

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO



FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE CIENCIAS DE LA TIERRA

“PROCESO PARA LA REACTIVACIÓN DE CAMPOS MADUROS”

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

VILLANUEVA VALLEJO DAVID



DIRECTOR: ING. GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ

CIUDAD UNIVERSITARIA, 2013



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

*Dedico este trabajo a todas las personas
que me apoyaron para alcanzar este sueño
y que siempre han estado a mi lado,
pero de manera especial a mi madre.*

*Agradezco a mi familia en general,
a mis compañeros de la Facultad y a mis profesores,
así como a la UNAM por la oportunidad que me ha brindado.*

Para quién tiene la voluntad de un león,
conocer consiste un placer.

F. Nietzsche

PROCESO PARA LA REACTIVACIÓN DE CAMPOS MADUROS

INTRODUCCIÓN.....	9
GENERALIDADES.....	9
OBJETIVO.....	10
PLAN DE TRABAJO	10
MARCO LEGAL DE LA INDUSTRIA PETROLERA PARA EMPRESAS E&P	11
MÉXICO.	11
SEMBLANZA HISTÓRICA.	11
MARCO REGULATORIO ACTUAL.	14
MARCO REGULATORIO EN OTROS PAÍSES.....	20
NORTEAMÉRICA.	20
LATINOAMÉRICA	20
EUROPA.....	22
PANORAMA GENERAL.....	23
ADMINISTRACIÓN DE CAMPOS MADUROS.....	24
DEFINICIÓN DE CAMPOS.	24
CAMPO PETROLERO.	24
CAMPO MADURO.....	24
CAMPO MARGINAL	26
TRATAMIENTO DE LAS DEFINICIONES	26
CICLO DE VIDA DE UN CAMPO PETROLERO.....	27
EXPLORACIÓN.....	28
DESCUBRIMIENTO.	29
CARACTERIZACIÓN Y DELIMITACIÓN.....	32
EXPLOTACIÓN.....	34
DESARROLLO.	34
COMPORTAMIENTO PRIMARIO.....	34
RECUPERACIÓN SECUNDARIA.	36
RECUPERACIÓN MEJORADA.....	38
ABANDONO.....	39
ADMINISTRACIÓN INTEGRAL EN LA INDUSTRIA PETROLERA.	41
PROCESO DE ADMINISTRACIÓN DE CAMPOS PETROLEROS	41

ESTABLECIMIENTO DEL PROPÓSITO O ESTRATEGIA.....	42
DESARROLLO DEL PLAN.....	42
EJECUCIÓN.....	44
MONITOREO.....	44
EVALUACIÓN.....	45
MODIFICACIÓN DEL PLAN Y ESTRATEGIAS.....	45
ABANDONO.....	45
ADMINISTRACIÓN INTEGRAL DE ACTIVOS.....	46
INTEGRACIÓN DE TECNOLOGÍA.....	46
INTEGRACIÓN DE FLUJOS DE TRABAJO.....	46
INTEGRACIÓN DEL MODELO DEL ACTIVO.....	47
METODOLOGÍA VCD (FEL).....	47
SÍNTESIS.....	49
PANORAMA MUNDIAL DE LA REACTIVACIÓN DE CAMPOS MADUROS.....	51
CONTRATOS INTEGRALES EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN (CIE&P).....	51
FASES DEL CONTRATO.....	51
PROCESOS DE LICITACIÓN.....	52
CASOS HISTÓRICOS.....	56
NORTEAMÉRICA.....	56
<i>KU CRETÁCICO. (MÉXICO)</i>	56
<i>TAMAULIPAS-CONSTITUCIONES. (MÉXICO)</i>	56
<i>ÉBANO-PÁNUCO-CACALILAO. (MÉXICO)</i>	57
<i>INNISFAIL (CANADÁ)</i>	58
<i>WOMACK HILL (EE.UU.)</i>	58
<i>SALT CREEK (EE.UU.)</i>	59
SUDAMÉRICA.....	59
<i>CASABE (COLOMBIA)</i>	59
<i>BUDARE (VENEZUELA)</i>	60
PROCESO PARA LA REACTIVACIÓN DE CAMPOS MADUROS.....	61
IMPORTANCIA DE LAS HERRAMIENTAS ADMINISTRATIVAS UTILIZADAS.....	61
ADMINISTRACIÓN INTEGRAL DE YACIMIENTOS.....	61
ADMINISTRACIÓN INTEGRAL DE ACTIVOS.....	61

METODOLOGÍA VCD	61
ETAPAS PROPUESTAS EN EL PROCESO DE REACTIVACIÓN.	62
IDENTIFICACIÓN DE CAMPOS MADUROS	62
DEFINICIÓN DE LA ESTRATEGIA DE REACTIVACIÓN	63
DESARROLLO DEL PLAN	68
EJECUCIÓN	69
Monitoreo	69
EVALUACIÓN	69
TÉRMINO	70
CONCLUSIONES.	71
RECOMENDACIONES	72
REFERENCIAS.....	73
BIBLIOGRAFÍA.....	73
HEMEROGRAFÍA.....	75
MESOGRAFÍA.....	75
PRESENTACIONES.....	76
LISTA DE FIGURAS Y TABLAS.....	77
FIGURAS	77
TABLAS	77

INTRODUCCIÓN

GENERALIDADES

En las últimas décadas la industria petrolera se ha visto orillada a buscar nuevas formas de satisfacer la demanda mundial de crudo. Esta tarea se presenta cada vez más difícil de conseguir debido a múltiples factores entre los que pueden ser mencionados el aumento en la demanda, la disminución de la producción, la volatilidad en los precios de los hidrocarburos, la declinación de los grandes yacimientos, conflictos bélicos y políticos entre otros. Para poder llevar a cabo la citada labor, la Industria ha buscado métodos y procesos innovadores con el fin de mantener o incluso incrementar la producción.

Como puntos adversos a esta encomienda podemos mencionar la existencia de diversos estudios en los cuales se afirma que la producción mundial de crudo ha alcanzado su pico de producción (Peak Oil) o que se encuentra próxima a alcanzarlo. Por otra parte, se afirma que todos, o si no la gran mayoría de los grandes yacimientos ya han sido descubiertos. Tomando estas razones como puntos de referencia, la industria petrolera ha encontrado en los campos ya descubiertos y puestos en operación una veta de la cual pueden obtenerse grandes beneficios adicionales, siempre y cuando se utilicen las metodologías y tecnologías adecuadas. Este tipo de campos poseen la ventaja de tener instalaciones y una cantidad variable de parámetros ya conocidos, además de que se cuenta con historial de producción. El uso adecuado de los datos existentes, aunado a la implementación de tecnologías y metodologías de administración innovadoras permitirá establecer nuevas metas para la explotación eficiente de este tipo de campos.

Como es bien sabido, un volumen importante de las reservas existentes al momento del descubrimiento de un campo no logran ser producidas por distintas razones, sin embargo estas reservas pueden ser reclasificadas y puestas en producción si se emplean los métodos y tecnologías necesarios. Por ello, aunque muchos de los campos descubiertos han comenzado su etapa de declinación, pueden volver a activarse con una inversión y un esfuerzo menores en comparación con campos recién descubiertos o por descubrir. Además de que el riesgo inherente a la reactivación de un campo maduro es menor que el asociado al desarrollo de prospectos exploratorios. En esto radica la importancia de los campos maduros.

Este tipo de yacimientos plantean nuevas áreas de oportunidad para el desarrollo e innovación tecnológica en todos los campos que abarca la industria petrolera. Al mismo tiempo que se ven favorecidos por los altos precios de venta del petróleo crudo, los cuales permiten invertir a las compañías de exploración y producción (E&P) en investigación y desarrollo de programas relacionados con los mismos. Las oportunidades que presentan son tanto de avance tecnológico como de desarrollo del personal que se involucra en ellos.

A nivel global resalta su importancia debido a la cantidad de hidrocarburos que aportan a la producción mundial, que se estima en cerca del 70% del volumen total, aunado a la ya mencionada caída en el número de descubrimientos de nuevos yacimientos.

Por otra parte, en el particular caso de la industria petrolera mexicana presentan un nicho de oportunidades tanto de avance tecnológico como económico, a la vez que significan un punto de reflexión en cuanto a la forma en que se desarrollan los recursos con los que cuenta el país, debate que

contiene tanto tintes políticos y económicos como legales y sociales y que en momentos actuales representa una nueva forma de ver la explotación de los recursos hidrocarburos en el país.

OBJETIVO

Presentar un Proceso de Reactivación de Campos Maduros desarrollado con base en un estudio bibliográfico y que pueda ser aplicado a cualquier campo.

PLAN DE TRABAJO

Para lograr este objetivo es necesario conocer la naturaleza legal de los campos maduros en México y las oportunidades que esta definición representa. Por ello, es necesario tener una noción de lo que implica para la industria petrolera nacional el permitir que este tipo de yacimientos puedan ser explotados por compañías de servicios tanto nacionales como extranjeras. En el Capítulo 1 se hará una breve reseña sobre la evolución legal y de regulación que ha sufrido Pemex desde su creación hasta la actualidad, lo cual ha desembocado en la factibilidad del actual régimen de contratación. A la par de un breve análisis sobre la definición legal que se les da y la forma en que se maneja la propiedad de los hidrocarburos y la inversión de capital privado en otras partes del mundo.

Además es necesario definir las diferentes etapas presentes en la vida productiva de un campo maduro, así como las fases que integran el desarrollo e implementación de un plan general para la reactivación de este tipo de campos. Así, se presentan en el Capítulo 2 las etapas presentes en el ciclo de vida de cualquier yacimiento, desde la exploración inicial hasta el abandono, basados en la premisa de que un campo maduro puede ser reactivado desde cualquier fase de su vida productiva. En este capítulo se define el concepto de madurez de un campo, con el fin de delimitar la aplicación de la presente tesis.

En el Capítulo 3 se señalan los enfoques administrativos que se utilizan en la creación del Proceso de Reactivación propuesto.

Teniendo en mente este panorama, se presenta en el Capítulo 4 una breve reseña de diversos campos maduros alrededor del mundo en los cuales se han implementado planes para su reactivación, la forma en que se han planeado, llevado a cabo y, en su caso, concluido. Aquí, se hace particular énfasis en los procesos llevados a cabo por parte de Pemex para licitar las áreas donde se localizan los campos maduros en territorio nacional.

Con toda esta información se propone un Proceso de Reactivación para Campos Maduros, teniendo en cuenta su ciclo de vida útil. Esto se describe en el Capítulo 5.

Por último, se presentan las conclusiones y recomendaciones obtenidas con el trabajo realizado.

MARCO LEGAL DE LA INDUSTRIA PETROLERA PARA EMPRESAS E&P

MÉXICO.

Para poder comprender las implicaciones que conllevan los nuevos contratos incentivados que se han implementado en Pemex con motivo de la Reforma Energética de 2008, es necesario conocer la importancia y el desarrollo que ha tenido esta empresa dentro del quehacer nacional, así como la evolución que han sufrido las principales leyes y ordenamientos que la rigen. Así pues, veremos un breve esbozo sobre la historia de Pemex y la evolución que han tenido las dos principales leyes que la gobiernan.

SEMBLANZA HISTÓRICA.

Del Porfiriato a la Expropiación Petrolera.

La industria petrolera, entendida como la aglutinación de todos los componentes de la cadena de valor de los hidrocarburos desde la exploración hasta la venta de materias primas y productos, es un símbolo histórico de la soberanía de México. Durante el porfiriato se permitió la participación extranjera en el manejo de recursos minerales y petroleros. En este periodo las restricciones a la inversión extranjera brillaron por su ausencia. Sin embargo, los gobiernos emanados de la gesta revolucionaria comenzada en 1910 dieron inicio a limitaciones a la participación extranjera en la industria petrolera. Estas restricciones se plasmaron en la Constitución Política de 1917, en ésta tuvieron cabida las ideas sobre el dominio de la tierra y sus recursos, influjo directo del programa del Partido Liberal Mexicano de Ricardo Flores Magón y del Ejército Liberador del Sur de Emiliano Zapata. Uno de sus principales propósitos fue el implementar restricciones aplicables a la inversión, especialmente en los artículos 27 y 28. En estos artículos se define claramente que la propiedad de las tierras y aguas dentro del territorio nacional es de la nación y que el dominio de los recursos del subsuelo es inalienable e imprescriptible.

Sin embargo, durante los años que van de 1917 a 1923 los intereses extranjeros no se vieron afectados por la nueva Constitución, pues la inversión en la industria minera y petrolera aumentó. En 1918 el gobierno de Venustiano Carranza estableció un impuesto sobre los terrenos y contratos petroleros, hecho que ocasionó la protesta y resistencia de las empresas extranjeras. Con el auge petrolero, las compañías se adueñaron de los terrenos con petróleo. Por ello, el gobierno carrancista dispuso que todas las compañías petroleras y las personas que se dedicaran a la exploración y explotación del petróleo se registraran en la entonces Secretaría de Fomento. Hacia 1920 existían en México 80 compañías petroleras productoras y 17 exportadoras, de capital mayoritariamente angloamericano (91.5%). Es durante la segunda década del siglo veinte en que México logra consolidarse como el segundo productor mundial de crudo con 193 millones de barriles anuales, luego del descubrimiento de yacimientos terrestres en la denominada Faja de Oro.¹

¹ EVOLUCIÓN DEL MARCO JURÍDICO DE PEMEX. Centro de Documentación, Información y Análisis de la Cámara de Diputados. Gamboa Montejano, Claudia. 2008

Desde el inicio de la Primera Guerra Mundial (1914) hasta la Gran Depresión (1929), la producción de petróleo en gran parte del mundo disminuyó. En esta época, el presidente Álvaro Obregón intentó la aplicación retroactiva del artículo 27 Constitucional en contra de empresas petroleras de capital extranjero, lo cual generó conflictos entre los inversionistas y el Estado. Sin embargo, luego de negociaciones con los inversionistas, Obregón respetó las concesiones otorgadas. Después de intentar imponer los principios Constitucionales continuó un periodo de tensión que duró cerca de 15 años².

En 1934 surge Petróleos de México, A. C. para fomentar la inversión nacional en la industria petrolera y un año después se constituye el Sindicato de Trabajadores Petroleros en la República Mexicana, cuyos antecedentes se remontan a 1915. El proceso de nacionalización de la industria petrolera mexicana tiene un detonante hacia el año de 1937 en que tras una serie de conflictos entre trabajadores y empresarios, estalla una huelga en contra de las compañías petroleras extranjeras que paraliza al país. La Junta de Conciliación y Arbitraje falla a favor de los trabajadores, pero las compañías se amparan ante la Suprema Corte de Justicia de la Nación. El conflicto se prolonga hasta el año siguiente, aconteciendo que la Suprema Corte de Justicia niega el amparo a las compañías petroleras, obligándolas a ceder a las demandas de los trabajadores. Éstas se niegan a cumplir con el mandato judicial dando como consecuencia que el presidente Lázaro Cárdenas decreta la expropiación el 18 de marzo de 1938, declarando la disponibilidad de México para indemnizar a las compañías petroleras el importe de sus inversiones. El mismo año, el 7 de junio, se crea Petróleos Mexicanos como organismo encargado de explotar y administrar los hidrocarburos en beneficio de la nación³.

Con la Expropiación Petrolera se afirmó el derecho Constitucional al precisarse en el artículo 27 el dominio directo de la nación sobre el petróleo y todos los hidrocarburos, cualesquiera sea su estado físico, afirmándose que este dominio es inalienable e imprescriptible. Se estableció además que todas las actividades del proceso petrolero deberán realizarse por administración directa. En el artículo 28 se define al petróleo y demás hidrocarburos como áreas estratégicas, las cuáles, según el artículo 25 de la Constitución, serán realizadas por el Estado de manera exclusiva. El derecho constitucional indica que, tratándose de los hidrocarburos y de la energía eléctrica, la propiedad es de la Nación⁴.

De la Expropiación Petrolera al “Boom Petrolero”.

Luego de la expropiación vino una época de reajuste dentro de la industria petrolera, pues las compañías petroleras que se vieron afectadas por dicha medida se llevaron todo lo que pudieron, entre capitales, tecnologías y recursos humanos. Los técnicos, ingenieros y gobernantes mexicanos tuvieron que lidiar con diversos intentos de boicot perpetrados por las compañías petroleras y los gobiernos afectados por el decreto expropiatorio. Estas afrentas fueron desde la negativa a surtir a la recién creada empresa mexicana con materiales eléctricos o de perforación e insumos necesarios para los procesos de refinación, como tetraetilo de plomo; hasta la negación de otorgar préstamos o maledicencias con respecto a la incapacidad por parte de los mexicanos para dirigir los negocios petroleros. Se habló de un catástrofe económica en todo el territorio nacional, destacando que el gobierno y los trabajadores convencidos del fracaso, solicitarían el regreso de las grandes compañías, pues sólo ellas podrían

² MODIFICACIONES Y REFORMAS A LA INDUSTRIA PETROLERA. En “*La Infraestructura Pública en México*” UNAM, Instituto de Investigaciones Jurídicas. López Verde, Alejandro. 2010

³ Gamboa Montejano, Claudia. *Opción Citada*.

⁴ PRIVATIZACIÓN INCONSTITUCIONAL DE PEMEX. FTE. Bahen, David. 2008

garantizar la administración de los campos, la elaboración de los derivados del petróleo y la distribución de los productos dentro y fuera del país⁵.

Estas situaciones crearon frecuentes conflictos entre los trabajadores y Pemex, y no fue sino hasta 1942 que se firmó el primer Contrato Colectivo de Trabajo entre Pemex y el STPRM⁶. Sin embargo, Pemex no contaba con todas las facultades propias de las actividades monopólicas que le confiere la Constitución, mismas que le fueron reconocidas con la promulgación de la Ley del petróleo durante el gobierno de Adolfo Ruiz Cortines. Estas funciones fueron fortalecidas con la promulgación del Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo (LRA27CRP) de 1959, durante el gobierno de Adolfo López Mateos⁷.

En 1962 se logra cubrir anticipadamente el último abono de la deuda contraída como consecuencia de la expropiación de 1938. Durante el gobierno de Luis Echeverría en 1971, mismo año del descubrimiento de Cantarell, se expide la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y en 1979, en el gobierno de José López Portillo, luego de la perforación del pozo Maloob-1 se confirma la presencia del segundo activo más importante del país en cuanto a reservas Ku-Maloob-Zaap⁸. Es en esta década, la del llamado “Boom Petrolero”, en que el gobierno mexicano se propone ampliar las plataformas de producción y de exportación procediendo a una perforación y desarrollo de activos con un enfoque administrativo basado en la consecución de elevados ritmos de producción, llevando a sus más importantes campos a un declive acelerado⁹.

Las Reformas de los Años Noventa

En 1992, durante el gobierno de Salinas de Gortari, se expide una ley mediante la cual Pemex se reorganiza, partiendo el proceso productivo petrolero. Esta ley es conocida como Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios. En ella se establecen los lineamientos básicos para definir las atribuciones de Petróleos Mexicanos en su carácter de órgano descentralizado de la Administración Pública Federal, responsable de la conducción de la industria petrolera nacional. Esta ley determina la creación de un órgano Corporativo y cuatro Organismos Subsidiarios, que es la estructura orgánica bajo la cual opera actualmente PEMEX. Dichos Organismos son:

- PEMEX Exploración y Producción (PEP)
- PEMEX Refinación (PR)
- PEMEX Gas y Petroquímica Básica (PGPB)
- PEMEX Petroquímica (PPQ)

Durante los años 1994 y 1995, con Ernesto Zedillo en la presidencia, se implementaron reformas a la LRA27CRP, que tuvieron por objetivo redefinir el concepto de petroquímica. Se creó el concepto de petroquímica “básica” para referirse a tan solo nueve materias y productos petroleros; el resto de los productos pasarían a integrar la petroquímica secundaria. La primera de ellas conservó su carácter de

⁵ LA EXPROPIACIÓN PETROLERA. Revista Casa del Tiempo-UAM. 08-02-07. Rivera Castro, José.

⁶ Gamboa Montejano, Claudia. *Opción Citada*.

⁷ López Velarde Alejandro. *Opción Citada*.

⁸ Gamboa Montejano, Claudia. *Opción Citada*.

⁹ Bahen, David. *Opción Citada*.

actividad estratégica, no siendo así la secundaria que pasó a ser una actividad “prioritaria” y por ende una actividad en la cual podía participar el sector privado.

Además, estas mismas reformas definieron que las actividades de almacenamiento, transporte y distribución del gas natural, no son parte de la industria petrolera. Consecuentemente, tales funciones no debería realizarlas Pemex sino el sector privado¹⁰. Los principales motivos argumentados fueron las necesidades de, por un lado, incrementar la producción de gas natural y, por el otro, reducir la dependencia de importaciones de gas natural hecha desde los Estados Unidos¹¹, sobra decir que estos objetivos no han sido del todo logrados.

MARCO REGULATORIO ACTUAL.

La industria petrolera mexicana, representada por la empresa paraestatal Petróleos Mexicanos (Pemex), se rige por diversas leyes, reglamentos y tratados internacionales. Esto con el fin de llevar a cabo su objetivo, a saber, ejercer la conducción central y la dirección estratégica de todas las actividades que abarca la industria petrolera nacional. A través de PEMEX, se realizan las funciones de exploración, explotación, producción, refinación, transporte, almacenamiento, distribución y ventas de los hidrocarburos y los productos que se obtengan de su refinación.

Los ordenamientos legales más importantes aplicables al sector petrolero son:

- Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos
- Ley Reglamentaria del artículo 27 constitucional en el ramo del petróleo (LRA27CRP)
- Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios (Ley de Pemex)
- Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo (Reglamento de la LRA27CRP)
- Ley de Inversiones Extranjeras (LIE)
- Tratados internacionales suscritos por nuestro país

Constitucional Política.

Se mencionará a continuación lo que señalan los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos con respecto a la industria petrolera.

Los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos definen las características de la rectoría económica del Estado, así como los lineamientos generales de las áreas estratégicas de la actividad económica nacional, entre las cuales, se encuentra el sector de los hidrocarburos.

El artículo 25 Constitucional, párrafos uno y dos, establece que corresponde al Estado la rectoría del desarrollo nacional para garantizar que éste sea integral y sustentable, que fortalezca la Soberanía de la Nación y su régimen democrático y que, mediante el fomento del crecimiento económico y el empleo y

¹⁰ Bahen, David. *Opción Citada*.

¹¹ López Velarde, Alejandro. *Opción Citada*

una más justa distribución del ingreso y la riqueza, permita el pleno ejercicio de la libertad y la dignidad de los individuos, grupos y clases sociales, cuya seguridad protege esta Constitución.

El Estado planeará, conducirá, coordinará y orientará la actividad económica nacional, y llevará a cabo la regulación y fomento de las actividades que demande el interés general en el marco de libertades que otorga esta Constitución.¹²

El artículo 27 Constitucional, párrafo tres, puntualiza que corresponde a la Nación el dominio directo de todos los recursos naturales de la plataforma continental y los zócalos submarinos de las islas, incluyendo al petróleo y todos los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos.¹³

En el mismo artículo, párrafo cinco, se dispone que tratándose del petróleo y demás hidrocarburos, 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.¹⁴

El artículo 28 Constitucional, párrafo cuarto, establece que no constituirán monopolios las funciones que el Estado ejerza de manera exclusiva en las siguientes áreas estratégicas: petróleo y los demás hidrocarburos y petroquímica básica.¹⁵

Como se puede observar de estos mandatos constitucionales, a través de PEMEX, el Gobierno Federal mantiene el dominio directo de las áreas estratégicas del petróleo, hidrocarburos y petroquímica básica.

La Reforma Energética.

A finales de 2008 y durante 2009, el gobierno encabezado por Felipe Calderón, aprobó un paquete de reformas destinadas a redefinir la industria petrolera nacional y los alcances que tiene dentro de ésta tanto la iniciativa privada como la intervención que debe tener el Estado. La reforma consta de un conjunto de leyes y reglamentos federales en materia de hidrocarburos, que fueron decretados o reformados en algunos artículos o sustantivamente. Estas reformas principalmente se refieren a las actividades de: transporte; almacenamiento; distribución; ventas de primera y segunda mano, así como respecto a los procedimientos especiales que deberá cumplir Pemex y sus Organismos Subsidiarios para celebrar con la iniciativa privada contratos que requiera para la mejor realización de sus actividades sustantivas de carácter productivo¹⁶.

Esta reforma polarizó a la opinión pública pues si bien dentro de ella se encuentran avances significativos en materia petrolera, también se beneficia la participación de empresas extranjeras en la industria petrolera nacional. Como aspectos positivos podemos resaltar la creación del Consejo Nacional de Energía, la existencia de una Estrategia Nacional de Energía y los mayores recursos con los que contará

¹² LA EVOLUCIÓN DEL RÉGIMEN FISCAL DE PEMEX Y LA DISTRIBUCIÓN DE LOS INGRESOS EXCEDENTES PETROLEROS Y NO PETROLEROS DEL GOBIERNO FEDERAL, 2000-2008. Centro de Documentación, Información y Análisis. Cámara de Diputados. Tépac M., E. Reyes – Aguilar J., Román M. 2008

¹³ *Ibíd.*

¹⁴ Tépac M., E. Reyes – Aguilar J., Román M. *Opción Citada*

¹⁵ *Ibíd.*

¹⁶ ALGUNAS REFLEXIONES SOBRE LAS RECIENTES REFORMAS EN MATERIA DE HIDROCARBUROS. Monterrubio, Luis – García, Alejandrina. en www.noriegayescobedo.com.mx 29-03-2012

Pemex para sus tareas sin el nivel de interferencia que tenía la SHCP en su ejercicio presupuestal¹⁷. Sin embargo, existen elementos que evidencian que la reforma se hizo, no tanto para modernizar la industria petrolera, sino principalmente para regularizar situaciones de hecho y promover otras nuevas, que beneficiarán a las grandes compañías petroleras, sin que importe para ello la afectación y el menoscabo de los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución y otros preceptos de la misma.

Con respecto a los campos maduros las leyes y reglamentos decretados, reformados o ya existentes son los siguientes:

- Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo.
- Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional.
- Ley de Petróleos Mexicanos.
- Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos
- Estatuto Orgánico de Petróleos Mexicanos.
- Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.
- Ley de la Comisión Reguladora de Energía.
- Ley Federal de las Entidades Paraestatales.
- Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas.
- Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público.
- Disposiciones Administrativas de Contratación de PEMEX.

Con respecto a la legislación vigente destacan por lo siguiente:

Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo.

La primera LRA27CRP fue expedida en 1925 durante el mandato de Plutarco Elías Calles. La modificación a dicha Ley fue el 29 de noviembre de 1958, al final del sexenio de Adolfo Ruiz Cortines siendo de suma importancia porque México finalmente logró el pleno derecho sobre su petróleo al no reconocer ningún derecho de los propietarios privados como se había mantenido en las modificaciones anteriores. Esta ley se encarga de regular y desarrollar los preceptos constitucionales del artículo 27 en materia de hidrocarburos y petroquímica básica. Además, determina qué contratos están permitidos y cuáles están prohibidos por la Constitución y establece que los hidrocarburos y las utilidades producto de las ventas siempre son de la Nación¹⁸. Sus principales aportaciones residen en¹⁹:

- Precisar el dominio *directo, inalienable e imprescriptible* de la nación sobre hidrocarburos que se encuentren en territorio nacional, incluyendo a los yacimientos transfronterizos;
- Definir las explotaciones que integran la industria petrolera;
- Afirmar que la Secretaría de Energía otorgará exclusivamente a Pemex y organismos subsidiarios las asignaciones de áreas para exploración y explotación petroleras;
- Establecer que el otorgamiento de contratos a particulares siempre será en efectivo y en ningún caso se concederá propiedad sobre los hidrocarburos, ni se podrá suscribir contratos de

¹⁷ ANÁLISIS CRÍTICO DE LA REFORMA EN MATERIA ENERGÉTICA. En "La Infraestructura Pública en México" IJ UNAM. 2010

¹⁸ contratos.pemex.com

¹⁹ GACETA PARLAMENTARIA. Cámara de Diputados, LX Legislatura, 28 de octubre de 2008, número 2622-I

producción compartida o contratos que comprometan porcentajes de producción o del valor de las ventas de los hidrocarburos o utilidades de Pemex;

- Determinar que Pemex no se someterá a ninguna jurisdicción extranjera tratándose de controversias de contratos de obra o de prestación de servicios en territorio nacional;
- Conceder a la SENER, a la CNH y a la CRE competencias para la aplicación de la ley.

Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional.

Establece los lineamientos que PEMEX debe seguir al construir y operar sistemas, infraestructura, plantas, instalaciones, gasoductos, oleoductos y toda clase de obras para la realización de sus actividades²⁰.

Ley de Petróleos Mexicanos.

Establece el mandato de PEMEX para la creación de valor. En su artículo 51 formula el nuevo régimen de contratación para actividades sustantivas de carácter productivo y describe un procedimiento de licitación más flexible, que incluye elementos como la precalificación y la negociación de precios, entre otros²¹. Esta nueva ley, reforma y sustituye a la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos. Los puntos sobresalientes del ordenamiento son²²:

- Determinar el objeto de Pemex, que consiste en atender las actividades en el área estratégica del petróleo, así como ejercer la conducción central y dirección de la industria petrolera;
- Incrementar las competencias del Consejo de Administración de Pemex, entre otras: la de programar, coordinar y evaluar las actividades de Pemex y de sus organismos subsidiarios, y en materia de deuda, presupuesto, adquisiciones, arrendamientos, servicios y obras;
- Crear para las actividades sustantivas de Pemex un régimen especial de adquisiciones, arrendamientos, servicios y obras públicas.
- Aprobar un régimen específico de contratación, en donde bajo determinadas condiciones se permite compensar al contratista y que éste pueda hacer modificaciones a los proyectos;

Reglamento de la Ley de Pemex.

Una de las principales características de esta ley es la descripción de la forma de pago de los contratos: “dichas remuneraciones deberán fijarse en términos claros a la firma del contrato y podrán establecerse en función del grado de cumplimiento de las metas o en función de indicadores explícitos y cuantificables, expresados en unidades de medida de uso común en la industria de hidrocarburos (productividad, capacidad, reserva incorporada, recuperación de reservas, tiempos de ejecución, costos o ahorro en éstos, obtención de economías, etc.). Las remuneraciones podrán condicionarse a la generación de flujo de efectivo del proyecto.”²³

²⁰ contratos.pemex.com

²¹ *Ibíd.*

²² GACETA PARLAMENTARIA. *Opción Citada.*

²³ REGLAMENTO DE LA LEY DE PETRÓLEOS MEXICANOS. En <http://www.pemex.com/files/dca/REGLAMENTOS/ReglamLeyPEMEX.pdf>

Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos

De acuerdo a los legisladores que aprobaron la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, ésta tiene los siguientes objetivos²⁴:

- Tiene como objeto fundamental regular y supervisar la exploración y extracción de hidrocarburos, que se encuentren en mantos o yacimientos, cualquiera que fuere su estado físico, lo acompañen o 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;

Ley de la Comisión Reguladora de Energía

La Comisión Reguladora de Energía, ya existía antes de la reforma. Su origen está vinculado a las reformas legales privatizadoras que en materia eléctrica se dieron en la década de 1990, y al TLCAN. Se creó en 1993, y de ser un órgano regulador del gas natural y electricidad, pasó a tener, en 1995, competencias técnicas y operativas como parte de la apertura del gas natural a la inversión privada²⁵.

Ley Orgánica de la Administración Pública Federal

Se definen los asuntos cuyo despacho corresponde directamente a la Secretaría de Energía, entre otros: establecer y conducir la política energética del país, ejercer los derechos de la nación con respecto a los hidrocarburos, programar la exploración, explotación y transformación de hidrocarburos, promover la inversión privada, otorgar, rehusar, modificar, revocar y cancelar lo concerniente a las asignaciones petroleras, aprobar los principales proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos.

Ley Federal de las Entidades Paraestatales

Se adicionó un cuarto párrafo a su artículo 3o. para que Pemex y los organismos subsidiarios se rijan por sus propias leyes o decretos de creación, cualquiera que sea la estructura jurídica que adopten. La norma indica que los decretos que expida el Ejecutivo Federal invariablemente deberán de cumplir y apegarse a la Ley de Petróleos Mexicanos y a la Ley Federal de las Entidades Paraestatales²⁶.

Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas. (LOPSRM)

Se adicionó un párrafo tercero a su artículo 1o., y se recorrieron los restantes párrafos en su orden, relativos a actividades sustantivas de carácter productivo a que se refieren los artículos 3o. y 4o. de la LRA27CRP para las obras y servicios relacionados con las mismas que realicen Pemex y sus organismos subsidiarios queden excluidos de la aplicación de este ordenamiento, salvo que dicha ley reglamentaria remita a él. La adición confirma el régimen de excepción a que se somete a Pemex y a sus organismos subsidiarios, cuya finalidad es propiciar la no realización de licitaciones públicas, la de excluirlas y la de conceder a Pemex y a sus subsidiarias, facultades de regulación en materia de obras y servicios que corresponden al Congreso en los términos del artículo 134 de la Constitución²⁷.

²⁴ GACETA PARLAMENTARIA. *Opción Citada*.

²⁵ ANÁLISIS CRÍTICO DE LA REFORMA EN MATERIA ENERGÉTICA. *Opción Citada*.

²⁶ *Ibíd.*

²⁷ *Ibíd.*

Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público

Se adicionó un párrafo tercero a su artículo 1o. que establece que las adquisiciones, arrendamientos y servicios relacionados con las actividades sustantivas de carácter productivo a que se refieren los artículos 3o. y 4o. de la LRA27CRP que realicen Pemex y sus organismos subsidiarios quedan excluidos de la aplicación de este ordenamiento, salvo que dicha ley reglamentaria remita a él. La adición confirma el régimen de excepción a que se somete a Pemex y a sus organismos subsidiarios a la par de la reforma en la LOPSRM²⁸.

Disposiciones Administrativas de Contratación de PEMEX (DAC)

En relación con el nuevo esquema de contratación propuesto en la Reforma Energética, se establecen las bases para estructurar procesos para que la contratación responda a los objetivos del proyecto.

Se decretaron otras dos leyes encaminadas a la sustentabilidad energética, las cuales son: la Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía, y la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética).

Consecuencias de la Reforma

Estas reformas se han llevado a cabo para orientar las fuerzas de la industria petrolera nacional, representadas por la paraestatal Pemex, hacia el destino que le han fijado los gobiernos en turno, con distintos resultados. La última gran reforma fue llevada a cabo bajo el gobierno panista de Felipe Calderón, que es bajo la cual se amparan los presentes Contratos Integrales de Exploración y Producción (CIE&P) implementados en tres ámbitos del quehacer petrolero nacional, a saber:

- El Paleocanal de Chicontepec (Activo Aceite Terciario del Golfo)
- Aguas Profundas.
- Campos Maduros.

La orientación de la presente Reforma es la de dar garantías al sector privado para la inversión en actividades de exploración y producción de hidrocarburos, por medio de la reforma o decreto de leyes y reglamentos. Estas áreas, por otro lado, se definen como de intervención exclusiva por parte del Estado. Con esta apertura se pretende aumentar las reservas probadas, la inversión directa en el sector y el desarrollo de los recursos hidrocarburos del país. Específicamente en el caso de los Campos Maduros, bajo este esquema se otorgan porciones de terreno considerables e instalaciones al sector privado, que en la mayoría de los casos tiene un origen extranjero, bajo el argumento de mejora en la ejecución de los trabajos, dejando en claro que la remuneración se realizará en efectivo a las compañías prestadoras de este servicio.

²⁸ ANÁLISIS CRÍTICO DE LA REFORMA EN MATERIA ENERGÉTICA. *Opción Citada*.

MARCO REGULATORIO EN OTROS PAÍSES

El marco regulatorio y legal en cada uno de los países con potencial petrolero varía en diversas formas. Cada uno de estos países posee diversas leyes, ordenamientos, instituciones o agencias destinadas a salvaguardar la explotación racional y sostenida de hidrocarburos. Es mediante estos organismos que se establecen mecanismos para la contratación de servicios o para el establecimiento de alianzas. Los marcos regulatorios de referencia que se presentarán se dividen en Norteamérica, Latinoamérica y Europa.

NORTEAMÉRICA.

Estados Unidos de Norteamérica.

Este país maneja su política en materia de hidrocarburos minimizando la influencia gubernamental, propiciando la competencia entre las diversas empresas, ya sean aguas arriba (upstream), midstream o aguas abajo (downstream)²⁹. No se manejan concesiones o contratos de producción compartida con una empresa estatal, sino que estos se llevan a cabo a través de contratos de arrendamiento que otorgan tanto el derecho a explorar y extraer hidrocarburos en los acres arrendados, como la propiedad del petróleo producido. Los términos del contrato de arrendamiento y las leyes aplicables regulan todas las actividades involucradas. Los propietarios privados negocian directamente con las compañías de servicio la explotación de los hidrocarburos³⁰. El sistema estadounidense no especifica un tipo particular de alianza en los proyectos petroleros. Las operaciones, ya sea por una o dos compañías son de dos tipos distintivos; por una parte contratos destinados a compartir costos y beneficios. La segunda se compone de dos empresas distintas que realizan actividades de procesamiento, así como aplicaciones “midstream” y aguas abajo. Los contratos otorgados tienen generalmente dos periodos, el primero varía de 1 a 10 años dependiendo las características del campo. El segundo periodo se extiende indefinidamente con relación al potencial productor del área.

LATINOAMÉRICA

Brasil. (Petrobras)

La industria petrolera brasileña se maneja mediante un esquema de capital mixto (privado-público). Petróleo Brasileiro S.A inicia sus operaciones como empresa estatal en 1954. Durante 1995 el gobierno sudamericano enmendó su Constitución con el fin de permitir la inversión de capital privado en contratos petroleros desde la exploración a la refinación y la comercialización de combustibles e hidrocarburos. En 1995, se promulga una ley para permitir el establecimiento de concesiones, obligando a Petrobras a competir por los contratos como cualquier otra compañía³¹. Además en 1997 se crea la Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) como organismo regulador. En ese mismo año se colocaron en el mercado de valores acciones de la empresa. En la actualidad Petrobras se ha especializado en la exploración y explotación de yacimientos en aguas profundas y ultraprofundas con

²⁹ ANÁLISIS Y RECOMENDACIONES SOBRE EL MARCO TRIBUTARIO DE PEMEX. Navarro Aguilar , G. Itzel. UDLA. 2004

³⁰ ELECTRICITY, OIL AND GAS REGULATION IN THE UNITED STATES. Pillsbury Winthrop Shaw Pittman LLP. 2010.

³¹ “THE BRAZILIAN OIL & GAS SECTOR HIGHLIGHTS AND OPPORTUNITIES” por Sílvia Jablonski en el foro LATINVE&P. Cartagena, Julio 2012.

operación en alrededor de 20 países³². En 2008 lanza su primera ronda de licitaciones y a la fecha acumula alrededor de una decena. Dentro de este tipo de esquemas ofrecen contratos para la explotación de sus cuencas maduras.

Venezuela (PDVSA).

Venezuela nacionalizó su industria petrolera en la década de los setentas, dando origen a su empresa estatal Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA). En la década de los noventa se abrió la exploración y producción de petróleo al sector privado, hasta que en 2009 se inició un proceso de nacionalización más profundo, que llevó a la petrolera a tomar el control de la mayoría de los contratos de servicio en la región del Lago de Maracaibo. PDVSA contribuye con un tercio del PIB de su país, con el 50 por ciento de los ingresos del gobierno y con el 80 por ciento de los ingresos por exportaciones³³. Es de resaltar que se le considera un activo nacional sin fines lucrativos. Sobre esta empresa recae la responsabilidad de satisfacer las necesidades sociales del país.

Colombia (Ecopetrol)

La industria petrolera colombiana opera con un esquema abiertamente neoliberal. Esto como consecuencia de las reformas que se iniciaron en 2003, durante el gobierno de Álvaro Uribe. Gracias al esquema implementado las empresas petroleras extranjeras están autorizadas a poseer el 100 por ciento de participación en los proyectos petroleros y a competir directamente con Ecopetrol por asignaciones y contratos³⁴. Las reformas implementadas tuvieron los siguientes efectos: se creó la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) como encargada de las áreas y contratos de exploración y producción de petróleo y gas que son licitados. Para el año 2011 la producción de petróleo y gas aumentó notoriamente y la inversión extranjera creció más de 18 veces desde 2003 hasta 2011. Actualmente operan 51 empresas que producen petróleo y gas en Colombia, siendo el 57 por ciento de la producción aportada por Ecopetrol y Metapetroleum.

Bolivia (YPFB)

Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) es la empresa estatal de Bolivia que opera desde 1936. De acuerdo a su Constitución Política, YPFB es la única empresa facultada en Bolivia para desarrollar todas las actividades de la cadena de hidrocarburos. En su plan de exploración 2011-2020 se mencionan 15 áreas a licitarse en ronda internacional 2012 y 30 áreas con actividades en contrato de servicios petroleros y convenios de estudio.³⁵ De las áreas expuestas a licitación 5 corresponden a contratos E&P y 10 a convenios de estudio. Los contratos de servicios petroleros contemplan un esquema en el cual si la zona licitada se declara no comercial el riesgo es asumido directamente por la empresa socia. Si el área se declara con potenciales de explotación comercial se constituye una alianza denominada Sociedad Anónima Mixta, en la cual YPFB posee el 51% de participación y la inversión de desarrollo y explotación se realiza con fuentes de financiamiento respaldadas por ambos socios, compartiendo igualmente las utilidades después de impuestos, más los costos Capex y Opex para la empresa socia. Al conformarse esta alianza se reembolsa a la empresa socia la totalidad de la inversión exploratoria actualizadas a la inflación estadounidense.

³² PEMEX ¿HÉROE O VILLANO?. En *PETROLEO&ENERGÍA*. García de la Vega, Manuel- Arzate, Esther. 2012

³³ García de la Vega, Manuel- Arzate, Esther. *Opción Citada*

³⁴ *Ibíd.*

³⁵ "OPORTUNIDADES DE EXPLORACIÓN EN BOLIVIA" por Carlos Sánchez en el foro LATINVE&P. Cartagena, Julio 2012.

Ecuador

Opera con base a dos empresas públicas Petroecuador y Petroamazonas, apoyándose en la inversión extranjera para la búsqueda de nuevas reservas y para la reactivación de la producción de los campos maduros. Ofrece tres opciones de inversión, a saber³⁶:

- La conformación de una empresa mixta entre una empresa internacional y cualquiera de las dos empresas estatales, en las cuales cualquiera de estas tendrá un porcentaje de participación mayoritario. Por otra parte el total de la inversión de riesgo (exploración) debe ser realizada por la empresa internacional, quedando como opcional la participación de las empresas ecuatorianas en las inversiones de desarrollo. La empresa mixta deberá negociar con la Secretaría de Hidrocarburos de Ecuador (SH) un contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos en el área acordada.
- Asignación directa de contratos de prestación de servicio a empresas estatales, exclusivamente para contratos de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos. La asignación del área se realiza con la suscripción de un contrato de prestación de servicios, con la SH.
- Asignación de bloques mediante licitación pública internacional.

Para todos los casos cuenta con un modelo contractual único para todas las empresas, contemplando 4-6 años para la fase exploratoria y un mínimo de 20 para la fase de desarrollo. Asimismo es importante señalar que la negociación del plan de actividades y la a tarifa de cada contrato se realiza de forma individual, en función de la amortización de las inversiones, los costos y gastos del proyecto, y una utilidad razonable que se acuerda en función del riesgo. Para 2012 se contempla ofertar 21 bloques petroleros de los cuales 11 bloques serán para negociación directa con compañías nacionales del petróleo³⁷.

EUROPA

Noruega

Los derechos de propiedad de los yacimientos submarinos son propiedad del Estado, además de poseer la exclusividad en el manejo de estos recursos³⁸. La industria petrolera en Noruega se organiza con el Parlamento a la cabeza, el cual define la visión de largo plazo, posteriormente el Gobierno ejecuta esta política. Dentro del Gobierno, las áreas responsables del sector son el Olje-Og Energidepartementet (Ministerio del Petróleo y Energía), y el Oljedirektoratet (Directorado de Petróleo). El Parlamento, y en parte el Gobierno, se enfocan en las políticas petroleras y en su legislación, así como en definir el papel que deben desempeñar las empresas petroleras nacionales y extranjeras a través de las concesiones. También aprueban los proyectos de mayor significado nacional o de mayor envergadura económica, cuidando el desarrollo gradual y ordenado de las nuevas provincias petroleras. El Gobierno lleva a cabo la implementación de estas políticas y realiza todos los procesos para otorgar y controlar estas licencias.

³⁶ Presentación "RONDAS, PROSPECTOS Y CONDICIONES DE INVERSIÓN EN ECUADOR" por R. Cazar, en el foro LATINVE&P. Cartagena, Julio 2012.

³⁷ ¿LATINOAMÉRICA NOSTÁLGICA? Ríos Roca, Alvaro. Energía a Debate. No. 52 Septiembre/Octubre 2012. pp 44.

³⁸ Act 29 November 1996 No. 72 relating to petroleum activities en <http://www.npd.no/en/Regulations/Acts/Petroleum-activities-act/>

Asimismo decide su participación dentro de las empresas petroleras nacionales, Statoil e Hydro³⁹. La participación estatal es de 72% en Statoil y de 44% en Hydro. Cada empresa tiene su Asamblea General, la cual designa al Consejo de Administración y al Comité Ejecutivo. La Asamblea evalúa el desempeño de la empresa y vela por los intereses de los accionistas. El Consejo de Administración aprueba la estrategia corporativa, el Plan de Negocios, las grandes inversiones y designa al Director General (CEO). La relación entre las empresas y el estado es por medio del Oljedirektoratet y el Petroleumstilsynet (órgano de seguridad). En el caso de las petroleras extranjeras, las primeras se establecieron desde 1963. Existen hoy 40 petroleras precalificadas. Todas ellas generan una importante transferencia de tecnología y también un mercado líquido y competitivo para las reservas, inclusive para aquellas que son prospectivas⁴⁰.

PANORAMA GENERAL

La gran mayoría de los países con potencial petrolero, como los arriba reseñados, coinciden en que la propiedad legal de los recursos hidrocarburos siga siendo del Estado. No obstante, todos están abiertos en mayor o menor medida a la inversión privada directa dentro de todas sus actividades, siempre buscando obtener el mayor beneficio propio, el cual puede expresarse en un aumento de las tasas de producción, un mejoramiento del factor de recuperación, disminución de costos o transferencia de riesgo, enriquecimiento tecnológico, etcétera.

Como podemos observar, la tendencia general es hacia empresas estatales fuertes que en conjunto con los organismos reguladores, controlen y regulen la cadena productiva en su totalidad, basándose en el apoyo que encuentran tanto en diversas compañías subsidiarias, de servicios o de capital privado que coadyuvan a la maximización de la renta petrolera de las Naciones.

³⁹ Act 29 November 1996 No. 72 relating to petroleum activities. *Opción Citada*.

⁴⁰ "EI MODELO PETROLERO NORUEGO Y POSIBLES ADAPTACIONES PARA MÉXICO". Estrada E. Javier en www.fundad.org/word/petroleo/t3Estrada.doc

ADMINISTRACIÓN DE CAMPOS MADUROS

DEFINICIÓN DE CAMPOS.

En fechas actuales es imposible encontrar una definición exacta de lo que es un campo maduro. Existen diferentes definiciones para los conceptos de madurez y marginalidad. Para el caso de los “campos maduros” estas definiciones se basan en diferentes indicadores del grado de explotación que presente el campo petrolero, la marginalidad siempre viene referida a indicadores económicos. Aun así, las opiniones vertidas son muy variadas y hasta contradictorias. La industria petrolera mexicana se ha abierto a un nuevo escenario de oportunidades tanto para grandes como medianas y pequeñas compañías de servicios que quieran realizar inversiones tanto en nuevas áreas de oportunidad como en campos viejos. Es por ello que es de especial interés contar con una definición certera sobre el grado de madurez de un campo petrolero.

CAMPO PETROLERO.

Un campo con potencial de producción de hidrocarburos es una zona geográfica particular en la cual existen uno o más yacimientos con impregnaciones de aceite o gas en el subsuelo⁴¹. Estos yacimientos deben ser unidades geológicas interconectadas hidráulicamente⁴², las cuales están “cubiertas” por una roca impermeable denominada roca sello⁴³. Además esta zona debe contar con instalaciones de superficie destinadas a la separación de fases, eliminación de impurezas, almacenamiento, medición y transporte de los hidrocarburos producidos.

CAMPO MADURO.

Existen diferentes definiciones de campo maduro, las cuales se basan en diferentes indicadores del grado de explotación que presente el campo petrolero. Cada una de estas se basa en ciertos criterios, los cuales serán esbozados a continuación. Según la literatura técnica disponible, los campos maduros se definen de esa forma, al presentar al menos una de las siguientes características:

1. Su factor de recuperación es elevado. La producción acumulada es superior al 60%⁴⁴ o al 75%⁴⁵ del aceite total en sitio, según el criterio de referencia.

“Se consideran campos maduros aquellos que han producido un porcentaje considerable de sus reservas, como el caso del campo Brent, que luego de inyección de agua tiene un factor de recuperación del 77%⁴⁶.”

2. La producción actual es menor al 25% del máximo valor alcanzado, o esta se considera baja.

“El campo Tejon se cataloga como campo maduro debido a los niveles bajos de producción. Sus tasas iniciales van de 25 a 30 BOPD, pero pocos meses después declinan hasta 5 BOPD⁴⁷.”

⁴¹ “RESERVOIR GEOLOGY” en Petroleum Engineering Handbook Vol. V. Lucia, F. Jerry. SPE 2007.

⁴² “PETROLEUM PRODUCTION SYSTEMS” Economides, Michael, et al. Prentice Hall 1994. pp 2.

⁴³ <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Display.cfm?Term=oil%20field>

⁴⁴ “CAMPOS MADUROS E CAMPOS MARGINAIS. DEFINIÇÕES PARA EFEITOS REGULATÓRIOS.” Batista Câmara, Roberto J. Universidade Salvador. 2004.

⁴⁵ Presentación “REJUVENECIMIENTO DE CAMPOS MADUROS”. En <http://www.unp.edu.pe> (acceso 29/09/2012)

⁴⁶ “CURRENT CHALLENGES IN THE BRENT FIELD” Schulte, W.M. et al. 1994. SPE.

3. Implementación de procesos de recuperación mejorada o rediseño del plan de explotación

“Los campos maduros son aquellos que poseen un potencial de recuperación adicional con la implementación de herramientas avanzadas de caracterización de yacimientos, administración de yacimientos y/o cambios en los mecanismos de producción. Este tipo de campos se caracterizan por hallarse en procesos de recuperación secundaria con necesidad de implementar nuevos métodos de producción para aumentar su tiempo de vida.”⁴⁸”

4. Bajo margen económico y/o baja asignación presupuestaria.

“Las áreas de explotación maduras son aquellas que no han sido completamente desarrolladas debido a su bajo margen económico”⁴⁹”

5. Presentan un amplio periodo de producción.

“Los campos maduros son campos con historia de producción relativamente grande (entre 10 y 70 años de producción)”⁵⁰”

“Un campo maduro es todo aquel que ha producido el suficiente tiempo para lograr una tendencia bien establecida de producción y presión”⁵¹”

6. Producen cortes de agua significativos, comparados con la producción.

“El campo Rühlermoor se considera en etapa de madurez, entre otros factores, por grandes cortes de agua”⁵²”

7. Presentan una marcada declinación en la producción.

“Los campos maduros son los campos de petróleo y gas natural cuya producción está en declinación y que necesitan de operación y tecnología específica para recuperar su rentabilidad”⁵³”

8. Existen muchos pozos inactivos y/o los activos presentan problemas de producción. Esto es evidente en los campos maduros ofrecidos a licitación en México.

9. Se carece de planes de desarrollo futuro y/o poseen poco personal asignado.⁵⁴

En resumen podemos mencionar que un campo maduro **es aquel que dadas sus condiciones técnicas (tiempo de producción, factor de recuperación, estado de instalaciones, etcétera) y condiciones**

⁴⁷ WATER-FRACS PROVIDE COST-EFFECTIVE WELL STIMULATION ALTERNATIVE IN SAN JOAQUIN VALLEY WELLS. Mathis, Stephen P. et al 2000. SPE

⁴⁸ “DATA ACQUISITION DESIGN AND IMPLEMENTATION: OPPORTUNITIES AND CHALLENGES FOR EFFECTIVE PROGRAMS IN MATURE RESERVOIRS” Pande, P.K y Clark, M.B. SPE 1994.

⁴⁹ COMPARISON OF RESERVOIR PROPERTIES AND DEVELOPMENT HISTORY: SPRABERRY TREND FIELD, WEST TEXAS AND CHICONTEPEC FIELD, MEXICO. Cheatwood, Chris J. y Guzman, Alfredo E. 2002.

⁵⁰ “THE ADAPTATION OF RESERVOIR SIMULATION MODELS FOR USE IN RESERVES CERTIFICATION UNDER REGULATORY GUIDELINES OR RESERVES DEFINITIONS.” M.R. Palke and D.C. Rietz. 2001. SPE.

⁵¹ “WATER-FRACS PROVIDE COST-EFFECTIVE WELL STIMULATION ALTERNATIVE IN SAN JOAQUIN VALLEY WELLS”. Stephen P. Mathis et al 2001. SPE.

⁵² RESERVOIR MANAGEMENT OF MATURE OIL FIELDS BY INTEGRATED FIELD DEVELOPMENT PLANNING. M.S. Sams et al. 1999. SPE

⁵³ “LA EXPLOTACIÓN DE PETRÓLEO Y GAS EN CAMPOS MADUROS Y CAMPOS MARGINALES DEL NOROESTE PERUANO”. Alta, Filomeno M. 2006.

En <http://cybertesis.uni.edu.pe>

⁵⁴ “REJUVENECIMIENTO DE CAMPOS MADUROS”. Opción Citada.

económicas es candidato a la implementación de metodologías y procesos tendientes a maximizar su valor económico, tomando siempre en cuenta que el proyecto en su conjunto debe ser rentable.

Una vez que se ha considerado un campo como maduro tiene que elegirse la manera en que se ha de poner de nuevo en producción o la manera en que se aumentará la producción presente según sea el caso. Es decir, se deberán elegir las tecnologías y procesos que necesitan implementarse en el campo en cuestión para reactivarlo, buscando aumentar lo más posible su valor económico.

CAMPO MARGINAL

Otro concepto relacionado con los campos maduros es el de campo marginal. Con base a una revisión a la literatura técnica se encuentra que el concepto de marginalidad en un campo tiene una clara connotación económica. Así,

"Son campos marginales aquellos que no poseen atractivo financiero para la compañía operadora."⁵⁵

"Campo marginal es todo aquel que está próximo al límite de la viabilidad económica por cualquier razón técnica o económica"⁵⁶

"Campo marginal es el campo que está en el límite de la línea de lo económico y lo no económico para desarrollarse"⁵⁷.

TRATAMIENTO DE LAS DEFINICIONES

El concepto de madurez y/o marginalidad es dinámico; es decir, puede ser temporal en función de las condiciones de mercado y nivel de costos de extracción y producción. Los campos maduros pueden ser también marginales, aunque este término se aplica estrictamente a aquellos que han sobrepasado su pico de producción. En los Estados Unidos, según lineamientos de la Interstate Oil and Gas Compact Commission (IOGCC), son considerados campos marginales con bajos márgenes de producción, con pozos con gastos menores a 10 BPD⁵⁸.

Pemex Exploración y Producción define este tipo de campos de la siguiente manera:

Los campos maduros y/o marginales en México se definen como aquellos en los cuales el margen de utilidad, aunque rentable; no es suficientemente competitivo con otros proyectos de PEP⁵⁹. En la práctica, para determinar si un campo se encuentra en etapa de madurez PEP toma en cuenta los años de producción acumulada, su contribución a la producción actual, índice de madurez y pico de producción. Para la selección final de los campos a ofrecerse en licitación solamente se consideró la rentabilidad después de impuestos, reservas y recursos, infraestructura y localizaciones a perforar⁶⁰.

⁵⁵"PALESTRA: DEVELOPMENT OF MARGINAL FIELDS MARKET." Monteiro, R. N.; Chambriard, M. 17th World Petroleum Congress, 2002.

⁵⁶ Batista Câmara, Roberto J *Op Cit*.

⁵⁷"ENGINEERING AND ECONOMICAL CONCERNS ON COST RECOVERY TREATMENT FOR SHARING PRODUCTION FACILITIES." Shaheen, S. E.; Bakr, M.; El-Menyawy, M. SPE 1999.

⁵⁸"2008 MARGINAL WELL REPORT". IOGCC disponible en www.iogcc.state.ok.us/acceso 30/09/2012.

⁵⁹ REACTIVATION OF MATURE FIELDS IN NORTHERN MEXICO. Ing. Antonio Narváez, Dr. Luis Roca Ramisa. CIPM 2005

⁶⁰ "CONTRATOS INTEGRALES EP: ALCANCES Y OPORTUNIDADES". Disponible en <http://contartos.pemex.com> acceso 30/09/2012.

CICLO DE VIDA DE UN CAMPO PETROLERO.

Un Campo Maduro se define como tal de acuerdo a diversos criterios técnicos, los cuáles han sido nombrados en el anterior apartado. Estos criterios son diversas etapas o manifestaciones del proceso de desarrollo de un campo petrolero, como lo pueden ser la inyección de agua o la adecuación de cabezales de producción. Todos estos procesos técnicos de desarrollo, pueden organizarse en un ciclo de acciones progresivas, el cual es conocido como su ciclo de vida. El ciclo de vida de un campo o yacimiento se presenta esquemáticamente en la Figura 1⁶¹.

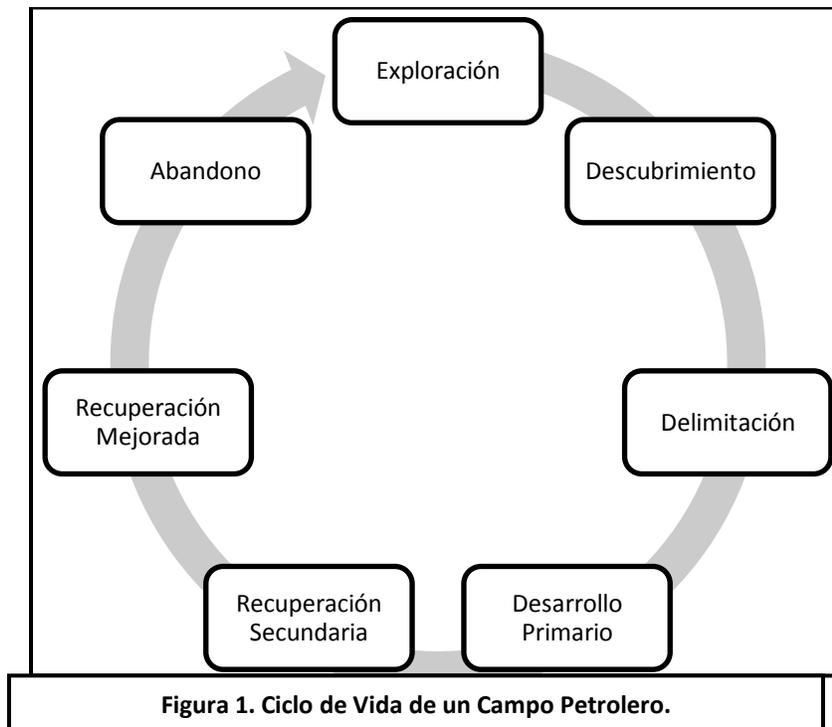


Figura 1. Ciclo de Vida de un Campo Petrolero.

Los activos petroleros comienzan como una necesidad prioritaria de los países, en aras de asegurar su suministro energético y/o proporcionarse ingresos monetarios. Durante su ciclo de vida un activo petrolero evoluciona a través de diferentes etapas que incluyen: la fase exploratoria en sus diferentes escalas (cuenca, sistema petrolero, play, prospecto) las cuales conducen al descubrimiento de la acumulación. En caso de que dicha acumulación resulte económicamente rentable se prosigue a una fase de evaluación del potencial de la zona. Posteriormente se realiza una estimación de las reservas que puedan incorporarse a una eventual explotación. Una vez que se tiene cierto grado de certeza con respecto a la pertinencia de desarrollar el sitio, se procede a realizar una primera caracterización, a la par que se comienzan a delimitar las posibles áreas productoras. Con la delimitación de las zonas se prosigue con el desarrollo inicial del activo y se continúa con cada una de las distintas etapas de producción: primaria, secundaria y mejorada, dando origen a la producción y desarrollo del campo. Por último, cuando se han agotado todos los mecanismos posibles de producción, sigue el abandono⁶². Es prioritario resaltar que el proceso no es necesariamente lineal.

⁶¹ INTEGRATED RESERVOIR MANAGEMENT. SPE22350

⁶² LA GEOQUÍMICA ORGÁNICA Y EL CICLO DE VIDA DE UN ACTIVO PETROLERO. Guzmán Vega, Mario Alberto. Academia de Ingeniería de México. 2010.

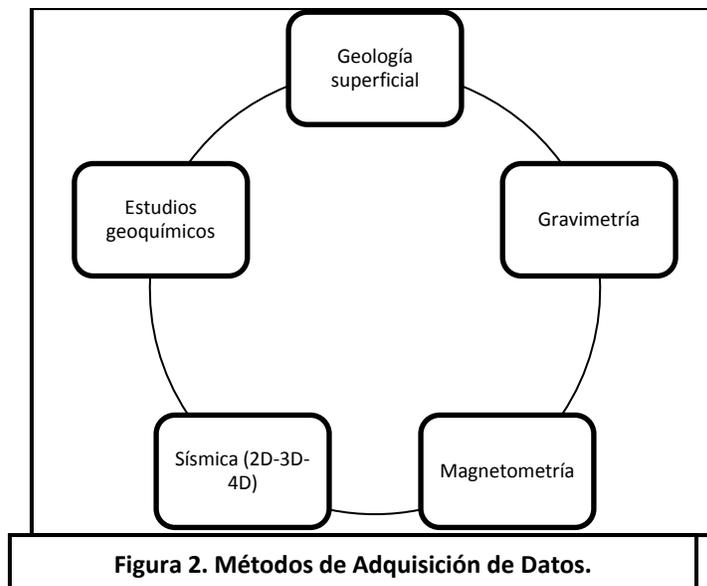
En las páginas siguientes se mencionarán a grandes rasgos las actividades desempeñadas durante cada una de las etapas del ciclo de vida de un desarrollo petrolero.

EXPLORACIÓN.

Uno de los procesos vitales en la industria petrolera es la exploración, pues de él depende el hallazgo de hidrocarburos (gaseosos y no gaseosos) en el subsuelo. La misión primordial de esta etapa consiste en la incorporación de recursos hidrocarburos, de acuerdo a los lineamientos de la empresa para asegurar la continuidad del negocio. Comienza con la identificación de las áreas de interés y a partir de ahí se desarrolla el plan para la evaluación del potencial de la zona a explorar.⁶³

Dentro de esta etapa se lleva a cabo la evaluación del potencial petrolero del área a estudiar. El objetivo principal de esta etapa es el de identificar la existencia del sistema petrolero en la zona de interés. Las primeras actividades que se realizan tienen como objetivo identificar, mapear y jerarquizar las áreas en donde existan mayores probabilidades de encontrar acumulaciones comerciales de hidrocarburos, por lo cual se realizan estudios de geología superficial, geoquímica, gravimetría y magnetometría, así como sísmica 2D. Mediante el análisis de los estudios obtenidos se identifican plays y se proponen prospectos para perforación, con la finalidad de comprobar la existencia de dicho potencial, con el apoyo de modelos geológicos construidos a partir de la información de pozos perforados e información sísmica 2D y 3D.⁶⁴

Con esta información se procede al análisis y evaluación de las cuencas sedimentarias y los plays petroleros identificados. Esto consiste en la adquisición y análisis de datos, los cuales se obtienen comúnmente por los métodos que se muestran a continuación:



Durante esta etapa se sintetiza y evalúa la información obtenida por los métodos anteriormente señalados, analizándose de manera multidisciplinaria por especialistas en geología y geofísica quienes estiman el potencial petrolero de la cuenca, identifican plays y proponen prospectos para su perforación siendo el objetivo fundamental comprobar dicho potencial.

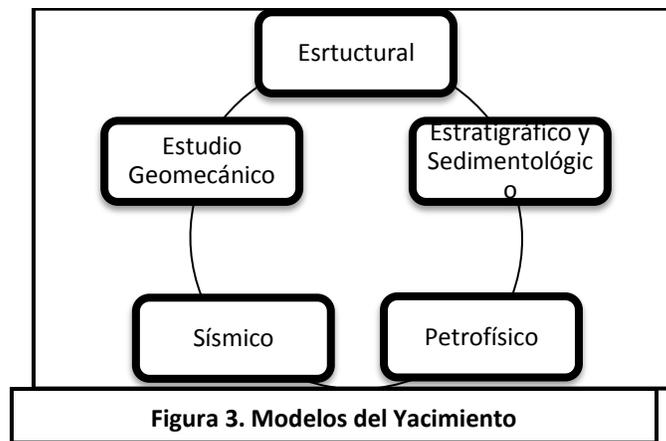
⁶³ www.pvdsa.com

⁶⁴ www.pemex.com

Esta fase comprende también la propuesta de perforación inicial en el campo. Los prospectos identificados y jerarquizados son perforados de acuerdo a las disponibilidades financieras o consideraciones estratégicas. Esta actividad de perforación es determinante, ya que sólo mediante ella se puede confirmar la existencia de hidrocarburos. Los pozos exploratorios son los primeros pozos que se perforan una vez que la etapa de exploración ha concluido. Estos pozos son muy costosos y en muchos de los casos no resultan productores⁶⁵, sin embargo son necesarios al proceso por la información que proporcionan.

Es en esta etapa en que se integra la información recabada con los métodos anteriores y se conjunta con la generada a partir de la perforación de los primeros pozos, es decir la obtenida mediante la toma de núcleos, el análisis de recortes, registros geofísicos, muestreo de fluidos, pruebas PVT y pruebas de presión producción (PPP).

Mediante esta información se generan los siguientes modelos del yacimiento (figura 3):



Con estos datos se efectúa el modelo integrado, con el cual:

- Se identifican límites a partir del modelo estructural, estratigráfico y sedimentológico, de los contactos de los fluidos y presiones.
- Se introducen los rasgos estructurales dentro del área del modelo.
- Se introducen las propiedades petrofísicas y geomecánicas.
- Se realiza el cálculo volumétrico.

DESCUBRIMIENTO.

Una vez comprobada la existencia del sistema petrolero, la cuenca pasa a la etapa denominada incorporación de reservas, donde el objetivo es descubrir reservas de hidrocarburos a partir de la identificación, jerarquización y perforación de oportunidades exploratorias que son detectadas por los geocientíficos con el apoyo de modelos geológicos construidos a partir de la información de pozos perforados e información sísmica 2D y 3D⁶⁶.

⁶⁵ INTRODUCCIÓN A LA INGENIERIA DE PETRÓLEOS. Bastida, José Luis. 2008

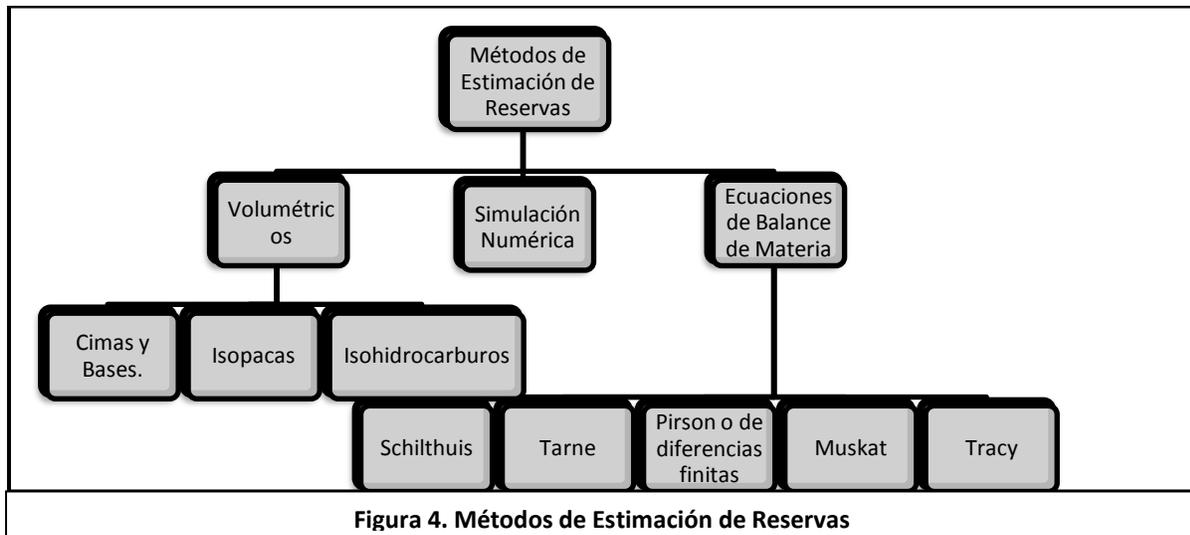
⁶⁶ www.pemex.com

Para ello se usan diversos métodos de estimación de reservas. La evaluación de la reserva de hidrocarburos de un yacimiento se debe efectuar en diversas etapas de su vida, desde su descubrimiento con un pozo exploratorio exitoso, en que la información básica es⁶⁷:

- La concepción geológica basada en geología superficial y en la interpretación de información geofísica disponible.
- La definición del modelo estructural del yacimiento.
- La información petrofísica obtenida del pozo descubridor.

A medida que se obtiene más información de pozos delimitadores y de desarrollo, la evaluación de las reservas se actualiza, considerando principalmente la nueva información petrofísica y las redefiniciones del modelo estructural que se establezcan.

Los métodos utilizados para la evaluación de reservas se pueden dividir en tres grupos⁶⁸ (figura 4):



Es durante esta etapa en que los pozos exploratorios revisten especial interés. Un pozo exploratorio es aquel pozo que se perfora como investigación de una nueva acumulación de hidrocarburos, es decir, que se perforan en zonas donde no se había encontrado antes petróleo ni gas. Este tipo de pozos puede perforarse en un campo nuevo o en una nueva formación productora dentro de un campo existente. Si el pozo perforado es el primero en comprobar la existencia de hidrocarburos en la zona de interés, este se denomina pozo descubridor⁶⁹. Es importante destacar que cualquier pozo que se perfora con el objetivo de producir hidrocarburos es, en principio, un pozo exploratorio. Después de la perforación del mismo, dependiendo del área donde se perforó y del resultado de la perforación la clasificación del pozo cambia y pueden ser productores y no productores. Cualquier pozo perforado en el cual no existe presencia de hidrocarburos se denomina seco.

⁶⁷ "PERFORAR UN POZO ". Alavez Barrita, Luis U. en <http://es.scribd.com/doc/63828938/LUAB-Perforar-Un-Pozo>

⁶⁸ APUNTES DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS. Rodríguez Nieto, Rafael. FI UNAM

⁶⁹ POZOS I. González, F. 2003 Universidad Central de Venezuela.

Una vez terminado el pozo exploratorio, se procede a realizar una PPP para poder determinar las propiedades del yacimiento en un estado dinámico⁷⁰ y de esta manera:

- Establecer una primera predicción de la producción a partir de los gastos obtenidos durante los decrementos con sus respectivos estranguladores, así como la naturaleza de los fluidos producidos.
- Conocer la presión inicial del yacimiento y presiones promedio del área de drene.
- Determinar características del yacimiento.

Para poder obtener un cálculo del volumen original a partir de una PPP es necesario que cuando mínimo se tengan tres decrementos con diferentes gastos y dos curvas de incremento, una al inicio y la otra al final de los decrementos. Se puede obtener el volumen original de hidrocarburos calculándolo de dos formas:

- Cálculo del Volumen Original a partir del Volumen Poroso obtenido del análisis de una curva de decremento con estado pseudo-estacionario.
- Cálculo del Volumen Original Empleando Balance de Materia a Partir de la PPP.

Con los datos anteriormente recabados es posible hacer una primera estimación del factor de recuperación. Este factor es el porcentaje del hidrocarburo extraído de un yacimiento con relación al volumen total contenido en el mismo⁷¹. Otra manera de definirlo es la siguiente: es la relación existente entre el volumen original de aceite, o gas, a condiciones atmosféricas y la reserva original de un yacimiento. Depende de muchas variables, entre las que destacan:

- Grado de heterogeneidad y anisotropía de las propiedades de la roca.
- Propiedades físico-químicas de los fluidos.
- Tipo de empuje predominante en el yacimiento.
- Proceso de explotación: declinación natural, recuperación secundaria, recuperación mejorada, etc.
- Ritmo de extracción ya que algunos yacimientos son muy sensibles al ritmo de extracción.
- Número de pozos y su localización.

El factor de recuperación puede establecerse de las siguientes maneras⁷²:

- Mediante expresiones matemáticas o estadísticas.
- Mediante curvas de declinación.
- Con Ecuaciones de Balance Materia.
- Por Simulación Numérica.

Una vez que se tienen perfectamente identificadas las áreas prospectivas con interés comercial se asignan las coordenadas de localización del objetivo y de la pera o del área costa afuera donde se desarrollaran las instalaciones, con base en los datos obtenidos del modelo estructural y sedimentario, lo que conlleva a la perforación de los pozos exploratorios que se hayan determinado. Una vez terminados

⁷⁰ APUNTES DE COMPORTAMIENTO DE LOS YACIMIENTOS. Garaicochea P. Francisco-Bashbush B. José Luis, UNAM

⁷¹ Garaicochea P. Francisco-Bashbush B. José Luis. *Opción Citada*

⁷² *Ibíd.*

estos pozos se procede a la realización de pruebas de producción y análisis PVT del fluido obtenido, con el fin de obtener de manera directa propiedades de los fluidos de la formación así como el potencial y el posible daño del pozo.

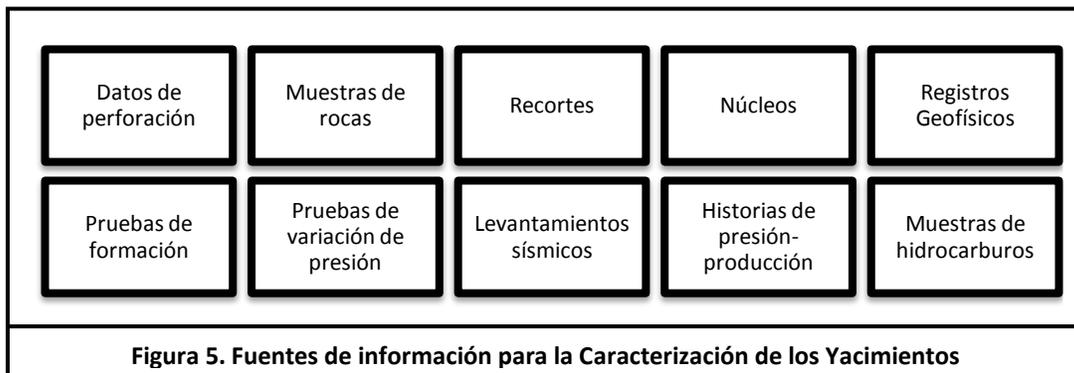
Ya con el valor del factor de recuperación y del volumen original de reservas se procede a clasificarlas de acuerdo a los criterios arriba mencionados. Si los datos arrojan como resultado la presencia de una acumulación económicamente rentable se procede a la etapa de caracterización y delimitación del yacimiento.

CARACTERIZACIÓN Y DELIMITACIÓN.

La delimitación de un campo petrolero se realiza mediante la perforación de pozos⁷³, llamados pozos de avanzada o delimitadores, los cuales se perforan con el objetivo de establecer los límites del yacimiento, toda vez que se ha detectado la presencia de hidrocarburos con la perforación de un pozo exploratorio previo. Estrictamente hablando, los pozos de avanzada se consideran también pozos exploratorios, la diferencia radica en que estos pozos entran en contacto con la el acuífero de la formación o con la zona más profunda en donde se detecte la presencia de hidrocarburos. En caso contrario el pozo estará fuera de la zona de hidrocarburos, siendo un pozo seco.

Los criterios para la localización de los pozos de avanzada pueden variar, aunque generalmente se hacen atendiendo a los estudios previos que se posean del área de interés o a correlaciones que se tengan de sitios cercanos. Una vez que ha sido comprobada la existencia de hidrocarburos en la zona de interés y que éstos se encuentren en cantidades que los vuelvan económicamente rentables y técnicamente extraíbles, se procede a la fase de caracterización del yacimiento.

La metodología de caracterización se desarrolla en dos etapas; una etapa de caracterización estática y otra de caracterización dinámica. En la primera se define las características físicas del volumen de roca a condiciones estáticas, mientras que en la segunda se describe la interacción de los fluidos dentro del volumen de roca a condiciones dinámicas⁷⁴. Entre las fuentes de información utilizadas se tienen⁷⁵ (figura 4):



⁷³ RESERVOIR CHARACTERIZATION. Lake, L. - Carrol Jr., B.H. Academic Press. Inc. USA, 1998.

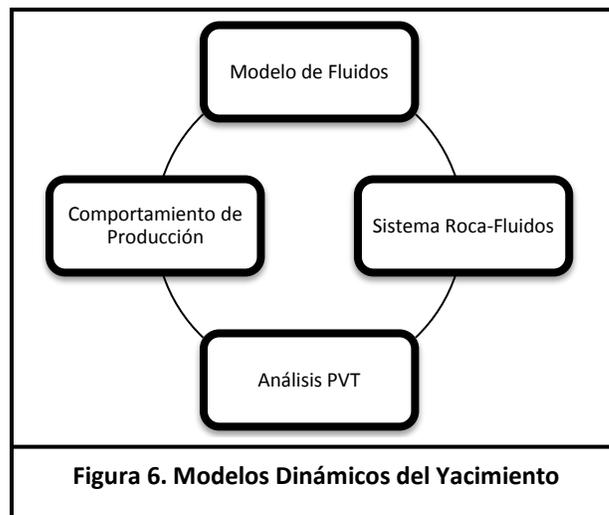
⁷⁴ ESCALAS DE CARACTERIZACION DE YACIMIENTOS PETROLEROS. Sandra Gómez Hernández, UNAM 1998.

⁷⁵ Ibíd.

Durante la caracterización estática se define la geometría del yacimiento y se describen los parámetros petrofísicos; para comprender en términos físicos y geológicos el sistema de acumulación de hidrocarburos⁷⁶. El modelo estático, es el encargado de representar las propiedades del medio poroso del yacimiento a partir de datos extraídos de pruebas realizadas en diferentes puntos del mismo. La construcción del modelo estático está basada en métodos geoestadísticos que integran datos cualitativos (geológicos) y cuantitativos (geofísicos y de laboratorio). Además de los modelos anteriormente mencionados se agrega el modelo estadístico.

La caracterización dinámica de yacimientos se basa en el análisis de los datos del modelo estático. Mediante ecuaciones de transferencia de masa y movimiento de fluidos en medios porosos, análisis PVT y de los fluidos producidos e inyectados se logra estimar el volumen original y las reservas recuperables, así como predecir el comportamiento futuro del yacimiento. Así se pueden detectar las áreas de mayor interés y establecer la estrategia óptima de desarrollo. Esta etapa analiza la interacción dinámica roca-fluido del yacimiento, así su propósito fundamental es desarrollar metodologías que permitan comprender de una manera integral como se desplazan los fluidos en el sistema poroso. Los parámetros obtenidos servirán para alimentar los modelos de simulación numérica de yacimientos⁷⁷.

Los modelos que se obtienen se muestran en la Figura 6.



Por otra parte, realizar predicciones acerca del comportamiento del yacimiento es muy importante para la toma de decisiones durante toda la vida productiva del campo. Las simulaciones tienen muchos propósitos, aunque pueden resumirse en la predicción de las condiciones de producción del yacimiento bajo condiciones específicas de desarrollo y de explotación⁷⁸.

Se han desarrollado con el paso de los años muchas aproximaciones para predecir el comportamiento de la producción incluyendo las analógicas, experimentales y matemáticas⁷⁹.

⁷⁶ APUNTES DE SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS. Arana Ortiz, Víctor H.; Trujillo E. David; Sánchez V., Juventino . UNAM

⁷⁷ INICIALIZACIÓN DE UN MODELO DE SIMULACIÓN CASO PRÁCTICO. Erandi Molina Ramírez UNAM 2009.

⁷⁸ MODELOS SIMPLES DE SIMULACIÓN NUMÉRICA PARA SOLUCIONES PRÁCTICAS EN LA INGENIERÍA DE YACIMIENTOS. Hosué Alberto Rosales Rangel, UNAM 2009.

⁷⁹ ADVANCED PETROLEUM RESERVOIR SIMULATION. Islam, Rafiqi et al. Scrivener Publishing.

Una vez realizada esta primera etapa de caracterización y delimitación del yacimiento puede darse por terminada la fase exploratoria del proyecto. Es necesario recalcar que la caracterización del yacimiento no termina aquí, sino que va siendo refinada con el avance de las etapas de desarrollo al incorporar más y mejor información sobre las características propias del área que se está explotando. El objetivo principal de las anteriores fases es el de dar certeza económica al desarrollo del proyecto en su conjunto. Sólo al momento de contar con toda la información anterior es posible plantear un escenario de desarrollo viable y comenzar con el desarrollo del campo propiamente dicho.

EXPLOTACIÓN.

Mientras que las actividades de la fase exploratoria se encargan de encontrar reservas de gas y petróleo, las actividades de producción se encargan básicamente de entregar hidrocarburos a la industria aguas arriba. La ingeniería de producción es aquella parte de la ingeniería petrolera que busca maximizar la producción (o la inyección) en un sentido efectivo de costos⁸⁰. La cantidad de pozos involucrados puede variar desde uno a miles de ellos, dependiendo de las características específicas del área a desarrollar. Las tecnologías y métodos de aplicación involucrados en el desarrollo están directa e interdependientemente relacionados con otras áreas de la ingeniería petrolera, como la evaluación de la formación, la perforación, la ingeniería de yacimientos, etcétera⁸¹. La etapa de producción se refiere a la explotación del petróleo y el gas natural de los yacimientos o reservas. Esta etapa comienza después de que se ha comprobado la presencia del hidrocarburo en acumulaciones económicamente rentables gracias a la perforación de pozos exploratorios⁸². Consta de diversas etapas que culminan con el abandono del yacimiento cuando se han agotado todos los escenarios viables de explotación⁸³:

DESARROLLO.

La etapa de desarrollo Inicial de la explotación involucra todas aquellas actividades concernientes a la perforación y terminación de pozos, así como las complementarias que contribuyan a que el o los pozos comiencen con la producción en la etapa de comportamiento primario, así como a la adecuación y disposición de todos los equipos e instalaciones involucrados en el transporte y almacenamiento de los hidrocarburos producidos. Estos procesos están influidos por las características específicas del campo a explotar, las cuales fueron definidas en los pasos concernientes a la exploración de la zona.

Durante esta etapa se desarrolla la perforación y terminación de pozos. El proceso de perforación de un pozo petrolero en tierra o mar consiste en la penetración de las diversas capas de roca hasta llegar a la zona de interés previamente definida. Por sencilla que parezca esta definición, la perforación es una tarea compleja y delicada que necesita ser planteada y ejecutada de tal manera que produzca un pozo útil y económicamente atractivo en forma segura⁸⁴.

COMPORTAMIENTO PRIMARIO

La etapa de comportamiento primario comienza con la apertura de los pozos a la producción. El objetivo general de esta etapa es el control, mantenimiento y aseguramiento de la producción de hidrocarburos

⁸⁰ PETROLEUM PRODUCTION ENGINEERING. A COMPUTED ASSISTED APPROACH. Guo, B.-Lyons, W.-Ghalambor, A. Elsevier. 2007

⁸¹ PETROLEUM PRODUCTION SYSTEMS. Economides, J.-Hill, D.-Ehlig-Economides, C. Prentice Hill. 1994

⁸² <http://www.pdvs.com>

⁸³ INTEGRATED RESERVOIR MANAGEMENT. SPE22350

⁸⁴ POZOS I. Universidad Central de Venezuela. González, F. (2003).

de manera natural, es decir, a través de la energía propia del yacimiento, o utilizando un sistema artificial de producción.

Además de lo anterior, los ingenieros involucrados en el comportamiento primario realizan todo tipo de intervención a pozos para reducir el daño a la formación, hacer reparaciones mayores o menores o estimular el pozo. Todo esto con el fin de optimizar la producción y adecuarse al plan de desarrollo que se haya decidido en etapas previas.

Al final de las actividades que se realizan en esta etapa se obtienen resultados como: históricos de producción, registros de presiones, registros de problemas operacionales y resultados de la implementación de sistemas artificiales, entre otros.

Una vez concluida la perforación del pozo, se procede a su producción, para ello se introduce una tubería a través de la cual se extrae el petróleo a la superficie⁸⁵. De ahí, es dirigido a una central de separación denominada batería, cuando sale de esta batería que separa el gas del aceite y mide sus cantidades se envía mediante ductos a diferentes lugares, ya sea para su refinación, su almacenamiento o su venta.

Existen dos tipos de pozos productores de hidrocarburos:

- Fluyentes
- Producción Artificial

El flujo de los hidrocarburos hacia el pozo se da por una diferencia de presiones entre el yacimiento y el pozo, por esto se ha establecido el llamado índice de productividad, para medir la capacidad de producción de un pozo. Este índice plantea la relación que existe entre la producción de aceite y la diferencia de presiones, que se registran en el fondo de él, cuando está cerrado (presión estática) y cuando está fluyendo (presión dinámica). Cuando el pozo empieza a producir, la presión dinámica presenta variaciones hasta que se estabiliza, al tiempo que tarda en hacerlo se le denomina periodo transitorio. La duración de este periodo, la medición de la declinación de la presión y el índice de productividad durante el mismo, permiten establecer la calidad del yacimiento.

El flujo de hidrocarburos en superficie se manifiesta como una mezcla de fases. La compañía operadora tiene que proveer el equipo superficial necesario para separar estas fases en sus componentes: gas, aceite y contaminantes (agua, arenas, químicos inyectados). Posteriormente tanto el gas como el aceite obtenidos tienen que ser almacenados, transportados, vendidos, reinyectados o cualquiera que sea la función a la que se destinen. El objetivo principal del procesamiento de los hidrocarburos en campo es entregar por separado las dos fases obtenidas: el aceite a tanques de almacenamiento temporal y el gas a ductos. Al finalizar este proceso ambos productos deben estar listos para su venta⁸⁶. Durante esta etapa se presentan los aspectos más relevantes de las instalaciones superficiales las cuáles comprenden⁸⁷:

- Separadores
- Tanques de almacenamiento
- Compresores
- Desaladores
- Deshidratadores

⁸⁵ PRODUCTIVIDAD DE POZOS. Ramírez, Jetzabeth.UNAM.

⁸⁶ OIL AND GAS PRODUCTION IN NONTECHNICAL LANGUAGE. Raymond, Martin-Leffler, William. PennWell. 2006.

⁸⁷ "MANEJO DE LA PRODUCCIÓN EN SUPERFICIE". Gómez Cabrera, José Ángel. Facultad de Ingeniería UNAM

- Redes de ductos
- Cabezales de distribución
- Estranguladores
- Dispositivos de medición

Cada uno de los equipos mencionados cumple con una labor dentro del procesamiento en campo de los hidrocarburos producidos. Su diseño, construcción, adecuación y mantenimiento son una parte importante dentro de la explotación del campo en su conjunto.

Dentro de la etapa de comportamiento primario también se contemplan todas las tecnologías utilizadas para imprimir energía a los fluidos del pozo con el objetivo de llevar los hidrocarburos a la superficie. En general los Sistemas Artificiales de Producción (SAP) al adicionar energía ayudan a los hidrocarburos a vencer las caídas de presión, la contrapresión de la línea de descarga y la del separador, de tal forma que los fluidos puedan llegar sin problemas al separador, y a una presión deseada.

La instalación de SAP obedece tanto a razones técnicas como económicas. Es conveniente realizar un estudio de análisis de riesgo, el cual debe incluir un análisis estadístico de fallas, así como un análisis de riesgo operativo al intervenir los pozos.

Deben revisarse las características geométricas de los pozos, las propiedades de los fluidos producidos, la posible formación de depósitos orgánicos e inorgánicos, la posible producción de arena, la temperatura de los pozos, la producción de gases amargos y la profundidad media de los pozos. Todo esto con la finalidad de escoger el SAP adecuado a las condiciones de los pozos. Con el estudio económico, el estudio de riesgo y el estudio técnico, se está en la posibilidad de elegir el sistema indicado para las condiciones específicas esperadas. Este estudio puede ser considerado como un estudio de factibilidad⁸⁸. Existen los siguientes tipos de SAP:

- Bombeo Neumático
- Bombeo Mecánico
- Bombeo Electrocentrífugo
- Bombeo de Cavidades Progresivas
- Bombeo Hidráulico

Durante esta etapa del desarrollo del campo, además de las tareas anteriormente mencionadas, se llevan a cabo fracturamientos y/o estimulaciones con el fin de aumentar la producción del pozo o corregir problemas en la producción⁸⁹.

RECUPERACIÓN SECUNDARIA.

La recuperación secundaria es toda actividad encaminada a una recuperación de hidrocarburos adicional a la que se obtendría con la energía propia del yacimiento (producción primaria), impartiendo al yacimiento la restitución de la energía de desplazamiento de aceite en la formación productora. La recuperación secundaria básicamente consiste en la inyección de agua en el acuífero o la inyección de un gas en la cima de la estructura, con el propósito fundamental de mantener la presión o, bien, de desplazar los hidrocarburos de la zona de aceite, mediante arreglos específicos de pozos inyectoras y

⁸⁸ "RECOMMENDATIONS AND COMPARISONS FOR SELECTING ARTIFICIAL-LIFT METHODS". Clegg, J.D. Bucaram, S.M. Heln Jr. N. W.JPT. 1993.

⁸⁹ "FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO DE POZOS PETROLEROS". Basilio del Moral Cafusi.2006

productores. Comúnmente, esta energía se imparte al yacimiento en forma mecánica cuando se inyectan a éste fluidos líquidos o gaseosos que desplazarán al aceite remanente en el yacimiento.⁹⁰

El objetivo principal de la Recuperación Secundaria es el mantenimiento de presión del yacimiento, y la incorporación de reservas. Cuando se propone la implementación de Recuperación Secundaria es necesario hacer el planteamiento de los distintos escenarios que podrían ser tomados en cuenta. Para poder generar los diversos escenarios es muy importante recabar toda la información necesaria, y con esto tomar la mejor decisión.

Para determinar la factibilidad de implementar un proceso de recuperación por agua o gas en un yacimiento se tienen que considerar factores como los que se mencionan a continuación.

- Geometría del yacimiento.
- Litología
- Profundidad del yacimiento.
- Porosidad.
- Permeabilidad.
- Continuidad de las propiedades de la roca.
- Magnitud y distribución de la saturación de fluidos.
- Propiedades de los fluidos y permeabilidades relativas.

La producción puede ser incrementada luego de la caída de presión debida a la disminución del empuje por acuífero o del mantenimiento de presión por esta técnica, la cual consiste en la inyección de agua a través de pozos inyectoros para empujar al aceite crudo hacia los pozos productores. El agua bombeada dentro de la formación productora a través del arreglo de los pozos productores es igual o mayor al volumen de aceite producido. De esta manera la energía de la formación en el yacimiento se mantiene en un nivel óptimo. El tiempo original de vida del pozo se extiende, lo cual reduce significativamente el costo de las operaciones de perforación y por consiguiente reduce el costo del aceite producido⁹¹.

Por otra parte, con la inyección de gas se busca mantener la presión a cierto valor o suplementar la energía natural del yacimiento. El primer caso se conoce como mantenimiento total de presión y el segundo, como mantenimiento parcial. Ambos dan lugar a un incremento de la recuperación de petróleo, a una mejora en los métodos de producción y a la conservación del gas.

A diferencia de la inyección de agua en que solamente ocurre un desplazamiento inmisible, en el proceso de inyección de gas puede darse, tanto un desplazamiento miscible como un desplazamiento inmisible. La inyección de gas en un yacimiento de petróleo se realiza bien sea dentro de la capa de gas si ésta existe o, directamente, dentro de la zona de petróleo⁹².

Muchos de los campos viejos que luego han sido sometidos a invasión para la recuperación secundaria, se desarrollaron inicialmente mediante un espaciado irregular de los pozos, pero una mejor comprensión del comportamiento de los yacimientos ha traído como consecuencia el uso de arreglos y espaciados uniformes en los pozos perforados durante el desarrollo del yacimiento. Esto significa que en el momento de planificar el proceso de recuperación secundaria, el campo estará desarrollado sobre la

⁹⁰ "INYECCIÓN DE AGUA Y GAS EN YACIMIENTOS PETROLÍFEROS". Paris de Ferrer, Magdalena. Ediciones Astro-Data. Venezuela. 2001

⁹¹ APPLIED PETROLEUM RESERVOIR ENGINEERING . Craft, B y Hawkins, M. Prentice Hall Inc. Englewood Cliffs, N.J (1959)

⁹² Magdalena Paris de Ferrer. *Opción Citada*.

base de un arreglo regular donde los pozos inyectoros y productores forman figuras geométricas conocidas y muy variadas⁹³.

Para poder hacer un buen pronóstico de inyección es necesario disponer de información fidedigna sobre: eficiencia de desplazamiento, cobertura areal y la eficiencia de desplazamiento volumétrico. Cada uno de estos factores requiere de un muestreo para obtener medidas representativas de las propiedades de la roca y fluidos.

Las inyecciones piloto son un medio para estudiar el comportamiento de la recuperación en un muestreo in situ del yacimiento. El comportamiento de la inyección puede escalarse para simular el rendimiento esperado de las operaciones de mayor magnitud.

Es evidente la importancia de situar el piloto en una porción representativa del yacimiento. El espesor neto y la saturación de aceite, son las variables de mayor importancia. El espesor neto puede obtenerse de núcleos o registros. Un pozo inyector dañado o un pozo situado en una zona poco permeable puede producir gastos de inyección más bajos.

RECUPERACIÓN MEJORADA.

La recuperación mejorada es un conjunto de tecnologías de producción que implican la inyección de fluidos o suministro de energía para mejorar la recuperación de petróleo en cualquier etapa de producción, con el fin de aumentar la recuperación total por encima de lo que es posible con los métodos tradicionales⁹⁴. Su propósito es el siguiente⁹⁵:

1. Mejorar la eficiencia de barrido para reducir la relación de movilidad entre los fluidos inyectados y los desplazados.
2. Eliminar o reducir las fuerzas capilares y así mejorar la eficiencia de desplazamiento.
3. Actuar en ambos fenómenos al mismo tiempo.

El objetivo principal del ciclo completo de un plan de desarrollo es maximizar el valor de los activos. Aunque sólo una fracción modesta de la producción mundial de petróleo (de 3 a 5 por ciento) se puede atribuir a la Recuperación Mejorada o Enhanced Oil Recovery (EOR), una serie de campos petroleros en el mundo confían en ella como el principal mecanismo de recuperación. Estas técnicas comprenden cualquier estrategia que apunte a mejorar el flujo de hidrocarburos hacia los pozos⁹⁶.

Los procesos de recuperación mejorada de aceite tienen como objetivo el incremento de la recuperación para yacimientos agotados por inyección de agua y gas.

La siguiente es la clasificación aceptada de los métodos EOR:

- **Térmicos:** Esto incluye las estimulaciones con vapor, o "huff and puff" por su nombre en inglés, las inyecciones de vapor, drenaje de gravedad asistido por vapor (SAGD, de sus siglas en inglés), y la combustión "in situ" o, en términos contemporáneos, de inyección de aire. Otras tecnologías comerciales actuales incluyen calefacción electromagnética de calentamiento por resistencia a

⁹³ *Ibíd.*

⁹⁴ ENHANCED OIL RECOVERY FIELD: PLANNING AND DEVELOPMENT STRATEGIES. Alvarado, Vladimir; Manrique, Eduardo Gulf Professional Publishing is an imprint of Elsevier. 2010.

⁹⁵ APPLIED ENHANCED OIL RECOVERY. Carcoana, Aurel . Prentice Hall. 1992

⁹⁶ ENHANCED OIL RECOVERY. Lake, Larry W.

bajas frecuencias para calentamiento por inducción y dieléctricos a frecuencias más altas, incluida la radiación de microondas.

- **Químicos:** Esta familia de métodos generalmente se refiere a la inyección de componentes activos interfaciales tales como tensoactivos y bases (o soluciones cáusticas), polímeros y mezclas químicas. Surfactantes para inyección de espumas que vienen en varias categorías, incluyendo los destinados a la profundidad de la inyección de solventes.
- **Inyección de solventes o miscibles:** Estos métodos se asocian con frecuencia a una forma de inyección de gas. Se usan gases tales como gases hidrocarburo (enriquecido o no), dióxido de carbono y nitrógeno. Sin embargo, el disolvente, aunque no necesariamente económico, puede ser una fase líquida. Fases supercríticas, como el dióxido de carbono a alta presión son buenos solventes.

ABANDONO.

Todo yacimiento petrolero en explotación llega a una etapa en que la producción de hidrocarburos es muy reducida o nula, dejando de ser rentable el seguir explotándolo, haciendo necesario su abandono.

Los pozos que alcanzan su máxima vida productiva-comercial, y los que representan alto riesgo en la seguridad de una comunidad aledaña requieren de su taponamiento. La correcta anticipación del abandono (cuando menos 2 años antes de que cese la producción), es clave para un proyecto de abandono eficiente, seguro y respetuoso de las regulaciones ambientales existentes⁹⁷.

El abandono de pozos petroleros es la actividad final en la operación de un pozo cuando se cierra permanente o temporalmente bajo condiciones de seguridad y preservación del medio ambiente. El desarrollo del abandono dependerá de la ubicación del pozo o conjunto de pozos y su estado mecánico. No sellar apropiadamente los pozos puede tener un efecto en el entorno ambiental, y un efecto extendido hacia los acuíferos. Así el abandono efectivo de un pozo es un paso final crítico en la vida de servicio del pozo.

El abandono de pozos se clasifica en dos tipos⁹⁸:

- Abandono Temporal.
- Abandono Permanente o Definitivo.

Además de tener la obligación de taponar pozos, es necesario contar con un plan para toda la infraestructura restante. Las instalaciones a abandonar comprenden:

- Ductos
- Plataformas e infraestructura superficial

Una vez que los pozos individuales han sido taponados y abandonados, las tuberías, instalaciones y otras estructuras presentes en el campo deben desmantelarse y trasladarse. La superficie debe regresarse a su condición original; estas operaciones pueden ser difíciles en tierra firme, pero en áreas marinas,

⁹⁷ PROCEDIMIENTO PARA TAPONAMIENTO DE POZOS; CLAVE: 205-21100-OP-311-0303; Manual de Operaciones de Perforación; Gerencia de Perforación y Mantenimiento de Pozos; Primera Versión; PEMEX; Noviembre 2001.

⁹⁸ EL PRINCIPIO DEL FIN: REVISIÓN DE LAS PRÁCTICAS DE ABANDONO Y DESMANTELAMIENTO; PFEIFFER, Jochen; Oilfield Review; Junio 2002

especialmente en aguas profundas, los procedimientos de taponamiento y abandono y el desmantelamiento pueden llegar a ser actividades monumentales que exigen una cuidadosa coordinación de varios equipos especializados⁹⁹.

El desmantelamiento de las plataformas de producción en áreas marinas está sujeto a extensas regulaciones en todo el mundo. Las decisiones sobre cuándo y cómo desmantelar las plataformas implican aspectos complicados de protección ambiental, seguridad y costo. La disponibilidad limitada de los equipos de levantamiento de cargas pesadas requiere una cuidadosa planificación anticipada para remover las plataformas. Lo usual es programar operaciones a manera de poder evitar las malas condiciones climáticas.

El abandono de campos y el desmantelamiento de plataformas marinas comprenden el abandono de todos los pozos de los campos. Las formaciones permeables del subsuelo se aíslan de forma permanente entre sí y con respecto a superficie. Todos los pozos se taponan y el revestimiento se corta a alguna profundidad por debajo del lecho marino, cumpliendo con lo especificado en las regulaciones locales. También hay que desmantelar y remover las tuberías de la superficie. Tales tuberías se pueden reutilizar, vender como chatarra o tratar como desecho.

A continuación se deben desmantelar las instalaciones de superficie y otras estructuras, lo cual puede implicar la remoción parcial o completa, sí como el derrumbamiento en el sitio. Esto se puede comenzar quitando la cubierta o parte de la plataforma, seguido por la remoción de la estructura de soporte o se puede desmontar la estructura en trozos. Por último, hay que remediar los daños sufridos en el lecho marino.

Los procesos de abandono de las instalaciones en tierra y los módulos traídos a tierra, tienen que ser limpiados de todos los componentes peligrosos. Las bodegas de los pozos, los artículos de perforación, los caminos de acceso y los edificios tendrán que ser removidos. Si la compactación del yacimiento afecta el área de la superficie del futuro campo abandonado, se tendrán que tomar acciones de prevención, en particular en ambientes de costa o tierras bajas. La tierra que está por debajo de las instalaciones también tendrá que ser reacondicionada si existieron fugas de contaminantes durante las operaciones.

Cuando los campos marginales son abandonados, la infraestructura como lo son las bombas, tuberías, tanques de almacenamiento, procesamiento y otros equipos se retiran y se finiquita el contrato de arrendamiento. Dado que gran parte de este equipo fue instalado probablemente a lo largo de muchos años, reemplazarlo en el corto tiempo es muy caro. Los precios del petróleo tendrían que permanecer a los niveles récord durante muchos años para que se justifique económicamente la producción de muchos de los campos marginales. De esta manera, una vez que un campo marginal es abandonado, el aceite remanente se pierde para siempre. Los costos de re-perforar un pozo taponado puede ser tan altos como lo sería la perforación de un nuevo pozo.

⁹⁹ JOCHEN OILFIELD REVIEW. *Opción Citada*.

ADMINISTRACIÓN INTEGRAL EN LA INDUSTRIA PETROLERA.

La mejor estrategia para asegurar la obtención de los resultados esperados al reactivar un campo maduro es a través del desarrollo de un plan basado en la administración de proyectos, con un enfoque integral. Para los objetivos específicos de esta tesis se utilizarán los enfoques proporcionados por la Administración Integral de Yacimientos(AIY), considerando el desarrollo del campo en su conjunto como un proyecto, y la Administración Integral de Activos(AIA), considerando este desarrollo como un todo orgánico. Asimismo, se hará uso de la metodología VCD en la definición del proceso de trabajo. En este capítulo se muestran los rasgos más sobresalientes tanto de la AIY y AIA, como del VCD.

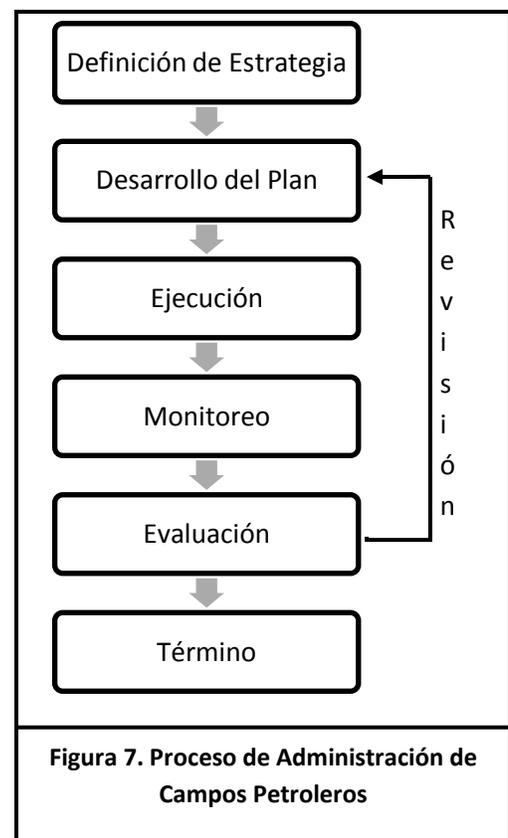
PROCESO DE ADMINISTRACIÓN DE CAMPOS PETROLEROS

La Administración Integral de Yacimientos queda definida básicamente como el uso adecuado de los recursos humanos, tecnológicos y financieros disponibles, para maximizar la rentabilidad económica de un yacimiento, minimizando costos de inversión y operación, y maximizando ingresos con las consideraciones de seguridad industrial y protección ambiental necesarias.¹⁰⁰ Esto es, con el enfoque integral de administración se logra un uso prudente de los medios disponibles para maximizar las ganancias obtenidas de un yacimiento o campo petrolero. Mediante esta visión se logra identificar, cuantificar, llevar a producción, desarrollar, monitorear y evaluar un yacimiento desde su descubrimiento hasta la etapa final de abandono.¹⁰¹

El proceso de administración se basa en el establecimiento de un propósito o estrategia, es decir, se desarrolla, implementa y monitorea un plan al momento que se evalúan sus resultados.¹⁰² El proceso de rejuvenecimiento de un campo maduro debe considerarse en su conjunto como un proyecto, ya que consiste en una serie de actividades y tareas que¹⁰³:

- Tienen un fin específico (busca maximizar el valor económico del campo maduro a través de la implantación de diversas técnicas y procesos adecuados al mismo)
- Deben tener fechas de inicio y término definidas (para cada una de las actividades y para el proceso de rejuvenecimiento en su conjunto)
- Tiene un límite de presupuestario
- Utiliza recursos humanos y no humanos
- Es multifuncional.

Al ser un proyecto, debe comprender todas las etapas



¹⁰⁰ YACIMIENTOS TRANSFRONTERIZOS: NEGOCIACIÓN, EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN. Martínez Romero, Néstor. Octavo Foro de la Reforma Energética. 5 de junio de 2008.

¹⁰¹ IMPLEMENTATION OF RESERVOIR MANAGEMENT PROGRAM.G.C.Thakur SPE 20748

¹⁰² INTEGRATED PETROLEUM RESERVOIR MANAGEMENT. A TEAM APPROACH. Abdus Satter,Ganesh C. Thakur. Pennwell Books. 1994.

¹⁰³ PROJECT MANAGEMENT. A Systems Approach to Planning, Scheduling and Controlling. Kerzner, Harold. John Wiley & Sons. 2009.

inherentes a él. El proceso de administración de un yacimiento queda esquemáticamente organizado como se muestra en la Figura 7 y sus partes son explicadas a continuación.¹⁰⁴

ESTABLECIMIENTO DEL PROPÓSITO O ESTRATEGIA.

Los primeros pasos en la administración de cualquier yacimiento son reconocer las necesidades específicas del campo en cuestión así como establecer un objetivo, el cual tiene que ser realista, alcanzable, mensurable en el tiempo, aceptable, flexible, comprensible, obligatorio y participativo¹⁰⁵. Los elementos básicos para poder establecer la estrategia de desarrollo en un campo cualquiera son:

- *Características del yacimiento.* (geología, propiedades del sistema roca-fluidos, tipo de flujo, tipos de empuje, tipos de perforaciones y terminaciones e históricos de producción).
- *Medio ambiente.* (corporativo, político, legal, económico, social)
- *Técnico y tecnológico.*(disponibilidad y aplicabilidad de las distintas tecnologías y métodos existentes)

Comprendiendo estos elementos se pueden establecer estrategias de corto y largo plazo para la administración de yacimientos.

DESARROLLO DEL PLAN.

Este es un paso fundamental para alcanzar el éxito en un proyecto. Para poder lograrlo se requiere del trabajo conjunto de especialistas en diversas áreas, tales como: geólogos, ingenieros de yacimiento, ingenieros de perforación, ingenieros de producción, ingenieros industriales, etcétera. Un plan escrito permite mejorar la comunicación de las personas involucradas en el proyecto y orienta a todos hacia un fin común. A pesar de que es recomendable contar con un plan de administración al iniciar la perforación del primer pozo exploratorio, este puede ser llevado a cabo en cualquier momento de la vida productiva de un yacimiento. Es recomendable que este plan presente la siguiente estructura¹⁰⁶:

- *Objetivos.* Debe establecer el objetivo que la empresa desea alcanzar al operar y administrar el yacimiento y mencionar brevemente el tipo de plan que se llevará a cabo. El fin de esta sección será comunicar el propósito común a todo el personal involucrado.
- *Limitaciones.* Debe establecer claramente cualquier restricción bajo la cual será administrado el yacimiento., para alertar al personal sobre el ambiente en que el yacimiento será desarrollado. Entre las limitaciones posibles están normas regulatorias, leyes ambientales o disposiciones de arrendamiento.
- *Marco geológico.* Deberá contener un resumen sobre la geología regional y sobre la estratigrafía y estructura de los intervalos de interés del yacimiento. El fin es puramente informativo y capaz de ser entendido por todo el personal. En esta sección son útiles planos con localizaciones presentes y planeadas de los pozos.
- *Tipos de perforación y terminación de pozos.* Existen diferentes programas para perforar y terminar un pozo. Deben ser descritos los métodos que hayan sido utilizados en el área así como

¹⁰⁴ INTEGRATED RESERVOIR MANAGEMENT. Abdus Satter, James E. Varnon, Muu T. Hoang. SPE 22350

¹⁰⁵ PLANEACIÓN ESTRATÉGICA. Steiner, George. Grupo Editorial Patria. 2010. pp 163-167

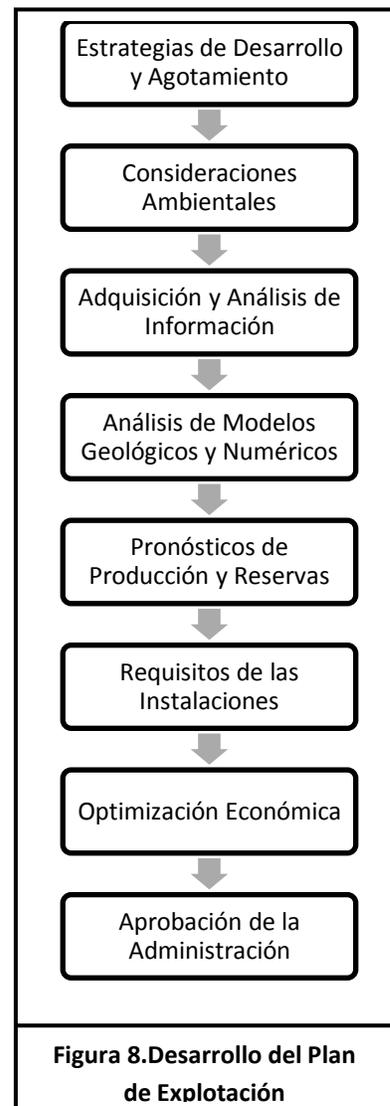
¹⁰⁶ AN APPROACH TO RESERVOIR MANAGEMENT. Wiggins M.L., Starzmann R.A. SPE 20747

las razones por las cuáles se eligieron éstos, haciendo uso de diagramas para los tamaños de agujero y programas de revestimiento usados.

- *Descripción del yacimiento.* Debe contener una lista de las propiedades y parámetros del yacimiento, así como una descripción de las herramientas y métodos que se utilizaron para obtenerlos. Para este propósito se debe contar con la siguiente información:
 - Parámetros o propiedades medidas.
 - Importancia del parámetro o propiedad para la administración del yacimiento.
 - La manera en que se determina o cuantifica la propiedad o parámetro.
 - La razón por la cual se usó el método particular de medición o determinación.
- *Información de producción e inyección.* Las instalaciones de producción e inyección tienen una profunda influencia tanto en el comportamiento del yacimiento como en la parte económica. Esta sección deberá contener una descripción detallada de las instalaciones actuales y de las planeadas, así como sus mapas y diagramas.
- *Referencias.* Se deben citar correctamente los estudios utilizados para tomar decisiones en la administración del yacimiento, tales como las corridas de simulación, análisis de núcleos, referencia a estudios anteriores sobre el yacimiento. Esto facilitará futuras investigaciones y mejoras en el plan mientras el yacimiento madura.

Las partes a considerar en el desarrollo de un plan para la administración de cualquier yacimiento se muestran esquematizadas en la Figura 8 mostrada continuación:

- *Estrategia de desarrollo y agotamiento.* Estrategias para agotar la presión del yacimiento recuperando el aceite por métodos primarios y por los secundarios y mejorados aplicables a cada tipo de yacimiento.
- *Consideraciones ambientales.* Se deben tomar en cuenta consideraciones ambientales y ecológicas, satisfaciendo los requerimientos de las agencias reguladoras.
- *Adquisición y análisis de información.* Se requiere obtener y analizar una enorme cantidad de información durante la explotación del yacimiento. Su análisis requiere una gran cantidad de esfuerzo, escrutinio e innovación. Para su obtención se requiere:
 - Planear la recolección de datos, justificar su necesidad, establecer fecha de adquisición y priorizar.
 - Recolectar y analizar los datos.
 - Validar/almacenar la información.
- *Análisis de modelos geológicos y numéricos.* La precisión en el análisis de la producción del yacimiento está determinada por la calidad del modelo del yacimiento.
- *Pronósticos de producción y reservas.* La viabilidad económica del proyecto está determinada por el comportamiento de



producción presente y futuro del yacimiento. Por ello es esencial para el proceso de administración la evaluación de su comportamiento pasado y presente, así como la predicción de su comportamiento futuro. Con el fin de estimar las reservas presentes en el yacimiento pueden utilizarse diversos métodos, como el volumétrico, el balance de materia, análisis de curvas de declinación, análisis composicional o simuladores numéricos.

- *Requisitos de las instalaciones.* Las instalaciones superficiales son la conexión física con el yacimiento, su correcto diseño y mantenimiento tienen una influencia directa con la rentabilidad del proyecto. Su diseño debe ser adecuado para poder llevar a buen término el proyecto en general, poniendo especial énfasis en no sobrepasar la capacidad necesaria. En los análisis económicos se utilizan estimaciones de costos de capital y operacionales basados en las características de las instalaciones superficiales.
- *Optimización económica.* Es el objetivo final de la administración de yacimientos. Se evalúa a partir de todos los datos obtenidos, tanto de producción, de capitales, de costos operativos y financieros.
- *Aprobación de la administración.* Como último paso se requiere aprobación y apoyo administrativos para el plan de desarrollo del yacimiento.

EJECUCIÓN.

Luego de que se ha aprobado el plan de administración del campo, el siguiente paso es ponerlo en funcionamiento para obtener producción lo más pronto posible. Para maximizar las posibilidades de éxito en la etapa de ejecución del plan se recomienda lo siguiente¹⁰⁷:

- El primer paso implica iniciar con un plan de acción que incluya todas las funciones. Para desarrollar/ejecutar un plan de la mejor manera se requiere un compromiso entre todas las disciplinas involucradas, incluyendo a la administración.
- El plan debe ser flexible, es decir, debe poderse adaptar a todas las circunstancias circundantes (económicas, legales, ambientales, etc.)
- El plan debe tener soporte de la alta administración.
- Debe tener soporte en el personal de campo, es decir, no debe ser impuesto. Sin el personal de campo ningún proyecto de administración puede ser ejecutado correctamente.
- Deben existir reuniones periódicas a las cuales acuda todos los miembros del equipo

MONITOREO.

Se requiere un monitoreo y una vigilancia constantes del desempeño del yacimiento en su conjunto para poder determinar si el desempeño es congruente con el plan de administración. Para que sea exitoso este monitoreo se requiere de esfuerzos conjuntos entre los diferentes grupos funcionales al iniciar la producción del campo. Todo el personal involucrado (ingenieros, geólogos, personal de operación) debe trabajar unido en el programa con el apoyo de la administración y con compromiso del personal de

¹⁰⁷ SPE 20748. *Opción Citada.*

campo. Comúnmente las áreas más grandes para monitorear son las de adquisición y manejo de datos como:

- Pruebas de producción de aceite, agua y gas;
- Pruebas de gastos de inyección de agua o gas;
- Pruebas sistemáticas o periódicas de presión de fondo de pozo estáticas o fluyentes en locaciones seleccionadas;
- Pruebas de producción e inyección;
- Perfiles de producción e inyección;
- Registro de trabajos de reparación de pozos y sus resultados
- Cualquiera que requiera de un alto grado de vigilancia y monitoreo

EVALUACIÓN.

El plan debe ser revisado periódicamente para asegurar que se sigue, que se está desarrollando y que sigue siendo el mejor plan posible. Su éxito se debe evaluar comparando el desarrollo actual del yacimiento, con el desarrollo que fue anticipado. Sería irreal suponer que el desempeño actual del proyecto sea idéntico al planeado, por lo tanto se deben establecer criterios para evaluar el éxito del plan por los administradores del proyecto antes de llevarlo a cabo. Estos criterios dependerán de la naturaleza del proyecto, es decir, de las características propias del campo a desarrollarse. Usando estos criterios se deberá responder a la pregunta sobre el desarrollo del plan. En el análisis final, el criterio económico determinará el éxito o el fracaso del plan.

MODIFICACIÓN DEL PLAN Y ESTRATEGIAS.

Tanto los planes como las estrategias deben ser modificados si no se ajustan al plan de administración o si las condiciones cambian. Las preguntas sobre el desempeño de la evaluación se responderán al desarrollar el proyecto.

ABANDONO.

Todo plan de administración de un yacimiento debe contener un apartado para el momento del abandono del campo, es decir, el momento en que todos los planes de agotamiento se hayan llevado a cabo.

Todas las fases citadas deben estar presentes en el proceso de administración de cualquier yacimiento, sin importar si este se encuentra aún en etapa de exploración o bajo un proceso de recuperación mejorada. Como queda arriba mencionado, la administración de yacimientos puede llevarse a cabo durante cualquier etapa de su vida productiva, puesto que el fin único de esta es poder explotar los campos de la mejor forma posible conjuntando tanto la parte técnica como la económica.

ADMINISTRACIÓN INTEGRAL DE ACTIVOS.

La administración integral de activos (IAM: Integrated Asset Management), plantea la administración de los campos petroleros considerando todos sus componentes en conjunto (yacimientos, instalaciones, personal y el resto de recursos). Estableciendo equipos de trabajo para manejar de manera integral todos sus aspectos, administrándose en conjunto para maximizar la rentabilidad del campo. Estos equipos se crean para cada campo de conocimiento, los cuales manejan de manera integral todos los aspectos del mismo. Este enfoque permite la búsqueda de la optimización de la producción por medio de nuevos métodos de explotación y mejora de las operaciones, tomando más conciencia sobre el estado de cada uno de dichos elementos como factor fundamental para el desempeño de todo el conjunto¹⁰⁸. Además, presenta un ambiente operacional intensivo en el cual se toman decisiones de forma continua basadas en múltiples criterios, tales como seguridad, políticas ambientales, confiabilidad de los componentes del activo, eficiencia de la inversión, gastos de operación y las ganancias a obtener. Las decisiones para la gestión del activo requieren la interacción entre múltiples expertos, cada uno capaz de realizar análisis utilizando herramientas computacionales altamente especializadas¹⁰⁹. Este enfoque puede ser entendido como la creación de un ambiente de operación en el cual los diferentes responsables del activo están organizados y colaboran en función de los flujos de trabajo claves con el objetivo común de optimizar el valor presente neto y el flujo de caja del activo en cada momento. La definición de flujos de trabajo es la clave para la AIA.

Las operaciones de producción integradas se basan en la integración de tres áreas distintas, las cuales son¹¹⁰:

INTEGRACIÓN DE TECNOLOGÍA.

En la industria petrolera se han desarrollado sofisticadas soluciones computacionales para cada una de las disciplinas involucradas en la explotación. Generalmente estas soluciones que sirven a diversas disciplinas no se integran entre sí. Por lo tanto, existe una gran cantidad de datos que no se aprovechan pues no se combinan entre sí y por tanto no pueden analizarse integralmente. La integración de estos datos en tiempo real es un reto interesante para los encargados de las tecnologías de la información dentro de la industria petrolera. Para sortear esta dificultad se han desarrollado diversas tecnologías de integración, desde estándares para el intercambio de información entre aplicaciones (PRODML, WITSML, OGO) hasta suites integradas para la administración de yacimientos (DecisionSpace, Decide).

INTEGRACIÓN DE FLUJOS DE TRABAJO.

La definición de flujos de trabajo involucra a todo el equipo de gestión del activo. Para ello se deben identificar las actividades, los actores y los flujos de productos e información por cada disciplina. Los flujos de trabajo deben ser el resultado de un común acuerdo entre todos los responsables de la gestión del activo. Además, se deben establecer los mecanismos de integración entre los diversos flujos de

¹⁰⁸ "INTRODUCCIÓN A LA GERENCIA DE YACIMIENTOS". Bravo, César. Universidad de los Andes. 2010.

¹⁰⁹ "MODEL-BASED FRAMEWORK FOR OIL PRODUCTION FORECASTING AND OPTIMIZATION: A CASE STUDY IN INTEGRATED ASSET MANAGEMENT" Zhang, Cong et al. SPE 99979. 2006.

¹¹⁰ "THE CENTRAL ROLE AND CHALLENGES OF INTEGRATED PRODUCTION OPERATIONS." Ella, R. Et al. SPE 99807. 2006.

trabajo para la gestión del activo. La generación de flujos de trabajo pasa por dos etapas. La primera es una etapa lógica que tiene que ver con la identificación de los procesos de negocio, su sistematización y la creación del flujo de trabajo. La segunda etapa consiste en realizar una reflexión de dichos flujos de trabajo sobre los sistemas de información de la empresa, con el fin de automatizar la obtención de los datos, su procesamiento, análisis y finalmente la toma de decisiones. Para esta segunda etapa se han propuesto varios marcos de trabajo que permiten aprovechar los flujos obtenidos. Con IAM se crea un ambiente de operación virtual en el cual los diversos actores involucrados están organizados y colaboran sobre los flujos de trabajo operacionales claves, compartiendo datos en tiempo real y tomando decisiones.

INTEGRACIÓN DEL MODELO DEL ACTIVO.

Comúnmente los yacimientos, pozos, redes y equipo superficial son modelados y mantenidos en aplicaciones distintas. Rara vez estas aplicaciones están sincronizadas. Las restricciones de cada modelo, los recursos computacionales necesarios y el tiempo requerido para su ejecución han probado ser una barrera para la optimización en tiempo real sobre la totalidad del activo. La mejor opción para abordar la gerencia integrada de activos parece ser el desarrollar modelos simplificados o “proxy” que permitan tener una aproximación del comportamiento del activo pero que a su vez permitan disponer de una visión en tiempo real para la toma de decisiones acertada.

Como resumen, este modelo de administración se basa en la integración de los diversos datos generados durante todo el proceso de gestión de un campo petrolero considerado como un todo. Estos datos a su vez proporcionan bases reales sobre las cuáles tomar decisiones sobre la conducción de la estrategia de explotación. Además con el presente enfoque las decisiones pueden darse prácticamente en tiempo real si se cuenta con las herramientas informáticas necesarias para lograr dicha tarea.

METODOLOGÍA VCD (FEL)

Los fundamentos de la metodología se desarrollaron originalmente por el “Independent Project Analysis Inc. (IPA)”. Este proceso fue creado a partir del análisis de la información concentrada en una base de datos de más de 2500 proyectos exitosos, en las industrias química y petroquímica principalmente, que IPA conjuntó, donde se establecían los procedimientos que causaron el éxito de los mismos¹¹¹.

La metodología VCD (Visualización, Conceptualización, Definición) es el proceso mediante el cual una compañía determina el alcance de un proyecto para lograr los objetivos a la vez que se minimizan las variaciones (producción, tiempo y costo) en los proyectos. Una de sus principales características es la integración de grupos multidisciplinarios. Esta metodología ha sido implementada por las principales compañías petroleras. Pemex la está aplicando en la administración de sus proyectos estratégicos¹¹².

Esta metodología establece que todo proyecto pasa por 6 fases o etapas claramente identificables: visualización, conceptualización, definición, ejecución, operación y abandono, y que cada una de éstas pretende:

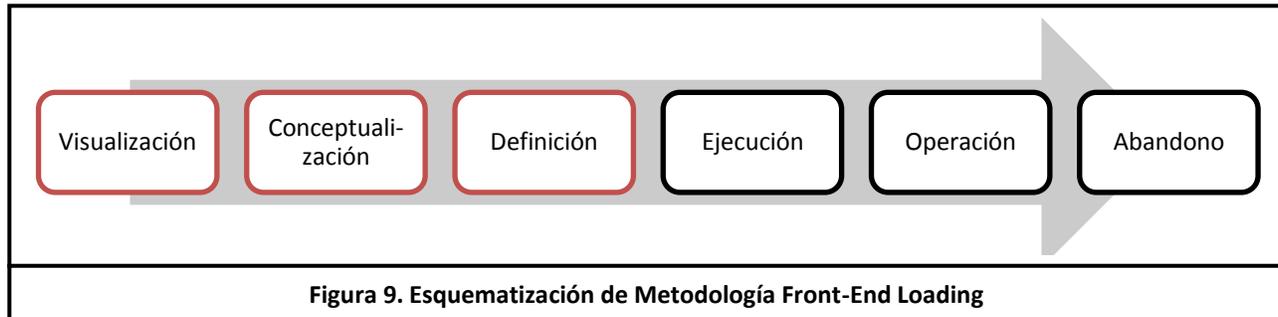
1. la identificación de todas las oportunidades asociadas

¹¹¹ BENCHMARKING THE COST EFFECTIVENESS OF OFFSHORE PIPELINE PROJECTS. Klerian, R., Kellar, M., IPA.

¹¹² APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA VCD A UN CAMPO PETROLERO PARA LA SELECCIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA DE EXPLOTACIÓN ÓPTIMA. Arango Cartas J. Luis, Universidad del Istmo. 2010.

2. el manejo de las incertidumbres y los riesgos
3. la definición detallada del alcance del proyecto

Esto para minimizar costos totales, reducir tiempos en los proyectos, mejorar su rentabilidad y cerrar la brecha entre lo planeado y lo real en los proyectos de inversión (figura 9).



La metodología VCD es un proceso estructurado que solo contempla las actividades de las primeras tres fases. Al final de cada una de las tres primeras etapas, se hace una revisión y se aplica lo que se denomina “llave técnica”, que no es otra cosa más que cumplir con ciertos requisitos técnicos, que una vez cubiertos permiten pasar a la siguiente etapa. Las llaves técnicas están basadas en una serie de preguntas técnicas que deben cumplirse para cada etapa. Hay 3 resultados posibles de esta revisión:

1. Pasa a la siguiente fase (con o sin condicionantes).
2. Regresa al principio de la misma fase para hacer ajustes.
3. No pasa (la oportunidad regresa a “la cartera en espera” con recomendaciones).

Estas tres primeras fases (visualización, conceptualización y definición) constituyen lo que se llama “Definición y Desarrollo” del proyecto, o fase de creación mental para la identificación de valor, abarca el proceso de desarrollo de información estratégica suficiente para analizar el riesgo involucrado y decidir comprometer los recursos necesarios a fin de materializar la idea y su valor económico, teniendo como objetivo maximizar las posibilidades de éxito. Para el logro de sus objetivos la metodología VCD se basa principalmente en tecnologías para análisis de escenarios con métodos estocásticos, tecnologías de optimización y aplicación de estándares industriales. Las etapas son las siguientes:

- Visualización: Asegurar la congruencia estratégica y factibilidad técnico – económica de la oportunidad de inversión.
- Conceptualización: Seleccionar la alternativa – escenario de proyecto más viable y detallar el alcance del proyecto.
- Definición: Determinar el alcance, plazo y costo definitivo del proyecto y establecer compromisos de ejecución.

El análisis de la incertidumbre se maneja con los perfiles probabilísticos P10, P50 y P90. El perfil P10 es el caso pesimista, significa que hay un 10 % de probabilidad de que una variable aleatoria tenga un valor menor o igual a éste. El perfil P50 es el caso más probable y el perfil P90 es el caso optimista.

Para la valoración de los estudios VCD se emplea generalmente el índice FEL, propiedad de IPA, que consiste en una evaluación hecha por un consultor externo, es normalmente un ejercicio de dos días antes del desarrollo de las llaves técnicas, de esta forma, se asegura que el proyecto vaya cumpliendo con una serie de requisitos indispensables para asegurar que cuando se tome la decisión final sobre el plan de ejecución del proyecto, todos los elementos necesarios han sido adecuadamente considerados en su justa dimensión.

En todo el proceso está la identificación y evaluación de los riesgos e incertidumbres inherentes del proyecto, lo cual permite definir cursos de acción pertinentes para asegurar su viabilidad.

Las siguientes dos fases (ejecución y operación) o fase de materialización del valor abarca el proceso desde la ejecución física del proyecto hasta ponerlo en operación y empezar a obtener los beneficios esperados, se enfoca hacia las actividades que la empresa debe emprender, las cuales una vez superada la fase de contratación, se traducen en coordinación, supervisión, aseguramiento y control de la calidad.

Finalmente, en la última fase del proyecto (abandono) es la culminación de la vida productiva del activo con su correspondiente cese de actividades, desmantelamiento y restauración del ambiente.

En un proyecto de explotación de hidrocarburos la ingeniería básica puede dividirse en:

- Ingeniería de yacimiento. (pronóstico del comportamiento del yacimiento, estrategia de explotación, monitoreo de explotación del yacimiento, etc.).
- Ingeniería de pozos. (productividad de pozos, sistemas artificiales de producción, programa direccional, programa de fluidos, programa de tuberías de revestimiento, programa de toma de información, diseño de la terminación, etc.).
- Ingeniería de instalaciones. (tratamiento y procesamiento de líquidos/gas, servicios auxiliares, tratamiento y acondicionamiento de aguas, plan de mantenimiento operacional, etc.).
- Ingeniería de seguridad industrial y protección ambiental. (estudio de riesgos, estándares de seguridad e higiene, estudios del sitio, etc.).

El plan de ejecución del proyecto debe considerar la estrategia de ejecución, estrategia de procura de materiales y equipo, la estrategia de contratación, el plan de explotación y el plan de construcción de instalaciones

SÍNTESIS

Las metodologías expuestas en el presente capítulo se combinan entre sí para la obtención del Proceso de Reactivación propuesto.

De manera general, cualquier campo petrolero necesita ser desarrollado de una forma racional para lograr obtener con su explotación el mayor beneficio económico posible, a la par de la aplicación de las tecnologías más adecuadas, para hacer eficiente y rentable su explotación, teniendo siempre en cuenta el compromiso con el medio ambiente y la seguridad industrial.

Estas premisas son doblemente acertadas tratándose de Campos Maduros, ya que por definición requieren mayores esfuerzos y organización para que el valor que poseen pueda ser aprovechado al máximo y así enriquezcan a las empresas y naciones involucradas en su desarrollo, tanto económica como tecnológicamente.

Dicha combinación sirve para optimizar la explotación de los Campos Maduros, ya que estos requieren, debido a sus características propias, ser más eficientes para poder lograr la maximización del beneficio económico. Esto se logrará solamente si se considera la explotación de los Campos Maduros como un todo orgánico en el que todos sus componentes sean sopesados de manera adecuada y en el que la explotación sea regida por planes de desarrollo bien definidos.

PANORAMA MUNDIAL DE LA REACTIVACIÓN DE CAMPOS MADUROS

Durante la historia de la industria petrolera se han intentado reactivar diversos campos petroleros con características propias en todo el mundo utilizando diversas tecnologías y métodos. Los métodos y tecnologías utilizados varían grandemente, pero a grandes rasgos pueden ser considerados como de ingeniería de pozo, instalaciones superficiales o de yacimiento, comprendiendo toda la gama de posibilidades disponibles dentro de cada uno de éstas. En México se han llevado a cabo revitalizaciones de campos maduros tanto bajo la batuta de Pemex como en colaboración con otras empresas. Pero con las posibilidades abiertas a partir del esquema generado por la Reforma Energética de 2008, los procesos de contratación para desarrollo de este tipo de campos otorgan el control de las instalaciones y procesos a compañías o consorcios privados. En este capítulo se presentará un panorama general del estado de la Reactivación de Campos Maduros en el mundo, con un enfoque particular a la realidad mexicana contemporánea haciendo mención de los procesos de licitación llevados a cabo a fecha actual. Como segunda parte del capítulo se mostrará una breve reseña y una pequeña ficha técnica sobre algunos campos que han sido sujetos a reactivación en cuencas petroleras de Norteamérica y Suramérica.

CONTRATOS INTEGRALES EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN (CIE&P).

Los Contratos Integrales de Exploración y Producción son un tipo de contratos de prestación de servicios por los que un contratista realiza obras y servicios requeridos por Pemex-Exploración y Producción (PEP) y cuyo pago se determina en función del cumplimiento de indicadores explícitos y cuantificables utilizados en la industria petrolera internacional¹¹³. Este tipo de contratos surgen a raíz de la reforma energética implementada en 2008. La primera aplicación práctica que presentan estos contratos se destina al desarrollo de campos maduros identificados por PEP.

Hasta la fecha se han implementado dos procesos de licitación en este tipo de campos. La adjudicación de los bloques a las empresas o alianzas de empresas ganadoras se hizo de acuerdo al esquema de selección elegido por PEP, a saber, la licitación pública internacional.

La primera de las rondas de licitación se llevó a cabo en tres bloques de la región sur, de marzo a octubre de 2011; la segunda en seis bloques de la región norte, de diciembre de 2011 a julio de 2012.

FASES DEL CONTRATO.

Los contratos se dividen en una fase de evaluación y una de desarrollo. A continuación se describen los aspectos más importantes de cada fase.

¹¹³ <http://contratos.pemex.com>

Fase de Evaluación¹¹⁴.

La empresa ganadora deberá preparar un programa de trabajo a implementar durante la fase de evaluación. Como queda señalado en la cláusula 10 del modelo de contrato, la cual debe entregársele a Pemex Exploración y Producción (PEP) a más tardar un mes después de asignado el contrato. PEP tiene a su vez la obligación de aprobar el plan de trabajo en un plazo no mayor a 30 días. Para cubrir estos primeros 60 días de contrato, la empresa deberá proveer un programa de actividades a realizar durante este periodo, el cual deberá ser aprobado por PEP a más tardar 15 días después de recibirlo. Al final de la fase de evaluación, la empresa debe informar a PEP sobre la viabilidad de desarrollo del área, además de que debe devolver aquellas porciones del área contractual que no considere viables. Es importante remarcar que PEP puede rechazar la viabilidad del área independientemente de la opinión del contratista, siempre y cuando esta opinión no cubra los aspectos técnicos y económicos requeridos. En dado caso que el desarrollo no sea viable, el contrato puede terminar en este momento sin ninguna responsabilidad para PEP.

Fase de Desarrollo¹¹⁵.

Luego de comunicar a PEP las porciones del área que pueden ser desarrolladas, el contratista tiene 90 días para presentar un plan de desarrollo, el cual debe contener:

- Los servicios planeados (producción de reservas, perforación, terminaciones, estudios de simulación de yacimientos, sistemas artificiales de producción)
- El presupuesto necesario
- Un calendario de actividades
- Un plan de abandono

PEP posee 30 días para aprobar el plan. El plan de desarrollo debe ser presentado en los primeros 60 días de esta fase, PEP contará con 65 días para aprobarlo. Además de este plan el contratista debe presentar un plan de trabajo anual con el presupuesto correspondiente.

PROCESOS DE LICITACIÓN.

Región Sur.

En la Región Sur se identificaron alrededor de 40 campos maduros, los cuales se caracterizaron considerando años de producción, contribución a la producción actual, índice de madurez y pico de producción. A partir de los campos identificados se eligieron tres áreas iniciales para la implementación de este tipo de contratos, las cuales son:

- Magallanes
- Santuario
- Carrizo

¹¹⁴ NEW INTEGRATED SERVICES MODEL CONTRACT. www.energynet.com 30-12-2010

¹¹⁵ NEW INTEGRATED SERVICES MODEL CONTRACT. *Opción Citada.*

La tabla 1 resume sus características técnicas¹¹⁶.

Tabla 1. Ficha Técnica Región Sur			
Bloque	Magallanes	Santuario	Carrizo
Área (km2)	169.1	129.9	13
Reservas Probadas Aceite (MMB)	92.7	39.6	49.8
MB/km2	548.2	304.85	3830.77
Reservas Probadas Gas (BCF)	93.3	25.5	5.8
MMCF/km2	551.74	196.3	446.15
°API	33	29-36	7-12 & 18-22
Pozos Perforados	775	211	43
Pozos en Operación	54	32	0

Las empresas ganadoras fueron aquellas que presentaron la propuesta con el precio por barril más bajo para la explotación del campo. En el caso de los bloques Magallanes y Santuario la empresa ganadora fue la inglesa Petrofac Facilities Management Ltd. En el caso del bloque Carrizo se argumentó que la compañía que había resultado ganadora (Administradora en Proyectos de Campos, S.A. de C.V.) no pudo cumplir con los requisitos legales preestablecidos, entre ellos la entrega de una fianza, motivo por el cual se reasignó el bloque a la empresa que había quedado en segundo lugar, a saber, Dowell Schlumberger de México S.A. de C.V.

En esta primera ronda hubo 17 empresas que presentaron propuestas para uno o más bloques, como se muestra en la tabla 2¹¹⁷

Tabla 2. Empresas Licitantes Primera Ronda.			
Bloque	Magallanes	Santuario	Carrizo
Licitantes	11	16	3
Inversión mínima (Evaluación)MD	112	32	32
Compañía Ganadora	Petrofac Facilities Management Ltd.	Petrofac Facilities Management Ltd.	Dowell Schlumberger de México S.A. de C.V.
Precio máximo PEMEX	9.75	7.97	12.31
Precio Compañía	5.01	5.01	9.40

Región Norte.

Para la segunda ronda de licitaciones de campos maduros Se seleccionaron seis áreas, cuatro de ellas en tierra:

- Altamira
- Pánuco
- San Andrés
- Tierra Blanca

¹¹⁶ Ibíd.

¹¹⁷ www.pemex.com

y dos en mar

- Arenque
- Atún

La siguiente tabla (3) resume sus características técnicas

Tabla 3. Ficha Técnica Región Norte							
Bloque		Altamira	Arenque	Atún	Pánuco	San Andrés	Tierra Blanca
Superficie(km2)		1625	2035	625	1839	209	358
°API		10-13	19-32	45-53	10-13	27-32	15-27
Reservas	1P	2	76	9	8	6	5
Probadas	2P	5	93	23	50	11	6
01/01/2011 (mmbpce)	3P	11	100	26	50	31	6
Recursos Prospectivos (mmbpce)		13	994	396	132	100	37
Volumen	Crudo (mmb)	104	1236	406	6859	1426	953
Original	Gas(mmpc)	103	1351	983	21061	1727	532
Producción	Crudo(mbd)	1	6	0	3	1	2
Actual	Gas	0	23	0	2	5	1
Pozos	Perforados	87	51	72	1626	371	380
	En Operación	25	17	2	191	61	49

En el caso de Atún, no se presentaron propuestas viables, ya que las dos empresas que se habían interesado por el bloque sólo presentaron una carta en sobre cerrado ofreciendo disculpas, informando que se abstienen de presentar propuesta para el área contractual. En el caso de Arenque de las ocho empresas que recibieron una precalificación favorable solamente cuatro de ellas presentaron propuesta, tres se disculparon y una de ellas no se presentó. Las cuatro propuestas fueron desechadas debido a que las tarifas por barril eran mayores al precio máximo establecido por PEP. Estos dos bloques fueron declarados desiertos en primera instancia. Posteriormente se reasignó el área a Petrofac. En los demás bloques la asignación de las empresas ganadoras y de los precios ofertados se muestra en la tabla 4¹¹⁸:

Tabla 4. Empresas Ganadoras Segunda Ronda			
	Empresa Ganadora	Precio Pemex	Precio Compañía
Pánuco	Dowell Schlumberger de México/ Petrofac México	11.88	7.00
Altamira	Cheiron Holdings Limited	11.07	5.01
Tierra Blanca	Monclova Pirineos Gas/ Alfasid del Norte S.A. de C.V.	9.13	4.12
San Andrés	Monclova Pirineos Gas/ Alfasid del Norte S.A. de C.V.	7.57	3.6

¹¹⁸ ACTA DE PROPOSICIONES, EVALUACIÓN, ADJUDICACIÓN Y FALLO LICITACIÓN PÚBLICA INTERNACIONAL No. 18575008-626-11

En la actualidad se desarrolla la tercera ronda de licitaciones, en el denominado Aceite Terciario del Golfo (ATG), anteriormente conocido como Paleocanal de Chicontepec. En esta ronda se ofertan seis áreas, a saber, Amatitlán, Soledad, Humapa, Miquetla, Mihuapan y Pitepec.

De manera general, para los dos procesos realizados, los alcances y beneficios de la implantación de este esquema de contratos es necesario esperar los resultados que generen las empresas ganadoras luego de implementar los planes de desarrollo pertinentes. El plazo de desarrollo de un campo petrolero es muy amplio y en este caso específico se plantea un periodo inicial de desarrollo de 25 años¹¹⁹, con oportunidad de alargar el periodo de acuerdo a los resultados obtenidos.

¹¹⁹ NEW INTEGRATED SERVICES MODEL CONTRACT. *Opción Citada*.

CASOS HISTÓRICOS

La segunda parte de este capítulo está dedicada a las reseñas y fichas técnicas de campos maduros que han sido sujetos a procesos de reactivación. Esto lo haremos con el fin de conocer a través de casos prácticos concluidos o en proceso, las razones por las cuales fueron considerados en estado de madurez, la estrategia que se implementó para su reactivación y, en su caso, los resultados que se obtuvieron con el proceso.

De los campos escogidos tres se encuentran en México, uno en Canadá, dos en los Estados Unidos de Norteamérica, uno en Colombia y uno en Venezuela. La forma de presentarlos es a través de una breve reseña sobre los datos más importantes del campo y una tabla-resumen que muestra sus características técnicas más relevantes.

NORTEAMÉRICA

*KU CRETÁCICO. (MÉXICO).*¹²⁰

Durante el tiempo de producción de este importante campo mexicano, se ha buscado mantener sus altos gastos de producción con diversas técnicas que van desde la simple perforación de más pozos o sistemas artificiales de producción (bombeo neumático) hasta la inyección de nitrógeno. Todos estos métodos han contribuido al mantenimiento de la producción del campo, y han sentado las bases para las estrategias que se desarrollaran a futuro para mejorar el factor de recuperación. Por el momento se ha considerado la perforación de pozos desviados para explotar los intervalos 2800-2980 vmss (vertical meters subsea) en una primera etapa (2012-2015) y 3000-3140 vmss (2015 en adelante)

Tabla 5. Ku Cretácico					
Criterio	Ubicación	Tiempo de Producción	Producción Acumulada	Factor de Recuperación	Etapas Productivas
Tiempo de Producción	Costa Afuera, Golfo de México.	32 años (marzo-1981)	2353 MMMSTB (2012)	45%	Recuperación Secundaria
Tipo de Formación	Tipo de Hidrocarburo	Densidad (ρ_{API})	Pozos Productores	Compañía	Estrategia de Reactivación
Carbonatos Naturalmente Fracturados	Aceite pesado	21	45	PEMEX	Mantenimiento de Presión por Inyección de Nitrógeno (2005-actual)

*TAMAULIPAS-CONSTITUCIONES. (MÉXICO).*¹²¹

Debido a la baja asignación presupuestaria a este campo se procede a formar un equipo multidisciplinario encargado de identificar los retos técnicos y las oportunidades de desarrollo de la zona con el fin de presentar un programa claro de reactivación y obtener recursos para el mismo. Una vez analizada la información disponible se identifican los objetivos y las estrategias a seguir para alcanzarlos. Al finalizar esta labor, se procede a la identificación de las áreas con mayor reserva remanente y una vez localizadas se jerarquizan para optimizar tiempos y costos. Como resultado de la implementación de

¹²⁰ "MATURE CARBONATE HEAVY OIL FIELD EXPLOITATION STRATEGIES: THE CRETACEOUS KU FIELD, MÉXICO". Perez Martínez, E. y Rojas Figueroa A. SPE 152689. 2012.

¹²¹ "INVERSIÓN Y ATENCIÓN A CAMPOS MADUROS UNA REALIDAD PARA LA MEJORAR LA PRODUCCIÓN DEL APPRA" Soto M, Manuel. CMP Ciudad de México septiembre 2012.

estas estrategias a junio de 2012 se cuenta con 38 pozos perforados, cuyo gasto promedio es 75 BD con una producción acumulada de 2 MMB. Además se logró la certificación del doble de reservas y se amplió el periodo de vida por 8 años.

Tabla 6. Tamaulipas-Constituciones					
Criterio	Ubicación	Tiempo de Producción	Producción Acumulada	Factor de Recuperación	Etapas Productivas
Baja asignación de recursos	Costa Dentro. Tamaulipas, México.	56 años (1956)	1864 MMBPCE (enero 2012)	49%	Recuperación Primaria
Tipo de Formación	Tipo de Hidrocarburo	Densidad (ρ_{API})	Pozos Productores	Compañía	Estrategia de Reactivación
Facies Carbonatadas, Formaciones Arcilloarenosas	Aceite y gas			PEMEX	Reingeniería de instalaciones, reactivación de pozos, implementación de nuevas tecnologías.

ÉBANO-PÁNUCO-CACALILAO. (MÉXICO).^{122,123}

La producción del campo pasa por dos etapas marcadas por la declinación a partir de 1960, con un repunte en 1985, luego de que PEP implementa un redesarrollo y reparación de pozos. A partir de 1985 la producción declina hasta la nueva reactivación en julio de 2007. Se realizó una fase de diagnóstico que incluyó análisis de datos geológicos y de yacimientos, de pozos e instalaciones de producción y, por último, ambientales. Se identificaron oportunidades. Para esta etapa se realizan diversos estudios geocientíficos, los cuales permiten modelar el sistema petrolero localizando zonas con acumulaciones comerciales que no se habían desarrollado. Se perforan nuevos pozos de desarrollo con tecnología de punta y se reinterpretan datos sísmicos y de caracterización que permiten reclasificar y aumentar las reservas. Entre otras actividades se implementa bombeo mecánico y cavidades progresivas, inyección de vapor, fracturamiento ácido, pozos bilaterales, instalación de tanques a boca de pozo y reducción de viscosidad mediante calentamiento.

Tabla 7. Ébano-Pánuco-Cacalilao					
Criterio	Ubicación	Tiempo de Producción	Producción Acumulada	Factor de Recuperación	Etapas Productivas
Tiempo de Producción	Costa Adentro. Tamaulipas, México.	108 años (1904)	1010 MMB (2009)	11%	Re-caracterización, Incorporación de Reservas, Producción Primaria
Tipo de Formación	Tipo de Hidrocarburo	Densidad (ρ_{API})	Pozos Productores	Compañía	Estrategia de Reactivación
Caliza Arcillosa Naturalmente Fracturada	Aceite Pesado	10-16	343	Diavaz - Sinopec	Implementación SAP's Reducción de viscosidad

¹²² "ESTRATEGIA APLICADA PARA LA REACTIVACIÓN DE UN CAMPO PETROLERO MADURO EN MÉXICO". Vázquez Senties, Oscar. Academia Mexicana de Ingeniería. 2011

¹²³ "REACTIVACIÓN CAMPOS MADUROS ÉBANO- PÁNUCO- CACALILAO" Alcázar C., Luis O. *Ingeniería Petrolera*. Noviembre 2009.

INNISFAIL (CANADÁ).¹²⁴

En este campo se implementaron programas para recopilar nuevos datos estratigráficos a partir de análisis de los núcleos disponibles (26 pozos), registros de producción, históricos de producción, y datos de terminación de todos los pozos que atraviesan la formación Leduc, sísmica 3D los cuales permitieron definir áreas con presencia de “petróleo ático” que se habían pasado por alto, integrando a la producción nuevos volúmenes de aceite. Todo esto gracias al estudio de optimización de la producción basado en información ingenieril, geofísica y geológica que se tenía disponible y la que fue recopilada.

Tabla 8. Innisfail					
Criterio	Ubicación	Tiempo de Producción	Producción Acumulada	Factor de Recuperación	Etapas Productivas
Factor de recuperación. Límite económico	Costa Dentro. Alberta, Canadá.	65 años (1957)	83,4 MMMB (2006)	68%	Producción primaria y secundaria.
Tipo de Formación	Tipo de Hidrocarburo	Densidad (°API)	Pozos Productores	Compañía	Estrategia de Reactivación
Carbonatos Naturalmente Fracturados	Aceite y Gas Asociado	44	94	Auriga Energy	Re-caracterización de la formación, programa de perforación intensivo.

WOMACK HILL (EE.UU.).¹²⁵

Se realizó un estudio de caracterización de yacimientos y un modelado de este campo con nuevos datos obtenidos para establecer un programa de reactivación de la producción. Se analizaron las curvas de producción de los pozos existentes, los datos de permeabilidad relativa a partir de curvas de declinación, tasas de inyección de agua, etcétera. Esto permitió identificar diversas heterogeneidades y discontinuidades dentro del yacimiento que se habían pasado anteriormente por alto. Con los datos obtenidos se realizó un estudio de simulación que permitió establecer un programa de reactivación, se perforaron pozos en zonas que se habían pasado por alto, permitiendo alcanzar producciones anteriores.

Tabla 9. Womack Hill					
Criterio	Ubicación	Tiempo de Producción	Producción Acumulada	Factor de Recuperación	Etapas Productivas
Tiempo de producción	Costa Adentro, EE. UU.	42 años (1970)	17,1 MMSTB	40%	Recuperación Secundaria
Tipo de Formación	Tipo de Hidrocarburo	Densidad (°API)	Pozos Productores	Compañía	Estrategia de Reactivación
Carbonatos	Aceite ligero y gas	42	37	Pruet Production Co.	Re-caracterización de zonas e implementación de nuevas perforaciones.

¹²⁴“RESERVES GROWTH IN A MATURE OIL FIELD: THE DEVONIAN LEDUC FORMATION AT INNISFAIL FIELD, SOUTH-CENTRAL ALBERTA, CANADA.” Stacy C. Atchley et al AAPG Bulletin Agosto 2006.

¹²⁵“RESERVES GROWTH IN A MATURE OIL FIELD: THE DEVONIAN LEDUC FORMATION AT INNISFAIL FIELD, SOUTH-CENTRAL ALBERTA, CANADA.” Stacy C. Atchley et al AAPG Bulletin Agosto 2006.

SALT CREEK (EE.UU.).¹²⁶⁻¹²⁷

Durante su historia productiva este campo ha producido por mecanismos tanto de recuperación primaria, como por inyección de agua e inyección de CO₂. Al llegar a la etapa de recuperación mejorada, se presentó una fuerte producción del gas a la vez que la capacidad límite de la planta de inyección de gas. Esta situación condujo a la realización de un análisis multidisciplinario combinando sísmica 3D, análisis de la secuencia estratigráfica y datos de ingeniería para una mejor caracterización y reducción de la incertidumbre existente. Aunado al conocimiento de la presencia de canales de flujo preferencial, a través de los nuevos estudios realizados, especialmente gracias a la sísmica, se perforan nuevas áreas con el consecuente aumento de reservas. Se identificaron 4 áreas de acuerdo a estos patrones de flujo los cuales se encuentran fuertemente relacionados con la conformación de las facies. Las diferentes zonas se pusieron en producción gracias a la aplicación de una administración proactiva y a la integración de los estudios geocientíficos, permitiendo un mejor barrido vertical del aceite pasado por alto.

Tabla 10. SALT CREEK					
Criterio	Ubicación	Tiempo de Producción	Producción Acumulada	Factor de Recuperación	Etapas Productivas
Baja producción aceite, alta producción de gas	Costa Adentro, Wyoming, EE. UU.	104 años (1908)	370 MMBO	20 %	Recuperación Mejorada
Tipo de Formación	Tipo de Hidrocarburo	Densidad (°API)	Pozos Productores	Compañía	Estrategia de Reactivación
Carbonatos	Aceite	39	660	EMEC	Caracterización, perforación de nuevas zonas.

SUDAMÉRICA.

CASABE (COLOMBIA).

En este campo se realizó una alianza entre Schlumberger y Ecopetrol con la finalidad de restituir las tasas de producción del campo. Se obtuvieron nuevos datos de la geología del terreno y, aunado a los datos obtenidos de perforaciones pasadas se hizo un nuevo modelado del subsuelo. Con base en este nuevo modelado se implementó un programa de perforación de nuevos pozos productores e inyectores útiles para la reactivación de un proyecto de inyección de agua del cual no se habían obtenido los resultados deseados. A partir de la reingeniería del campo logró aumentarse la producción que se tenía.

Tabla 11. Casabe¹²⁸					
Criterio	Ubicación	Tiempo de Producción	Producción Acumulada	Factor de Recuperación	Etapas Productivas
Tiempo de producción Baja asignación presupuestaria	Costa Dentro. Antioquía, Colombia	67 años (1945)		24%	Recuperación Secundaria
Tipo de Formación	Tipo de Hidrocarburo	Densidad (°API)	Pozos Productores	Compañía	Estrategia de Reactivación
Areniscas	Aceite	15-25	220	Ecopetrol-Schlumberger	Caracterización para programa de mantenimiento de presión con inyección de agua

¹²⁶ "A SUCCESS CASE OF MATURE FIELD REJUVENATION, SALT CREEK FIELD, WEST TEXAS, USA." Price L.M. et al. E-Xitep 2005. Veracruz, México.

¹²⁷ "SALT CREEK FIELD. CO₂ FLOOD PERFORMANCE". Page, James. EORI-Wyoming CO2 Conference. Junio 2009.

¹²⁸ "CASABE: REVITALIZACIÓN DE UN CAMPO MADURO". Amaya, Mauro et al. Oilfield Review. Primavera 2010.

BUDARE (VENEZUELA).¹²⁹

Desde su descubrimiento hasta la fecha este campo venezolano ha producido 95 millones de barriles de aceite. En los años noventas experimentó un periodo de declinación pronunciado. En este campo se llevó a cabo un estudio de caracterización integral de yacimientos se pudieron identificar heterogeneidades deposicionales y características estructurales responsables del entrapamiento de aceite remanente entre los yacimientos, las cuales no se habían tomado en cuenta anteriormente. Con base en esta información se genera un portafolio de proyectos que al ser puestos en práctica aumentaron la producción, a través de perforaciones de nuevos pozos exitosas y re-terminaciones estratégicas las que permitieron acceder a estas áreas e incrementar la producción.

Tabla 12. Budare					
Criterio	Ubicación	Tiempo de Producción	Producción Acumulada	Factor de Recuperación	Etapas Productivas
Tiempo de producción. Baja en la producción	Costa Dentro. Tierra, Venezuela	58 años (1954)	95 MMSTB	22%	Producción Secundaria
Tipo de Formación	Tipo de Hidrocarburo	Densidad (°API)	Pozos Productores	Compañía	Estrategia de Reactivación
Areniscas con intercalaciones de lutitas	Aceite Pesado	10		PDVSA	Re-caracterización del yacimiento.

Como se puede apreciar en los ejemplos citados, para poder llevar a cabo la reactivación de un campo con las características de un campo maduro se tiene que tomar en consideración, además de las características geológicas del yacimiento, los datos que se han obtenido con estudios anteriores en él y los que se han generado durante su explotación y la forma en que ésta se ha llevado a cabo. Teniendo en cuenta estos factores es como se puede definir hacia donde se desea llevar la explotación del campo, es decir, las tasas de producción que desean alcanzarse o restituirse. Una vez definida esta parte se pueden puntualizar los datos que necesitan recavarse o investigarse, la infraestructura que debe readecuarse o instalarse y los métodos efectivos para poder realizar estas tareas, es decir, se puede crear un plan general que permita administrar los proyectos que lleven al campo a una nueva etapa de producción.

¹²⁹“REACTIVATION OF MATURE OIL FIELDS THROUGH ADVANCED RESERVOIR CHARACTERIZATION: A CASE HISTORY OF THE BUDARE FIELD, VENEZUELA” Douglas S. Hamilton et al. AAPG Bulletin. Julio 2002.

PROCESO PARA LA REACTIVACIÓN DE CAMPOS MADUROS.

El esfuerzo por obtener el mayor factor de recuperación de un campo petrolero no es nada nuevo, este ha sido siempre el fin principal del aprovechamiento óptimo de los yacimientos. La diferencia radica en que en años anteriores no existía la misma demanda ni la misma disponibilidad de aceite. El escenario actual de la industria empuja a obtener la mayor recuperación posible mediante una explotación racional. Como queda dicho, la explotación racional de un yacimiento no puede extrapolarse a un método general para todos y cada uno de ellos, si no que depende de las características específicas del yacimiento en cuestión.

El rejuvenecimiento o reactivación de campos maduros consiste en maximizar la recuperación de hidrocarburos mediante la implementación de diversos métodos, procesos y tecnologías, según lo requieran las características del campo en cuestión.

El presente proceso de reactivación toma como base para el desarrollo de campos maduros los preceptos formulados por la Administración Integral de Yacimientos, tomando como apoyo el enfoque de la Administración Integral de Activos y como herramienta para la fase de Definición de la Estrategia, parte de la AIY, a la metodología VCD.

IMPORTANCIA DE LAS HERRAMIENTAS ADMINISTRATIVAS UTILIZADAS

ADMINISTRACIÓN INTEGRAL DE YACIMIENTOS

La estructura del Proceso propuesto toma como base la presentada por la AIY. Las fases se encuentran esquematizadas en la Figura 7, Capítulo 3. A este enfoque se le agrega una nueva etapa al inicio, que corresponde a la Identificación de Campos Maduros, de la cual se parte para complementar el proceso con el enfoque deseado en este trabajo. El proceso propuesto se describirá a detalle más adelante.

ADMINISTRACIÓN INTEGRAL DE ACTIVOS

El enfoque que se muestra hace un énfasis especial en la necesidad de la integración de la información disponible, con el fin de tomar las decisiones necesarias en el tiempo apropiado con datos fidedignos. Este resultado se obtendrá mediante la creación de equipos de trabajo específicos para cada una de las partes del proceso en su conjunto, independientemente del rumbo que este tome. Además, se crearán flujos de trabajo para cada una de las etapas, con el fin de identificar las oportunidades potenciales y describir con el detalle deseado las partes integrantes del proceso.

METODOLOGÍA VCD

Los conceptos de esta metodología fueron de apoyo en la etapa de Definición de la Estrategia enfocada a los Campos Maduros, y se integran en este punto al proceso general adoptado de la AIY. Además, se toma en cuenta la necesidad de crear objetivos claros para cada una de las partes integrantes del proceso con el fin de conocer el cumplimiento satisfactorio de cada uno de ellos.

ETAPAS PROPUESTAS EN EL PROCESO DE REACTIVACIÓN.

El proceso propuesto para la reactivación de Campos Maduros será explicado en las páginas componentes del presente capítulo. Se muestra en la Figura 10.

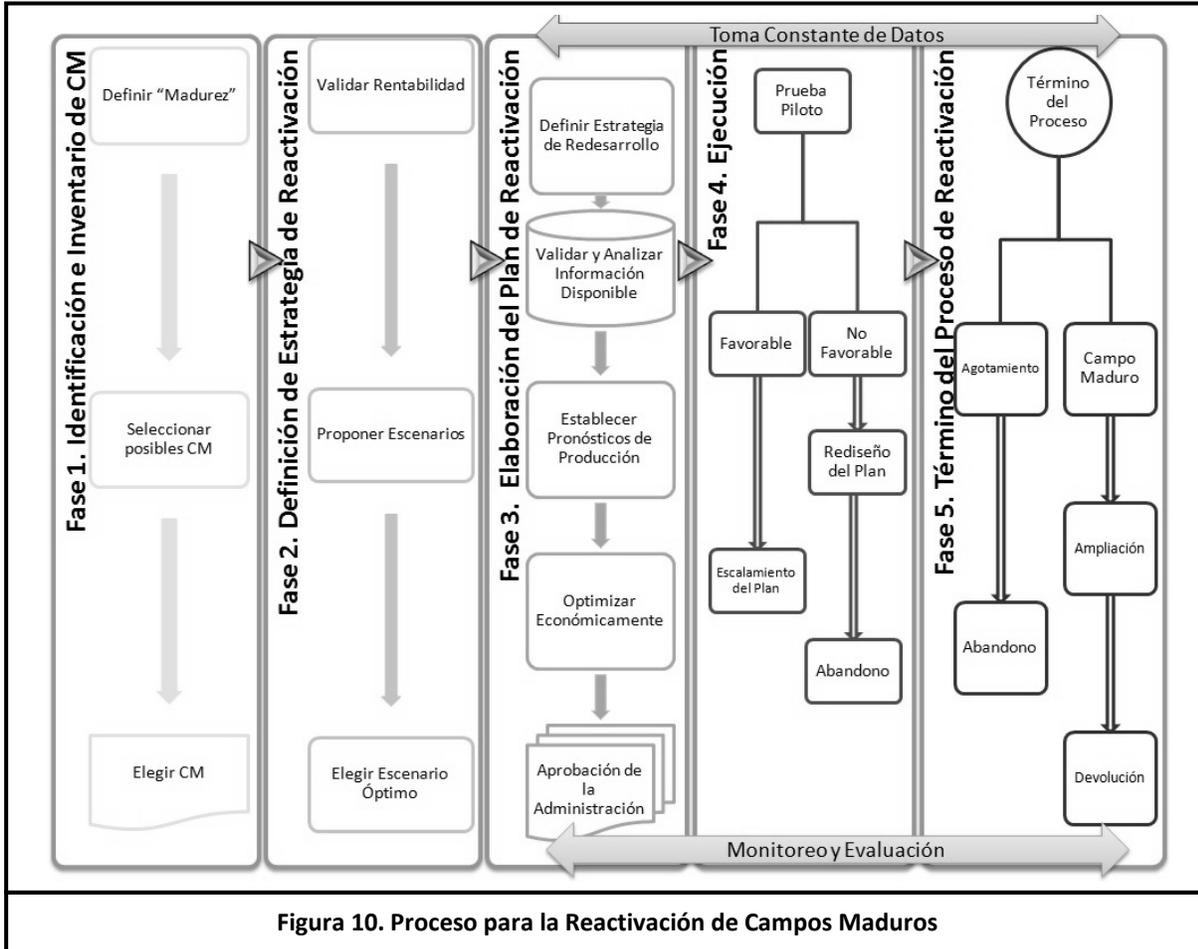


Figura 10. Proceso para la Reactivación de Campos Maduros

IDENTIFICACIÓN DE CAMPOS MADUROS

Para poder desarrollar un campo maduro es necesario primero identificarlo. Desgraciadamente, como ya se comentó en esta tesis, la definición de un campo como “maduro” es multifactorial y en ella convergen aspectos tanto técnicos como económicos y hasta políticos y legales. El margen de error existente para lograr una correcta definición de cuando un campo es maduro o no crea cierta desconfianza en cuanto a la imparcialidad de lograr esta definición, máxime cuando de ella dependen el rumbo que se dará a una parte considerable de una industria con tanto poder económico. Es necesario por ello contar con un concepto sólido de “madurez” en la que se tomen en cuenta todos los enfoques anteriormente mencionados. Esto es un reto que involucra tanto a ingenieros relacionados con la industria, economistas, administradores y juristas. Es decir, **es importante contar con una definición sólida del término “MADURO”.**

Una vez contando con una definición concreta o que por lo menos haga posible una identificación libre de parcialidades, se procede a **elegir de entre la cartera de proyectos de la empresa o de los campos que posea para desarrollo, aquellos campos candidatos a reactivación** que puedan cumplir con las características definidas, con base en los criterios previamente especificados. Esta etapa permitirá enfocar los esfuerzos pertinentes solamente a los campos que se acerquen a cumplir con las características requeridas de madurez. A diferencia de la etapa anterior, la presente requerirá de la conformación de un grupo de trabajo, ya sea con integrantes de la propia empresa o con alguna otra que pueda ofrecer este servicio, que se encarguen de definir los criterios de elección adecuados. El entregable de esta etapa puede consistir en un listado de los campos candidatos, en el que se resalten las características que llevaron a su elección.

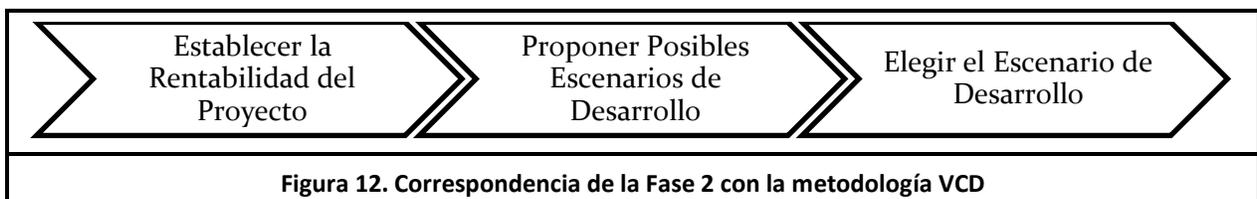
Una vez concluida esta etapa, la siguiente consistirá en la **realización de un escrutinio entre los Campos Candidatos**, con el objetivo de conocer su grado de desarrollo y la viabilidad de su reactivación. El equipo encargado de su realización deberá establecer la manera en que se realizará la elección de los campos maduros y deberá entregar al final el documento que tenga los prospectos a reactivación. Con la entrega del documento final se dará por terminada la etapa de identificación.

El flujo de trabajo identificado en esta etapa se esquematiza a continuación, (figura 11):



DEFINICIÓN DE LA ESTRATEGIA DE REACTIVACIÓN

Es durante la presente etapa que se hace uso de los conceptos de la metodología VCD para el desarrollo de la fase del Proceso de Reactivación de Campos Maduros propuesto, mostrado en la Figura 10. Esta etapa, tiene correspondencia con la fase de definición de la estrategia, siguiendo el proceso de administración de yacimientos.



Cada una de las etapas corresponde a la Visualización, Conceptualización y Definición de la metodología VCD y son descritas a continuación.

ESTABLECIMIENTO DE LA RENTABILIDAD DEL PROYECTO

Con este primer paso se pretende tener certeza en cuanto a la pertinencia de la inversión, al tener pleno conocimiento sobre la existencia de las reservas y que estas sean comercialmente explotables. Las actividades que se llevarán a cabo son **una re-evaluación de las reservas remanentes y una re-definición de los modelos del yacimiento (estático, dinámico)**.

Esta tarea deberá ser concretada por dos grupos especializados, a saber, personal capacitado en la evaluación y certificación de reservas, para el primer caso; personal capacitado para la creación del modelado del yacimiento en sus dos presentaciones y con el nivel de detalle necesario, para el segundo. Estos grupos de especialistas pueden ser conformados de dos formas distintas, tanto con personal laboral que trabaje dentro de la misma compañía que desarrollará el campo o con la contratación de empresas de servicio o certificadores externos que realicen estas tareas, según el requerimiento y características específicas de la empresa desarrolladora.

La información requerida consiste tanto en históricos de producción como en datos técnicos referentes a las propiedades del yacimiento, de los pozos o de las instalaciones. En caso de que no exista suficiente información disponible, que la existente no sea de la calidad deseada o que no se cuente con información necesaria para evaluar ciertas características específicas se procederá a la toma de esta información con el objetivo de tener una mejor visión sobre la alternativa correcta de desarrollo. La toma, recopilación, análisis e interpretación de estos datos se maneja de forma integral. **Los tipos de datos recolectados pueden ser divididos en dos grandes grupos: estáticos y dinámicos.** Los datos estáticos representan mediciones directas de algunas propiedades del yacimiento o de los fluidos (por ejemplo, la porosidad, la permeabilidad, saturación de agua congénita, temperatura, composición química, etc.). Los datos dinámicos se refieren al nivel de fuerzas contenidas o inducidas dentro del yacimiento (por ejemplo, presión, propiedades PVT, permeabilidad efectiva, etc.). Con los datos obtenidos es posible realizar un ajuste en la historia de producción mediante el uso de simuladores numéricos.

Como resultado de esta etapa **se obtiene el volumen remanente de hidrocarburos**, además de nuevos datos o interpretaciones de los datos ya existentes, que en dado caso de que las reservas resulten económicamente atractivas, ayudarán a establecer los posibles escenarios de desarrollo. Aunado a esto, con la nueva elaboración de los modelos del yacimiento **se conocerá la cantidad y calidad de datos existentes y posibles escenarios de desarrollo** que se hayan pasado anteriormente por alto, que no se hayan implementado bajo la opción más óptima o que puedan implementarse a futuro (Figura 13).

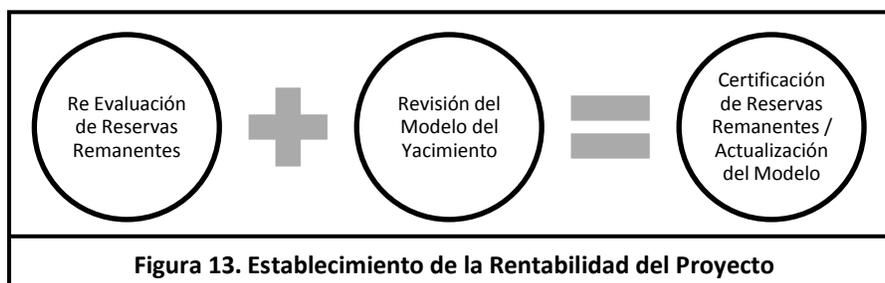
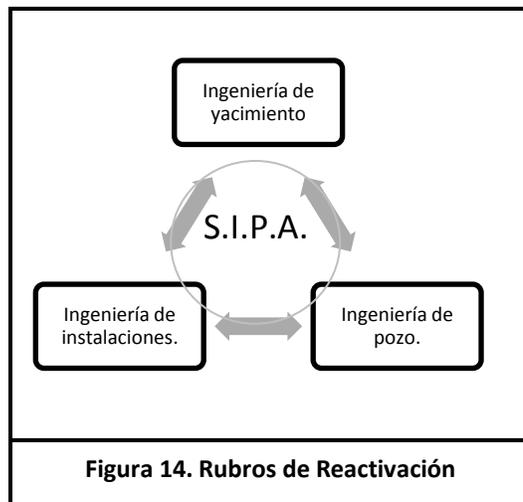


Figura 13. Establecimiento de la Rentabilidad del Proyecto

Si estos análisis resultan satisfactorios, se prosigue a la proposición de los posibles escenarios de desarrollo.

GENERACIÓN DE POSIBLES ESCENARIOS DE DESARROLLO

La finalidad de esta etapa es, con base en la información y modelos obtenidos en la etapa precedente, **proponer escenarios de desarrollo para el Campo**. Esto implica integrar todos los datos disponibles y un trabajo conjunto entre distintos equipos de especialistas, quienes propondrán las soluciones que representen un mejor desarrollo. A pesar de que cada campo posee historia, instalaciones y características geológicas, petrofísicas y de fluidos específicas, cuando se quiere reactivar su producción puede hacerse en tres rubros específicos, que se muestran en la Figura 14.



Estos rubros se describen a continuación.

Ingeniería de yacimiento. Comprende los proyectos que incluyan:

- La adquisición de datos propios del yacimiento por los diversos métodos disponibles (adquisición sísmica de datos, toma e interpretación de información a partir de núcleos, registros geofísicos de pozo).
- Caracterización de yacimientos, a partir de la información obtenida antes o durante la etapa de reactivación.
- Realización de simulaciones computacionales de los proyectos que deseen implementarse en el campo en cuestión.
- Recuperación secundaria, mejorada o sistemas artificiales de producción.

Ingeniería de pozo. Comprende los proyectos que incluyan:

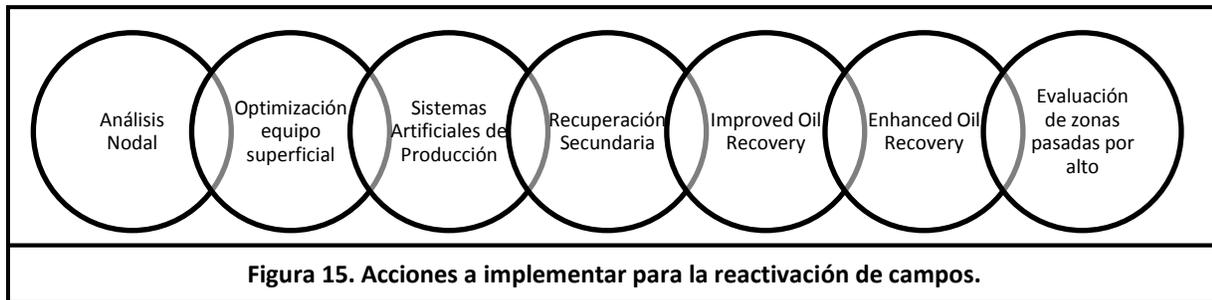
- Análisis nodal de pozos, tanto inyectoras como productoras.

- Reingeniería de pozos.
- Rediseño de terminaciones y cementaciones o implementación de tecnologías en las nuevas perforaciones.
- Perforación de nuevos pozos, ya sean verticales u horizontales.
- Desarrollo de áreas o estratos que se habían pasado por alto.

Ingeniería de instalaciones. Comprende los proyectos que incluyan

- Rediseño o instalación de infraestructura según lo requieran las nuevas características de explotación. Esto se realiza dependiendo del proyecto o proyectos que se vayan a realizar. Por ejemplo, en un proyecto de bombeo electrocentrífugo deben instalarse los centros de abastecimiento de corriente eléctrica necesarios para el funcionamiento de las bombas, o en un proyecto de recuperación mejorada mediante la inyección de gases no hidrocarburos debe tomarse en cuenta la instalación del equipo de compresión de gas, los insumos de inyección etcétera.
- Además de la adecuación a las nuevas características de producción de las baterías de separación, bombas y compresores, ductos de transporte, capacidad de almacenamiento, etcétera.

En este momento de la reactivación **se deben considerar las opciones disponibles que tengan aplicación directa en el campo o campos en cuestión**, tales como (figura 15):



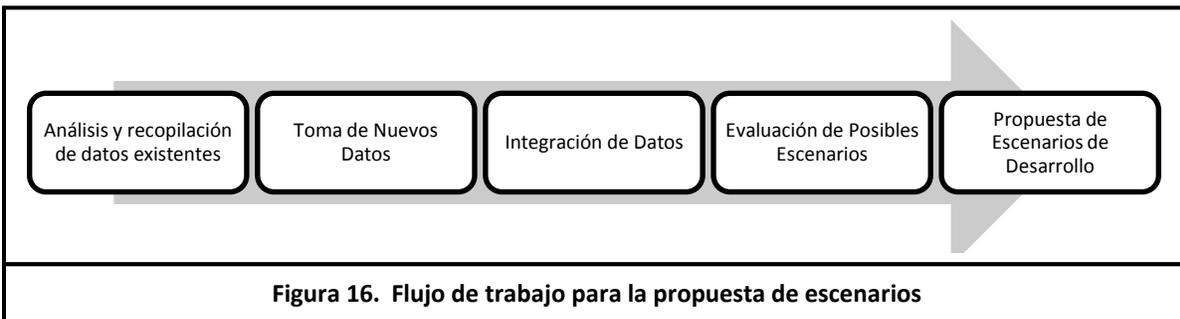
Los escenarios deben estar encaminados a optimizar el valor presente neto y el flujo de caja del activo, preservar el medio ambiente, garantizar la seguridad en todas sus actividades inherentes y ser la opción técnica más viable.

Como queda ejemplificado tanto en los procesos de administración como en los ejemplos prácticos mostrados, **se debe contar con una estrategia bien definida para la puesta en marcha del plan de reactivación.** En el caso específico que nos atañe, el objetivo principal de esta estrategia es aumentar el factor de recuperación según sea el caso, basados completamente en la información disponible sobre las características del campo. Estas características comprenden aspectos del yacimiento, de los pozos y de las instalaciones superficiales, como queda arriba mencionado. Además de tener siempre en mente los aspectos ambientales y de seguridad, los problemas logísticos que puedan desencadenarse en el

desarrollo e implantación de la estrategia que se pretenda usar para alcanzar los objetivos deseados. Los principales objetivos se listan a continuación:

- Recuperación adicional de reservas.
- Optimización de la anterior estrategia de explotación.
- Reducción de costos para garantizar la rentabilidad.
- Optimización de instalaciones superficiales (análisis nodal).
- Implementación de métodos IOR y/o EOR.
- Implementación de esquemas distintos de administración (como los utilizados en esta tesis).

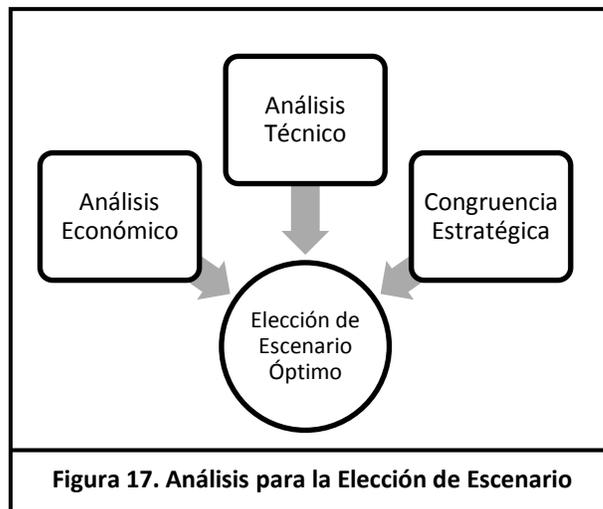
La definición de los objetivos de la estrategia debe realizarse a partir de la conformación de un equipo multidisciplinario que cuente con una amplia visión sobre las características actuales del campo en su conjunto y que pueda presentar opciones destinadas a desarrollar la completa capacidad de producción del campo manteniéndolo dentro de los límites de rentabilidad operativa. Por otra parte **se debe contar con varias alternativas de desarrollo que se adapten al campo** y que pueden redundar en un incremento del factor de recuperación, manteniendo la productividad del campo en los niveles esperados y durante el periodo de tiempo que pueda extenderse su vida productiva. Una vez que se tiene bien claro el objetivo a alcanzar se prosigue con la siguiente fase. El flujo de trabajo para esta etapa se esquematiza en la Figura 16.



ELECCIÓN DE LA ALTERNATIVA DE DESARROLLO

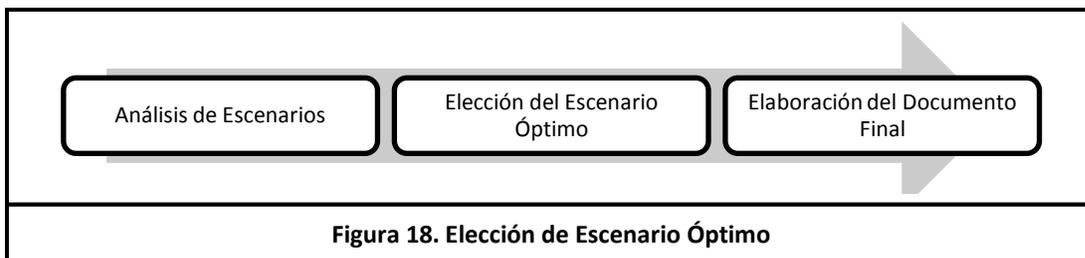
Esta actividad debe realizarse tomando en cuenta la congruencia estratégica de la alternativa seleccionada con los objetivos a corto, mediano y largo plazo de la empresa propietaria del campo. No debe perderse de vista que la elección de dicha alternativa de desarrollo ha de tomar en cuenta criterios tanto económicos como técnicos, ya que suele dársele más prioridad a los primeros que a los últimos. Dentro de esta etapa también puede concluirse que el redesarrollo o reactivación del campo no resulta económicamente estimulante con el actual entorno económico y optarse por el fin del proceso.

Una vez que se han identificado las estrategias óptimas más pertinentes, estas tienen que ser analizadas para conocer la pertinencia de su puesta en marcha o, en su defecto, los aspectos que deben ser reconsiderados o cambiados para lograr un desarrollo óptimo. Los aspectos del análisis a realizar tienen que estar enfocados en los siguientes rubros, que se muestran en la Figura 17.



Cada uno de estos aspectos debe ser desarrollado por un grupo de especialistas que en conjunto permitan llegar a la elección de la alternativa que maximice la obtención de los resultados esperados. El entregable en este caso consistirá en un documento en el que se consignen los criterios por los cuales se ha elegido ese escenario de desarrollo y por lo menos otra de las opciones que se hayan tomado en cuenta para la evaluación.

Una vez que se ha cumplido con esta etapa de Definición de Estrategia se procede a realizar un plan de desarrollo más sistematizado y con mayor detalle. El flujo de trabajo en esta etapa se muestra en la Figura 18.



DESARROLLO DEL PLAN

Dentro de esta etapa son definidos claramente el alcance del proyecto, su plazo estimado de ejecución y su costo esperado. Es también importante dejar escritos los compromisos en la ejecución del programa, los cuales serán de ayuda al momento de la evaluación de los resultados. En la Figura 8 del capítulo 3 del presente trabajo se muestra un flujo de trabajo con las características deseables que debe presentar el Plan de Desarrollo de un Campo Petrolero.

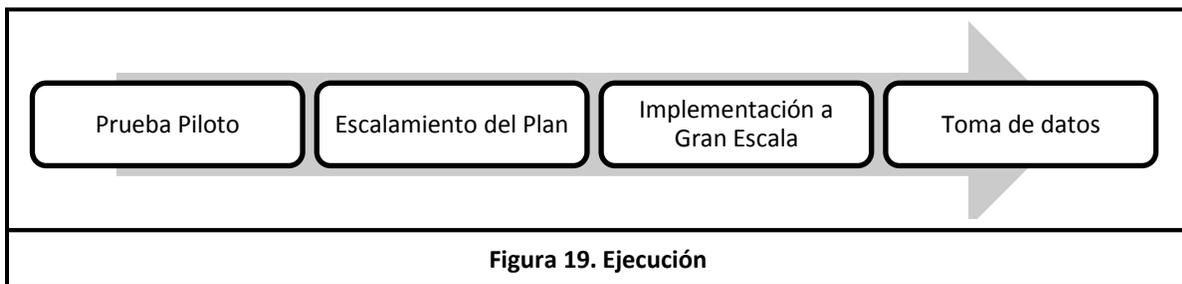
Para comprobar que el plan es viable tanto técnica como económicamente es necesario realizar estudios de factibilidad técnico-económica, que permitan tener certeza con respecto a la generación de valor económico. Esto puede apoyarse en metodologías y protocolos específicos para la evaluación de proyectos del ramo petrolero, que se apliquen directamente a las características específicas del campo seleccionado.

EJECUCIÓN

Durante esta etapa se implementará el escenario elegido. Generalmente **consta de un programa piloto** que, en caso de resultar satisfactorio, se escalará a todo el campo en cuestión. Es importante recalcar que la mayoría de estas pruebas piloto no resultan rentables económicamente, ya que están enfocadas mayormente a comprobar la factibilidad técnica de la estrategia a implementar. **En el caso de que esta prueba piloto arroje los resultados esperados, se procede a la puesta en operación.**

La ejecución de la reactivación es el conjunto de todas las actividades que se dejaron asentadas en el plan de desarrollo, las cuales pueden comprender grandes periodos de tiempo. Dentro de esta etapa se siguen recopilando datos con el fin de mejorar constantemente la recuperación del campo, aumentando su periodo de vida útil y su factor de recuperación, teniendo siempre en cuenta la maximización de la rentabilidad del desarrollo en su conjunto y sin olvidar el cuidado al ambiente y la seguridad en todos los procesos.

El curso de esta etapa está en función directa con la estrategia elegida y de acuerdo a esta habrá de estructurarse, a grandes rasgos se identificó el siguiente flujo de trabajo mostrado en la Figura 19.

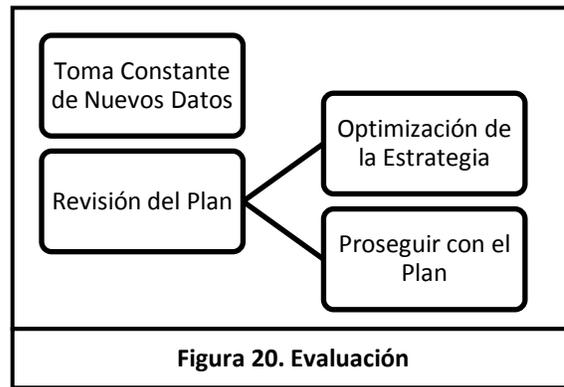


Monitoreo

Esta es una parte central en el proceso de administración integral de cualquier yacimiento, ya que con este procedimiento se puede saber si el plan elegido arroja los resultados esperados, o si deben realizarse algunas mejoras para llegar a obtenerlos. Como queda anotado en capítulos precedentes, una vez que se ha puesto en marcha el plan de reactivación es necesario contrastar los resultados obtenidos con los esperados. Es únicamente mediante esta actividad que se puede tener una certeza del éxito del proyecto, o tener una base sólida para reorientar el rumbo o incrementar esfuerzos en algún sentido que no se haya visualizado en la etapa de definición. Es importante hacer notar que en todo momento debe tenerse en mente la obligatoriedad de mantener un proyecto rentable. Si la rentabilidad del proyecto no es la esperada y se encuentra cerca del límite económico, es imperativo reorientar la estrategia de explotación o, en caso de que no sea viable de ninguna manera, detener el proyecto procurando causar los mínimos efectos negativos.

EVALUACIÓN

Una vez que se dispone de los datos producto de la nueva estrategia de explotación, estos se evalúan para seguir adelante con el proyecto o realizar los ajustes necesarios. Esquemáticamente se representa en la Figura 20.



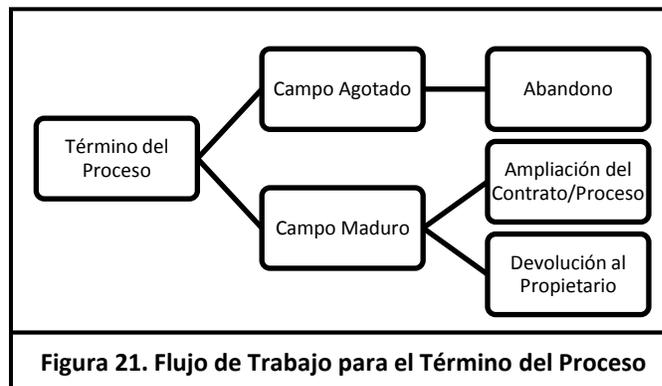
TÉRMINO

Al llegar al término de la reactivación pueden seguirse diversas alternativas. En este momento hay que resaltar los diferentes esquemas que existen a nivel mundial para el término o abandono de un campo maduro, luego de que ha terminado su ciclo de reactivación. Ya que las empresas estatales prefieren ceder su explotación a compañías de servicio, es importante conocer desde el inicio de los contratos que se hará al término de ellos. Se pueden considerar tres escenarios posibles:

- Campo sin posibilidades de desarrollo posterior, en cuyo caso la única tarea sucesora es el abandono de las instalaciones.
- Campo con posibilidades de desarrollo posterior, puede realizarse
 - una prórroga del contrato o,
 - una entrega de las instalaciones a la compañía o nación dueña.

Una vez que **se han agotado los recursos o que el campo no entra dentro de los límites de económicos, se procede al abandono de las instalaciones**, siguiendo los estándares establecidos en apego a la normatividad ambiental y seguridad industrial, como queda referido en el capítulo segundo del presente trabajo.

En el caso contrario, la experiencia obtenida durante la presente etapa de reactivación, de ser aplicada lo más exitosamente posible dará por sí solo todas las herramientas necesarias para seguir con el desarrollo del campo. El flujo de trabajo identificado se representa en la Figura 21.



CONCLUSIONES.

Los Campos Maduros representan en fechas actuales un importante aporte a la producción y, con base a las tendencias globales, se perfilan como uno de los principales aportadores de producción en el futuro cercano y a largo plazo, a la par de incidir directamente en la restitución de reservas cuando sus volúmenes remanentes son reclasificados.

Este tipo de campos comprenden un amplio espectro. Esto es en parte debido a la ambigüedad existente en el concepto de madurez. De ahí surge la importancia de definirlos con la mayor precisión posible dentro de todos los ámbitos y enfoques involucrados, ya sean estos políticos, económicos, técnicos o estratégicos. La definición expuesta en la presente tesis (Capítulo 2), toma en cuenta todos estos aspectos y servirá de referencia para futuros trabajos. Esta definición pretende ser general y concisa, de acuerdo a la realidad nacional y al acontecer global.

Debido a la ya señalada importancia que revisten los Campos Maduros, es prioritario explotar los recursos que estos poseen de la forma más racional posible. Existen diversos enfoques en cuanto a la mejor manera de desarrollar los campos petroleros en general. Los enfoques que se mostraron y utilizaron como punto de partida en este trabajo se orientan al desarrollo racional de los yacimientos petroleros, considerándolos como un todo orgánico, en el cual es necesario integrar los datos que se posean para poder tomar decisiones acertadas en el momento adecuado y tendientes a alcanzar los objetivos planeados, todo ello bajo un plan de desarrollo previamente definido y aprobado.

De lo anterior se colige que para lograr una explotación óptima, contar con un Proceso General para los Campos Maduros será una ayuda notoria a la hora de encarar los retos particulares que presentan.

Con el presente trabajo se logró obtener mediante una consulta bibliográfica exhaustiva un proceso general destinado a la reactivación de Campos Maduros. El proceso presentado toma en cuenta dos enfoques administrativos (AIY, AIA) y una herramienta (VCD) con la finalidad de entender la reactivación de este tipo de activos petroleros como una unidad. Es mediante este enfoque que se genera un panorama completo orientado a la maximización de la renta petrolera basado en la explotación de los activos con los que se cuenta.

El proceso propuesto agrupa en una visión general la diversa gama de tareas en la reactivación de Campos Petroleros. Estas tareas están presentes a lo largo de su vida útil, comprendiendo en ellas las más diversas actividades, desde los métodos utilizados para la certificación de reservas remanentes hasta los métodos de recuperación mejorada. Las tareas presentadas deben proponerse teniendo siempre en cuenta la diferencia existente entre los requerimientos de cada campo, así como la no linealidad de estas. Es decir, los procesos de recuperación mejorada, por ejemplo, no necesariamente deben tener lugar luego del periodo de recuperación primaria o secundaria, sino que deben aplicarse en el momento indicado para el campo específico.

Por otra parte, el proceso hace énfasis en la identificación de los flujos de trabajo presentes en cada una de las actividades. Esto resultó de mucha ayuda al momento de la realización del proceso en sí, pues permitió observar las tareas importantes y la secuencia que presentan entre ellas. Con ello, el resultado obtenido muestra la interrelación y la importancia de cada una de las fases para la consecución del

resultado final, a saber, la maximización del valor económico del Campo Maduro. De esta manera, el valor del Proceso propuesto radica en que presenta sintéticamente una opción general a seguir en este tipo de campos, sin por ello ser una “receta” de lo que se tiene o no que hacer, sino que es una guía de apoyo para el redesarrollo de campos que entren en la definición de madurez.

Con este Proceso en conjunto se proporciona una visión general de los pasos involucrados en el proceso de reactivación de campos maduros, con el fin de crear una base formal dentro de esta importante área de oportunidad.

RECOMENDACIONES

La virtud principal de la presente tesis radica en la generalidad que presenta. El trabajo en conjunto puede considerarse como una base o un punto de inicio para trabajos posteriores enfocados al mismo tema, como pueden serlo algún proceso de reactivación propuesto para un Campo Maduro en específico o para el análisis de un proceso que ya haya sido propuesto.

Asimismo, y no obstante el enfoque general que se utilizó, el trabajo parecería no profundizar lo suficiente en algunos temas. Esta situación abre la oportunidad de realizarle mejoras ulteriores que complementen la visión propuesta o que ahonden en alguno de sus componentes o fases en específico. En este caso, es recomendable tomar en consideración los enfoques administrativos propuestos o, en su defecto, incorporar los que se consideren necesarios para el enriquecimiento o mejora del Proceso en su totalidad.

Por último, se hace una invitación a las autoridades competentes para que las decisiones que se tomen con respecto a la reactivación de los campos que consideren maduros se hagan buscando únicamente el beneficio par a Pemex y para México, en cualquiera de sus rubros. Además de que, en medida de lo posible, se pueda tomar en cuenta el enfoque aquí presentado para futuras decisiones.

REFERENCIAS

BIBLIOGRAFÍA

- Abdus Satter, Ganesh C. Thakur. *“Integrated Petroleum Reservoir Management. A Team Approach”*. Pennwell Books. 1994
- Abdus Satter, James E. Varnon, Muu T. Hoang. *“Integrated Reservoir Management”*. SPE22350.
- Alvarado, Vladimir; Manrique, Eduardo. *“Enhanced Oil Recovery Field: Planning and Development Strategies”*. Gulf Professional Publishing. 2010.
- Arana Ortiz, Victor H.; Trujillo E. David; Sánchez V., Juventino. *“Apuntes de Simulación Numérica de Yacimientos.”* UNAM
- Arango Cartas, J. Luis. *“Aplicación de la Metodología VCD a un Campo Petrolero para la Selección de la Infraestructura de Explotación Óptima.”* Universidad del Istmo. 2010
- Bastida, José Luis. *“Introducción a la Ingeniería de Petróleos.”* 2008
- Batista Câmara, Roberto J. *“Campos Maduros e Campos Marginais. Definições para Efeitos Regulatórios”*. Universidade Salvador. 2004
- Bravo, César. *“Introducción a la Gerencia de Yacimientos”*. Universidad de los Andes. 2010
- Carcoana, Aurel. *“Applied Enhanced Oil Recovery.”* Prentice Hill. 1992
- Cárdenas García, Jaime. *“Análisis Crítico de la Reforma en Materia Energética”*. en *Defensa del Petróleo*. UNAM, Instituto de Investigaciones Jurídicas. 2010
- Cheatwood, Chris J. - Guzman, Alfredo E. *“Comparison of Reservoir Properties and Development History: Spraberry Trend Field, West Texas And Chicotepec Field, Mexico.”* 2002
- Clegg, J.D. Bucaram, S.M. Heln Jr. N. W. *“Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial-Lift Methods”*. JPT. 1993
- Craft, B y Hawkins, M. *“Applied Petroleum Reservoir Engineering”*. Prentice Hall. 1959.
- Economides, J.-Hill, D.-Ehlig-Economides, C. *“Petroleum Production Systems”*. Prentice Hill. 1994
- del Moral Cafusi, Basilio. *“Fracturamiento Hidráulico de Pozos Petroleros”*. 2006
- Ella, R. Et al. *“The Central Role and Challenges of Integrated Production Operations”* SPE 99807. 2006
- Garaicochea P. Francisco-Bashbush B. José Luis, *“Apuntes de Comportamiento de los Yacimientos.”* UNAM
- Gómez Cabrera, José Ángel. *“Manejo de la Producción en Superficie”*. FI UNAM.
- Gómez Hernández, Sandra. *“Escalas de Caracterización de Yacimientos Petroleros.”* UNAM. 1998
- González, F. *“Pozos I.”* Universidad Central de Venezuela. 2003
- Guo, B.-Lyons, W.-Ghalambor, A. *“Petroleum Production Engineering. A Computed Assisted Approach”*. Elsevier. 2007.
- Guzmán Vega, Mario Alberto. *“La Geoquímica Orgánica y el Ciclo de Vida de un Activo Petrolero.”* Academia de Ingeniería de México. 2010
- Islam, Rafiqui et al. *“Advanced Petroleum Reservoir Simulation.”* Scrivener Publishing.
- Kerzner, Harold. *“PROJECT MANAGEMENT. A Systems Approach to Planning, Scheduling and Controlling.”* John Wiley & Sons. 2009
- Klerian, R., Kellar, M. *“Benchmarking the Cost Effectiveness of Offshore Pipeline Projects”*. IPA.

- Lake, L. - Carrol Jr., B.H. *“Reservoir Characterization.”* Academic Press. Inc. 1998.
- Lake, Larry W. *“Enhanced Oil Recovery.”*
- López Velarde, Alejandro. *“La Infraestructura Pública en México” cap. Modificaciones Y Reformas A La Industria Petrolera.* UNAM, Instituto de Investigaciones Jurídicas. 2010
- Lucia, F. Jerry. *“Petroleum Engineering Handbook Vol. V.”* SPE. 2007
- M.R. Palke - D.C. Rietz. *“The Adaptation of Reservoir Simulation Models for Use in Reserves Certification Under Regulatory Guidelines Or Reserves Definitions.”* SPE. 2001
- M.S. Sams et al. *“Reservoir Management of Mature Oil Fields by Integrated Field Development Planning”.* SPE. 1999
- Mathis, Stephen P. *“Water-Fracs Provide Cost-Effective Well Stimulation Alternative in San Joaquin Valley Wells.”* SPE. 2000
- Molina Ramírez, Erandi. *“Inicialización de un Modelo de Simulación. Caso Práctico.”* UNAM. 2009
- Narváez, Antonio -Roca Ramisa, Luis. *“Reactivation of Mature Fields in Northern Mexico.”*
- Navarro Aguilar , G. Itzel. *“Análisis y Recomendaciones sobre el Marco Tributario de Pemex.”* UDLA. 2004
- Pande, P.K y Clark, M.B. *“Data Acquisition Design and Implementation: Opportunities and Challenges for Effective Programs in Mature Reservoirs”.* SPE. 2004
- Paris de Ferrer, Magdalena. *“Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos.”* Venezuela. 1992.
- PEMEX. *“Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos.”*
- PEMEX. *“Procedimiento para Taponamiento de Pozos”* 2003
- PEMEX. *“Acta de Propositiones, Evaluación, Adjudicación y Fallo Licitación Pública Internacional No. 18575008-626-11”*
- Perez Martínez, E. y Rojas Figueroa A. *“Mature Carbonate Heavy Oil Field Exploitation Strategies: The Cretaceous Ku Field, México”.* SPE 152689. 2012
- Ramírez, Jetzabeth. *“Productividad De Pozos”* UNAM
- Raymond, Martin-Leffler, William. *“Oil and Gas Production in Nontechnical Language.”* PennWell. 2006
- Rodriguez Nieto, Rafael. *“Apuntes de Ingeniería de Yacimientos.”* FI UNAM.
- Rosales Rangel, Hosué Alberto. *“Modelos Simples de Simulación Numérica para Soluciones Prácticas en la Ingeniería de Yacimientos”* UNAM. 2009
- Satter, A. *“Reservoir Management Training: An Integrated Approach.”.* SPE 20752
- Schulte, W.M. *“Current Challenges in The Brent Field”.* SPE. 1994
- Shaheen, S. E.; Bakr, M.; El-Menyawy, M. *“Engineering and Economical Concerns on Cost Recovery Treatment for Sharing Production Facilities”.* SPE. 1999
- Steiner, George. *“Planeación Estratégica.”* Grupo Editorial Patria. 2010
- Stephen P. Mathis et al. *“Water-Fracs Provide Cost-Effective Well Stimulation Alternative in San Joaquin Valley Wells”.* SPE. 2001
- Thakur, G.C. *“Implementation of Reservoir Management Program.”* SPE 20748
- Vázquez Sentíes, Oscar. *“Estrategia Aplicada para la Reactivación de un Campo Petrolero Maduro en México”* Academia Mexicana de Ingeniería. 2011

- Wiggins M.L., Starzmann R.A. *“An Approach to Reservoir Management.”* SPE 20747
- Zhang, Cong et. al. *“Model-based Framework for Oil Production Forecasting and Optimization: A Case Study In Integrated Asset Management”* SPE 99979. 2006

HEMEROGRAFÍA

- Alcázar C., Luis O. *“Reactivación de Campos Maduros Ébano- Pánuco- Cacalilao”*. En Ingeniería Petrolera. Noviembre 2009.
- Amaya, Mauro et al. *“Casabe: Revitalización de un Campo Maduro”*. Oilfield Review. Primavera 2010
- Bahen, David. *“Privatización Inconstitucional de Pemex.”* FTE. 2008
- Douglas S. Hamilton et al. *“Reactivation of Mature Oil Fields Through Advanced Reservoir Characterization: A Case History of the Budare Field, Venezuela”* AAPG Bulletin. Julio 2002
- GACETA PARLAMENTARIA. No. 2622-I. Cámara de Diputados, LX Legislatura. 28 de octubre de 2008.
- Gamboa Montejano, Claudia. *“Evolución del Marco Jurídico de Pemex”*. Centro de Documentación, Información y Análisis de la Cámara de Diputados. 2008
- García de la Vega, Manuel- Arzate, Esther. *“Pemex ¿Héroe o Villano?.”* en PETROLEO&ENERGÍA. 2012
- Pfeiffer, Jochen. *“El Principio del Fin: Revisión de las Prácticas de Abandono y Desmantelamiento”*. Oilfield Review. Junio 2009.
- Ríos Roca, Alvaro. *“¿Latinoamérica Nostálgica?”* Energía a Debate. No. 52. Septiembre/Octubre 2012.
- Rivera Castro, José. *“La Expropiación Petrolera”*. Revista Casa del Tiempo-UAM. 08-02-2007.
- Stacy C. Atchley et al. *“Reserves Growth in a Mature Oil Field: The Devonian Leduc Formation At Innisfail Field, South-Central Alberta, Canada.”* AAPG Bulletin. Agosto 2006.
- Tépach M., E. Reyes – Aguilar J., Román M. *“La Evolución del Régimen Fiscal de PEMEX y la distribución de los Ingresos Excedentes Petroleros y no Petroleros del Gobierno Federal, 2000-2008”*. Centro de Documentación, Información y Análisis. Cámara de Diputados. 2008

MESOGRAFÍA

- Alta, Filomeno M. *“La Explotación De Petroleo Y Gas En Campos Maduros Y Campos Marginales Del Noroeste Peruano”* en <http://cybertesis.uni.edu.pe>
- Act 29 November 1996 No. 72 relating to petroleum activities en <http://www.npd.no/en/Regulations/Acts/Petroleum-activities-act/> 30-03-2013
- *“2008 Marginal Well Report”*. IOGCC. en www.iogcc.state.ok.us 30/09/2012.
- <http://contratos.pemex.com>
- *“Electricity, Oil And Gas Regulation In The United States”* Pillsbury Winthrop Shaw Pittman LLP. en <http://www.pillsburylaw.com> 12-03-2013
- Estrada E. Javier. *“El Modelo Petrolero Noruego Y Posibles Adaptaciones Para México”*. www.fundad.org/word/petroleo/t3Estrada.doc 15-12-2012
- *“Contratos Integrales Ep: Alcances Y Oportunidades”* <http://contartos.pemex.com> acceso 30/09/2012.

- <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Display.cfm?Term=oil%20field>
- *“Rejuvenecimiento De Campos Maduros”*. <http://www.unp.edu.pe> 29/09/2012.
- Monterrubio, Luis – García, Alejandrina. *“Algunas Reflexiones Sobre Las Recientes Reformas En Materia De Hidrocarburos.”* en www.noriegayescobedo.com.mx 29.03.2012
- *“New Integrated Services Model Contract.”* www.energynet.com 30.12.2010
- www.pemex.com
- www.pvdsa.com

PRESENTACIONES

- Cazar, R. *“Rondas, Prospectos Y Condiciones De Inversión En Ecuador”*, en LATINVE&P. Cartagena, Julio 2012.
- Jablonski , Silvio. *“The Brazilian Oil & Gas Sector Highlights and Opportunities”* en LATINVE&P. Cartagena, Julio 2012.
- Martínez Romero, Néstor. *“Yacimientos Transfronterizos: Negociación, Exploración y Explotación.”* Octavo Foro de la Reforma Energética. 5 de junio de 2008.
- Monteiro, R. N.; Chambriard, M. *“Palestra: Development of Marginal Fields Market.”* 17th World Petroleum Congress, 2012.
- Page, James. *“Salt Creek Field. Co2 Flood Performance”*. EORI-Wyoming CO2 Conference. Junio 2009.
- Price L.M. et al. *“A Success Case Of Mature Field Rejuvenation, Salt Creek Field, West Texas, USA.”* E-Exitep 2005. Veracruz, México.
- Sánchez , Carlos. *“Oportunidades de Exploración en Bolivia”* en LATINVE&P. Cartagena, Julio 2012.
- Soto M, Manuel. *“Inversión y Atención a Campos Maduros. Una Realidad para Mejorar la Producción del Aprra”*. CMP Ciudad de México septiembre 2012.

LISTA DE FIGURAS Y TABLAS

FIGURAS

Figura	Página
1. Ciclo de Vida de un campo Petrolero	27
2. Métodos de Adquisición de Datos	28
3. Modelos del Yacimiento	29
4. Métodos de Estimación de Reservas	30
5. Fuentes de Información para la Caracterización de Yacimientos	32
6. Modelos Dinámicos del Yacimiento	33
7. Proceso de Administración de Campos Petroleros	41
8. Desarrollo del Plan de Explotación	43
9. Esquematización de Metodología FEL	48
10. Proceso de Reactivación de Campos Maduros	62
11. Identificación e Inventario de Campos Maduros	63
12. Correspondencia Fase 2 con Metodología VCD	63
13. Establecimiento de la Rentabilidad del Proyecto	64
14. Rubros de Reactivación	65
15. Acciones a Implementar para la Reactivación de Campos	66
16. Propuesta de Escenarios	67
17. Análisis para la Elección de Escenarios	68
18. Elección de Escenario Óptimo	68
19. Ejecución	69
20. Evaluación	70
21. Término del Proceso	70

TABLAS

Tabla	Página
1. Ficha Técnica Región Sur	53
2. Empresas Licitantes Primera Ronda	53
3. Ficha Técnica Región Norte	54
4. Empresas Licitantes Segunda Ronda	54
5. Ficha Técnica Ku Cretácico	56
6. Ficha Técnica Tamaulipas-Constituciones	57
7. Ficha Técnica Ébano-Pánuco-Cacalilao	57
8. Ficha Técnica Innisfail	58
9. Ficha Técnica Womack Hill	58
10. Ficha Técnica Salt Creek	59
11. Ficha Técnica Casabe	59
12. Ficha Técnica Budare	60