadas previamente.

La mayoría de las actividades que se desarrollan en la etapa de extracción incluyen el monitoreo e inspecciones de seguridad periódicas para evaluar el desempeño del plan y evaluar posibles modificaciones del mismo en base a los indicadores de desempeño.

En la actualidad la producción de aceite se obtiene por métodos de recuperación primaria, secundaria y terciaria o mejorada; cada una de estas etapas describe el comportamiento del yacimiento como una secuencia, sin embargo, habrá yacimientos que requieran la implementación de métodos de recuperación secundaria desde la etapa inicial del mismo, provocando un factor de recuperación mejor que el esperado con la recuperación primaria.

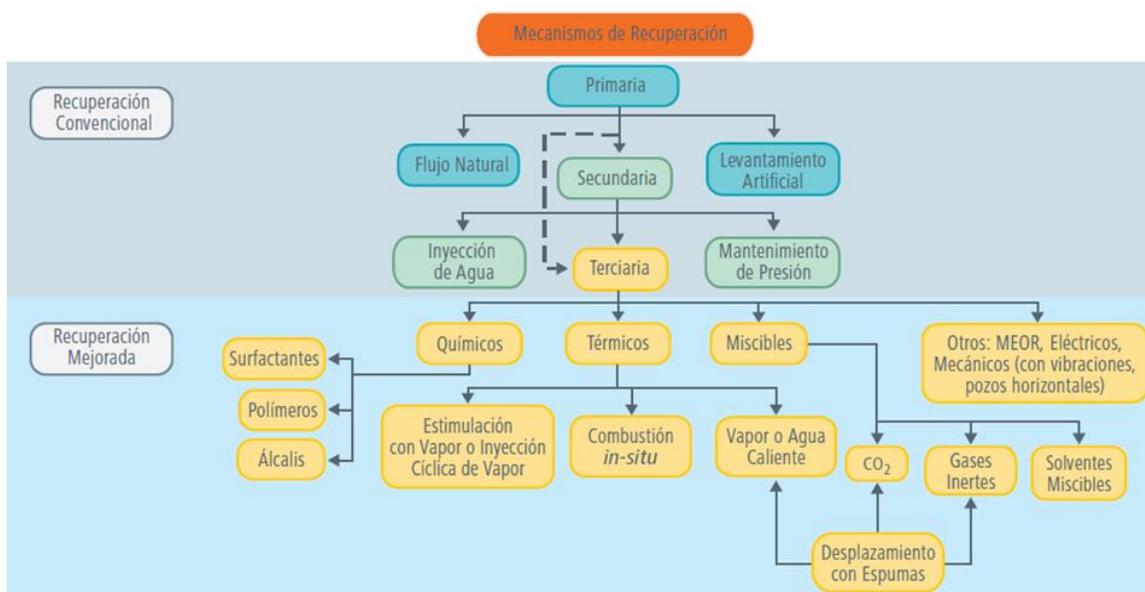
Por lo anterior, los procesos de recuperación deben ser observados como alternativas extra y no como un conjunto de etapas cronológicas que se deben seguir. La selección del método más adecuado para la explotación del yacimiento debe hacerse con base en las propiedades roca-fluido y el precio del hidrocarburo, por mencionar algunos factores.

2.2.2.1 Recuperación primaria de hidrocarburos

En la etapa de recuperación primaria, el hidrocarburo es producido mediante la energía propia del yacimiento, bajo este mecanismo de producción al pozo se le considera fluyente, debido a que la presión del yacimiento es mayor a la presión hidrostática, de manera que el

yacimiento tiene la fuerza suficiente para vencer las caídas de presión desde el yacimiento hasta la superficie. Cuando la presión del yacimiento empieza a disminuir a través del tiempo, ésta ya no es suficiente para desplazar el fluido hasta los pozos productores debido a la expansión de los fluidos y a los mecanismos de empuje involucrados, quienes ayudan a que el decaimiento de la presión sea considerablemente lento.

Figura 2.7 Clasificación de los métodos de Recuperación de Hidrocarburos



Fuente: LAKE, L.W., Schjmdt, R.L., y Venuto, P.B., *A niche for Enhanced Oil Recovery in the 1990s*, 1992

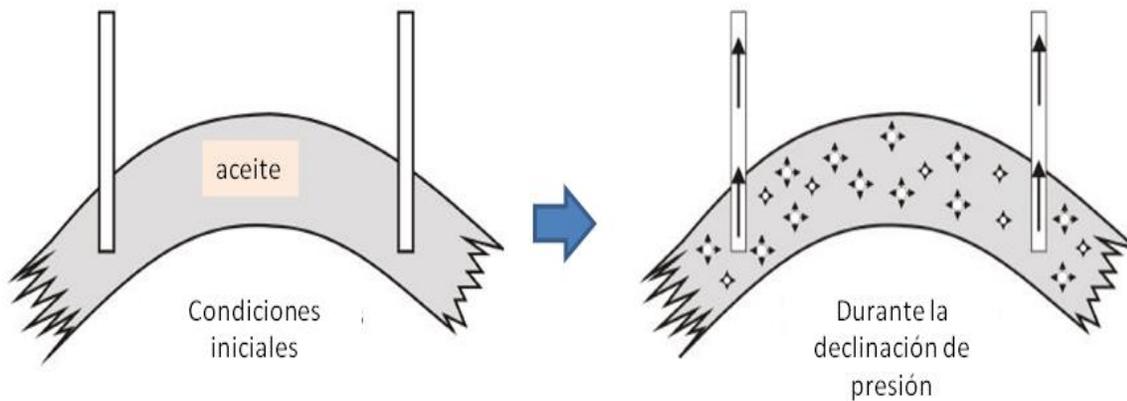
Los mecanismos de empuje involucrados en un yacimiento son:

- Por gas disuelto

Se presenta cuando la presión inicial del yacimiento es igual o mayor que la presión del punto de burbuja; al ir declinando la presión del yacimiento, debido a la producción, el gas se desprende, se expande y desplaza el aceite del yacimiento hacia el pozo productor. La eficiencia de este mecanismo depende de la cantidad de gas en solución, de las propiedades de la roca y de la distribución de los fluidos en el yacimiento. El factor de recuperación es

bajo, está entre el 10 y 30 por ciento porque el gas fluye a una tasa más rápida que el aceite, por lo que el agotamiento de energía del yacimiento es más rápido.

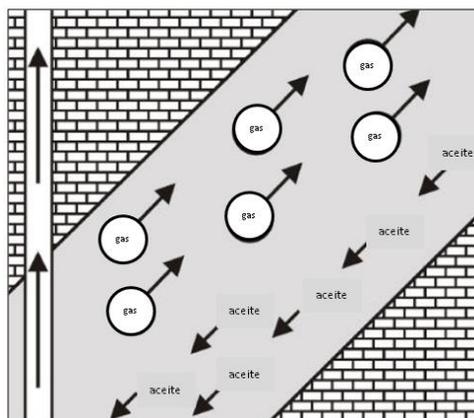
Figura 2.8 Esquema de empuje por gas disuelto



- Por segregación gravitacional

Se presenta cuando el gas libre del yacimiento se mueve hacia el tope del mismo, mientras que el petróleo se desplaza hacia abajo debido a la permeabilidad vertical, provocando que las fuerzas gravitacionales sean mayores que las fuerzas viscosas dentro del yacimiento. Es un mecanismo de recuperación lento, debido a que el gas migra a la parte más alta de la formación para llenar el espacio del aceite y crear una capa secundaria de gas.

Figura 2.9 Esquema de empuje por segregación gravitacional

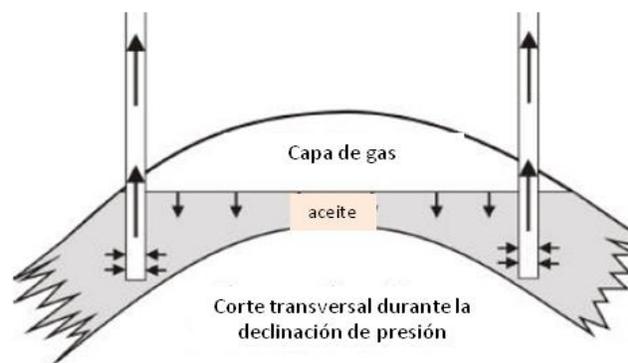


- Por capa de gas

Se presenta cuando la presión inicial del yacimiento es igual a la presión del punto de burbuja. Con la capa de gas, el aceite mantiene una buena cantidad de gas en solución; al ir declinando la presión el gas se expande causando un desplazamiento inmisible del petróleo.

La expansión de la capa de gas está limitada por el nivel deseado de la presión del yacimiento y por la producción de gas.

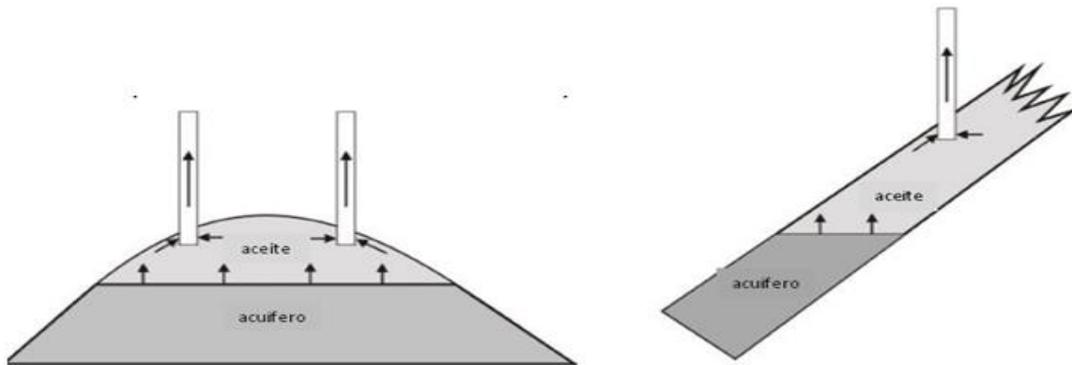
Figura 2.10 Esquema de empuje por capa de gas



- Por empuje de agua

Se presenta cuando hay una conexión hidráulica y una roca porosa saturada con agua proveniente de un acuífero. La presión inicial es mayor a la presión del punto de burbuja, por lo que al reducir dicha presión, a causa de la producción, se crea una diferencia de presión a través del contacto agua-aceite y es cuando el agua empieza a invadir el yacimiento por lo que se causa un influjo que ayuda a mantener la presión y produce un desplazamiento inmisible del aceite que se encuentra en la zona de invasión del agua. El factor de recuperación de aceite está entre un 30 y 50 por ciento, dependiendo de la geología del yacimiento, la heterogeneidad y la posición estructural.

Figura 2.11 Esquema de empuje por presencia de acuífero

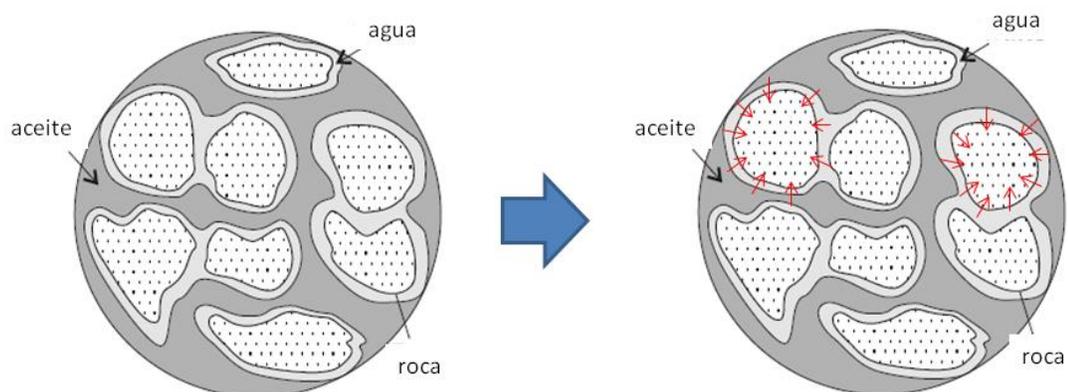


- Por expansión de roca

Cuando el petróleo contiene menos gas que el necesario para saturarlo a la presión y temperatura del yacimiento, una parte importante de la energía del yacimiento se almacena por la compresibilidad de la roca y de los fluidos, por lo que la presión declina rápidamente hasta que se alcanza la presión de burbuja.

Un yacimiento con este tipo de comportamiento se puede identificar por los datos de presión del yacimiento mediante un análisis PVT (presión, volumen y temperatura).

Figura 2.12 Esquema de empuje por expansión de roca

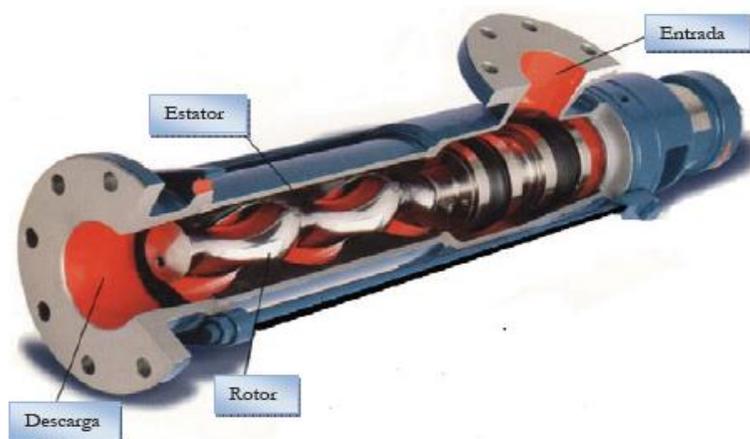


Cuando la presión se ha reducido, se puede requerir del aporte adicional de energía para disminuir la presión de fondo. La energía extra que llegará a requerir el yacimiento se puede generar mediante la implantación de sistemas artificiales de producción, tales como:

- Bombeo mecánico,
- Bombeo neumático,
- Bombeo de cavidades progresivas,
- Bombeo hidráulico, o
- Bombeo electro centrífugo

La planeación para la implantación de un sistema artificial de producción es demasiado importante, debido que las consideraciones de diseño que se requieren previo a la perforación de un pozo o un conjunto de pozos, por lo que la selección del sistema artificial depende de su diseño óptimo, del criterio económico, las limitaciones físicas del pozo, la producción del pozo, la presión del yacimiento, viscosidad, corte de agua, relación gas aceite y profundidad, además de la disponibilidad de la fuente de energía y equipos, por ejemplo, gas natural, electricidad, bombas y compresores, entre otros.

Figura 2.13 Elementos del Sistema de Bombeo por Cavidades Progresivas



En la actualidad se puede establecer la implementación de dos sistemas artificiales en un mismo aparejo de producción, denominados sistemas artificiales híbridos, con la finalidad de disminuir las deficiencias que cada sistema tiene de manera independiente. Con ello, se

maximizan los beneficios de cada uno de los sistemas y se incrementa la recuperación de hidrocarburos.

Dichas combinaciones de sistemas artificiales pueden ser²:

- ❖ Sistema de bombeo por cavidades progresivas con bombeo neumático
- ❖ Bombeo electro centrífugo con bombeo neumático
- ❖ Bombeo electro centrífugo con bombeo hidráulico
- ❖ Bombeo tipo Jet con bombeo neumático
- ❖ Bombeo electro centrífugo con cavidades progresivas
- ❖ Bombeo mecánico con bombeo neumático
- ❖ Émbolo viajero con bombeo neumático.

Las combinaciones anteriores son adaptables a cambios de condiciones de operación resultados de la presión de yacimientos, de la inyección de gas para mantener la presión y de la inyección de agua en el caso de la recuperación secundaria. Otras de sus ventajas son que reducen el consumo de energía y el requerimiento de equipo, incrementan la producción, no contaminan tanto al medio ambiente y mejoran la rentabilidad, entre otros.

Esta etapa también involucra actividades relacionadas con reparaciones menores, estimulación de pozos, limpieza de tuberías de producción, operaciones para control de arena, depósitos orgánicos, prevención de incrustación de sales, corrosión y reparaciones mayores, tales como cambios de aparejo o cambio de intervalo de producción.

El período de recuperación primaria no tiene una duración establecida, y en esencia es de los períodos más importantes de la explotación del yacimiento debido a que se recolecta gran cantidad de información, generada por las pruebas de presión, registros de producción, perfiles de producción, simulación numérica, lo ayuda a caracterizar el comportamiento del yacimiento y así establecer futuras alternativas de producción.

² KERMIT, E. Brown. *Overview of Artificial Lift Systems SPE 9979-PA*, 1982, University of Tulsa.

La recuperación primaria se considera terminada cuando la presión del yacimiento ha declinado demasiado o empieza a manifestarse gran cantidad de gas o agua. El factor de recuperación de aceite en esta etapa varía entre el 10 y 15 por ciento del volumen original.

2.2.2.2 Recuperación secundaria y mejorada de hidrocarburos

El proceso de recuperación secundaria tiene como finalidad agregar energía al yacimiento, para proveer un empuje adicional mediante la inyección de fluidos, generalmente agua y gas. Con esto se busca remplazar, total o parcialmente, el mecanismo primario. La eficiencia y rentabilidad de la implementación de los métodos, en cualquier etapa de la vida del yacimiento, determina el momento para iniciar un proceso de inyección de fluidos.

Para hacer la selección del método, es importante identificar el volumen remanente de hidrocarburos y la forma en la que se encuentran distribuidos en el yacimiento, así como, las razones por las que es económicamente viable su implementación en comparación con otros métodos. Además se debe considerar la disponibilidad de los fluidos que se quieren inyectar, puesto que sin ellos, la rentabilidad de proyecto se ve afectada al necesitar su adquisición.

La inyección de agua es de los métodos de recuperación secundaria más utilizados, debido a su eficiencia para desplazar los hidrocarburos del medio que invade y porque aumenta rápidamente la presión del yacimiento.

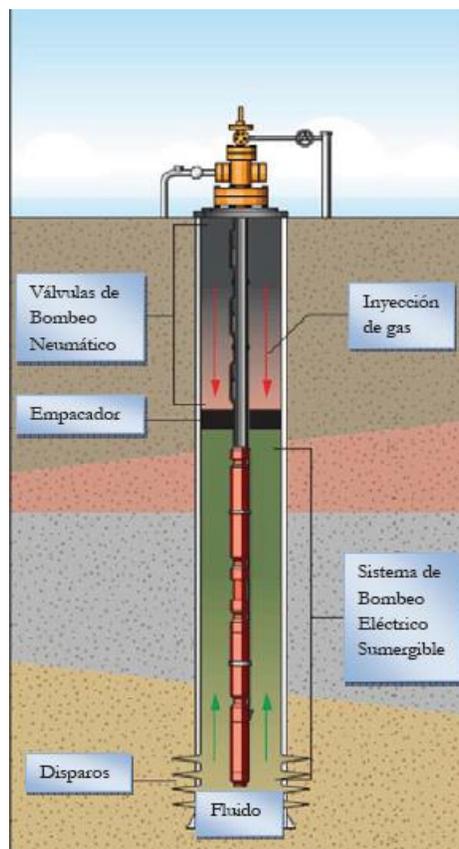
En cuanto a la recuperación mejorada, ésta se refiere a la recuperación de hidrocarburos mediante la inyección de gases, químicos líquidos y el uso de energía térmica. Su aplicación aún es limitada debido a la rentabilidad que se requiere para su explotación comercial.

Los métodos de recuperación mejorada no se limitan a un proceso primario o secundario; la ventaja de estos métodos es que permiten extraer volúmenes considerables de aceite, en comparación con los métodos empleados en la recuperación primaria o secundaria.

Los yacimientos candidatos a este tipo de recuperación, son los que contienen crudos volátiles con alta densidad API y baja viscosidad, o crudos con baja densidad API y con viscosidad alta. También se puede utilizar en yacimientos carbonatados de baja permeabilidad en profundidades someras. Además de las características roca-fluido

mencionadas, un factor clave para decidir la implementación de métodos de recuperación mejorada es la saturación.

Figura 2.14 Combinación de BEC con Bombeo Neumático



Entre los métodos de recuperación mejorada se encuentran la inyección de dióxido de carbono, nitrógeno y gases de combustión; para inyección de químicos, se incluyen los polímeros, surfactantes e hidrocarburos solventes; para los métodos térmicos, el más utilizado es la combustión *in situ* y la inyección de agua caliente.

En cuanto a los métodos térmicos, éstos se han utilizado para desplazar aceites pesados debido a la poca incertidumbre que generan al implementarlo. Por su parte, la inyección de químicos, polímeros, surfactantes, álcalis, y gases miscibles es utilizada para desplazar aceites, en su mayoría, ligeros.

Para la evaluación de un proyecto de recuperación mejorada se emplean las pruebas piloto, mismas que ayudan a reducir los riesgos e incertidumbres al definir rangos para los parámetros críticos en la ejecución del método. Puesto que no es una prueba de ensayo y error, debe ser planeada estableciendo el patrón de configuración, longitud y orientación de pozos, el fluido a inyectar y la estrategia de inyección. Dichas pruebas permiten:

- ❖ Evaluar los efectos de la geología de los yacimientos en la eficiencia de barrido,
- ❖ Calibrar modelos de simulación de yacimientos para predicciones a nivel campo,
- ❖ Mejorar los pronósticos de producción de los campos,
- ❖ Reducir riesgos técnicos y económicos, y
- ❖ Proporcionar mejores estrategias de operación.

Es en esta etapa de la extracción de hidrocarburos donde la planeación y la administración del yacimiento deben hacerse con el mayor cuidado posible, y darle el seguimiento adecuado para asegurar el éxito de su implementación. Para ello, se debe integrar la economía, ingeniería, toma de datos y el modelado del yacimiento.

2.2.3 Abandono

La operación de abandono consiste en el aislamiento permanente de todas las formaciones del subsuelo atravesadas por el pozo. Dicho aislamiento evita que el gas, el petróleo o el agua migren hacia la superficie o fluyan de una formación a otra.

El problema del abandono está en los sellos, varios pueden llegar a presentar fallas, por lo que el riesgo de impacto al medio ambiente es muy alto, al igual que las reparaciones que se lleguen a requerir.

El sellado se debe planear desde las etapas iniciales de diseño, ya que depende, en una parte, de la calidad de las cementaciones primarias entre el revestimiento y la formación. Si se presenta migración de fluidos en un pozo próximo a abandonar, el primer reto se encuentra en localizar la trayectoria por la cual pueden migrar los fluidos, que por lo regular es a través de componentes de terminación del pozo, tapones con fugas, cementaciones forzadas, fallas

en la cementación o a través de la roca sello debido a su deterioro por operaciones de simulación o fracturamiento.

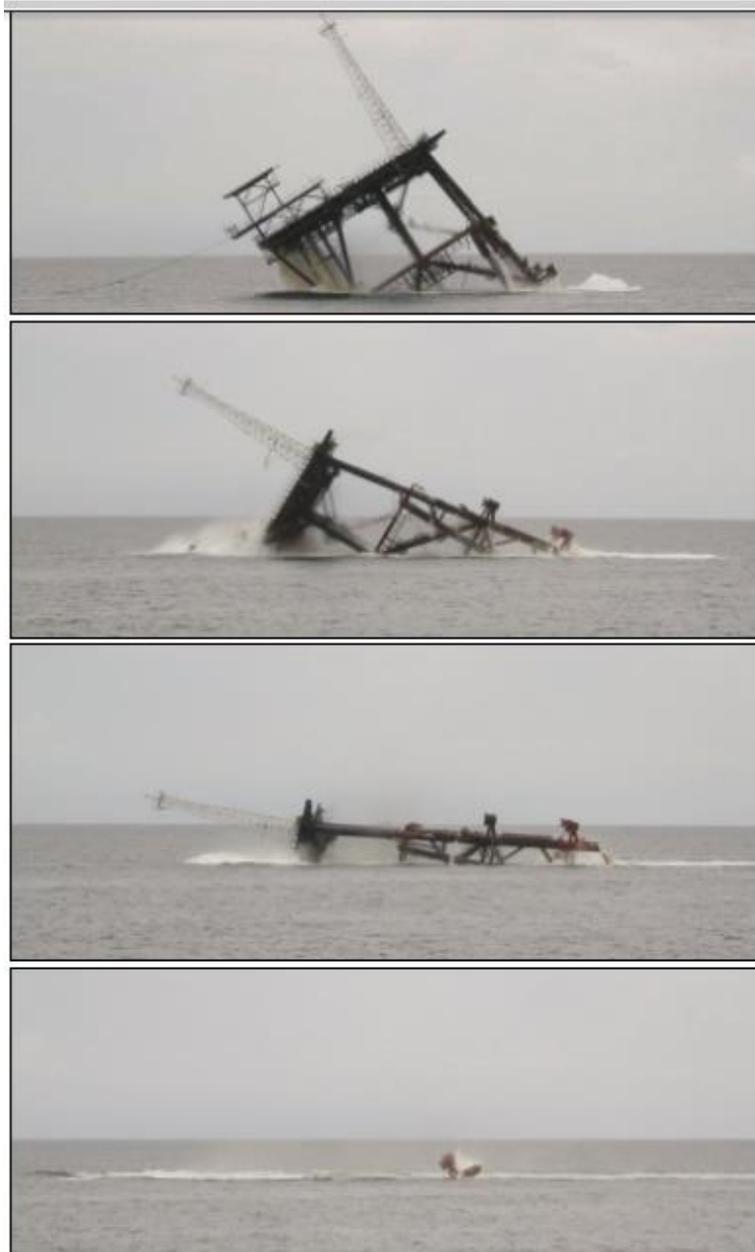
La clave del éxito para las cementaciones es conocer y dominar la geología, geometría y la accesibilidad del pozo, el estado de la terminación, las presiones del yacimiento y las trayectorias de migración de los fluidos.

En todo momento, el operador debe acatar las regulaciones emitidas por los órganos reguladores correspondientes, para el abandono de pozos, pues ellas son las que otorgan el permiso para procedimientos de abandono, así como la supervisión de las mismas.

En cuanto al abandono de campos y desmantelamiento, las plataformas, tuberías, instalaciones y otras estructuras presentes deben desmantelarse y trasladarse. El objetivo es que la superficie debe volver a su condición original; por los que los mayores retos de desmantelamiento se presentan en áreas marinas y aguas profundas.

El desmantelamiento de las plataformas marinas está sujeto a grandes regulaciones. Las decisiones de cuándo y cómo llevar a cabo el desmantelamiento deben sujetarse a regulaciones para protección ambiental, seguridad y costo, lo cual implica la remoción total o parcial de las instalaciones, aunque en algunos lugares del mundo, es posible abandonar las plataformas en su sitio para formar un arrecife artificial.

Figura 2.15 Derribamiento de una plataforma en su sitio



Fuente: BARCLAY, Ian, Pellenbarg, Jan, Tettero, Franz; *El principio del fin: Revisión de las prácticas de abandono y desmantelamiento*; Oilfield Review, Schlumberger, 2002

3. Los Planes de Exploración y Extracción

Una parte de la administración de los recursos petroleros, que bien debe correr por parte del organismo regulador, se lleva a cabo mediante la evaluación de planes tanto de exploración como de extracción, con base en cada una de las etapas de la cadena de valor, desde la exploración hasta la producción y el abandono, siendo ésta última una de las etapas que más preocupa debido al fuerte impacto ambiental que podría causar un mal desmantelamiento de instalaciones y la mala hermeticidad de algunos de los sellos de los pozos.

Los planes representan la conexión entre una acumulación de petróleo y la toma de decisiones para su explotación. Dichos planes deben constituir el desarrollo de un solo yacimiento o campo, ó la continuación del desarrollo de un campo ya en producción ó un plan conjunto entre varios campos, si es que se requiere un proceso de unificación.

Al referirnos a unificación, se entiende que ésta se da en uno o más bloques o áreas con distintos contratistas, en donde una actividad específica de exploración o extracción favorece al conjunto, minimizando gastos, desechos e impacto ambiental, facilitando la estimación y pago de contribuciones. Esto significa que con la unificación se optimiza el número de peras, plataformas, instalaciones, pozos, entre otros, mejorando la eficiencia de la exploración y extracción de hidrocarburos, distribuyendo en la proporción correspondiente las erogaciones realizadas y los beneficios obtenidos. El número y tipo de actividades específicas comunes y las soluciones técnicas para su aplicación deben ser considerados en las propuestas de unificación incluidas en el Plan.

La Unificación es aplicable y procedente cuando se tienen yacimientos con pozos terminados, que pueden aportar producción en el corto plazo, si se utilizan instalaciones manejadas por otros contratistas, lo cual significa tener producción temprana durante el desarrollo de dichos yacimientos.

Una vez que el o los planes presentados por el operador fueron evaluados, con base en las mejores prácticas y es aprobado y autorizado, se convierte en obligación. El plan debe incluir, entre otras cosas: un programa para alcanzar las mayores tasas de recuperación, una evaluación de impacto ambiental, transporte de gas y aceite, las instalaciones de recepción, almacenamiento y procesamiento. A diferencia del desarrollo y la explotación del campo, la etapa de abandono se debe empezar a planear aproximadamente 5 o 10 años antes de que se termine la licencia o se renuncie al contrato.

En el caso particular de México, a partir de la creación de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, CNH, el proceso de análisis y aprobación de planes para las asignaciones ha tomado una mayor importancia. De acuerdo a la Ley de la CNH, ésta se encargará de establecer los lineamientos técnicos necesarios que deberán observarse en el diseño de los planes de exploración y de extracción de hidrocarburos, dichos lineamientos señalarán al operador los elementos específicos que deben contener los planes de exploración y de extracción. Corresponde a la Comisión la evaluación técnica de los mismos, su dictamen y su posterior aprobación.

Varios de los órganos reguladores en el mundo, como el BOEM (Bureau of Ocean Energy Management) de Estados Unidos, la ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos) de Colombia y el propio NPD (Norwegian Petroleum Directorate) de Noruega, plantean una serie de guías para estandarizar los formatos de los planes que el operador petrolero deberá presentar para realizar la evaluación global del mismo y pueda ser autorizado, ejecutado y darle el seguimiento y control correspondiente.

Las guías proporcionan información descriptiva de la documentación que debe presentarse en la fase de planeación, además de proporcionar cómo es que el plan de exploración y de extracción deben ser preparados, de tal forma que se cumplan los requisitos que establece el regulador.

Tabla 3.1 Benchmarking de los objetivos que persigue cada Órgano Regulador

Punto a analizar	 Noruega Norwegian Petroleum Directorate	 Canadá National Board Energy	 Estados Unidos Bureau of Ocean Energy Management	 Colombia Agencia Nacional de Hidrocarburos
Objetivos	<ul style="list-style-type: none"> • Participación en la renta petrolera, sin distorsionar los incentivos de inversión. • Maximizar la recuperación de petróleo. • Conservar un nivel de control sobre la producción. • Desarrollo de la industria de petróleo y gas local. 	<ul style="list-style-type: none"> • Mantener un régimen prudente para lograr la seguridad en la exploración y extracción de petróleo. • Preservación del medio ambiente. • Conservación de los recursos de petróleo y gas. • Acuerdos de producción conjunta. • Desarrollo de infraestructura económicamente eficiente 	<ul style="list-style-type: none"> • Recibir un valor justo de mercado por áreas arrendadas. • Desarrollar rápida y ordenadamente los recursos. • Minimizar la administración de la inversión. • Mantener altos estándares de seguridad y protección del medio ambiente. 	<ul style="list-style-type: none"> • Crear riqueza nacional. • Minimizar la participación del gobierno en las operaciones. • Maximizar la unitización. • Autosuficiencia.

3.1 El Plan de exploración



Se presentan a continuación, de acuerdo con el BOEM, los requisitos o elementos fundamentales que debe contener un plan de exploración. La razón por la que en esta tesis se toma como ejemplo la guía que otorga el BOEM, es porque de acuerdo con estándares internacionales es que se crearán los lineamientos aplicables, en cuanto a planes para México.

El plan de exploración, por lo tanto, deberá contener al menos la siguiente información:

- Ubicación

Descripción lo suficientemente precisa, incluyendo los campos, áreas o bloques aledaños, junto con un mapa de la ubicación geográfica y área total del área a explorar.

- Objetivos

Debe enunciarse la cantidad de reservas estimadas a incorporar, junto con un esquema general de las actividades a realizar: perforación de pozos exploratorios, instalación de estructuras para protección del pozo o el abandono de un pozo temporal.

- Antecedentes

En caso de aplicar, se deberá hacer una descripción de las actividades y la tecnología empleada en exploración o producción que se han realizado previamente en el área.

- Marco geológico

Descripción de la geología regional del área a explorar, características del sistema petrolero y *plays* observados con los métodos de exploración y reconocimiento superficial; así como información geoquímica.

También se deberán incluir los recursos prospectivos y posibles oportunidades exploratorias señaladas mediante un mapa de contorno mostrando la ubicación de cada pozo a perforar en el área exploratoria.

Mostrar las líneas sísmicas 2D y 3D en un mapa dónde intersecten la ubicación de los pozos a perforar.

Secciones transversales mostrando la ubicación y profundidad de cada pozo.

- Retos técnicos y tecnología a aplicar en el área exploratoria.

Descripción de acuerdo a las características del área a explorar, de los retos tecnológicos que se enfrentarán, por ejemplo en imágenes sísmicas, en

construcción de modelos de velocidad, en cuantificación de los sistemas de fracturas o para mejorar el modelado de los sistemas fracturados

- Equipo e instalaciones a utilizar.

Descripción de las características del equipo y las instalaciones a utilizar durante las actividades exploratorias

- Programa de las actividades exploratorias

Calendario de las actividades a realizar durante las actividades exploratorias, incluyendo rutas críticas.

- Seguridad industrial y protección ambiental.

Debe incluir la filosofía bajo la cual se formuló la estrategia exploratoria, enlistar la normativa a utilizar durante las actividades de exploración además de los análisis de impacto ambiental y social.

También se deben contemplar en ésta sección procedimientos de capacitación a personal, análisis de riesgos, planes y respuestas a emergencias, control y restauración de las áreas que pudieran ser afectadas por las actividades a realizar.

- Programa de inversión acorde a la duración de la etapa exploratoria.

Descripción de la inversión para estudios, procesado, pozos, costos de operación, valor presente neto, tasa interna de retorno, deducción de costos, entre otros indicadores económicos.

3.2 El Plan de extracción

Tabla 3.5 Benchmarking para contenido de PDOs

Punto a analizar	 Noruega Norwegian Petroleum Directorate	 Canadá National Board Energy	 Estados Unidos Bureau of Ocean Energy Management	 Colombia Agencia Nacional de Hidrocarburos
Contenido de PDO	<ul style="list-style-type: none"> • Información del yacimiento • Tecnología del yacimiento • Estrategia de producción • Descripción técnica de instalaciones. • Costos en la fase de desarrollo • Organización y ejecución • Plan de perforación y actividades en el pozo • Análisis financiero 	<ul style="list-style-type: none"> • Geología y geofísica. • Petrofísica. • Ingeniería de yacimiento • Hidrocarburos en sitio. • Explotación del yacimiento • Perforación y terminación • Filosofía y criterios. • Producción y sistemas de exportación • Construcción de instalaciones. • Operación y mantenimiento • Análisis de seguridad • Decomisamiento y abandono. • Costos de desarrollo y operaciones. 	<ul style="list-style-type: none"> • Descripción, objetivos y calendario de actividades, desde el inicio hasta la terminación, de desarrollo y producción. • Ubicación • Información geológica y geofísica <ul style="list-style-type: none"> - Sísmica 2D y/o 3D - Columna estratigráfica • Unidad de perforación • Producción <ul style="list-style-type: none"> • Gastos de producción, ciclo de vida del yacimiento. 	<ul style="list-style-type: none"> • Mapa con las coordenadas del área de producción. • Cálculo de reservas y producción acumulada de HC's. • Programa de perforación, métodos de extracción. • Pronóstico de producción anual. • Factores críticos para la ejecución del plan. • Programa de abandono

Siguiendo el modelo noruego para la presentación de planes, el plan de extracción está constituido principalmente por un Plan de Desarrollo y Operaciones, PDO.

En el PDO se describe el desarrollo de un yacimiento junto con el objetivo del desarrollo y las consecuencias que la serie de actividades que involucra el plan tendrán en el aspecto ambiental, social y económico.

Para una primera evaluación del PDO, se debe prestar especial atención a la procedencia de los recursos, la estrategia de producción, las soluciones para desarrollo, la infraestructura, acuerdos de unificación, incertidumbres, manejo de nueva infraestructura o de la infraestructura ya existente y estrategias para la prevención de accidentes, por mencionar algunos.

En cuanto a lo que obligatoriamente debe contener un plan al ser presentado, se encuentra el desarrollo de los siguientes tópicos:

3.2.1 Alcance del desarrollo

Descripción clara y exacta del alcance del desarrollo de los depósitos que estarán incluidos en el PDO, así como las características principales de la solución de desarrollo, la base de los recursos y la estimación financiera.

3.2.2 Factores del yacimiento

Descripción técnica y geotécnica del yacimiento, con elementos clave que ayuden a estimar los volúmenes de petróleo en el yacimiento y que permitan el análisis de distintos métodos de producción. También se debe incluir el calendario posible de producción y la tasa de recuperación.

3.2.3 Evaluación geotécnica

Se deberá incluir una visión general de las fuentes sísmicas y de los pozos exploratorios y de desarrollo. En cuanto a la descripción de los datos de sísmica, éstos deben incluir el origen de los datos, así como, su interpretación y modelado.

Geología

Se debe proporcionar información de la geología regional con secuencias tectónicas, estratigrafía y lito-estratigrafía, mapas de los depósitos y una descripción de las fallas que podrían tener un impacto en la extensión y las propiedades de la producción del yacimiento, además de la geoquímica regional

Petrofísica

Se deben incluir factores de la formación, por ejemplo: litología, porosidad, permeabilidad, saturación de agua y métodos de interpretación, así como, comparación entre resultados de análisis de laboratorio, datos de presión y temperatura, contacto de fluidos, métodos para corrección de datos.

3.2.4 Tecnología

Esta sección debe desglosar los datos relevantes de estudios técnicos del yacimiento, procedentes de pozos exploratorios y, en caso de aplicar, los datos de las pruebas de pozos. De los resultados, se deberán detallar las propiedades de los fluidos, una evaluación de los mecanismos de empuje y el razonamiento que se utilizó para determinar el tipo de mecanismo con su respectivo sustento, datos procedentes de análisis de núcleos, estudios de miscibilidad y simulaciones, entre otros.

El mecanismo de empuje, el estimado de producción y las tasas de inyección deben estar documentados mediante simulaciones del yacimiento, se deben incluir los datos con los que fueron realizados dichas simulaciones, así como un análisis de sensibilidad.

Perfiles de producción

La producción estimada y la tasa de recuperación deben incluir:

- ✓ Recursos técnicamente recuperables relacionados con diversos métodos de producción.
- ✓ Reservas recuperables, volúmenes comercialmente recuperables bajo las condiciones en las que se basa el PDO.

Los perfiles de producción esperados para aceite, gas y condensado deben establecerse para todo el campo, zonas separadas o en distintas instalaciones de producción, estableciendo un escenario de éxito y uno con estimaciones bajas. Del mismo modo, deben incluir los perfiles de producción de agua y de inyección.

Métodos de Recuperación Secundaria o Mejorada

Se deben incluir de forma detallada las evaluaciones de los métodos de recuperación secundaria, en relación con los supuestos básicos con los que se evaluará su rentabilidad, mediante la realización de una prueba piloto del método a implementar.

3.2.5 Estrategia de producción

La estrategia de producción seleccionada para el campo debe ser descrita, de modo que debe incluir planes para corto y largo plazo, así como medidas que tendrán un impacto en la velocidad de producción y los volúmenes de recuperación total de petróleo.

3.2.6 Soluciones de desarrollo

El plan debe describir la propuesta de desarrollo y las razones por la que se escogió dicha opción; también se debe anexar una descripción de las alternativas adicionales para el desarrollo, así como la descripción de todas las instalaciones que se considera construir.

3.2.7 Instalaciones

Se debe proporcionar una descripción técnica de las instalaciones contempladas en el desarrollo y el tipo de instalación, tecnología contra prevención de accidentes, contaminación y descargas al mar; además de, una descripción de la eficiencia energética de la instalación.

Debe ser incluida una evaluación del potencial de las soluciones de desarrollo y ser consideradas las consecuencias técnicas y de costos por implementar dichas soluciones en el plan o, en su caso, una alternativa de adaptación al mismo.

Figura 3.1 Foto de la planta procesadora de gas Kollsnes



Si se propone el uso de nueva tecnología, se debe incluir un plan de calificación para dicha tecnología.

En cuanto a las instalaciones, se debe incluir su diseño, el tipo y el tiempo de vida, el arreglo de cubierta, mismo que debe señalar mediante un diagrama el equipo principal y la ubicación que tendrán, y las instalaciones submarinas junto con indicadores de capacidad de flujo.

Para los sistemas de transporte, el plan debe incluir información respecto a la cantidad y composición de los hidrocarburos a transportar, la evaluación de la corrosión a través del tiempo de vida del sistema, las posibilidades para incrementar su capacidad, así como la economía y aspectos operacionales, de seguridad, calidad y ambientales, entre otros. Adicionalmente, un esquema de diseño del sistema de transporte completo, señalando los puntos de entrega.

Para la medición, el plan debe incluir el principio de medición, cuantificación de la incertidumbre de medición y la evaluación costo/beneficio de la solución seleccionada.

3.2.8 Costos de desarrollo

Se deben establecer los costos de inversión de acuerdo a los estándares que marquen las autoridades concernientes al tema. Los proyectos se deben desarrollar de un modo en que el conjunto de elementos de inversión puedan ser estimados con certeza antes de que el PDO sea presentado a las autoridades regulatorias.

3.2.9 Organización y ejecución

Como una regla principal, se debe incluir la descripción del proceso de planeación ejecución y organización del desarrollo, incluyendo planes para salvaguardar la participación de los empleados.

Calendario de las actividades planeadas

Se debe presentar un calendario de las actividades que se llevaran a cabo, indicando cuales de ellas son críticas y si su período de implementación puede ser acortado.

3.2.10 Producción y monitoreo del yacimiento

Se debe hacer énfasis en la máxima producción que se espera tener por cada pozo, además de información referente a la evaluación que determinó la selección del tipo y número de pozos de producción y de inyección. El requerimiento de pozos extra y de observación también debe estar incluido. El operador debe incluir el programa de perforación para los pozos que contempla perforar, así como el posicionamiento y los intervalos de disparo, mismos que servirán de base para los perfiles de producción.

3.2.11 Desmantelamiento de instalaciones

Se debe hacer una descripción detallada acerca de cómo se podrá disponer de las instalaciones una vez terminadas las actividades o el contrato, así como, los costos del desmantelamiento.

3,2,12 Análisis financiero

Se deben desarrollar los aspectos financieros más relevantes del plan: incertidumbre, cálculos de rentabilidad, valor presente neto, tasa interna de retorno, después y antes de impuestos, junto con las especificaciones de todos los supuestos.

4. Troll: un caso de éxito del trabajo coordinado del organismo regulador con la empresa de producción

Tomar a Noruega como ejemplo para demostrar que tan importante puede ser la participación de un organismo regulador es un poco aventurado, principalmente por diferencias de tipo cultural, gubernamental y económico. Sin embargo, México está atravesando por un período de cambio en el ámbito petrolero, en el que el éxito del desarrollo de sus campos petroleros va de la mano de la administración integral del yacimiento por parte del órgano regulador y la empresa de producción.

Noruega es un país que estableció su propio modelo para administrar el negocio del gas y del petróleo, lo que le permitió convertirse en uno de los mayores exportadores de petróleo y gas natural y uno de los mejores proveedores internacionales de productos y soluciones de la más alta calidad para la industria petrolera.

Su modelo parte de que la industria petrolera nacional sustentable y saludable debe ser:

- ✓ Capaz de explorar, extraer y entregar al consumidor el petróleo y gas al menor costo y con los más altos niveles de calidad y fiabilidad posibles.
- ✓ Capaz de desarrollar los proyectos y la infraestructura correspondiente en un marco legal e institucional predecible, planeado y con un nivel estable de inversión anual, considerando una declinación gradual de los recursos no renovables.
- ✓ Capaz de reemplazar las reservas probadas tan pronto como se extraen
- ✓ Capaz de balancear la competencia entre las empresas que participen.

Con base en las premisas anteriores, Noruega desarrollo un modelo en donde los mecanismos para obtener el máximo valor económico del sector petrolero se fusionan, y las visiones y políticas definen la dirección y los ajustes a las leyes y a las instituciones, es por ello que éste modelo no se puede aplicar indiscriminadamente en otros países.

Las políticas del negocio petrolero que se establecieron en Noruega, parten de los principios de:

- ✓ Tener control nacional, asegurar la supervisión y el control nacional sobre todas las actividades que se realicen.
- ✓ Participación de la sociedad, involucrarla en todo lo que sea posible.
- ✓ Petrolera del estado, establecer una empresa del estado para velar por los intereses comerciales del estado.
- ✓ Crecimiento gradual, asegurar el desarrollo gradual de la exploración y de la producción.

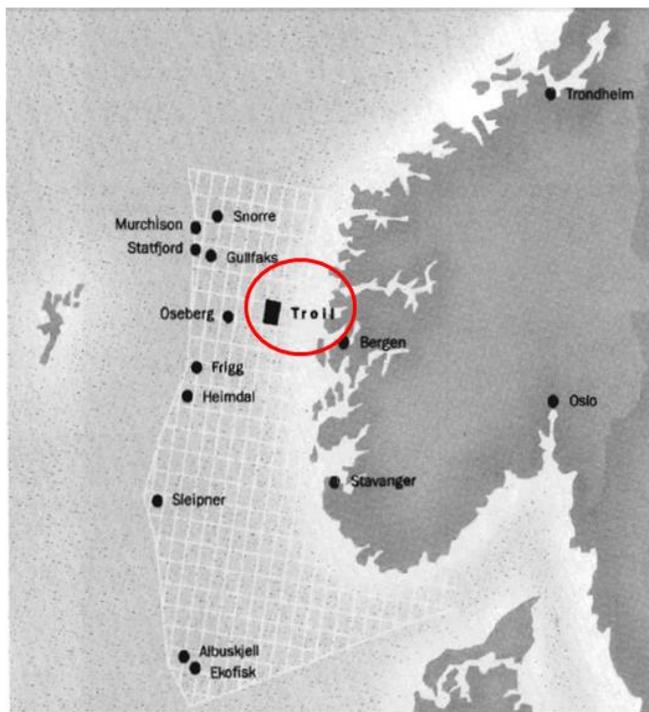
Los principios establecidos, se pueden observar en el desarrollo de Troll, desde su exploración hasta su etapa de producción, pues en gran medida, muchos de los ajustes que tuvo que implementar Noruega tanto en su legislación como en sus instituciones fueron derivados del desarrollo de este campo.

Troll es un verdadero caso de éxito multidisciplinario, pues los esfuerzos y el conocimiento de los involucrados en su desarrollo es de admirarse, ya que de ser un campo principalmente de gas sin posibilidad de producir aceite, ahora es uno de los campos más grandes del Mar del Norte. Así que sin más, a continuación se desarrolla la historia del campo Troll.

4.1 Datos técnicos de Troll

Troll es actualmente uno de los mayores productores de aceite y gas, fue descubierto en 1979 en la plataforma continental Noruega. Se localiza a 80 km costa afuera de Bergen, al norte del Mar del Norte.

Figura 4.1 Ubicación geográfica de Troll



El campo está conformado por tres largos bloques de fallas con orientaciones Norte-Sur, mismas que separan el campo en tres provincias:

- ✓ *Troll East*
- ✓ *Troll West Gas Province (TWGP)*
- ✓ *Troll West Oil Province (TWOP)*

El área total en la que se extiende el campo es de 750 kilómetros cuadrados.

El lecho marino se encuentra a una profundidad de entre 300 y 350 metros y el yacimiento a 1,300 metros por debajo del lecho marino. Está compuesto principalmente por arenas, del Grupo Vikingo del Jurásico Medio Alto, cuyo tamaño de grano es medio fino y no están consolidadas

Posee aceite de 30° API y está distribuido en capas de distinto espesor:

- ✓ *Troll East*

capa de aceite: 0-4 metros

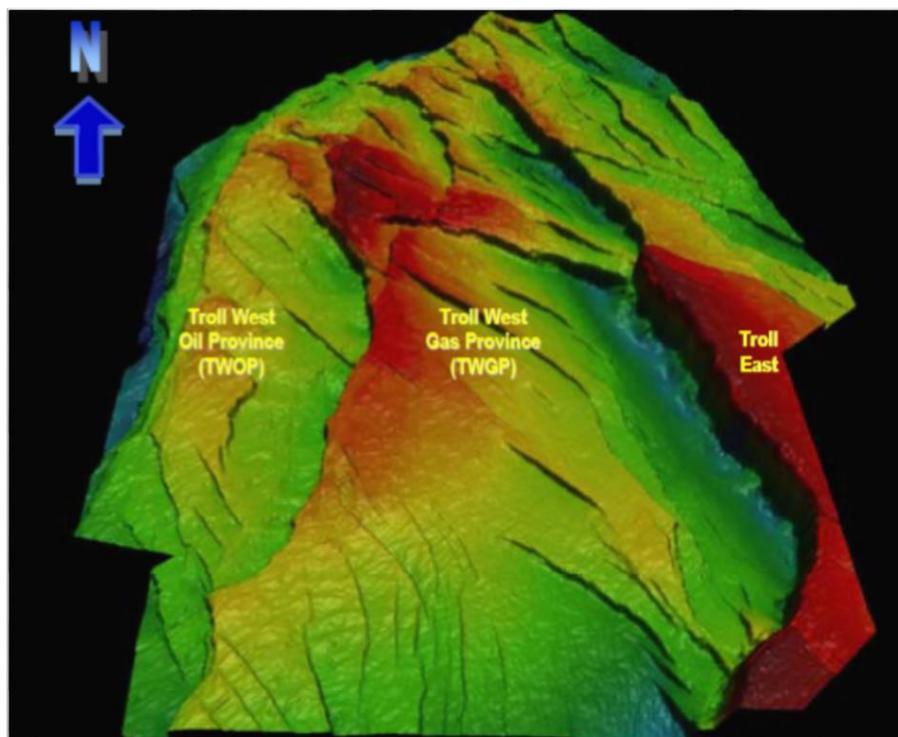
- ✓ *Troll West Gas Province (TWGP)*

capa de aceite: 4-14 metros

- ✓ *Troll West Oil Province (TWOP)*

capa de aceite: 22-27 metros

Figura 4.2 Distribución de las provincias que conforman Troll



4.2 Exploración

La estructura fue descubierta mediante perfiles de sísmica tirados sobre el área de la plataforma Horda, en la década de los setentas. De la interpretación sísmica, se observó que en el contacto gas-líquido había una mayor acumulación de gas en el Jurásico.

El primer pozo exploratorio se perforó en el bloque 31/2 en la TWGP, el cual dio luz a un masivo descubrimiento de gas en el yacimiento del Jurásico, así mismo, se descubrió una delgada capa de aceite en la base del yacimiento. Se perforaron once pozos más, de exploración y desarrollo, todos confirmaron la inmensa capa de gas sobre la delgada columna de aceite.

En 1980 se confirmó la presencia de aceite en la estructura de TWOP mediante el pozo exploratorio 31/2-5. El pozo encontró una capa muy delgada de aceite, aunque de distinta calidad al aceite de la provincia de gas, TWGP, esto confirmó que no había comunicación entre las dos fallas en la zona de aceite del yacimiento.

De los pozos exploratorios realizados sólo uno resultó seco, el cual fue perforado cerca de la falla que separa a TWOP de TWGP, el pozo encontró el yacimiento debajo del contacto agua-aceite. La zona de aceite fue probada en 1990 con el pozo de desarrollo 31/2-16S

La presencia de hidrocarburos en Troll East fue confirmada en octubre de 1983 con dos pozos de desarrollo.

4.3 Reservas

El volumen original de aceite del campo Troll fue estimado en volúmenes por arriba de 4,300 MMb (millones de barriles), mientras que el volumen original de gas fue estimado en 5,870 MMb (millones de barriles).

Las reservas recuperables 2P de aceite se estimaron en 1,849 MMb (millones de barriles). Ésta cantidad se incrementó considerablemente, especialmente por el desarrollo de la perforación y el uso de nueva tecnología. Para el caso del gas licuado de petróleo y de condensados se estimaron reservas recuperables de 308 MMb (millones de barriles) y 19 MMb (millones de barriles), respectivamente.

Al 1° de enero de 2014 las reservas remanes 2P de aceite fueron de 425 MMb (millones de barriles) y las reservas de gas licuado de petróleo se estimaron en 237MMb (millones de barriles).

4.4 El Directorado Noruego.

Tras su descubrimiento en 1979, el Directorado Noruego vio en Troll la oportunidad de desarrollar otros campos con las reservas de gas que se estimaban, sin embargo, guardó prudencia en comparación de empresas como *Shell*, para desarrollar dicho campo, pues por su extensión las reservas estimadas eran muy sustanciales.

El primer paso del Directorado fue el de establecer un equipo multidisciplinario para monitorear Troll, dicho equipo tenía el objetivo de identificar las oportunidades y diseñar algunas estrategias para recuperar el aceite. Desde ese momento el Directorado fue en contra de algunos de los intereses de las compañías involucradas en el desarrollo de Troll, pues ellas veían que la producción temprana del gas no era problema, y la autorización rápida del Directorado era necesaria para empezar el desarrollo, sin embargo, la producción temprana de gas complicaría la extracción de las reservas de aceite. Desde un inicio, a las operadoras interesadas en Troll: *Shell*, *Statoil*, *Hydro* y *Saga* les fue pedido, en 1984, un reporte y un esbozo de sus futuros planes para la extracción de aceite. *Shell* fue la primera en responder que la producción en la zona de aceite sería inviable y sólo la producción de gas sería satisfactoria. Para el Directorado las estrategias planteadas en un inicio por *Shell* no le parecían adecuadas y suficientes, pues la producción de aceite quedaría entonces descartada.

De acuerdo con el Directorado, quien gracias a la caracterización y análisis de la información que obtuvo de la parte exploratoria, propuso la perforación de pozos horizontales para la extracción del aceite, lo que también les llevo a pensar que la mejor estrategia de administración para los recursos del yacimiento era la de tratar la parte Oeste y Este como un todo, sin embargo, respecto a la perforación horizontal, todas las compañías rechazaron



Figura 4.3 Troll: personaje mítico del folklore escandinavo

la idea.

Hydro, afirmaba que al extraer el aceite habría una baja producción del mismo, pero utilizando tecnología “esperanzadora” podría tenerse un poco de éxito. Por su parte, *Statoil* afirmó que podría extraerse el aceite con el riesgo de que la tasa de retorno no cubriera los requerimientos de dicho proyecto. Dichos argumentos llevaron al Directorado a pensar en que ambas empresas serían las mejores candidatas para operar el desarrollo de Troll, pues al menos consideraban posible la extracción de

aceite.

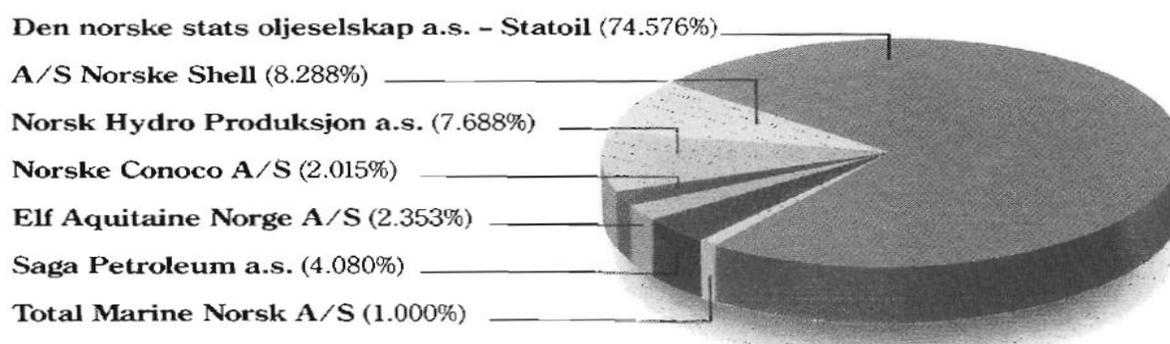
“La industria petrolera ha demostrado, con el tiempo, que no es la más científica de la historia”, afirmaba el entonces líder del equipo de monitoreo para Troll. El equipo observó en los reportes entregados por las cuatro operadoras, que muchos de los estudios presentados eran similares y provenían de la misma consultoría. Por lo que la meta fue reafirmada, había que desarrollar el campo con una evaluación global de los recursos.

Fue entonces que las modificaciones a la legislación Noruega se empezaron a realizar, pues su legislación se adaptó al yacimiento. El primer paso era establecer un proceso de unificación.

Hay que recordar que la unificación, es un acuerdo para desarrollar conjuntamente un campo en donde hay más de dos operadoras en distintas áreas contractuales.

El Directorado aprovechó la regulación provisional para la correcta explotación de los recursos petroleros de ese entonces, y tomó la sección en donde claramente el gobierno podía demandar la unificación de campos a través de varios bloques si éstos tenían comunicación mediante un acuífero.

Gráfica 4.3 Los socios de Troll



Para 1984, las cuatro operadoras unificaron sus respectivos bloques. Esta decisión puso un alto a los planes de extracción de gas de las operadoras, el Directorado afirmó que sin esto *Shell* hubiera empezado su producción de gas y el aceite se hubiera perdido.

Otra estrategia utilizada por el Directorado fue la de evitar que las operadoras optaran por soluciones baratas y de corto plazo, por lo que otorgó licencias con duración hasta el 2030.

Posterior a esto, el Directorado seguía estableciendo que la única solución para producir el aceite de Troll era la perforación horizontal, pero las compañías siguieron rechazando la idea afirmando que esa tecnología no era lo suficientemente madura y el riesgo para desarrollar tecnología nueva era demasiado. A pesar de esto, el Directorado investigó lo relacionado con la perforación horizontal y descubrió que todas las operadoras involucradas en Troll estaban mal informadas, pues para ese entonces ya se estaba implementando la perforación horizontal en campos de otros países.

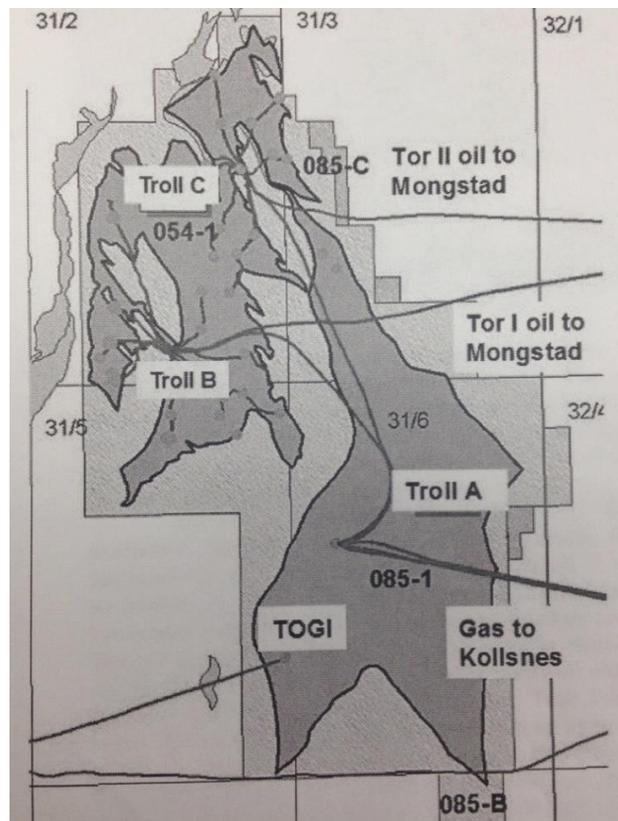
4.5 Desarrollo del campo Troll

El tamaño y la complejidad del campo, junto con la producción simultánea de gas y aceite de distintas partes del mismo, hacen del desarrollo, la planeación y la administración de Troll un verdadero reto.

La estrategia fue, en un inicio, extraer los estratos más productores y gruesos del yacimiento, y una vez generado experiencia, desarrollar la tecnología necesaria para empezar a explotar las capas más delgadas y menos productoras. Aunado a su desarrollo, el campo se dividió en tres fases para su explotación:

- Fase 1: producción de gas de Troll East desde la plataforma Troll A
- Fase 2: producción de aceite de TWOP desde las plataformas Troll B y C
- Fase 3: producción de las reservas de gas en TWGP.

Figura 4.4 Ubicación de las plataformas Troll A, B y C en el campo Troll



Una parte fundamental para el desarrollo de Troll, fue la geo-navegación, misma que permitió al equipo encargado de Troll hacer rápidas decisiones con base en datos generados en tiempo real con sísmica 3D y 4D, modelos geológicos detallados, datos de producción y del yacimiento, entre otros.

4.5.1 Fase uno

Shell fue quien adquirió la responsabilidad de desarrollar la primera fase para Troll, a pesar de que los términos de la licencia establecían que *Statoil* sería el operador para los 10 años posteriores a la declaración comercial de Troll.

El desarrollo se enfocó en la extracción de las reservas de gas de Troll East. En un inicio el concepto era el de construir dos plataformas sencillas para la producción y el procesamiento. Para 1989 *Shell* presentó un Plan de Desarrollo y Operación para realizar el procesamiento de gas en tierra. El PDO fue aceptado y aprobado en 1990 y fue hasta 1996 que comenzó como tal la producción de gas.

Las instalaciones que se consideraron para el desarrollo de Troll East incluían: una planta de procesamiento de gas en tierra y una plataforma de producción, Troll A; así como, dos ductos para transportar el gas parcialmente tratado a una planta de tratamiento en Kollsnes, al Este de Bergen.

En cuanto a temas ambientales, es de apreciar que no solo se quiso cumplir con las regulaciones en la materia, si no que siempre se busco causar el menor impacto ambiental, de ahí que se tomara la decisión de utilizar conductores eléctricos para compresores de exportación para reducir las emisiones de dióxido de carbono y nitrógeno, y la contaminación por ruido.

La decisión de construir una planta de procesamiento de gas fue hecha después de que los socios de Troll decidieran mover la planta a una ubicación en tierra. Para decidir acerca del lugar idóneo donde sería establecida la planta de procesamiento de gas, se sometieron distintas alternativas a una selección en donde cada propuesta fue calificada de acuerdo a la

información del lugar y el uso de suelo, condiciones geológicas y geotécnicas, infraestructura local, condiciones marítimas, costos. Kollsnes fue la de mayor puntuación.

Kollsnes, fue construida entre 1991 y 1996, *Shell* fue el operador de desarrollo para la planta, mientras que *Statoil* tomo las responsabilidades operacionales. La planta de tratamiento en tierra para gas está integrada con tres plantas de condensado, dichas plantas tienen una capacidad de procesamiento por 4,420 millones de pies cúbicos por día de gas y 22,000 barriles de crudo por día, y una planta anexa para la producción de gas natural. La operación de la planta está basada en el uso de energía eléctrica,

Figura 4.58 Planta procesadora de gas, Kollsnes



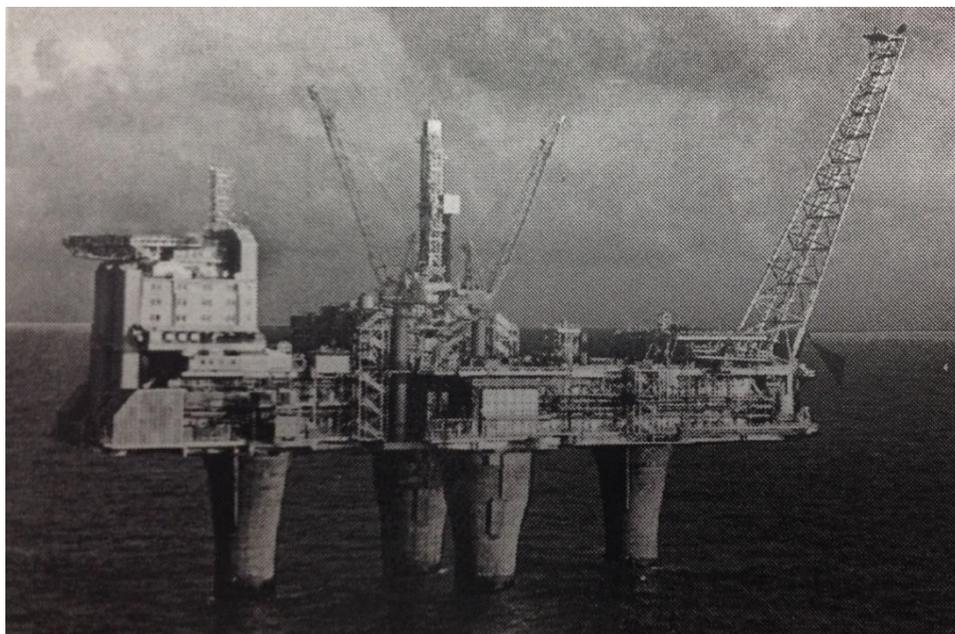
Por otra parte, la plataforma Troll A se ha convertido en una de las más grandes del mundo, está diseñada para operar, al menos, 70 años. Por su diseño no requiere de grandes costos de mantenimiento y operación debido a que está automatizada, se requieren de 25 personas en tierra para operar la plataforma. Además, está equipada con instalaciones para remover agua libre e inyectar glicol. Troll A es operada desde un cuarto de control en Kollsnes mediante enlace de datos a través de un cable de fibra óptica, lo que proporciona buen monitoreo y dota al sistema de producción total con flexibilidad operacional. El monitoreo y control de la plataforma se refuerza mediante enlaces de radio con el centro de control.

El gas es transportado desde Troll A mediante dos ductos de 63 kilómetros de longitud a Kollsnes. El gas seco se comprime utilizando cinco compresores centrífugos de ocho etapas accionados eléctricamente para su exportación al continente.

Para la producción de Troll A fueron perforados 40 pozos con capacidad de producir hasta 3.4 millones de metros cúbicos de gas por día. La plataforma también recibe la producción de gas de la parte oeste de Troll, TWGP. Troll A junto con la planta de procesamiento en tierra, tiene una capacidad de producción de 80 millones de metros cúbicos por día.

Antes de que los fluidos sean canalizados a tierra, algo del agua y el condensado son removidos en un separador de entrada. Mientras que el condensado se regresa a las tuberías de exportación de gas, el agua es tratada y descargada al mar.

Figura 4.6 Plataforma Troll A



4.5.1 Fase dos

La fase dos está enfocada a extraer las reservas de aceite en TWOP y TWGP, las reservas de esta provincia fueron declaradas comerciales hasta 1991. *Norsk Hydro* fue la primera en presentar el Plan de Desarrollo y Operación, PDO, para desarrollar TWOP. A principios de 1994, el operador presento ante el Directorado el PDO para desarrollar TWGP, dicho plan

fue aprobado en ese mismo año. Posteriormente se incluyó en el plan un clúster submarino en la parte de TWGP para conectarla con la provincia de aceite, TWOP. El PDO completo para estas dos provincias de Troll fue aprobado totalmente hasta 1997.

La explotación de esta parte del campo, tanto TWGP y TWOP ha sido posible por el uso de avanzadas técnicas de perforación y terminación, mismas que fueron desarrolladas específicamente para el campo. Por ejemplo, la generación de datos en tiempo real durante la perforación, grabados cerca de la barrena y transmitidos a superficie mediante el lodo de perforación. De los datos más importantes que se generan durante la perforación destacan los de registros de rayos gamma, de densidad y de resistividad, para identificar los contactos de los fluidos.

Las simulaciones del yacimiento muestran que la producción acumulada es maximizada ubicando pozos de producción horizontales cerca del contacto agua-aceite.

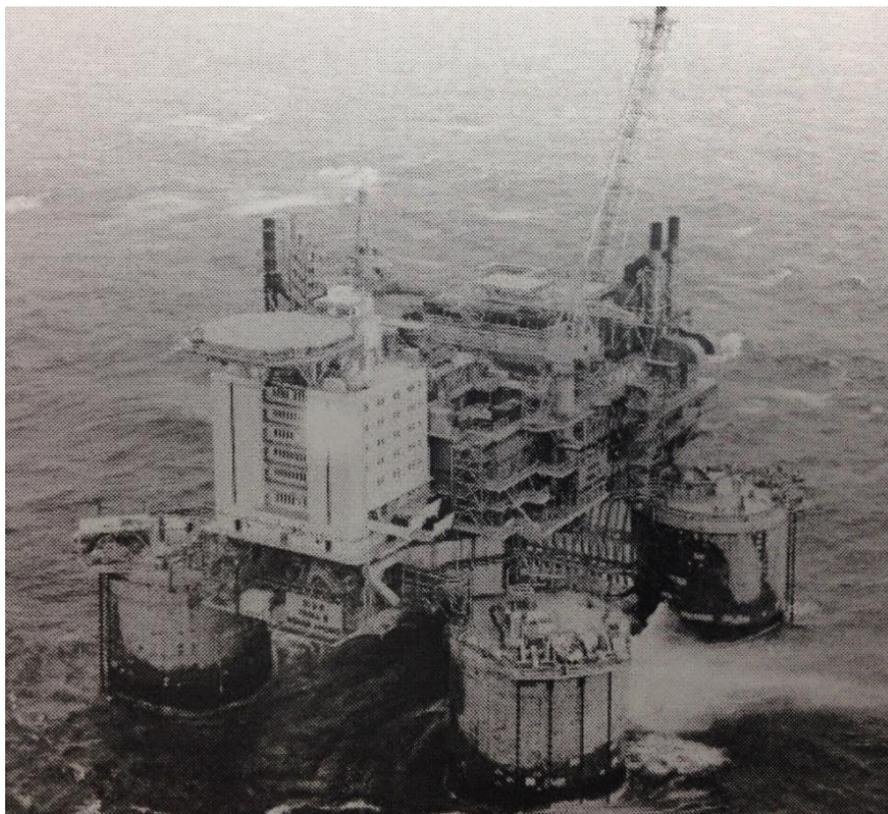
Uno de los problemas que se llegaron a presentar, fue la presencia de calcitas, pues éstas pueden causar desviaciones en la trayectoria del pozo, por lo que su predicción anticipada es importante, así que se desarrolló un programa de predicción de calcitas. Los resultados que se generaban de dicho programa, proporcionaban al equipo información suficiente para seleccionar el tipo de barrena más adecuado para atravesar las distintas secciones de la trayectoria del pozo.

4.5.1.1 Troll West Oil Province

La provincia Oeste de aceite fue la primera en ser desarrollada mediante la perforación de 17 pozos productores de aceite en una configuración de 4 clústeres submarinos. La producción de aceite, agua y gas es transportada por ductos submarinos a las instalaciones de la plataforma Troll B, misma que comenzó a producir en 1995.

Troll B es una estructura de concreto que consiste de cuatro pontones rectangulares acomodados en forma cuadrada. Cuatro columnas cilíndricas de 29 metros de diámetro y 50 metros de ancho.

Figura 4.7 Plataforma Troll B



El aceite es separado, estabilizado y transportado mediante el ducto Tor-I hasta la terminal de aceite en tierra, Mongstad. El gas asociado es canalizado a la plataforma Troll A y el agua es tratada y descargada al mar.

La plataforma Troll B está conformada por 56 pozos productores de aceite y un pozo inyector de gas.

Figura 4.8 Planta procesadora de Kollsness



4.5.1.2 Troll West Gas Province

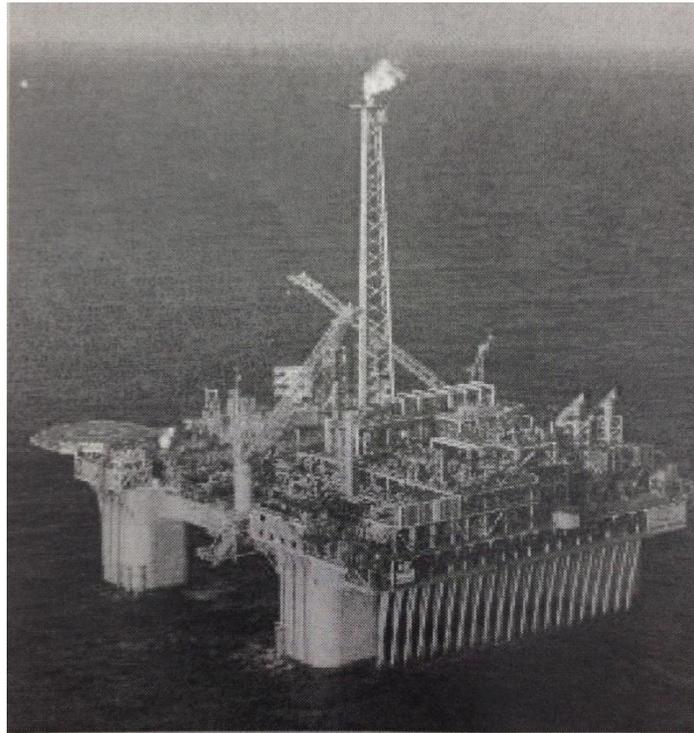
Siguiendo el éxito obtenido por la perforación horizontal y la tecnología submarina desarrollada, las reservas remanentes estimadas en TWGP se incrementaron. En 1996 se presentó un PDO para explotar las reservas adicionales.

El PDO consideraba la construcción de un plataforma de producción semi-sumergible, Troll C, desde la cual el gas es producido, además de la construcción adicional de ductos conectados a Mongstand.

Troll C inicio producción en 1999, el aceite es separado, estabilizado y transportado mediante el ducto Tor-II hacia la terminal en tierra Mongstand. El gas es transportado a Troll A, mientras que el agua es tratada y descargada al mar.

La plataforma Troll C está conformada por 49 pozos productores de aceite y un pozo inyector de agua en la unidad submarina.

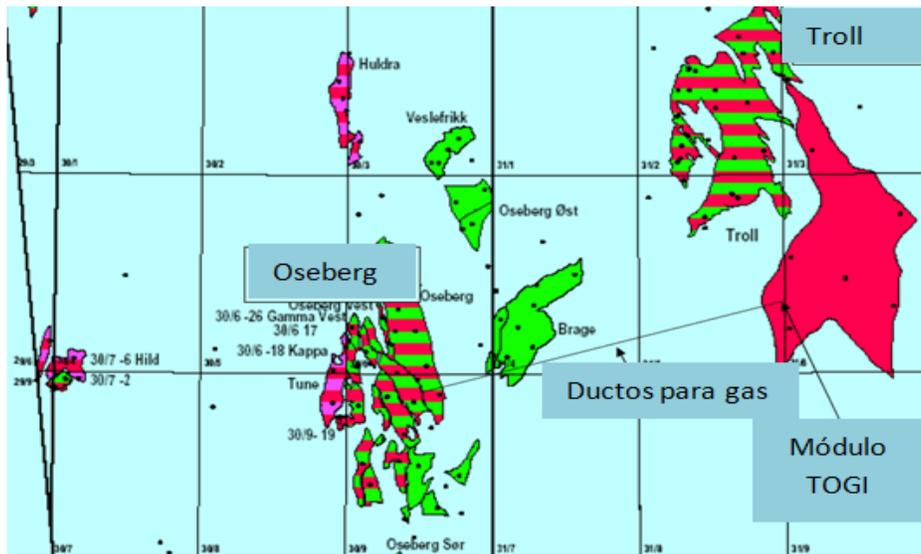
Figura 4.9 Plataforma Troll C



4.5 TOGI: Troll-Oseberg Gas Injection

El campo de Oseberg está localizado a 140 kilómetros de Bergen, está compuesto por dos diferentes estructuras, *Alpha* y *Alpha North*. En un inicio el proyecto de inyección consideraba utilizar agua como método de mantenimiento de presión, sin embargo a través de estudios para analizar la rentabilidad de dicho proyecto, se reveló que el campo también podía ser candidato a inyección de gas. El Directorado entonces, pidió a *Norsk Hydro* en 1984 que investigará la posibilidad de inyectar gas, observando así que el factor de recuperación mejoraría un 6 o 7 por ciento, y el gas inyectado se recuperaría en un 75 por ciento.

Figura 4.10 Ubicación del campo Oseberg y Troll



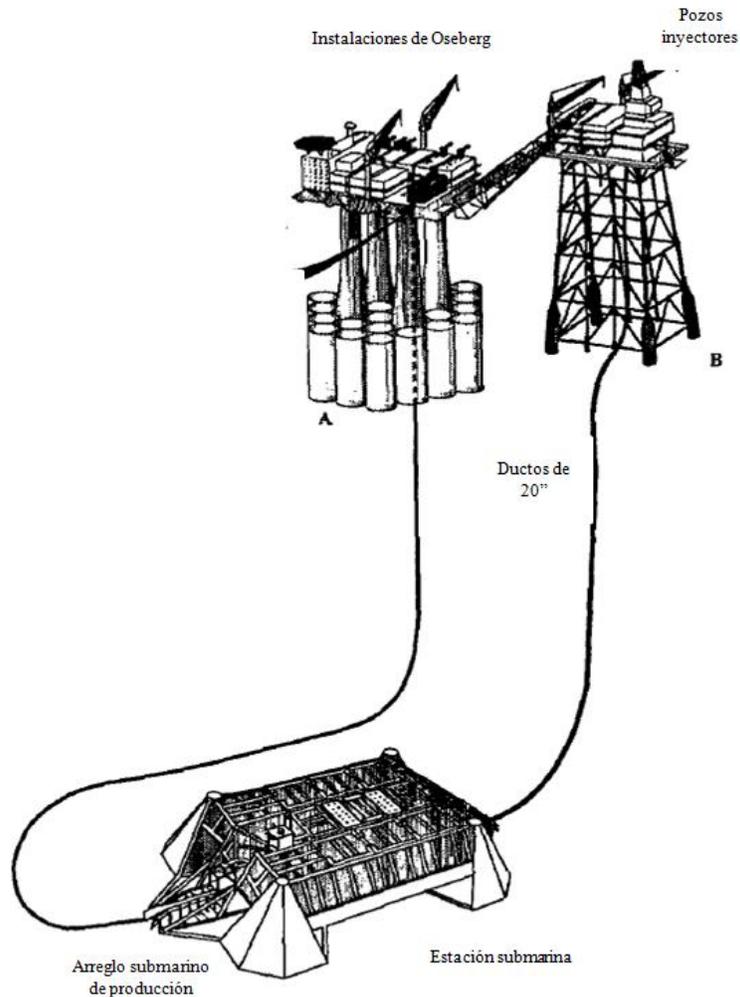
Para escoger el campo que suministraría gas a Oseberg se consideró: la rápida y segura entrega de gas, un flujo anual constante de gas hasta 2002 y la cantidad de gas total para garantizar el pleno mantenimiento de presión durante la producción del aceite. Fue entonces que Troll se definió como el mejor candidato para dicho proyecto.

El plan se presentó ante los socios de Troll para su aprobación en 1986. El concepto contemplaba un módulo submarino de producción en *Troll East* con ductos de conexión de 48 kilómetros a través de Oseberg donde se instalaría un módulo de tratamiento y compresión para la inyección de gas al campo. El módulo estaría diseñado para operar 18 años y estaría ubicado a 303 metros de profundidad.

Se establecieron acuerdos entre los socios de Troll y Oseberg, asignando las actividades que llevarían a cabo cada grupo de socios. Los socios de Troll construirían la unidad de producción de gas y conectarían los ductos de Troll a Oseberg; por su parte, los socios de Oseberg realizarían las modificaciones necesarias a las instalaciones para recibir e inyectar el gas en el campo.

Se estableció un equipo para ejecutar el proyecto, dicho equipo se ocuparía de la administración del proyecto, la ingeniería, fabricación y pruebas; el control del proyecto, contrataciones y aseguramiento de la calidad.

Figura4.11 Esquema de las instalaciones submarinas y superficiales de Oseberg



4.5.1 Fase tres

La tercera fase, la cual está enfocada en la extracción del gas de *Troll West*, será implementada cuando no haya más remanentes de aceite que recuperar. El proyecto está contemplado para el año 2020 con la terminación del último pozo para recuperación secundaria.

Cabe mencionar que las licencias que fueron expedidas para Troll, tienen vigencia hasta 2030. Antes de que se cumpla con dicha vigencia, la demás infraestructura con la que se ha desarrollado Troll recibirá mantenimiento.

De las tres plataformas, Troll B es la que, por su diseño, tiene el menor ciclo de vida, aproximadamente en 2020. Se ha considerado someterla a reparaciones y mantenimiento para que siga operando hasta por lo menos 2040. Por otro lado, Troll A ha sido diseñada para operar hasta por lo menos 2064.

Durante la elaboración de ésta tesis, el Directorado no ha considerado otras soluciones a futuro. Sin embargo la posición que se ha ganado Troll como un campo de petróleo y gas en la plataforma continental Noruega parece ser irremplazable por la cantidad de experiencias generadas tanto para las operadoras encargadas de su desarrollo, como para el propio Directorado Noruego del Petróleo, en cuanto a regulación, administración a largo plazo de los recursos y desarrollo de tecnología.

4.4 Producción

Desde el comienzo de su explotación, el perfil de producción de gas en Troll depende principalmente de su papel como exportador y de la estrategia conjunta de producción para todos los campos de la plataforma continental noruega.

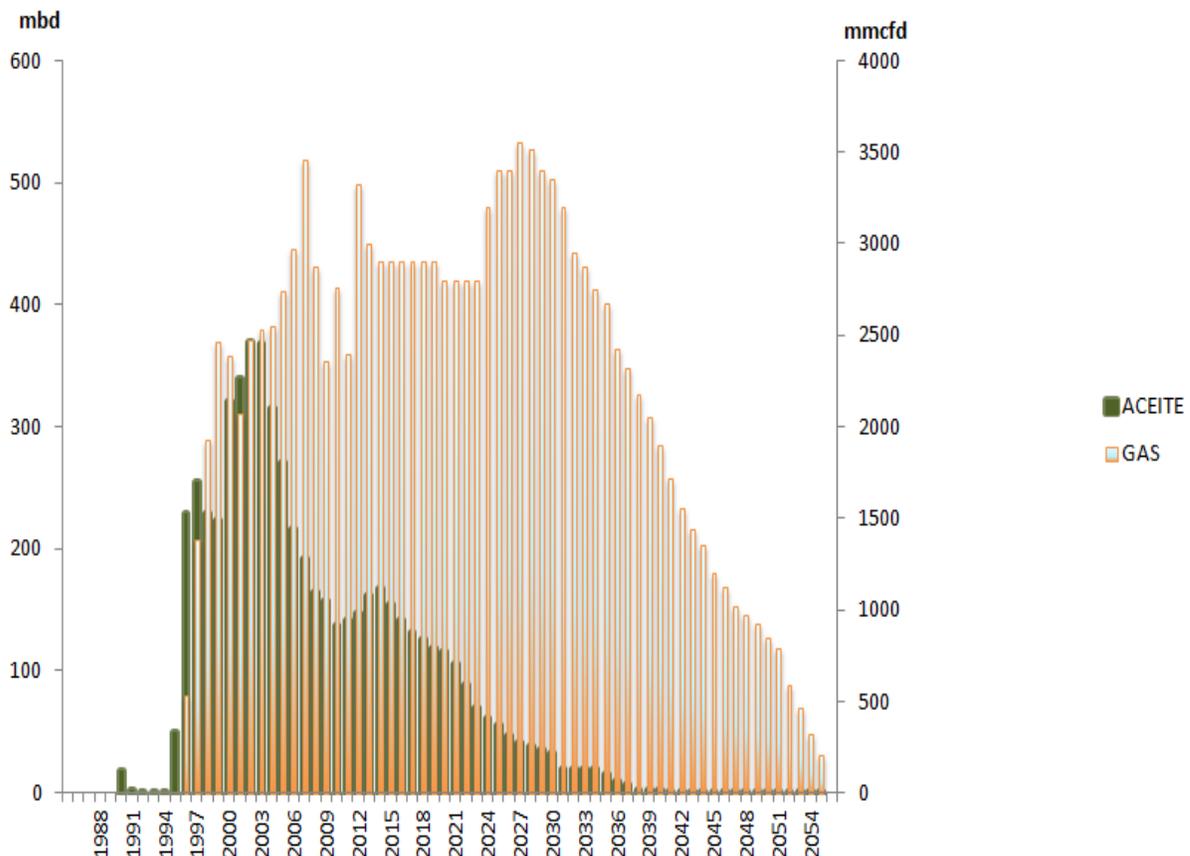
La producción de gas en Troll está determinada por permisos otorgados por el gobierno. El permiso para 2009 y 2010 establecía una reducción en la producción de gas de 3,000 millones de metros cúbicos por año a 2,400 millones de metros cúbicos por año, con la finalidad de asegurar que la producción de aceite se maximizará mediante el mantenimiento de presión

del yacimiento de gas que esta en comunicación con el yacimiento de aceite. Para 2012, el permiso fue modificado una vez más para incrementar la producción a 3,000 millones de metros cúbicos por año, dicha producción se ha mantenido hasta ahora.

La producción de aceite en Troll B empezó en 1995 con 190,000 barriles por día. *Hydro* realizó pruebas de producción en 1996. Dichas pruebas mostraron que la capacidad máxima de producción de las instalaciones desarrolladas ascendía a 225,000 barriles por día, por lo que el operador decidió incrementar la producción a 200,000 barriles por día.

Por otro lado, la producción de aceite en Troll C empezó en 1999. Troll C alcanzó un máximo de 195,000 barriles por día en 2002. De esta plataforma también se extrajo gas asociado, pero los volúmenes producidos fueron inyectados en Troll A para contribuir con la producción de gas.

Gráfica 4.4 Producción de Troll de 1988 con proyecciones a 2054



5. El panorama regulatorio en México

5.1 El marco jurídico mexicano en materia energética y sus reformas

La explotación de hidrocarburos en México estuvo normada hasta diciembre de 2013 por la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos expedida el 5 de febrero de 1917, con sus reformas de 1940, por Lázaro Cárdenas y de 1960 con Adolfo López Mateos; así como, por la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo (y su reglamento), expedida en 1925 por Plutarco Elías Calles, con varias reformas durante los sexenios siguientes, hasta el de Felipe Calderón y finalmente abrogada el 11 de agosto de 2014. Otros artículos constitucionales importantes lo constituyeron el Art. 25 y el Art. 28.

En esencia la Constitución señalaba:

Art. 27

Párrafo cuarto:

“Corresponde a la Nación el dominio directo de todos los recursos naturales de la plataforma continental y los zócalos submarinos de las islas; de todos los minerales o sustancias que en vetas, mantos, masas o yacimientos, constituyan depósitos cuya naturaleza sea distinta de los componentes de los terrenos, tales como [...] el petróleo y todos los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos [...].”

Párrafo sexto:

“Tratándose del petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos o de minerales radioactivos, no se otorgarán concesiones ni contratos, ni subsistirán los que en su caso se hayan otorgado y la Nación llevará a cabo la explotación de esos productos, en los términos que señale la Ley Reglamentaria respectiva.”

Art. 25**Párrafo cuarto:**

“El sector público tendrá a su cargo, de manera exclusiva, las áreas estratégicas que se señalan en el Artículo 28, párrafo cuarto de la Constitución, manteniendo siempre el Gobierno Federal la propiedad y el control sobre los organismos que en su caso se establezcan.”

Art. 28**Párrafo primero:**

“En los Estados Unidos Mexicanos quedan prohibidos los monopolios, [...]”

Párrafo cuarto:

No constituirán monopolios las funciones que el Estado ejerza de manera exclusiva en las siguientes áreas estratégicas: [...]; petróleo y los demás hidrocarburos; petroquímica básica, [...]

La Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional indicaba:

En su Artículo 3o definía lo que abarca la industria petrolera

En su Artículo 4° que las actividades referidas en artículo 3°, consideradas estratégicas se llevarían a cabo por conducto de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios; así como que “el transporte, el almacenamiento y la distribución de gas podrán ser llevados a cabo, previo permiso, por los sectores social y privado, los que podrán construir, operar y ser propietarios de ductos, instalaciones y equipos [...]”

En su Artículo 5° que, “El Ejecutivo Federal, por conducto de la Secretaría de Energía, otorgará exclusivamente a Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios las asignaciones de áreas para exploración y explotación petroleras.”

En su Artículo 6º que, “Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios podrán celebrar con personas físicas o morales los contratos de obras y de prestación de servicios que la mejor realización de sus actividades requiere. Las remuneraciones que en dichos contratos se establezcan serán siempre en efectivo y en ningún caso se concederán por los servicios que se presten y las obras que se ejecuten propiedad sobre los hidrocarburos, ni se podrán suscribir contratos de producción compartida o contrato alguno que comprometa porcentajes de la producción o del valor de las ventas de los hidrocarburos ni de sus derivados, ni de las utilidades de la entidad contratante.”

En su Artículo 11 que, “El Ejecutivo Federal, por conducto de la Secretaría de Energía, con la participación que corresponda a la Comisión Nacional de Hidrocarburos y a la Comisión Reguladora de Energía, establecerán, en el ámbito de sus respectivas atribuciones y conforme a la legislación aplicable, la regulación de la industria petrolera y de las actividades a que se refiere esta Ley”, y

En su Artículo 15 que, “Las personas que realicen alguna de las actividades a que se refiere la presente Ley, deberán cumplir con las disposiciones administrativas y normas de carácter general que expidan en el ámbito de sus competencias, la Secretaría de Energía, la Comisión Nacional de Hidrocarburos y la Comisión Reguladora de Energía, en términos de la normatividad aplicable, así como entregar la información o reportes que les sean requeridos por aquellas.”

Quedan definidas entonces en la Ley Reglamentaria, los dos órganos reguladores del sector de hidrocarburos, en su calidad de organismos desconcentrados de la Secretaría de Energía: La Comisión Reguladora de Energía y la Comisión Nacional de Hidrocarburos. La primera en un contexto de participación de varios operadores para varias actividades de *downstream* y la segunda para regular a un solo operador: Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios en las actividades de exploración y extracción, también conocidas como *upstream*.

El esquema de un solo operador hasta antes de la creación de la Comisión Reguladora de Energía en 1993, fue relativamente eficiente dadas las características de una economía

cerrada como la mexicana, después de la expropiación petrolera y hasta el sexenio de José López Portillo, periodo en el cual el hidrocarburo mexicano, fue utilizado básicamente para nuestro propio consumo y desarrollo. El papel de Pemex, fue el de suministrar el energético necesario para tal fin. Este rol cambió al final del sexenio de López Portillo, debido a la abundancia de recursos descubiertos en el Sureste del país, en particular en la Sonda de Campeche y al fácil acceso a dichos recursos convencionales, de la llamada era del “petróleo fácil y barato”, en el cual México pasó a ser un exportador mundial importante, con destino de sus exportaciones principalmente a los Estados Unidos.

El investigador de la UNAM Ángel de la Vega Navarro escribió en 1999 en su libro “La Evolución del Componente Petrolero en el Desarrollo y la Transición de México” lo siguiente:

“Es un hecho que funciones anteriormente reservadas al Estado son ahora asumidas por el mercado y por actores privados: en adelante las responsabilidades se compartirán para llegar a una coherencia de conjunto y asegurar que las actividades económicas se orienten hacia trayectorias que conduzcan al desarrollo. El Estado tiende ahora más bien a instaurar reglas del juego y a formular políticas basadas en incitaciones, pero su participación es indispensable para la regulación de la actividad económica, por acción (interviniendo directamente en ciertos mercados y actividades) o por omisión (limitándose a construir los marcos jurídicos para incitar e inducir decisiones privadas y para formular las reglas de la competencia)”

“A partir de los años 1982 y 1983 se impuso en México la idea según la cual la modernización del Estado y de la economía debían provocar transformaciones en diferentes campos, en particular en las empresas públicas.”

“Solamente una vez que se avanzó en la reforma económica pudo ser retomado ese proyecto, bajo formas nuevas. En efecto, a partir de 1989, el gobierno pudo con un fuerte apoyo internacional acelerar el ritmo de las reformas a pesar del enorme costo social. Ambas cosas alcanzaron también a la industria petrolera. “

“La devaluación del peso en diciembre 1994, la crisis que se dio con esa medida y los acuerdos que México tuvo que pasar con el Tesoro de Estados Unidos y el FMI, propiciaron una mayor participación de los inversionistas privados nacionales y extranjeros, además de lo realizado en los años precedentes y durante las negociaciones del TLCAN. De esa manera, nuevos sectores fueron abiertos o tuvieron más apertura que antes:” [entre otros] “la petroquímica, el gas natural y la producción de electricidad. El gobierno fue apoyado técnica y financieramente por organismos internacionales en sus objetivos de desregulación y de privatización, para eliminar restricciones y obstáculos y para los procedimientos de evaluación y venta de las empresas públicas.”

Con el arribo al poder del Partido Acción Nacional, el proceso de apertura de la industria energética nacional trata de acelerarse en un marco definido por el propio Vicente Fox de un gobierno de “empresarios, por empresarios para empresarios”. Fox no emprendió, sin embargo una política institucional que modificara sustancialmente el inadecuado marco jurídico en un mundo globalizado, con interés del capital internacional de participar en este segmento de la economía mexicana, con la declinación y agotamiento de los grandes yacimientos mexicanos, particularmente Cantarell, la ausencia de capitales, la falta de voluntad política para instrumentar una verdadera reforma fiscal y la ausencia de la tecnología necesaria ante la desatención de los gobiernos mexicanos por más de cinco lustros.

Sí, se intentó durante el sexenio de 2006 a 2012 con una iniciativa de Reforma Energética de 2008, pero el hecho de no plantear una iniciativa de modificación de la Constitución y enfocarla a la expedición de nuevas leyes secundarias y reforma de otras, dejó trunco el proyecto.

Después de intensos debates de diversas fuerzas de opinión, en el Senado de la República, realizados entre los meses de mayo y julio de 2008, se expidieron y reformaron las siguientes leyes:

LEYES EXPEDIDAS

1. Ley de Petróleos Mexicanos (abrogada el 11 de agosto de 2014)
2. Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética

3. Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía
4. Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (abrogada el 11 de agosto de 2014)

LEYES REFORMADAS

1. Ley Federal de las Entidades Paraestatales (Adición del artículo 3º)
2. Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas (Adición del artículo 1º)
3. Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del sector Público (Adición de un párrafo tercero al artículo 1º)
4. Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo (Abrogada el 11 de agosto de 2014)
5. Ley Orgánica de la Administración Pública Federal (Adición del artículo 33)
6. Ley de la Comisión Reguladora de Energía (Abrogada el 11 de agosto de 2014)

LEYES ABROGADAS EN 2008

1. Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios

NORMAS APROBADAS POR EL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN DE PEMEX

1. Estatuto Orgánico de Petróleos Mexicanos (DOF del 24 de septiembre de 2009)

De esta amplia reforma, contrastante con las reformas en la materia ocurridas desde 1925, año de expedición de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, se puede destacar lo siguiente:

LEY DE PETRÓLEOS MEXICANOS

- Se cambia el carácter de actividades de la industria petrolera de “estratégico” a “sustantivo”
- Pemex mantiene su naturaleza de organismo descentralizado del Estado Mexicano, coordinado por la Secretaría de Energía.

- Se mantiene la estructura organizacional de un corporativo y cuatro subsidiarias.
- Su presupuesto y obtención de financiamiento mediante deuda, se mantiene dependiente de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público
- A su Consejo de Administración se le agregan cuatro consejeros profesionales independientes para un total de 15 consejeros
- Se le dan amplias atribuciones al Consejo de Administración en la definición de políticas, estrategias, control y seguimiento y aprobación de planes y proyectos. En uso de esas facultades, el Consejo expide el Estatuto Orgánico de Petróleos Mexicanos.
- Se crean siete comités en áreas de administración específicas en apoyo al Consejo de Administración.
- En la búsqueda de mayor autonomía de la Secretaría de la Función Pública, se refuerza la vigilancia interna y externa con la ampliación de facultades al Órgano Interno de Control.
- Se blinda a los miembros del Consejo de Administración y al Director General de Pemex, mediante la contratación de seguros y fianzas, ante la eventualidad de que sus decisiones puedan causar daños a la empresa paraestatal.
- Sus adquisiciones, arrendamientos, obras y servicios **para las actividades sustantivas**, se define que se rigen por la Ley de Petróleos Mexicanos, deslindándolas de las leyes federales en la materia.
- Se faculta a Pemex a **nuevas modalidades de contratación** de obras y servicios “que la mejor realización de sus actividades requiere”, con lo que se da pie, aunque con controversia jurídica, a los contratos integrales aplicados en las licitaciones de campos maduros de Región Sur, Región Norte y Chicontepec.

LEY DE LA COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

- Se instituye la CNH como órgano desconcentrado de la Secretaría de Energía
- Su objeto fundamental regular y supervisar la exploración y extracción de carburos de hidrógeno que compongan el aceite mineral crudo, lo acompañen o se deriven de él, así como las actividades de proceso, transporte y almacenamiento que se

relacionen directamente con los proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos.

- Su función es en apoyo amplio a las tareas de la SENER en materia de exploración y extracción de hidrocarburos.
- Su órgano de gobierno integrado por cinco comisionados, designados hasta por dos periodos de cinco años, en forma escalonada.
-

Con la creación de la CNH, se completa la estructura reguladora del sector de hidrocarburos, complementando las funciones que gradualmente le fueron asignando a la Comisión Reguladora de Energía, enfocadas para ésta a actividades de *downstream*.

LEY FEDERAL DE ENTIDADES PARAESTATALES

- Se adicionan un cuarto párrafo al artículo 3o. de la Ley Federal de las Entidades Paraestatales, para señalar que Pemex se regulará preferentemente por sus propias leyes o decretos de creación.

LEYES FEDERALES DE ADQUISICIONES Y OBRAS PÚBLICAS

- Se excluyen de su aplicación las actividades sustantivas de Pemex

LEY REGLAMENTARIA DEL ARTÍCULO 27 CONSTITUCIONAL EN EL RAMO DEL PETRÓLEO

- Añade los yacimientos transfronterizos al dominio directo de la Nación, en concordancia con los tratados internacionales que México tenga signados.
- El gas asociado a los yacimientos de carbón mineral se sujetará a las disposiciones aplicables de transporte, almacenamiento y distribución de gas.
- Se considera como únicos sujetos de asignaciones de áreas para exploración y explotación petroleras a Pemex y sus organismos subsidiarios.
- Se abre para Pemex el abanico de opciones de contratación de servicios y se prohíbe la suscripción de contratos de producción o de utilidad compartida.

- Circunscribe a la jurisdicción nacional las controversias referidas a contratos de obra y prestación de servicios en territorio nacional y en las zonas donde la Nación ejerce soberanía, jurisdicción o competencia.
- El Ejecutivo Federal, por conducto de la Secretaría de Energía, con la participación que corresponda a la Comisión Nacional de Hidrocarburos y a la Comisión Reguladora de Energía, establecerán, en el ámbito de sus respectivas atribuciones y conforme a la legislación aplicable, la regulación de la industria petrolera y de las actividades a que se refiere esta Ley
- Indica que La aplicación de esta Ley corresponde a la Secretaría de Energía, con la participación que esté a cargo de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y de la Comisión Reguladora de Energía.

LEY ORGÁNICA DE LA ADMINISTRACIÓN PÚBLICA FEDERAL

En relación con los dos organismos reguladores adiciona:

- El Consejo Nacional de Energía se constituye [...], así como por los titulares de los órganos desconcentrados y organismos descentralizados del sector [...]
- Para la realización de las facultades de la SENER, considera los dictámenes técnicos de la CNH en materia de asignaciones y de los principales proyectos de exploración y explotación de Pemex.
- Registrar y dar a conocer [LA SENER], con base en la información proporcionada por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, las reservas de hidrocarburos, conforme a los estudios de evaluación y de cuantificación, así como a las certificaciones correspondientes:

LEY DE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

- La Comisión Reguladora de Energía, órgano desconcentrado de la Secretaría de Energía, gozará de autonomía técnica, operativa, de gestión y de decisión en los términos de esta Ley.

- Añade a las actividades de promoción del desarrollo de la CRE las siguientes:
 -
 - Las ventas de primera mano del gas, del combustóleo y de los petroquímicos básicos. Se incluyen las que realicen a terceros las personas morales que Pemex controle.
 - El transporte y distribución de gas, de los productos que se obtengan de la refinación del petróleo y de los petroquímicos básicos, que se realice por medio de ductos, así como los sistemas de almacenamiento que se encuentran directamente vinculados a los sistemas de transporte o distribución por ducto, o que forman parte integral de las terminales de importación o distribución, de dichos productos.
 - El transporte y distribución de bioenergéticos que se realice por ductos, así como el almacenamiento de los mismos que se encuentren directamente vinculado a los sistemas de transporte o distribución por ducto, así como las terminales de importación o distribución de dichos productos

- **Se añaden a las atribuciones de la CRE las siguientes:**
 -
 - Aprobar y expedir los términos y condiciones a que deberán sujetarse las ventas de primera mano del combustóleo, del gas y de los petroquímicos básicos, así como las metodologías para la determinación de sus precios, salvo que existan condiciones de competencia efectiva a juicio de la Comisión Federal de Competencia, o que sean establecidos por el Ejecutivo Federal mediante Acuerdo.
 - Aprobar y expedir los términos y condiciones a que deberá sujetarse la prestación de los servicios de transporte, almacenamiento y distribución, de la refinación del petróleo. de los petroquímicos básicos y bioenergéticos que se realice por medio de ductos.
 - Determinar las zonas geográficas exclusivas de distribución de los productos y actividades, regulados.

- Expedir las metodologías para el cálculo de las contraprestaciones por los servicios de transporte, almacenamiento y distribución.
- Aprobar y expedir modelos de convenios y contratos de adhesión para la realización de las actividades reguladas.
- Expedir y vigilar el cumplimiento de las disposiciones administrativas de carácter general, aplicables a las personas que realicen actividades reguladas

Otras disposiciones de la reforma a esta Ley fueron:

- Los comisionados serán designados por períodos escalonados de cinco años de sucesión anual e inicio el 1 de enero del año respectivo, con posibilidad de ser designados, nuevamente, por única ocasión por un período igual.
- Publicar un informe anual con lo siguiente: un registro de los permisos otorgados durante el año; un listado de las solicitudes de permisos no otorgados durante el año y la fundamentación de las deliberaciones adoptadas por los comisionados.

Estas adiciones complementaron las que ya tenía la CRE en materia de energía eléctrica.

El retraso en la instrumentación de la reforma Calderonista, dadas las dificultades intrínsecas en nuestro sistema político y la confusión en la distribución de facultades entre las instancias gubernamentales responsables de su aplicación, hizo en cierta medida ineficiente la reforma. Ejemplo de esto lo constituyen por un lado las declaraciones que el consejero profesional de Pemex hizo al periodista Miguel Ángel Granados Chapa en entrevista en Radio UNAM del 12 de septiembre de 2012 y por otro las sucesivas modificaciones al Estatuto Orgánico de Petróleos Mexicanos, lo que seguramente generaba inseguridad a los funcionarios de Pemex en la toma de decisiones.

El ejemplo más ilustrativo de la ineficacia de esta reforma, lo refleja que a mayo de 2013, con datos procesados de las fuentes originales publicadas por la Comisión Nacional de Hidrocarburos sobre la producción de petróleo, de los 20 principales campos productores de petróleo del país, 14 se encontraban en declinación como puede verse en la figura siguiente:

Tabla 6 Producción de petróleo (mbd) de 2001 a mayo de 2013

		2001	2005	2010	2013	Pos.
Akal	Anual	585,657.5	707,074.1	134,894.5	30,899.3	1
	Diaria	1,604.5	1,937.2	369.6	204.6	
	Pozos	177	199	153	154	
Ku	Anual	64,313.4	74,038.6	123,027.1	39,480.9	2
	Diaria	176.2	202.8	337.1	261.5	
	Pozos	28	36	53	57	
Zaap	Anual	9,389.4	25,298.7	99,882.0	44,683.5	3
	Diaria	25.7	69.3	273.6	295.9	
	Pozos	4	10	48	56	
Maloob	Anual	16,436.3	17,111.3	79,592.5	44,809.1	4
	Diaria	45.0	46.9	218.1	296.7	
	Pozos	8	11	39	56	
Chuc	Anual	43,059.1	37,647.7	26,863.7	8,277.5	5
	Diaria	118.0	103.1	73.6	54.8	
	Pozos	18	18	16	16	
Caan	Anual	59,631.9	35,705.7	15,679.7	3,395.9	6
	Diaria	163.4	97.8	43.0	22.5	
	Pozos	28	24	15	15	
Jujo-Tecominoacán	Anual	30,943.0	26,286.6	15,662.8	3,430.8	7
	Diaria	84.8	72.0	42.9	22.7	
	Pozos	49	51	48	38	
Samaria	Anual	30,429.3	23,901.0	15,824.3	6,237.8	8
	Diaria	83.4	65.5	43.4	41.3	
	Pozos	43	48	98	179	
Ixtal	Anual		3,115.8	42,922.2	11,349.9	9
	Diaria		8.5	117.6	75.2	
	Pozos		1	8	12	
Abkatún	Anual	37,697.6	15,887.4	4,332.8	2,156.9	10
	Diaria	103.3	43.5	11.9	14.3	
	Pozos	22	16	11	12	
Puerto Ceiba	Anual	7,710.5	28,216.3	6,889.5	2,554.4	11
	Diaria	21.1	77.3	18.9	16.9	
	Pozos	4	15	14	20	
Sinan	Anual		11,661.7	23,311.4	4,628.3	12
	Diaria		31.9	63.9	30.7	
	Pozos		5	14	13	
Sen	Anual	11,870.0	6,853.1	19,847.6	5,958.1	13
	Diaria	32.5	18.8	54.4	39.5	
	Pozos	12	11	17	18	
Iride	Anual	15,561.5	18,408.6	6,355.9	1,909.4	14
	Diaria	42.6	50.4	17.4	12.6	
	Pozos	16	29	33	30	
Sihil	Anual		6,926.7	21,952.6	17,741.7	15
	Diaria		19.0	60.1	117.5	
	Pozos		3	10	21	
Bolontikú	Anual		6,405.4	19,813.6	4,034.1	16
	Diaria		17.5	54.3	26.7	
	Pozos		2	8	6	

Nohoch	Anual	24,899.3	13,238.6	5,113.9	1,361.3	17
	Diaria	68.2	36.3	14.0	3.7	
	Pozos	5	4	7	7	
Caparoso-Pijije-Escuintle	Anual	5,372.7	6,025.6	18,867.8	4,452.7	18
	Diaria	14.7	16.5	51.7	29.5	
	Pozos	12	10	15	16	
Taratunich	Anual	15,713.5	7,879.9	3,175.2	1,503.4	19
	Diaria	43.1	21.6	8.7	4.1	
	Pozos	13	10	6	7	
May	Anual		1,735.6	15,805.5	7,100.4	20
	Diaria		4.8	43.3	47.0	
	Pozos		2	14	16	

Fuente: Pemex

Lo anterior a pesar de las cuantiosas inversiones que se destinaron a algunos campos como se refleja en la tabla siguiente:

Tabla 7 Incremento de pozos entre 2011 y 2013 por Activo

	2001	2005	2010	2013
Activo de Producción Cantarell	195	218	200	222
Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap	43	59	146	175
Activo de Producción Abkatún-Pol Chuc	102	88	78	92
Activo de Producción Litoral de Tabasco	12	23	54	66
Activo Integral Aceite Terciario del Golfo	463	540	1,553	2,895
Activo Integral Burgos			17	128
Activo Integral Veracruz	9	11	23	40
Activo de Producción Poza Rica-Altamira	1,413	1,441	1,378	1,734
Activo de Producción Macuspana-Muspac	138	169	150	168
Activo de Producción Samaria-Luna	122	134	210	290
Activo de Producción Bellota-Jujo	182	172	184	214
Activo de Producción Cinco Presidentes	479	351	414	565
NACIONAL	3,158	3,206	4,407	6,589

Fuente: Pemex

Al regresar el Partido Revolucionario Institucional al poder en diciembre de 2012, la situación de producción de petróleo era alarmante. De una producción diaria promedio de crudo en 2004 de 3.475 mmbd, se había disminuido en 2012 a una producción de 2.592 mmbd, una disminución neta de 883 mil barriles diarios. Las exportaciones netas de petróleo se habían reducido de 1.792 mmbd en 2003 a 0.792 mmbd en 2012, con un decremento neto de 1.0 mmbd.

Entre 2012 y septiembre de 2014, la disminución en la producción de crudo ha continuado, con el agravante de que si para 2012 restamos a la producción diaria promedio de 3.076 mmbd lo destinado a distribución de 3.058, tenemos una diferencia de 18 mil barriles diarios. Si hacemos lo mismo para la semana del 1 al 14 de septiembre de 2014, donde la producción es de 2.4 mmbd y la distribución es de 2.250 mmbd obtenemos una diferencia de 150 mil barriles diarios.

En un boletín del 22 de agosto de 2014, Pemex lo explica de la siguiente manera:

El diferencial entre el volumen de hidrocarburos producido y medido a la salida del pozo y el volumen de crudo a distribución, se deriva del movimiento de inventarios, evaporaciones, merma y segregación de productos, entre otros.

En este sentido, Pemex reitera que los barriles de crudo que se exportan pasan por un proceso de estabilización y cuentan con tres certificaciones: una por parte de Pemex, otra por parte del comprador y una más por un tercero especializado acordado entre Pemex y el cliente para comprobar que los barriles se venden completos y no contienen más de 0.5 por ciento de agua, que es el porcentaje aceptado internacionalmente. Cabe destacar que los ingresos petroleros reportados por Pemex al gobierno federal se basan en el crudo entregado a distribución.

Con base en un mejor manejo de los yacimientos y las tendencias a la alza del volumen a distribución, la expectativa de la producción promedio al cierre del año, sin agua ni distorsiones de medición, es de al menos 2 millones 350 mil barriles al día.

La dependencia del gasto público de la renta petrolera oscilando en alrededor de un tercio de dicho gasto y la falta de voluntad política en instrumentar una profunda y más justa reforma fiscal, entre otros, indujeron al gobierno actual a tomar decisiones radicales. Esto sólo era factible bajo un acuerdo de las principales fuerzas políticas y una la fortaleza necesaria del partido y el ejecutivo federal en el gobierno actual.

Tabla 8 Producción y distribución de 2001 al 14 de septiembre de 2014



Pemex Exploración y Producción

I. Producción y Distribución

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014								
								Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	1 al 14 de Sep ¹
Producción de crudo (miles de barriles diarios)²	3,076	2,792	2,601	2,577	2,553	2,548	2,522	2,506	2,501	2,469	2,478	2,490	2,436	2,388	2,415	2,400
<u>Proyecto</u>																
Ku-Malcoob-Zaap	527	706	808	839	842	855	864	865	863	853	860	863	841	839	853	858
Cantarell	1,464	1,009	646	501	449	404	380	354	356	353	349	345	325	310	318	307
Crudo Ligero Marino	187	186	194	199	199	193	159	146	143	141	145	143	137	128	127	123
Antonio J. Bermúdez	130	110	96	77	68	64	67	74	76	77	78	78	76	74	71	69
Ixtal-Manik	69	97	122	125	111	93	73	66	65	64	62	61	57	55	55	54
Chuc	243	211	183	171	165	174	221	236	236	234	235	237	238	238	237	235
Delta del Grijalva	57	75	104	141	155	141	105	96	96	95	94	95	93	91	90	87
Aoeste Terciario del Golfo	23	29	30	41	53	69	66	56	53	52	50	48	46	47	47	47
Otros proyectos	376	369	419	483	511	555	587	613	612	600	606	621	619	606	617	619
Producción de gas (millones de pies cúbicos diarios)	6,058	6,919	7,031	7,020	6,594	6,385	6,370	6,460	6,545	6,563	6,553	6,492	6,527	6,504	6,576	6,463
Hidrocarburo	5,915	6,288	6,534	6,337	5,913	5,676	5,678	5,765	5,825	5,836	5,818	5,753	5,715	5,698	5,758	5,650
Nitrógeno	143	629	496	683	681	708	691	695	720	727	735	739	812	806	818	813
<u>Proyecto</u>																
Cantarell	941	1,626	1,453	1,249	1,072	1,001	1,002	1,050	1,065	1,093	1,101	1,105	1,127	1,112	1,114	1,103
Burgos	1,412	1,363	1,515	1,478	1,344	1,269	1,267	1,177	1,199	1,197	1,198	1,204	1,214	1,222	1,233	1,228
Veraoaz	922	957	810	819	717	601	495	443	441	440	445	456	461	471	469	465
Crudo Ligero Marino	445	449	523	547	600	660	547	509	496	472	468	457	435	421	429	405
Antonio J. Bermúdez	329	323	302	297	234	228	224	227	230	246	245	232	223	218	211	208
Delta del Grijalva	189	250	377	477	482	468	363	394	397	393	385	385	382	374	367	357
Ku-Malcoob-Zaap	212	273	327	332	331	330	405	504	534	541	549	547	575	579	607	587
Chuc	408	385	349	344	339	328	411	451	453	451	452	431	421	401	395	364
Otros proyectos	1,201	1,274	1,376	1,477	1,475	1,499	1,618	1,705	1,731	1,730	1,709	1,675	1,688	1,707	1,752	1,746
Distribución de crudo (miles de barriles diarios)	3,058	2,754	2,594	2,549	2,515	2,479	2,420	2,401	2,374	2,321	2,307	2,229	2,279	2,271	2,305	2,250
Sistema Nacional de Refinación	1,366	1,347	1,362	1,191	1,172	1,211	1,229	1,208	1,135	1,180	1,268	1,132	1,221	1,182	1,157	1,171
Terminales para exportación	1,701	1,407	1,232	1,358	1,343	1,268	1,190	1,193	1,240	1,141	1,049	1,097	1,057	1,089	1,148	1,079
Distribución de gas (millones de pies cúbicos diarios)	5,622	5,640	5,786	5,796	5,583	5,335	5,192	5,106	5,174	5,245	5,081	5,081	5,083	5,091	5,115	5,147
Plantas	4,289	4,257	4,460	4,483	4,536	4,423	4,452	4,427	4,487	4,560	4,307	4,301	4,384	4,379	4,410	4,439
Directo a ductos	1,334	1,382	1,326	1,312	1,047	912	741	679	688	685	684	680	698	712	705	708
Aprovechamiento de gas (porcentaje)³	92.3	87.7	90.1	94.0	96.2	97.9	97.9	97.2	97.2	97.0	96.2	96.0	95.4	95.1	96.0	95.6

1. Información operativa
2. Producción antes de mermas, movimiento de inventarios, trasposos y sustracción ilícita. Incluye variaciones de medición
3. A partir del año 2013 se utiliza la metodología establecida por la Comisión Nacional de Utilización de Gas (CNU) en el año 2013 en su informe anual (CNU/07/2013)

Fuente: Pemex

En su campaña presidencial el actual Ejecutivo Federal estableció 266 compromisos. Los compromisos 37 y 122 establecían una reforma energética con el manejo político de disminuir las tarifas eléctricas.

Para hacer viable, entre otros, la reforma energética, el 2 de diciembre de 2012, un día después de su toma de posesión a la presidencia de la república, se firma el denominado Pacto por México, por las tres fuerzas políticas más importantes PRI, PAN y PRD y el propio

presidente. En dicho pacto, quizás por razones políticas se mencionan tres reformas: educativa, telecomunicaciones y financiera, y no se hace referencia a una reforma energética. El 12 de agosto de 2013 el Ejecutivo presenta en el Senado de la República su iniciativa de reforma a los artículos 27 y 28 constitucionales, es aprobada por el Senado, incluyendo reforma al 25 constitucional, el 11 de diciembre del mismo año y un día después por la Cámara de Diputados. El 16 de diciembre ya había sido aprobada por las legislaturas de 17 legislaturas estatales y se publicó en el Diario Oficial de la Federación el 20 de diciembre de 2013, momento a partir del cual tiene vigencia.

En un proceso similar pero con aprobación de sólo las legislaturas federales, el 11 de agosto de 2014 se publican en el Diario Oficial de la Federación las reformas a las leyes secundarias con el siguiente resultado:

Nueve leyes expedidas:

1. Ley de Hidrocarburos
2. Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos
3. Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo
4. Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética
5. Ley de Petróleos Mexicanos
6. Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
7. Ley de la Industria Eléctrica
8. Ley de la Comisión Federal de Electricidad
9. Ley de Energía Geotérmica

Doce leyes reformadas:

1. Ley de Asociaciones Público-Privadas

2. Ley de Inversión Extranjera
3. Ley Federal de Derechos
4. Ley General de Deuda Pública
5. Ley Orgánica de la Administración Pública Federal
6. Ley Federal de Entidades Paraestatales
7. Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria
8. Ley de Aguas Nacionales
9. Ley de Coordinación Fiscal
10. Ley Minera
11. Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público
12. Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas

Dos leyes abrogadas

Ley de Petróleos Mexicanos

Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo

Faltaría conocer el documento relativo al Estatuto Orgánico de Petróleos Mexicanos, acorde con lo que señalen las leyes secundarias expedidas y reformadas.

Con la abrogación de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional, será necesario estudiar las nueve leyes expedidas para identificar en cuál o cuáles se define el marco que cubriría esta Ley, respecto a la delimitación de quienes y en qué términos pueden realizar las actividades antes denominadas estratégicas y ahora sustantivas de la industria de hidrocarburos mexicana.

REFORMAS A LA CONSTITUCIÓN

- Le da el carácter de empresas productivas del Estado a Pemex y organismos subsidiarios y a la Comisión Federal de Electricidad.

- Tratándose del petróleo y de los hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos no se otorgarán concesiones la Nación llevará a cabo las actividades de exploración y extracción del petróleo y demás hidrocarburos mediante asignaciones a empresas productivas del Estado o a través de contratos con éstas o con particulares, en los términos de la Ley Reglamentaria. Se refiere a la Ley de Hidrocarburos que se expidió en agosto de 2014.
- No constituirán monopolios la planeación [...] la exploración y extracción del petróleo y de los demás hidrocarburos, en los términos de los párrafos sexto y séptimo del artículo 27 de esta Constitución. Este señalamiento parece ambiguo pues pareciera que no es monopolio la actividad de planeación y no la actividad misma de la exploración y extracción.
- El Estado contará con un fideicomiso público denominado Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo, cuya Institución Fiduciaria será el banco central y tendrá por objeto, en los términos que establezca la ley, recibir, administrar y distribuir los ingresos derivados de las asignaciones y contratos a que se refiere el párrafo séptimo del artículo 27 de esta Constitución, con excepción de los impuestos.
- El Poder Ejecutivo contará con los órganos reguladores coordinados en materia energética, denominados Comisión Nacional de Hidrocarburos y Comisión Reguladora de Energía, en los términos que determine la ley. Anticipa un cambio en la naturaleza jurídica de la CRE y la CNH.
- Le da un plazo máximo a Pemex y la CFE para que se conviertan en empresas productivas del Estado.
- Anticipa las modalidades de contratación que serán detalladas en las leyes secundarias: utilidad o producción compartida o licencia, entre otras.
- Señala que, “entre otras modalidades de contraprestaciones, deberán regularse las siguientes: I) en efectivo, para los contratos de servicios; II) con un porcentaje de la utilidad, para los contratos de utilidad compartida; III) con un porcentaje de la producción obtenida, para los contratos de producción compartida; IV) con la transmisión onerosa de los hidrocarburos una vez que hayan sido extraídos del subsuelo, para los contratos de licencia, o V) cualquier combinación de las anteriores.

- Autoriza a las empresas productivas del Estado y a los particulares a reportar para efectos contables y financieros la asignación o contrato correspondiente y sus beneficios esperados.
- La Secretaría de Energía, con la asistencia técnica de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, será la encargada de adjudicar a Petróleos Mexicanos las asignaciones a que se refiere el párrafo séptimo del artículo 27 de la Constitución.
- Le da un plazo de 90 días naturales a Pemex para solicitar a la Sener las áreas en exploración y campos en producción que desea le sean adjudicados.
- Le da un plazo de 180 días a la Sener a partir de la solicitud de Pemex para emitir su resolución con la asistencia técnica de la CNH.
- Establece un plazo de tres años prorrogable a otros dos para que Pemex cumpla con los compromisos de las áreas asignadas para exploración.
- Le mantiene los derechos que se encontraban en producción, sujetos a la presentación de un plan de desarrollo y una producción eficiente y competitiva.
- Contempla la posibilidad de las asignaciones a Pemex a las modalidades de contratación arriba señaladas. Esto previa autorización de la Sener y la asistencia técnica de la CNH, así como la licitación correspondiente por parte de este organismo regulador.
- Contempla la realización de las actividades de exploración y extracción del petróleo dentro de áreas de concesión minera y la posible coexistencia de concesionarios con otros particulares asignados o contratados.
- Plantea un esquema amplio de transparencia e información sobre los procesos.
- Define las atribuciones en este sector, de la Sener, la SHCP, la CNH y la CRE.
- Define la naturaleza que tendrán los órganos reguladores coordinados: CNH y CRE. Y de que podrán disponer de los ingresos derivados de las contribuciones y aprovechamientos que la ley establezca por sus servicios en la emisión y administración de los permisos, autorizaciones, asignaciones y contratos, así como por los servicios relacionados con el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos,
- Establece la creación de un fideicomiso para la transferencia de recursos excedentes de la CNH y CRE y las prioridades en el uso de dichos recursos excedentes.

- Indica del nombramiento de dos nuevos comisionados para cada comisión.
- Indica la creación del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo y que será un fideicomiso público en el que el Banco de México fungirá como fiduciario. El Fondo será el encargado de recibir todos los ingresos, con excepción de los impuestos, que correspondan al Estado Mexicano derivados de las asignaciones y contratos a que se refiere el párrafo séptimo del artículo 27 de esta Constitución. Define la prelación en el uso de estos recursos.
- Señala que el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo contará con un Comité Técnico integrado por tres miembros representantes del Estado y cuatro miembros independientes.
- Anticipa la creación del organismo público descentralizado denominado Centro Nacional de Control del Gas Natural, encargado de la operación del sistema nacional de ductos de transporte y almacenamiento, también que Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios o divisiones transfieran los recursos necesarios para que el Centro Nacional de Control del Gas Natural adquiera y administre la infraestructura para el transporte por ducto y almacenamiento de gas natural que tengan en propiedad, así como, los contratos que tengan suscritos, y
- Define las características y condiciones que deberán satisfacer las empresas productivas del Estado.

5.2 La experiencia regulatoria internacional

Empecemos desde el concepto de Regulación, ¿qué es y de qué trata la actividad regulatoria? Pues bien, la regulación se define como un conjunto de instrumentos jurídicos que establecen las condiciones y garantías para el operador, el gobierno y los actores de mercado para que puedan realizar sus actividades, en un entorno cierto, continuo y predecible. Suele centrarse en las actividades económicas de los particulares que generan o producen el riesgo de generar consecuencias sociales y/o económicas; su función principal es la de configurar incentivos para realizar objetivos valiosos. La regulación puede presentarse en cualquier tiempo pero siempre persiguiendo el mismo objetivo. El desarrollo de los órganos reguladores se lleva a cabo de acuerdo a ciertos espacios y entornos socio cultural.

En algunos países el objetivo de la actividad regulatoria es la de facilitar la consecución de objetivos de política pública o simplemente desarrollar regulación, monitorearla y establecer mecanismos de control y sanciones. La influencia que éstos pudieran tener varía de país a país, dependiendo de si las principales empresas del sistema son propiedad del estado o están privatizadas, si la industria está monopolizada o hay varias empresas que operan en condiciones competitivas, o si es un sistema integrado o no.

El aspecto jurídico debe ser analizado en función de un nacionalismo racional para maximizar el uso de recursos y para entender qué es lo que se ha estado haciendo y verificar las experiencias internacionales. Como resultado de este análisis se puede evaluar la experiencia en contextos similares, que han sido exitosas para desarrollar opciones e implementarlas en la realidad de nuestro país.

Comparar los marcos legales, determinar si hay similitudes y cómo estas pudieran representar barreras en el desarrollo de la exploración y extracción de hidrocarburos en nuestro país, sirve para definir las acciones críticas que pueden convertirse en la base de una reforma o un cambio importante en la manera en cómo se han estado haciendo las cosas.

Para lo anterior se establece un *benchmarking* de varios países en los que se han llevado a cabo modificaciones en su esquema regulatorio, para observar el impacto de estas modificaciones y evaluar si han beneficiado o desfavorecido su modelo energético.

Cada país tiene una arquitectura energética basada en sus recursos naturales, condiciones socio económicas y características de política pública. De estos tres factores se puede generalizar que los países buscan que las compañías que operan tengan como objetivo el brindar seguridad en el suministro, tener acceso a precios competitivos a productos y servicios y respeto al medio ambiente.

5.2.1 Brasil

Uno de los países en los que la creación de una agencia reguladora en materia energética tuvo un gran impacto en el crecimiento de su industria petrolera fue Brasil, quien logró la auto suficiencia petrolera en 2006. Para ello, Brasil transformó de fondo su marco jurídico en materia petrolera y no sólo modificó las leyes secundarias. Derivado de esto, en 1998 se creó la Agencia Nacional del Petróleo, misma que incentivó la práctica de asociaciones entre su paraestatal, Petrobras, y las compañías petroleras privadas; además regula a través de decretos-ley, instrucciones normativas y resoluciones; supervisa las actividades de la industria reguladas directamente o vía acuerdos con otros organismos del gobierno, promueve rondas de licitación y firma contratos en nombre del gobierno federal con los concesionarios en un modelo contractual de concesiones.

La industria petrolera se desarrolló en cuatro grandes períodos, el primero de 1864-1938 en donde el esquema se regía por el otorgamiento de concesiones de parte del gobierno federal a particulares para las actividades de exploración; el segundo, de 1938-1953 en donde la actividad petrolera se encontraba a cargo del sector público; el tercero fue de 1953-1995 en donde a través de la Ley 2004 se crea Petrobras en 1953, otorgándole el monopolio de las actividades de investigación, exploración, refinación y transporte.

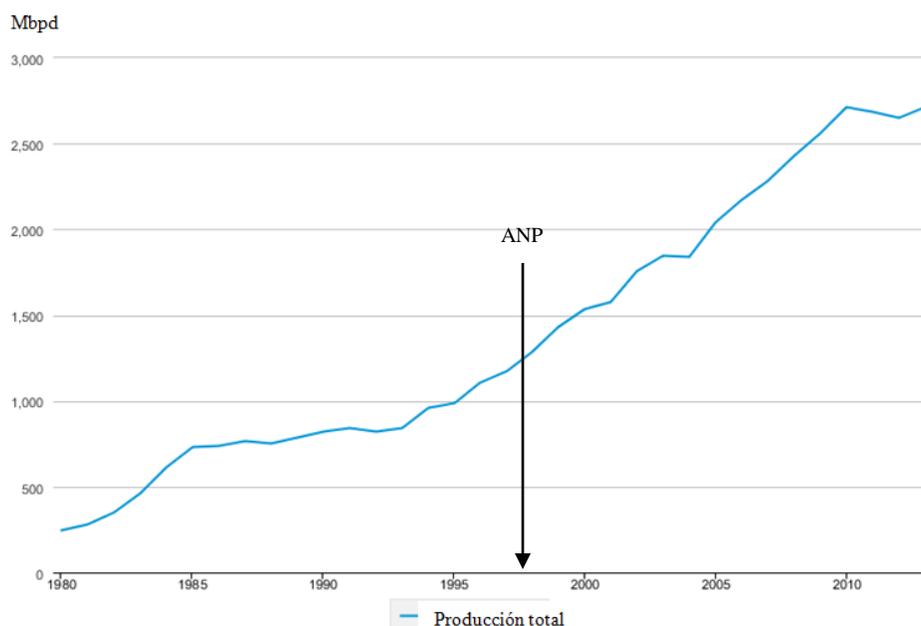
Finalmente, con la reforma Constitucional de 1955 se termina la etapa de monopolio con Petrobras, lo que permitió al Estado contratar empresas privadas para las actividades de

exploración y extracción, refinación, importación y exportación de hidrocarburos mientras que el Estado mantiene el dominio directo de todos los hidrocarburos.

En 1997 con la promulgación de la Ley de Petróleo se introducen las bases de los órganos reguladores y el modelo de concesiones para otorgar derechos a las actividades de exploración y de extracción.

De acuerdo con ésta Ley, las atribuciones más importantes del órgano regulador brasileño son la de supervisión y control de todas las actividades concesionadas, fomentar la investigación, regular y autorizar las actividades de relacionadas con la explotación de hidrocarburos. A partir de ésta Reforma, Brasil ha llevado a cabo 10 rondas, realizadas bajo un entorno totalmente transparente y con gran participación de compañías internacionales pequeñas hasta de transnacionales, lo que se ve reflejado en el crecimiento de su producción y su autosuficiencia, asegurada con la constante inversión exploratoria. Todo esto indica que el órgano regulador, ANP, ha sido clave para aumentar el conocimiento del potencial petrolero y garantizar el abastecimiento de los recursos energéticos en el presente y futuro.

Gráfica 5.1 Producción de aceite en Brasil (1980-2014)



Fuente: <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=BR>

5.2.2 Noruega

La historia petrolera de Noruega se divide en tres períodos, el primero, de 1969 a 1985, se caracteriza por el descubrimiento de campos gigantes y súper gigantes en el Mar del Norte: Ekofisk, Statfjord Oseberg, Troll, Asgard, por mencionar algunos, lo que marco la pauta para empezar a desarrollar la industria y concentrarse en las actividades de exploración y explotación de dichos campos. Además el gobierno crea Statoil en 1972. El segundo periodo, de 1985 a 2001, se caracteriza por la introducción de impuestos por emisiones de dióxido de carbono y una reforma general de impuestos, con la que ya no se pagarían regalías por la producción de gas natural. El tercer período, de 2001 a la fecha, se caracteriza por una reorganización de la industria, Statoil se centra en su crecimiento en mercados internos utilizando su *know how* en aguas profundas, las reservas y la producción de aceite empiezan a declinar mientras que, el gas empieza a incrementar.

El Modelo petrolero Noruego se enfocó en coordinar el gobierno con el sector social e industrial para desarrollar la industria energética; se incorporó a tres empresas petroleras nacionales para iniciar el negocio y poco a poco ir desligándoles la responsabilidad de los próximos desarrollos en exploración y extracción, las compañías ya existentes se transformaron e impulsaron para ser las proveedoras de la industria, y finalmente se apoyó económicamente a universidades y centros de investigación para desarrollar conocimiento y programas petroleros.

Las bases para desarrollar la industria petrolera noruega fueron reformuladas en 1971, en donde la mayor estrategia política fue la de asegurar a largo plazo la administración y maximizar la creación de valor económico por encima de la venta de hidrocarburos de la plataforma continental Noruega en un entorno amigable con el medio ambiente. El gobierno favoreció a las empresas noruegas y promovió la participación nacional en la proveeduría para los proyectos petroleros.

Otra característica relevante, que se pudo observar a lo largo del caso Troll, fue que el modelo incorporó mecanismos para sobrellevar los retos que surgen, tanto en materia ambiental como en materia tecnológica en especial para campos maduros. En palabras de Javier

Estrada³: el Modelo es un instrumento para transformar la riqueza petrolera en desarrollo social y económico, así como una herramienta para que el país pueda producir nuevos productos y servicios de valor agregado en un mercado global.

Los fundamentos del modelo, y que bien se podrían adoptar en México, son el de tener coordinación nacional para controlar los recursos, proteger los valores existentes, es decir, sin dañar la estructura social, ambiental y económica, el petróleo como motor de la modernización industrial y puerta de entrada a la tecnología, además de utilizar los ingresos petroleros para beneficio de la sociedad.

La estructura organizacional del sector energético en Noruega esta constituida por: las autoridades políticas y gubernamentales, a través del Ministerio del Petróleo y la Energía; el Directorado Noruego del Petróleo y las empresas petroleras (nacionales y extranjeras).

Tanto el Ministerio de Energía como el Directorado fungen como principales observadores en las actividades, lo que le da oportunidad al gobierno de evaluar las soluciones propuestas por las empresas vía los planes. Específicamente el papel del Directorado ha sido el de mantener el manejo de todos los recursos, evaluar las propuestas de desarrollo, mejorar las tasas de recuperación de cada campo y proponer medidas para maximizar el aprovechamiento del gas, pues al momento de que las operadoras presentan su PDO y antes de ser autorizado, éstas ya deben tener contemplado una solución para la disposición del gas que se producirá. Además, el Directorado apoya al Ministerio de Energía en la planeación a largo plazo de la Plataforma Continental Noruega.

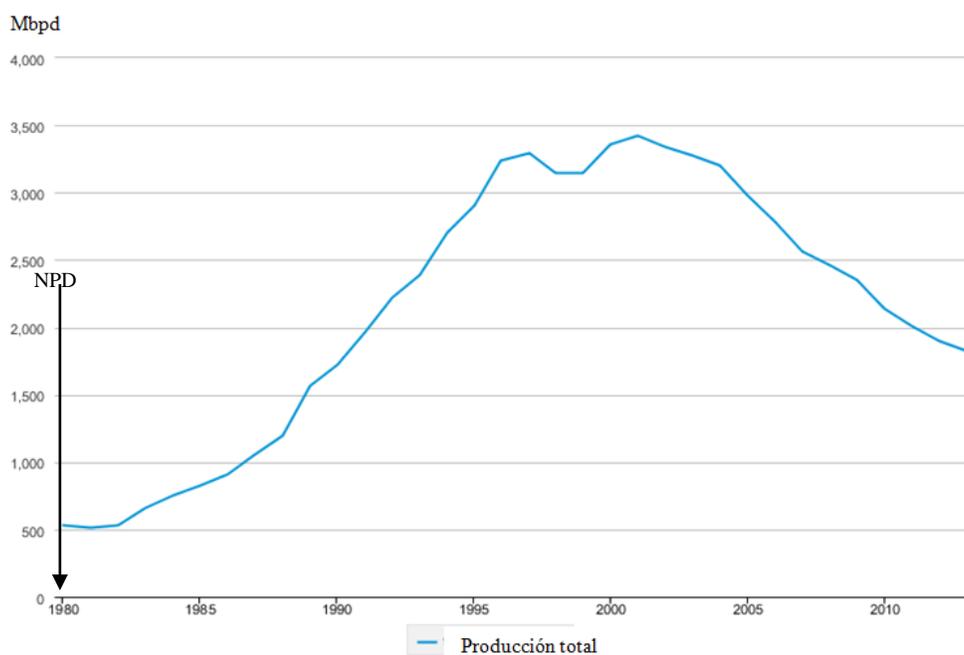
La política con la que otorgan las licencias se basa en la capacidad técnica y la calidad de su programa de trabajo, lo que le permite al gobierno dejar a su criterio la elección del operador con los más altos niveles técnicos en cuanto a *know how*. Sin embargo, no todo está en su capacidad técnica, también se requiere la aprobación de su Plan de Desarrollo antes de que pueda empezar la producción. Una vez que se inicia la producción, hay constante supervisión y control directo sobre la producción por parte de las autoridades regulatorias. Una parte

³ Javier Estrada Estrada fundó y presidió la consultoría Analítica Energética S.C. De 2009 a 2012 se desempeñó como Comisionado en la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Y de 2013 a la fecha se desempeña como Director General de Planeación e Información Energética en la SENER.

importante de la forma en que opera Noruega sus campos, es la gran participación del estado en el desarrollo de los campos a través de su empresa paraestatal, lo que da al gobierno una remuneración equitativa en la producción de aceite, mientras que proporciona una co-financiación para la industria.

De forma general, los órganos reguladores de los países ya mencionados, cumplen con la principal función de eliminar posibles fallas de mercado al velar por la seguridad en el suministro de bienes o materias primas, la eficiencia económica, la protección a los consumidores y el cuidado de los recursos naturales, sobre todo el de los hidrocarburos en cuanto a la integridad del yacimiento.

Gráfica 5.2 Producción de aceite en Noruega (1980-2014)



Fuente: <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=NO>

5.2.2 Colombia

Citar a Colombia es quizá una de las cosas que no se puede pasar por alto. Colombia es, probablemente, uno de los países que más se asemeja al contexto mexicano. Éste país se ha transformado dramáticamente, paso de ser un importador neto de crudo a un exportador de aceite, lo anterior derivado de la exitosa reforma reguladora para atraer a las empresas internacionales y que estas desarrollen actividades de exploración y producción en su territorio.

Para poder iniciar con la faceta exportadora de Colombia fue necesario desarrollar infraestructura que conectara los campos con la costa Caribe, este desarrollo corrió a cargo de la recién creada Andian National Corporation y fue terminado en marzo de 1926. Con esto, surge en Colombia la fiebre petrolera, impulsando la industria y el progreso del país.

Para 1951, se crea la Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPETROL) con el objeto de administrar los recursos de hidrocarburos del país. Posteriormente, en 1959 fue reorganizada como una empresa industrial y comercial del Estado del orden nacional, vinculada al sector administrativo del Ministerio de Minas y Energía.

Hacia mediados de la década pasada, Ecopetrol se encontró en una situación de escasez financiera, lo que no permitía que se desarrollara el sector petrolero del país y traería como consecuencia la importación de crudo, además de que las reservas y la producción del país empezaban a declinar. Por lo que se optó por privatizar parcialmente a Ecopetrol y optar por nuevas medidas regulatorias para atraer a inversionistas.

En 2003, se crea la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) con el objeto de que ésta, tuviera a cargo la administración integral de las reservas de hidrocarburos propiedad de la nación, función de la cual hasta ese entonces corría a cargo de Ecopetrol. El decreto con el que fue creada la ANH establece que es una unidad administrativa adscrita al Ministerio de Minas y Energía, con personalidad jurídica, patrimonio propio, autonomía de gestión.

Las razones por las que el gobierno Colombiano creó la Agencia, fueron principalmente la reestructuración del Estado. El marco de renovación era necesario para asegurar la eficiencia y racionalidad de la gestión pública, separando la gestión de la administración de

hidrocarburos de las actividades industriales y comerciales de exploración, explotación, refinación, transporte y comercialización de los mismos.

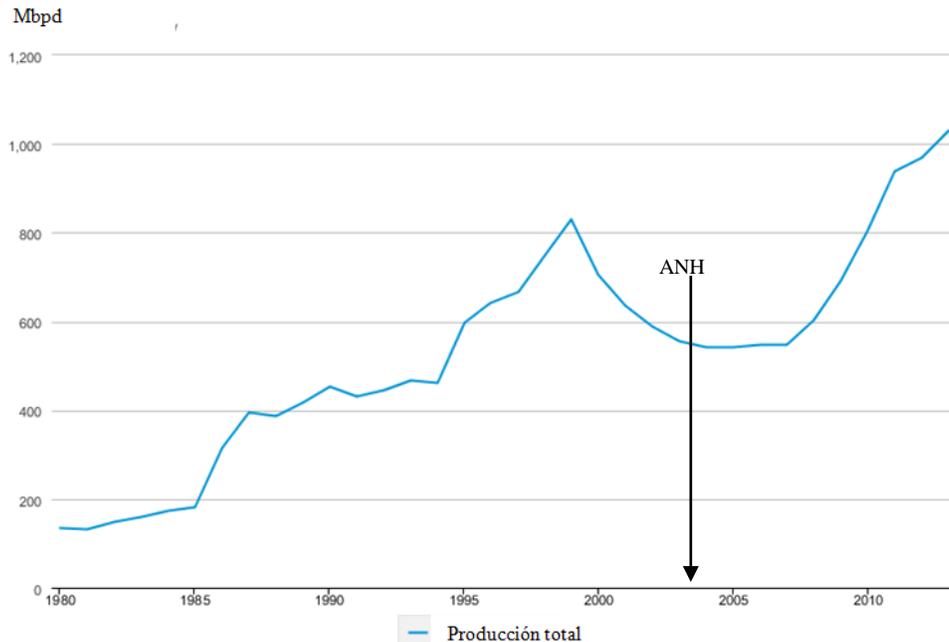
Entre las principales funciones de la ANH, se encuentran: apoyar al Ministerio de Minas y Energía en la formulación de la política petrolera, administrar y asignar las áreas petroleras para exploración y explotación, evaluar el potencial de hidrocarburos del país y diseñar, evaluar y llevar a cabo estrategias de producción de la exploración y explotación de hidrocarburos.

El nuevo esquema bajo el cual se desarrolla la industria petrolera de Colombia es mediante regalías, lo que ha permitido crear un escenario en donde no solo la empresa estatal asume el riesgo exploratorio, si no que se distribuye entre los involucrados. Con esta y otras medidas se ha logrado multiplicar la inversión, mientras que los ingresos por regalías, impuestos y dividendos representan en el 24% de los ingresos del gobierno.

Hoy en día Colombia ha alcanzado la suficiencia energética, lo que le ha permitido ser exportador de crudo, pues para 2010 se producían 923,000 barriles por día de los cuales Colombia sólo consumía 296,000 barriles por día.

A pesar de que la recuperación de Colombia ha sido considerablemente gradual, se puede destacar de ésta experiencia que la fortaleza energética de un país no es dependiente de su potencial in situ de recursos energéticos, si no en la capacidad de disponer de ellos. La capacidad para disponer de los recursos radica en el manejo de los mismos a partir de criterios empresariales y técnicos, sin que la intervención político fiscal sea excesiva.

Gráfica 5.3 Producción de aceite en Colombia (1980-2014)



Fuente: <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=CO>

La tendencia en los países con importantes reservas de hidrocarburos, es concentrarse en la explotación mediante el fortalecimiento de su empresa nacional, esta tendencia funciona hasta cierto nivel, considerando su capacidad de ejecución. La capacidad de ejecución tiene varios componentes, recursos financieros, recursos humanos y recursos tecnológicos, la integridad de esos factores es de suma importancia para el desarrollo del negocio.

Lo anterior nos lleva al concepto de las NOC's, National Oil Companies, éstas compañías tienen la responsabilidad de descubrir e incorporar nuevas reservas, desarrollar campos y explotar eficientemente los campos y yacimientos que se encuentran en avanzado estado de explotación. En pocas palabras, las NOC's son las responsables de toda la cadena de valor desde la exploración hasta el abandono, lo que representa un reto en cuanto a la capacidad de ejecución. Para México, es fundamental que PEMEX y el gobierno tengan claridad en cuanto a esa capacidad para poder proveerla de una adecuada estructura organizacional y darle ese carácter de verdadera empresa del estado en esta época de transición post reforma.

Las NOCs y los gobiernos deben ser capaces de lograr una fuerte creación de valor con las medidas que se tomen para su evolución operativa y rentabilidad financiera. La gobernanza de las NOCs se basa en fuertes estructuras, políticas y regulaciones para resolver las grandes discordancias que puedan existir en el ámbito local, regional o global.

Conforme se incrementan las reservas, la producción y la declinación del yacimiento, se va ajustando la cartera de proyectos en función de las prioridades de capacidad de ejecución. De ahí que se tome la decisión de licitar campos a terceros, para poder hacer las inversiones necesarias y optimizar los flujos de caja de las compañías.

5.2.3 Estados Unidos

La razón por la cual mencionar a Estados Unidos se debe en parte por sus exitosas inversiones y producción, incluidos en aguas profundas y yacimientos no convencionales. Su industria se caracteriza por una intervención mínima del gobierno federal y un mercado libre para impulsar la competitividad.

El marco regulatorio estadounidense sufrió una fuerte reforma tras el devastador accidente de Macondo en 2010. Esta serie de reformas empezaron con una moratoria de perforación impuesta en las operaciones en el Golfo y terminó con reestructuración de las agencias regulatorias.

Como parte de las consecuencias que trajo el desastre de Macondo, se establecieron una gran cantidad de medidas de seguridad para reducir el riesgo de casos de descontrol de pozos y garantizar una mejor capacidad de contención en caso de un derrame.

Se crearon nuevas agencias reemplazando a la antigua Mineral Management Service (MMS), quien era la encargada de la administración de los recursos energéticos de la nación. Fue renombrada como Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement (BOEMRE). En 2011 el BOEMRE se dividió en el Bureau of Ocean Energy Management (BOEM) y el Bureau of Safety and Environmental Enforcement (BSEE).

El BOEM es responsable de administrar y desarrollar los recursos de la nación que se encuentran en mar, de una forma responsable tanto ambientalmente como económicamente.

Entre sus atribuciones principales están las de: otorgar licencias, aprobar planes, hacer análisis de impacto ambiental, análisis económicos y de reservas y análisis de riesgos geológicos. Mientras que el BSEE es el encargado de promover y fortalecer la seguridad en las actividades de exploración y explotación marinas, algunas de sus atribuciones más importantes son las de: otorgar permisos de perforación, hacer visitas de inspección, aprobar planes de respuesta ante derrames petroleros. En esencia, el BOEM establece la política y el BSEE se encarga de darle seguimiento e inspección.

En cuanto a la regulación de actividades costa afuera, se implementaron esquemas para la seguridad en la perforación, uno de ellos establece nuevos requerimientos en el casing y la cementación de tuberías, seguida de pruebas de integridad de pozos. El otro esquema establece que los operadores deben demostrar que estarán preparados para un caso de descontrol de pozo, esto incluye requerimientos para intervenciones con preventores submarinos acompañados de pruebas de los mismos.

Para la parte de actividades en tierra, que corre a cargo del Bureau of Land Management (BLM), los temas han sido la implementación de nuevas políticas de arrendamiento para asegurar un proceso más ordenado en cuanto al desarrollo de campos en tierras públicas y la debida explotación de los yacimientos no convencionales, mediante una cuidadosa evaluación de los proyectos de *fracking*.

Se establecen los permisos de perforación, los cuales para ser otorgados deben cubrir parámetros específicos para diseño de pozos, dichos diseños deben estar debidamente certificados.

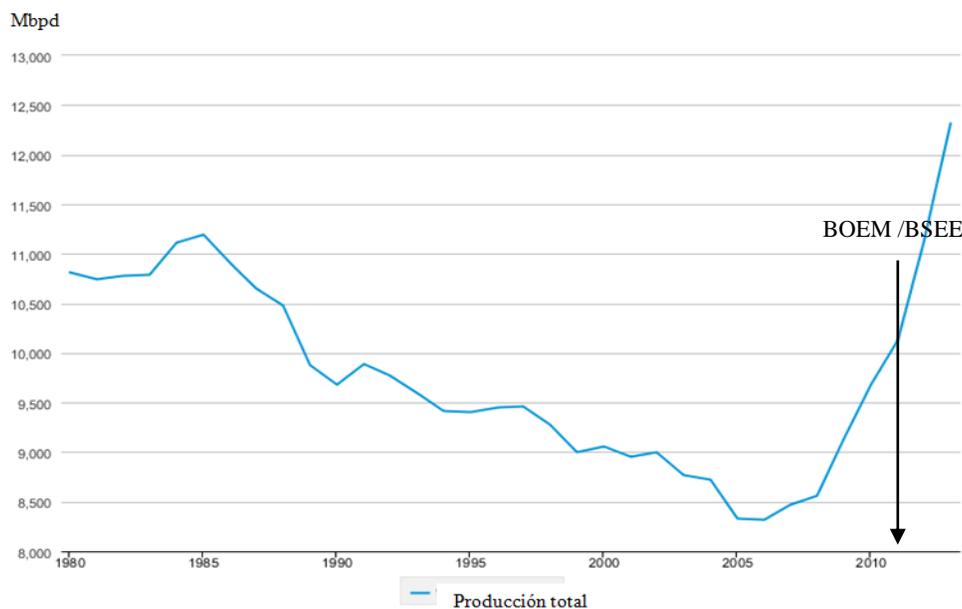
A pesar de poseer uno de los marcos regulatorios más prescriptivos de la industria petrolera, Estados Unidos ha desarrollado un importante potencial de innovación tecnológica, institucional y organizacional, impulsada en gran parte por el gobierno, lo que ha traído como consecuencia el fácil acceso a los recursos en condiciones favorables para los inversionistas. Hay que recordar que éste país es quien dio origen a la nueva industria petrolera, desarrollando factores que dieron paso a las compañías transnacionales, de quienes depende en gran medida el bienestar e invulnerabilidad energética de éste país.

Las regulaciones que se implementan varían para tierra y mar dependiendo de la jurisdicción de cada estado y la federal, la cual está basada en principios y leyes internacionales.

Estados Unidos posee una legislación “flexible” basada en un sistema de licencias y concesiones. Todas las licitaciones y operaciones en mar Federal están gobernadas por leyes y regulaciones que aseguran la seguridad de las operaciones y preservan el medio ambiente con base en las necesidades energéticas del país.

El gobierno estadounidense otorga licencias a través de un proceso en dos fases, encabezado por el BOEM, siendo una primera fase para exploración y una segunda para explotación, ésta última se otorga para un período hasta que el proyecto sea técnicamente viable y rentable. Los criterios con los que se otorgan las licencias son: por capacidad técnica, bonos y tasa de regalías, de modo que se propicia un proceso transparente sin preferencia sobre algunas compañías y la competitividad de las mismas.

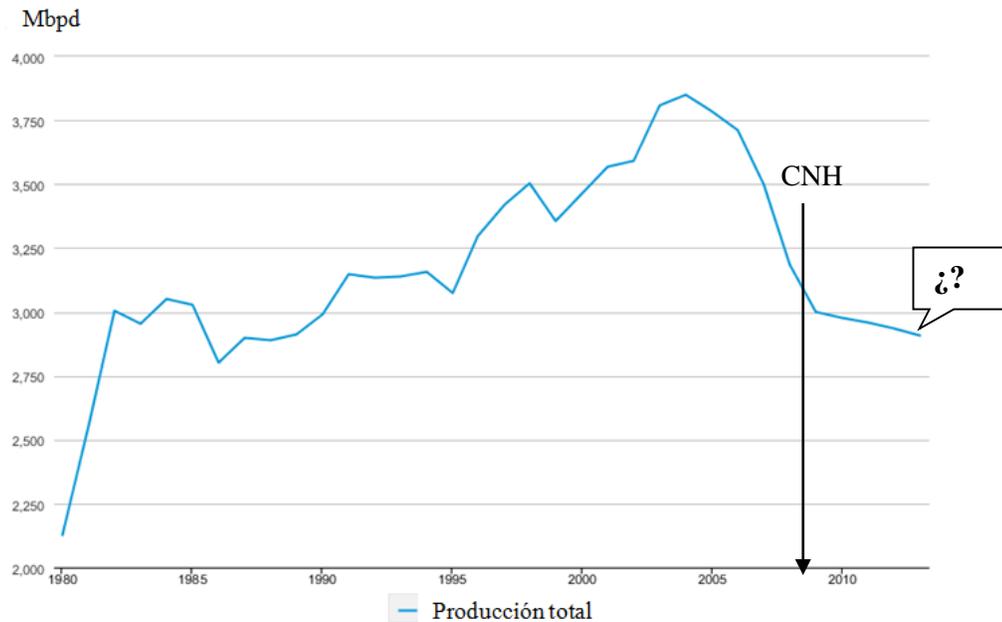
Gráfica 5.4 Producción de aceite en Estados Unidos (1980-2014)



Fuente: <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=USA>

Conclusiones

Gráfica 6.1 Producción de aceite en México (1980-2014)



Fuente: <http://www.eia.gov/countries/country-data.cfm?fips=mx>

México está dentro de los diez productores de aceite más grandes del mundo y es el tercero en América Latina después de Estados Unidos y Canadá. La producción de nuestro país ha disminuido considerablemente desde el 2005 como consecuencia de la declinación de producción de uno de sus más importantes campos, Cantarell. Así pues, derivado de estos resultados en la producción del país, se empezaron a hacer esfuerzos por revertir este hecho desde la perspectiva legislativa, modificando el marco jurídico con el que se rige la industria petrolera mexicana.

El petróleo es, hasta ahora, uno de las fuentes de ingresos más importantes, por lo que la caída de producción impacta directamente en la economía y la salud fiscal del país. Es por esto que el gobierno tuvo que tomar decisiones que involucran a la visión, la dinámica y el funcionamiento de la industria petrolera, de modo que una nueva política de apertura a la

inversión privada debería estar en función del potencial de descubrimientos de yacimientos del país y en su producción a futuro.

Después de estos años en los que la producción sólo ha declinado, se tomo la decisión de llevar a cabo una de las reformas más significativas, hasta ahora en materia energética. Ésta reforma rompe con el esquema monopolístico, en el que PEMEX fungía como único operador para las actividades de exploración y extracción, por lo que ahora el mercado estará abierto a compañías internacionales con jugosas inversiones en el sector. Ésta nueva reforma establece esquemas de contratación tales como: licencias, producción compartida, contratos de servicios y participación en las ganancias.

Sin duda alguna, una de las cosas que más debe ocuparnos es el crecimiento de los órganos reguladores, la Secretaria de Energía (SENER), la Comisión Nacional de Hidrocarburos) y la recién creada Agencia Nacional de Seguridad Industrial y Protección Ambiental (ANSIPA). ¿Qué sigue para la Comisión Nacional de Hidrocarburos?

Como ya se vio en la experiencia internacional, los países supieron hacer frente a sus problemas energéticos haciendo las reformas necesarias para llevar la industria petrolera a un nivel de transparencia, seguridad y de empatía con el medio ambiente y además, establecer y desarrollar un esquema que atiende los intereses y necesidades de su industria, el país y la población en general. Otra de las cosas a destacar de la experiencia internacional es cómo el órgano regulador ha sabido intervenir en la explotación racional y la administración del yacimiento, de modo que se aseguran las condiciones de seguridad, competencia y se corrigen las fallas que pudieran existir en el mercado, todo esto se ve reflejado en la alza de su producción y en la disminución de accidentes de descontrol y derrames petroleros.

Ante la apertura del mercado energético mexicano, uno de los principios fundamentales para el buen desempeño de un órgano regulador son el de contar con la capacidad técnica necesaria para cumplir sus funciones, ser lo suficientemente independiente de las decisiones centrales y tener mecanismos de control efectivos y transparentes en los procesos de toma de decisión y operación. Esto implica que posea, verdaderamente, autonomía administrativa, presupuestal y financiera.

La participación hasta 2014 de la Comisión Nacional de Hidrocarburos en la industria petrolera ha sido un gran reto de coordinación entre todos los actores involucrados, más sin

embargo, ha sabido hacer frente y llevar a cabo sus atribuciones de una manera favorable, uno de ellos el de definir los elementos técnicos en las actividades de extracción. Ahora, además de definir dichos elementos técnicos, la Comisión Nacional de Hidrocarburos será quien regulé las actividades *upstream* de la industria y la administración de contratos en exploración y producción, realizará las licitaciones y manejará la base de datos técnica.

Pero, las expectativas de la nueva reforma van más allá de la capacidad, no sólo de los órganos reguladores, si no de el país para controlar y reorganizar la industria. Algunos expertos opinan que las reformas actuales no tendrán un impacto significativo en la producción mexicana en un corto tiempo, si no que será a partir de la próxima década con una escaso crecimiento en la producción de Pemex, se estima que será de 0.7 millones de barriles diarios entre 2014 y 2018.

Las expectativas anteriores se basan en la evidente caída de producción de petróleo en México y los pocos y nuevos campos que entrarán en producción, que parece no compensaran los descensos de los campos existentes. También se basan en el rezago de reservas probadas y probables en aguas profundas, por lo que México tendrá que competir, para atraer inversionistas, con las sumamente atractivas reservas probadas de Angola y Brasil.

Los resultados de la reforma dependerán en gran parte de los lineamientos que se emitan, así como de los reglamentos de las leyes secundarias, lo que dictará el tamaño de las consecuencias transformadoras y duraderas en el sector, así como las oportunidades de inversión extranjera y nacional.

Para poder desarrollar una reforma con el único objetivo de desarrollar el sector, se tienen que establecer dónde y cuándo se presentarán inconvenientes tales como: el flujo lento de la inversión extranjera, la falta de detalles para desarrollar infraestructura de transporte de hidrocarburos, la mejora de Pemex para someterla a mayor competencia, entre otros.

Para finalizar, la Comisión Nacional de Hidrocarburos tiene muchos más retos que enfrentar, ahora no sólo se enfrentará a un solo operador sino a varios gigantes internacionales, se debe saber regularlos y velar por la explotación óptima de los campos. De nada serviría tener la más alta producción si es a corto plazo. México debe empezar a mirar a largo plazo, tal como lo hizo Noruega al desarrollar Troll. Los planes de desarrollo son fundamentales en este nuevo esquema, pues de dichos planes dependerá la selección del futuro Contratista; deberán

desarrollar indicadores de desempeño que permitan evaluar y darle seguimiento a su desarrollo, formar unidades de verificación que puedan hacer tareas de inspección, desarrollar el monitoreo real, involucrarse en establecer estrategias de explotación; por lo que la administración del yacimiento y el trabajo multidisciplinario tendrán un papel muy importante dentro de esta nueva etapa energética.

Tenemos la experiencia internacional y de ella se debe tomar lo bueno, y lo malo, aquí no aplica el dicho de “no se aprende en cabeza ajena”. Nuestro órgano regulador debe crecer y fortalecerse en todos aspectos. Jugar con las cartas que la Ley le otorga para que éste gran cambio por el que está pasando México valga la pena y nuestra industria crezca y se desarrolle.

Bibliografía

BARNÉS de Castro, Francisco. *Hacia una reforma energética*, mayo-junio 2013, México: Revista Energía a debate.

BARRAGAN Heredia, Salvador. *Las razones de la reforma energética*, septiembre-octubre 2013, México: Revista Energía a debate.

BOGE, M., Norsk Hydro a.s. *Troll Oseberg Gas Injection (TOGI) Development, OTC 6669*, 1991, Houston, Texas: Offshore Technology Conference,.

BOE O., Nerby G., Wennemo S.E., Norsk Hydro AS., Loke AS. *Optimizing Oil Production from the Troll Field*, 1995, Viena, Austria: 8th European IOR Symposium.

BOSTON Consulting Group. *Benchmarking report*, 2012.

ESCALERA, Alcocer José Antonio. *Estrategia, logros y desafíos de la exploración petrolera en México*, 2010, México: Academia de Ingeniería.

EVEN Boe Arnt. *Challenging achievement*, 2012, Noruega: Norwegian Continental Shelf.

DE, 3 de junio de 2014:

<http://www.law.cornell.edu/uscode/text/43/1340>

DE, 3 de junio de 2014:

http://cfr.regstoday.com/30cfr550.aspx#30_CFR_550p228

DE, 10 de junio de 2014:

<http://www.boem.gov>

DE, 14 de julio de 2014:

<http://www.npd.no/en/>

DE, 14 de agosto de 2014:

<http://www.eia.gov/countries/country-data.cfm?fips=mx>

DE, 14 de agosto de 2014:

<http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=BR>

DE, 15 de agosto de 2014:

<http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=CO>

DE; 10 de septiembre de 2014, *Reinventing regulation: The impact of US reform on the oil and gas industry*:

<http://www.gl-nobledenton.com>

DE, 13 de septiembre de 2014:

<http://www.sener.gob.mx/webSener/res/204/reservas.doc>

DE, 18 de septiembre 2014:

<http://www.dof.gob.mx/index.php?year=2008&month=11&day=28>

DE, 18 de septiembre de 2014:

http://www.pemex.com/prensa/boletines_nacionales/Paginas/2014-083_nacional.aspx#.VB9tipSSySo

GREENVILLE, Rowan. *Optimizing the Development Plan, SPE 10017*, 1982, Beijing, China: International Exhibition and Technical Symposium of the Society of Petroleum Engineers.

Guidelines for plan for development and operation of a petroleum deposit and plan for installation and operation of facilities for transport and utilization of petroleum, Febrero 2010, Noruega: Norwegian Petroleum Directorate

HANSEN, Odegard Jon, Rasen Bjorn. *Facts 2012, The Norwegian Petroleum Sector*; 2013, Stavanger: Norwegian Petroleum Directorate.

Industrial Heritage Plan. *Oil and gas fields in Norway*, 2011, Noruega: Norsk Oljemuseum.

KERMIT, E. Brown. *The Technology of Artificial Lift Methods Vol. 2B*, USA: The University of Tulsa, PennWell Books.

LEIKNES S., Osvoll I., Norsk Hydro ASA. *Succes factors in Troll Geosteering OTC 17110*, 2005, Houston, Texas: Offshore Technology Conference.

MADSEN, T., Abtahi, M., Norsk Hydro. *Handling the Oil Zone on Troll, OTC 17109*, 2005, Houston, Texas: Offshore Technology Conference.

- MARTINSEN, O.R. *Developing the Troll Project*, 1991, Noruega: Society for Underwater Technology.
- MIKKELSEN J.K., Norheim and Sagatun S.I., SPE, Norsk Hydro ASA. *The Troll Story OTC 17108*, 2005, Houston, Texas: Offshore Technology Conference.
- NESTLI, Tom F., Magnus J. Johansson, Abrahamsson Arne, Kjaer Philip C. *Powering Troll with new technology*, 2003, Noruega: ABB Review.
- PARÍS de Ferrer, Magdalena. *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*, 2001, Maracaibo, Venezuela: Ediciones Astro Dala S.A.
- PECH, Ramses. *Empresas productivas del Estado*, marzo-abril 2014, México: Revista Energía a debate.
- PECH, Ramses. *Aristas de la Reforma*, julio-agosto 2014, México: Revista Energía a debate.
- PINEDA, Guillermo, Olivares Alejandra. *El papel de los órganos de regulación en el sector energía*, septiembre-octubre 2013, México: Revista Energía a debate.
- POSMA, Jeroen. *Mexico Oil and Gas Review 2014*, 2014, México: New Energy Connections LLC.
- RANGEL, Germán Edgar. *El futuro de la Producción de Aceite en México: IOR-EOR*, 2012, México: Comisión Nacional de Hidrocarburos.
- ROWAN, Grenville. *Optimizing the Development Plan, SPE 10017*, Marzo 1982, Beijing, China: International Petroleum Exhibition and Technical Symposium of the Society of Petroleum Engineers.
- RYGGVIK, Helge. *The Norwegian Oil Experience, a toolbox for managing resources?*, 2010, Noruega: Universidad de Oslo.
- STATOIL, Gassco. *Kollsnes, Processing Plant*, 2009, Noruega: Facts 2009.
- THURBER Mark C., Hults David R., Heller Patrick R.P. *Exporting the Norwegian Model: The effect of administrative design on oil sector performance*, 2011, Energy Policy.
- VIELMA Lobo, Luis. *Reforma energética: renovando a Pemex*, marzo-abril 2014, México: Revista Energía a debate.
- VIELMA Lobo, Luis. *La Reforma confronta la necesidad con los intereses*, julio-agosto 2014, México: Revista Energía a debate.

WHEELER Peter J., A/S Norske Shell, Statoil. *Introduction to the Troll Project OTC 8411*, 1997, Houston, Texas: Offshore Technology Conference.

Wood Mackenzie. *Troll*, Julio 2013, Asset report.