



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**REJUVENECIMIENTO DE CAMPOS MADUROS
EN MÉXICO**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
I N G E N I E R O P E T R O L E R O
P R E S E N T A:

**CORTÉS VARA ANA MARÍA
JARDÓN NAVARRETE JOSÉ ARTURO**

DIRECTOR DE TESIS: M.I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA



MÉXICO D. F. CD. UNIVERSITARIA, MARZO 2012.

DEDICATORIAS.

Son muchas las personas especiales a las que gustaría agradecer, su amistad, apoyo, animo y compañía en las diferentes etapas de nuestras vidas. Algunos están con nosotros y otros en nuestros recuerdos y en el corazón. Sin importar en dónde estén o si alguna vez llegan a leer estas dedicatorias queremos darles las gracias por formar parte de nosotros, por todo lo que nos han brindado y por todas sus bendiciones

A Dios.

Por haberme permitido llegar hasta este punto y haberme dado salud para lograr mis objetivos, además de su infinita bondad y amor.

A mi madre.

Por haberme apoyado en todo momento, por sus consejos, sus valores, por la motivación constante que me ha permitido ser una persona de bien, pero más que nada, por su amor.

A mi padre.

Por los ejemplos de perseverancia y constancia que lo caracterizan y que me ha infundado siempre, por el valor mostrado para salir adelante y por su amor.

A mis maestros.

Por su gran apoyo y motivación para la culminación de nuestros estudios profesionales y por impulsar el desarrollo de nuestra formación profesional y a nuestro director de tesis el M.I. José Ángel Gómez Cabrera y sinodales el Ing. Israel Castro, Ing. Manuel Villamar, M.I. Mario Becerra y al Ing. Agustín Velasco por el apoyo incondicional para la elaboración de esta tesis.

A mis amigos.

Que nos apoyamos mutuamente en nuestra formación profesional y que hasta ahora, seguimos siendo amigos.

*A la **Universidad Nacional Autónoma de México** y en especial a la **Facultad de Ingeniería** por permitirme ser parte de una generación de triunfadores y gente productiva para el país.*

¡Gracias!

ÍNDICE.

LISTA DE FIGURAS Y TABLAS

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1. ANTECEDENTES	5
1.1 Ciclo de vida de un campo	5
Periodo de acceso.....	6
Periodo de exploración.....	7
Periodo de evaluación.....	10
Periodo de desarrollo.....	11
Periodo de producción.....	12
Periodo de abandono.....	13
1.2 Clasificación de los recursos y su utilidad en el manejo de los recursos dentro de una empresa petrolera	15
Definición de las categorías de los recursos.....	16
El potencial del sistema.....	17
1.3 Importancia de las reservas	17
Factores de control en la estimación de reservas.....	18
1.4 Aceite remanente, Sor	20
1.5 Técnicas para la estimación de aceite remanente	21
Análisis de núcleos.....	21
Registros de pozo.....	22
Balance de materia.....	27
Trazadores químicos.....	28
Pruebas de pozos.....	28
1.6 Madurez	29
Objetivo del rejuvenecimiento de campos maduros.....	30
1.7 Definición de campos maduros	30
1.8 Definición de campos marginales	35
1.9 Visualización de oportunidades	39

CAPÍTULO 2. INFORMACIÓN Y ANÁLISIS DE DATOS.....	40
2.1 Datos de un campo maduro.....	41
Datos sísmicos y geológicos.....	41
Datos de Ingeniería del yacimiento.....	45
Datos de ingeniería de perforación.....	54
Datos de producción e inyección de fluidos.....	55
Datos de las instalaciones superficiales.....	61
2.2 Manejo y control de datos.....	62
2.3 Costo y economía de los datos.....	62
2.4 Metodología para mejorar el conocimiento del campo.....	63
2.5 Análisis de la información.....	65
Análisis nodal.....	65
Sistema Integral de Producción.....	66
Solución gráfica para un análisis nodal.....	68
Métodos actuales que permiten analizar datos.....	69
CAPÍTULO 3. TÉCNICAS PARA EL REJUVENECIMIENTO DE CAMPOS MADUROS.....	71
3.1 Recuperación primaria.....	72
3.2 Fracturamiento hidráulico.....	73
3.3 Perforación de alcance extendido.....	74
3.4 Sistemas artificiales de producción.....	76
Bombeo mecánico.....	77
Bombeo electrocentrífugo.....	79
Bombeo de cavidades progresivas.....	81
Bombeo hidráulico.....	83
Bombeo neumático.....	85
Sistema vann pumping.....	91
Émbolo viajero.....	93
Cámara de acumulación.....	95
3.5 Sistemas artificiales combinados.....	98

Bombeo electrocentrífugo con bombeo neumático.....	99
Bombeo electrocentrífugo con cavidades progresivas.....	100
3.6 Recuperación secundaria.....	101
Inyección de agua.....	102
Inyección de gas.....	108
3.7 Recuperación mejorada.....	112
Procesos químicos.....	113
Recuperación por procesos miscibles.....	119
Recuperación por procesos térmicos.....	122
Otros métodos.....	130
CAPÍTULO 4. ASPECTOS ECONÓMICOS Y LEGALES DE LOS	
CAMPOS MADUROS.....	132
4.1 Evaluación económica.....	132
Inversión Operacional y Estratégica.....	136
Indicadores económicos.....	138
Periodo de recuperación o payback.....	142
Análisis de Riesgo.....	146
Simulación de Montecarlo.....	147
Análisis de Sensibilidad.....	151
4.2 Marco jurídico de los campos maduros y régimen fiscal de los	
campos marginales.....	153
Contratos integrales.....	153
Decreto por el que se expide la Ley de Petróleos Mexicanos.....	155
Régimen fiscal de los campos marginales.....	169
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	179
NOMENCLATURA.....	184
BIBLIOGRAFÍA.....	186
ANEXO 1. Conceptos básicos.....	I
ANEXO 2. Estado del arte en campos maduros.....	XIII

ANEXO 3. Decretos de la reforma energética en los que se menciona a campos maduros.....	XXI
--	------------

LISTA DE FIGURAS.

- Figura 1.1** *El ciclo de vida de un campo con su típico flujo de efectivo acumulado*
- Figura 1.2** *Ajustes y gastos de un programa típico de exploración*
- Figura 1.3** *Ejemplo del perfil de producción donde se observa una declinación constante*
- Figura 1.4** *Clasificación de las reservas remanentes probadas de petróleo crudo equivalente*
- Figura 2.1** *Integración de las Ingenierías*
- Figura 2.2** *Aplicaciones de datos sísmicos de repetición*
- Figura 2.3** *Distribución de poros en la roca*
- Figura 2.4** *Categorías de acumulación de aceite y gas (Schenk and Pollastro, 2002)*
- Figura 2.5** *Historia y pronósticos de producción*
- Figura 2.6** *Comportamiento histórico de producción del Campo Otates. (Pemex 2011)*
- Figura 2.7** *Modelo del yacimiento*
- Figura 2.8** *Prueba de incremento o restitución de presión*
- Figura 2.9** *Prueba de agotamiento o Drawdown*
- Figura 2.10** *Prueba a tasas de usos múltiples*
- Figura 2.11** *Pruebas Fall off*
- Figura 2.12** *Instalaciones superficiales*
- Figura 2.13** *Componentes del Sistema integral de producción*

- Figura 3.1** *Representación del procedimiento de fracturamiento con ácido*
- Figura 3.2** *Esquema representativo de un pozo de alcance extendido*
- Figura 3.3** *Esquema y componentes de un sistema típico de bombeo mecánico*
- Figura 3.4** *Esquema y componentes de un aparejo de bombeo centrífugo*
- Figura 3.5** *Esquema y componentes de un sistema de bombeo de cavidades progresivas*
- Figura 3.6** *Esquema de un sistema de bombeo hidráulico tipo pistón o jet*
- Figura 3.7** *Esquema y componentes de un sistema de bombeo neumático continuo*
- Figura 3.8** *Diagrama del sistema neumático autoabastecido*
- Figura 3.9** *Diagrama y componentes de un sistema de bombeo neumático intermitente.*
- Figura 3.10** *Esquema comparativo de un sistema mecánico convencional y un sistema vann pumping*
- Figura 3.11** *Esquema típico de los componentes de un sistema vann pumping*
- Figura 3.12** *Esquema y componentes de un Sistema Plunger Lift*
- Figura 3.13** *Esquema y componentes de un Sistema tipo Chamber Lift*
- Figura 3.14** *Representación del desplazamiento de aceite por agua*
- Figura 3.15** *Muestra del proceso de desplazamiento por inyección de agua*
- Figura 3.16** *Representación de la inyección de agua en un arreglo de 5 pozos*
- Figura 3.17** *Representación de la inyección de agua externa o periférica*
- Figura 3.18** *Representación del desplazamiento de aceite por gas en el medio poroso*

- Figura 3.19** *Selección de diferentes patrones de arreglos de 5 pozos para la inyección de gas dispersa*
- Figura 3.20** *Representación de la inyección de gas externa o periférica*
- Figura 3.21** *Esquema de la inyección alternada cíclica de vapor*
- Figura 3.22** *Esquema de la inyección de agua caliente*
- Figura 3.23** *Representación esquemática a escala de zonas identificadas durante el proceso de combustión in situ*
- Figura 3.24** *Esquema de la implementación de un MEOR*
- Figura 4.1** *Factores que intervienen en una unidad de inversión*
- Figura 4.2** *Evaluación económica de opciones de inversión*
- Figura 4.3** *Unidades de inversión*
- Figura 4.4** *Tipos de costos*
- Figura 4.5** *Diagrama del flujo de efectivo*
- Figura 4.6** *Fases del análisis incremental*
- Figura 4.7** *Fases del Flujo de Efectivo*
- Figura 4.8** *Riesgo*
- Figura 4.9** *Curvas de Distribución*
- Figura 4.10** *Diagrama de tornado*
- Figura 4.11** *Esquema de los componentes de los contratos integrales*
- Figura 4.12** *Decretos de la Reforma Energética*

LISTA DE TABLAS

- Tabla 1.1** *Subdivisiones principales en el sistema de clasificación de Statoil*
- Tabla 1.2** *Factores de control que influyen en la estimación de reservas*
- Tabla 1.3** *Registros utilizados para determinar la saturación de aceite residual*
- Tabla 1.4** *Clasificación de las reservas remanentes probadas de petróleo crudo equivalente.*
- Tabla 1.5** *Distribución de las reservas remanentes probadas por fluido y región al 1 de enero del 2010*
- Tabla 2.1** *Principales propiedades petrofísicas*
- Tabla 2.2** *Principales propiedades de los fluidos*
- Tabla 3.1** *Mecanismos de recuperación del aceite*
- Tabla 3.2** *Representación de la recuperación de hidrocarburos por los diferentes mecanismos de producción primaria*
- Tabla 3.3** *Características de los mecanismos de producción primaria*
- Tabla 3.4** *Características de los Sistemas Artificiales de Producción para su selección*
- Tabla 3.5** *Información para la inyección de agua*
- Tabla 3.6** *Criterios de diseño por medio de la inyección de surfactantes*
- Tabla 3.7** *Criterios de diseño por medio de la inyección con polímeros*
- Tabla 3.8** *Criterios de diseño por medio de la inyección de agua alcalina*
- Tabla 3.9** *Criterios de diseño por medio de procesos miscibles*
- Tabla 3.10** *Criterios de diseño por medio de la inyección cíclica o alternada de vapor*
- Tabla 3.11** *Criterios de diseño por medio de la inyección continua de vapor*

Tabla 3.12 *Criterios de diseño por medio de la combustión in situ*

Tabla 4.1 *Tipos de Análisis*

Tabla 4.2 *Ventajas y desventajas del VPN*

Tabla 4.3 *Parámetros del yacimiento y valores típicos de incertidumbre*

Tabla 4.4 *Etapas de las licitaciones*

INTRODUCCIÓN.

Actualmente, en el mundo más del 70 % de la producción de hidrocarburos proviene de campos maduros y México no es la excepción, hoy en día, en nuestro país, la mayoría de los campos tienen más de 30 años produciendo con la energía propia del yacimiento o bien con el mantenimiento de presión como proceso de recuperación secundaria.

Los altos costos de inversión e incertidumbre para descubrir nuevos yacimientos con grandes reservas direccionan a considerar a los campos maduros como una alternativa viable de incorporación y desarrollo por su volumen de reservas remanentes y con una baja inversión para su rejuvenecimiento. El promedio mundial del factor de recuperación se estima del orden del 35%, donde la recuperación adicional dependerá de los recursos humanos altamente especializados (conocimiento-talento) e innovación, tecnologías disponibles, viabilidad económica y estrategias eficaces de la administración de hidrocarburos.

La reactivación de estos campos proporciona un volumen importante de hidrocarburos, así como, retos técnicos, operativos y gerenciales para su eficiente desarrollo; cabe hacer mención que a pesar de su gran potencial para incrementar el factor de recuperación desde los años setentas no se había considerado invertir en estos campos aquí en México, debido a la falta de reformas legales que permitieran la participación de compañías de servicio en contratos integrales. Por tales motivos PEMEX como resultado de la reforma energética ha lanzado la primera y segunda ronda de los Contratos Incentivados, la cual se encuentra relacionada directamente con el Rejuvenecimiento de Campos Maduros.

El desarrollo de campos maduros se inicia cuando surgen los cambios en la fase de declinación de la producción, el primer paso para abordar el desarrollo de campos maduros consiste en establecer las estrategias de explotación, cuantificando el volumen de hidrocarburos a recuperar (Reservas 2P), en el segundo paso se determina el factor de recuperación final (EUR) con precisión, con la mejor tecnología para lograr su extracción; habría que considerar, las características particulares de cada campo para lograr un proceso de maximización en la recuperación de hidrocarburos con la energía propia del yacimiento o con procesos de recuperación secundaria y mejorada empleando sistemas artificiales de producción considerando el yacimiento, los pozos y la infraestructura superficial.

Esta tesis tiene como objetivo conocer los criterios de selección y parámetros de mayor impacto para la clasificación de campos maduros y campos marginales así como el establecimiento de etapas que se involucran en la estrategia del Rejuvenecimiento de Campos Maduros en México, explicando con mayor detalle en cada uno de los capítulos, incluyendo en la literatura especializada las conclusiones y recomendaciones que son resultado de la investigación.

Capítulo I. Antecedentes.- El objetivo de este capítulo es conocer los indicadores para considerar que un campo es maduro, presentar los métodos volumétricos y otras técnicas para determinar los volúmenes remanentes de hidrocarburos y finalizar con la visualización de oportunidades para la explotación de este tipo de campos.

Capítulo II. Información y análisis de datos.- Este capítulo se refiere a la información referente a los fluidos, características geológicas y petrofísicas del campo, yacimiento y pozos, históricos de producción de aceite y gas, presencia de agua y otros componentes no hidrocarburos. Se incluye una metodología de cómo analizar la información antes mencionada. También se indica el manejo y control de datos con respecto a este tipo de Campos. Finalmente se menciona como método de optimización de la producción al Análisis Nodal.

Capítulo III. Técnicas para el rejuvenecimiento de campos maduros.- En este capítulo se presentan diferentes alternativas posibles para la explotación de los campos, con mayor énfasis en algunas de ellas a implementar: En los pozos el uso de Sistemas Artificiales de Producción e Inyección de agua y gas en el yacimiento como proceso de recuperación secundaria, ya que son las técnicas más utilizadas y eficientes para la aplicación en campos maduros. A diferencia de los otros métodos de recuperación secundaria y mejorada estos métodos cumplen con la condición de rentabilidad que se requieren para su aplicación comercial.

Capítulo IV. Aspectos económicos y legales para el rejuvenecimiento de campos maduros.- Este capítulo señala los aspectos más importantes para realizar una Evaluación Económica en este tipo de proyectos. Así mismo se mencionan los indicadores económicos que prevalecen y dotan a los proyectos de ser rentables o no. También se indican algunos métodos para analizar el riesgo del proyecto. Finalmente se citan los aspectos jurídicos y fiscales que aplican en México para la explotación de los campos maduros y marginales.

En las conclusiones y recomendaciones se presentan los comentarios más relevantes de los campos maduros y campos marginales que serán una herramienta de apoyo en el diagnóstico y análisis para las estrategias de explotación por el rejuvenecimiento de campos maduros.

Capítulo 1.

Antecedentes.



1. ANTECEDENTES.

La importancia de mantener la producción de hidrocarburos ha traído como consecuencia la mejora de los factores de recuperación e incrementar la reserva probada. El objetivo de este capítulo es conocer los criterios e indicadores para considerar que un campo es maduro, presentar los métodos volumétricos y otras técnicas para determinar los volúmenes remanentes de hidrocarburos y finalizar con la visualización de oportunidades para la explotación de este tipo de campos

1.1 Ciclo de vida de un campo.

En esta sección se ofrece un panorama general de las actividades realizadas a cabo en las distintas etapas para desarrollar un campo. Cada actividad está impulsada por una necesidad de negocio, relacionada con cada etapa en particular.

El ciclo de vida de un campo petrolero es una relación que existe entre el tiempo y la producción de hidrocarburos, esto abarca desde el descubrimiento hasta la etapa de abandono. Las actividades correspondientes y la vida de cada una de las etapas del ciclo de un campo pueden variar, esto va a depender de acuerdo a las condiciones particulares de cada campo, así como de muchos factores que a continuación se describen durante cada periodo de un campo petrolero:

- a. Periodo de Acceso
- b. Periodo de Exploración
- c. Periodo de Evaluación
- d. Periodo de Desarrollo
- e. Periodo de Producción
- f. Periodo de Abandono

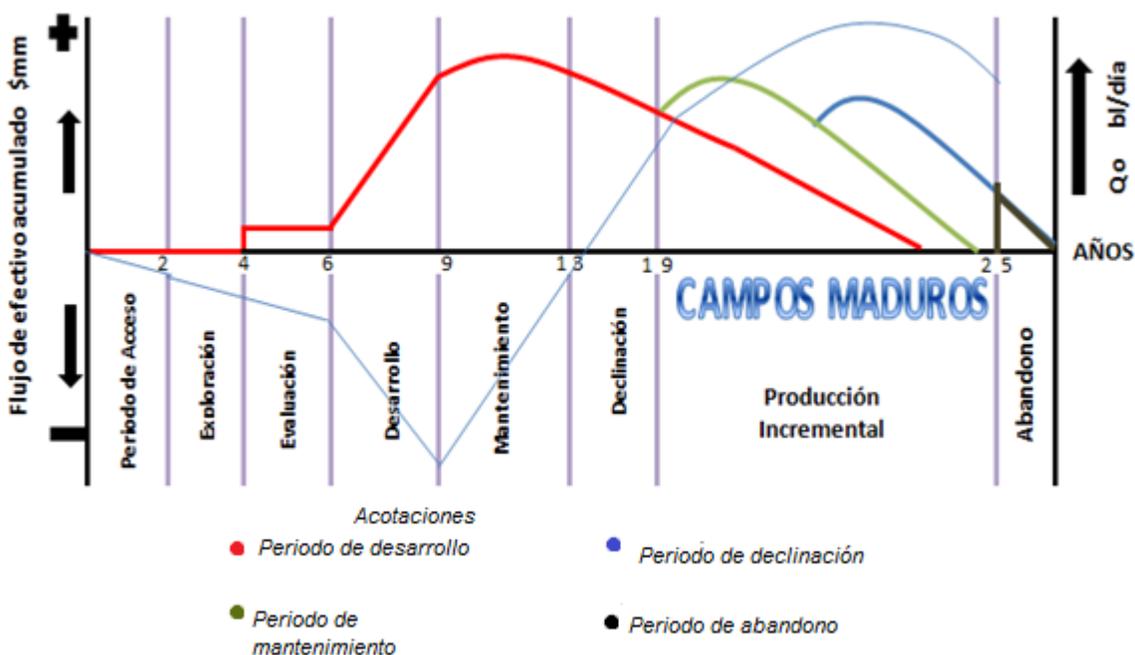


Figura 1.1 El ciclo de vida de un campo con su típico flujo de efectivo acumulado hasta el periodo abandono.

Periodo de acceso.

El primer paso para que una compañía petrolera pueda emprender la exploración y producción de las regiones de interés, implicará evaluar los aspectos técnicos, políticos, económicos, sociales y ambientales de cada lugar o región.

Dentro de los aspectos técnicos se considera el tamaño del potencial de los hidrocarburos que se encuentran y se producen en cada zona, lo que implicará la búsqueda de estudios y de información disponible al público y la iniciación de nuevos estudios con las consideraciones de los desafíos técnicos que se tendrán que enfrentar.

Las consideraciones políticas y económicas incluyen el régimen político y la estabilidad del gobierno, el riesgo que la compañía sea expropiada, la posibilidad de embargos, la

estabilidad fiscal y los niveles de impuestos, las restricciones a la repatriación de beneficios, la seguridad del personal, los costos locales, la inflación y el tipo de cambio de la moneda regional.

En lo social se incluye que no exista amenaza de desorden civil, la disponibilidad de expertos locales, mano de obra disponible y la capacitación requerida, el grado de esfuerzo que se requiere para establecer una presencia local y participar positivamente en la población.

La empresa también tendrá en cuenta las precauciones necesarias para proteger el medio ambiente de los daños durante las operaciones, y la legislación local específica. También puede haber una reputación cuestión a considerar al hacer negocios en un país cuyo régimen político o social no cumple con la aprobación del Gobierno central de la compañía o los accionistas.

El principal objetivo de cualquier compañía de exploración es encontrar nuevos volúmenes de hidrocarburos a bajos costos en un periodo muy corto de tiempo. Los presupuestos para la exploración están en directa competencia con las oportunidades de adquisición. La adquisición está referida a la oportunidad que tiene una compañía petrolera de gastar más dinero en la exploración que lo que podría gastar en la cantidad equivalente a comprar, extraer o vender el petróleo. Por el contrario, si una compañía decide encontrar reservas nuevas a bajos costos, tendrá una ventaja competitiva al encontrar y desarrollar yacimientos más rentables; además de orientar y desarrollar recursos prospectivos más pequeños.

Periodo de exploración.

El desarrollo de nuevas técnicas de exploración como la sísmica 3D, ha mejorado, ayudando a los geólogos a comprender la información obtenida y aumentar la eficiencia de la exploración. Así que, aunque los objetivos son cada vez más pequeños, la

exploración y los pozos de evaluación pueden situarse con más precisión y con mayor posibilidad de éxito.

A pesar de estas mejoras, la exploración sigue siendo una actividad de alto riesgo. Muchas compañías de servicios internacionales del petróleo y gas tienen grandes carteras de los intereses de exploración, cada una con sus propias características geológicas y fiscales; con diferentes probabilidades de encontrar petróleo o gas. La gestión de dichos activos de exploración y operaciones en muchos países representan una tarea importante.

Incluso si las condiciones geológicas de la presencia de hidrocarburos son prometedoras, también deben ser favorables las condiciones políticas y fiscales para el éxito comercial de las empresas de exploración.

La existencia de infraestructura y la disponibilidad de mano de obra calificada son los parámetros más importantes que deben ser evaluados antes de un compromiso a largo plazo.

Tradicionalmente, las inversiones en exploración se realizan desde hace muchos años antes de que haya de oportunidad de producir el aceite (Figura 1.2). En las empresas este tipo de situaciones debe tener al menos un escenario en el que las recompensas potenciales de la producción final justifiquen la inversión en exploración.

Durante este período la historia geológica es estudiada, así como, la probabilidad de la existencia de hidrocarburos y su cuantificación. Antes de la perforación de los primeros pozos tendrá que llevarse a cabo un programa de trabajo de campo.

El trabajo de campo, estudios magnéticos y estudios sísmicos son los instrumentos tradicionales empleados.

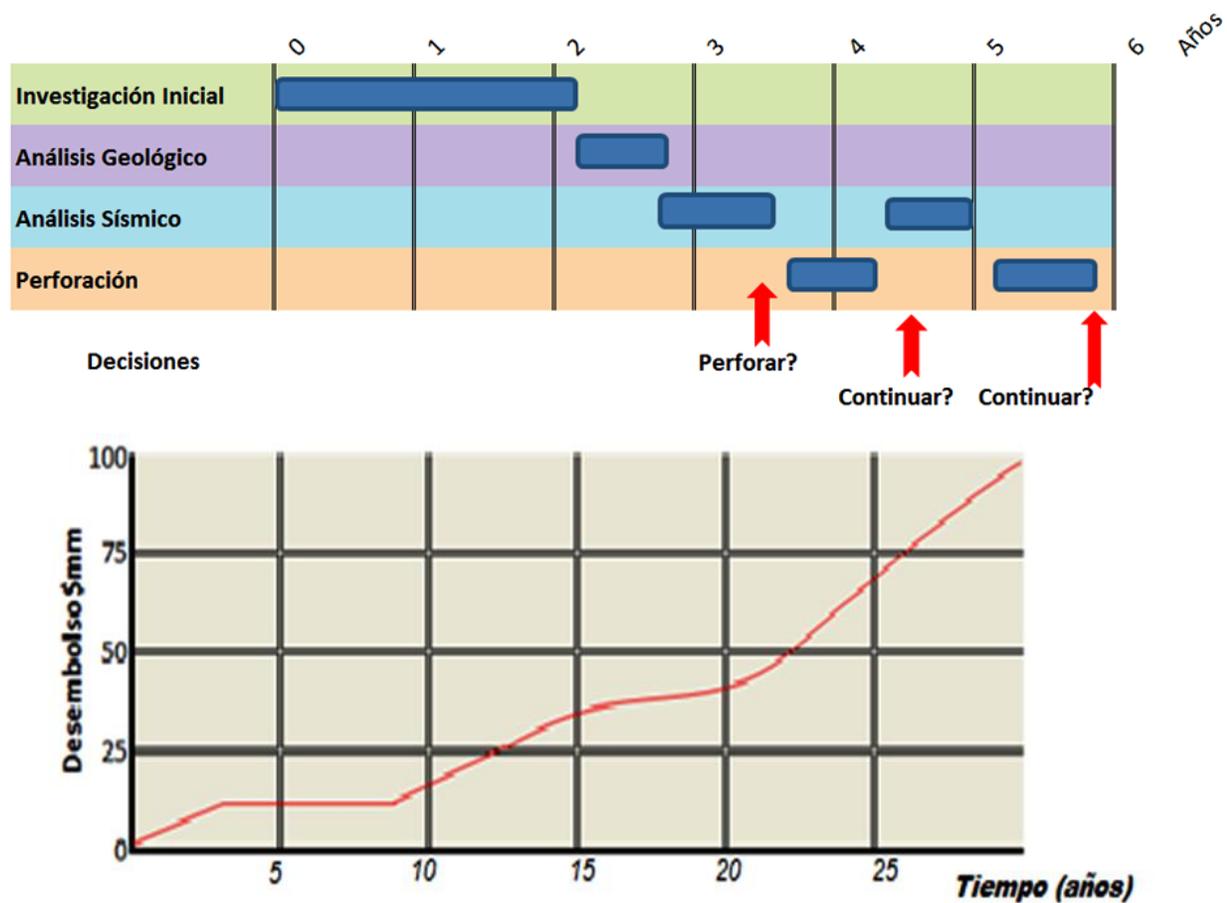


Figura 1.2 Ajustes y gastos de un programa típico de exploración.

Se consideran 4 posibles opciones en el periodo de exploración, las cuales son:

- Continuar con el desarrollo y generar ingresos en un periodo de tiempo relativamente corto. Existe el riesgo que el campo resulte mayor o menor de lo previsto, y así las instalaciones pueden estar por encima o inferiores a la capacidad deseada y por lo tanto la rentabilidad del proyecto se verá afectada.
- Llevar a cabo la evaluación en la fase de desarrollo con el objetivo de optimizar el proceso técnico. La producción del primer barril del campo puede ser retrasada por varios años y se requerirá de una inversión adicional además de la inicial. Sin embargo, la ganancia total del proyecto se incrementará al final de este.

- Vender el descubrimiento, en cuyo caso será necesario un diagnóstico. Algunas compañías se especializan en la aplicación de sus habilidades de exploración, sin la intención de invertir en la etapa de desarrollo. Crean valor para su empresa mediante la venta del descubrimiento y luego siguen adelante con la exploración de una nueva oportunidad.
- No hacer nada. Esta es siempre una opción, aunque débil, y puede dar lugar a frustración en nombre del país anfitrión que es el Gobierno, el cual puede obligar a una renuncia si la empresa petrolera sigue demorando la acción.

Periodo de evaluación.

El objetivo de la etapa de evaluación es reducir la incertidumbre de la localización de volúmenes de reservas producibles dentro de una estructura o campo, en consecuencia el propósito de la evaluación no es el de incorporar nuevos volúmenes adicionales de hidrocarburos, sino también el de proveer información para la cual un ingeniero pueda tomar decisiones.

Las acciones pudieran ser, por ejemplo, interrumpir actividades, seguir con la evaluación, iniciar el desarrollo o vender el prospecto. En cualquier caso, las actividades de evaluación deben llevar a una decisión hecha con la ausencia de información proveniente de la evaluación. Las ganancias debido a la acción tomada, dada la información; deberán ser mayores a los costos derivados por la misma evaluación, de otra manera el esfuerzo de la evaluación será inútil.

Las actividades deben estar jerarquizadas en términos de la reducción de la incertidumbre y su impacto deberá estar en el valor derivado de las acciones posteriores. Las actividades de evaluación buscan necesariamente probar la existencia de más hidrocarburos.

Una vez definida y recopilada la suficiente información para estimar los volúmenes de reservas que pueden ser explotadas inicialmente, el siguiente paso es el examinar las diferentes opciones para desarrollar el campo. Los casos considerados estarán acompañados por las estimaciones de costos y un calendario de planificación.

Periodo de desarrollo.

Al definir y recopilar los datos adecuados para una estimación inicial de las reservas, inmediatamente se procede a analizar varias opciones para poder desarrollar el campo, por lo cual se elabora un estudio de factibilidad cuyo objetivo es documentar varias opciones técnicas, de las cuales al menos una será económicamente viable. Los casos considerados estarán acompañados por un costo estimado y un esquema de planeación.

La principal finalidad del plan de desarrollo del campo es servir como especificación conceptual para las instalaciones superficiales y sub-superficiales, la filosofía de operación y de mantenimiento requerida para mantener el propósito solicitado por los inversionistas.

El plan debe darle a la administración y a los accionistas la seguridad de que todos los aspectos del proyecto han sido identificados, considerados y discutidos entre las partes interesadas. En particular, debe incluir:

- Objetivos del desarrollo
- Datos de ingeniería petrolera
- Principios de operación y mantenimiento de los equipos
- Descripción o ingeniería de las instalaciones
- Estimaciones de costos y mano de obra
- Planificación de proyectos futuros
- Resumen de los aspectos económicos
- Propuesta de presupuesto

Después de que el Plan de Desarrollo del Campo haya sido aprobado, sigue una secuencia de actividades antes de que inicie la producción del campo:

- Plan de Desarrollo del Campo
- Diseño detallado de las instalaciones
- Adquisición de los materiales de construcción
- Construcción de las instalaciones
- Puesta en marcha de todas las instalaciones y equipos

Periodo de producción.

La etapa de producción comienza con las primeras cantidades comerciales de hidrocarburos que fluyen hacia la cabeza del pozo. Esto marca el punto de inflexión en el flujo efectivo, pues desde ahora el capital de inversión puede ser utilizado y se empieza a recuperar parte de la inversión, o pueden hacerse tangibles otros proyectos. Reduciendo al mínimo el tiempo entre el comienzo de una campaña de exploración y el primer barril de aceite producido.

La planificación del desarrollo y producción son usualmente basados en el perfil de producción esperado, que depende fuertemente del mecanismo de empuje del yacimiento. El perfil de producción determinará las instalaciones requeridas y el número de pozos a ser perforados. El perfil de producción mostrado en la figura 1.1 esta caracterizado por tres fases:

1. Periodo de desarrollo. Durante este periodo los pozos recientemente perforados son convertidos a productores.
2. Periodo de mantenimiento. Inicialmente los nuevos pozos comenzarán a producir pero los viejos comenzarán a declinar. Se mantiene un gasto de producción.

Este periodo es de 2 a 5 años para un campo de aceite y un poco más para un campo de gas.

3. Periodo de declinación. Durante este periodo final, todos los pozos productores manifiestan declinación.

Durante el desarrollo de un campo, es importante definir cómo será producido y operado el campo y también cómo deben ser mantenidas las instalaciones. Las respuestas a estas interrogantes influirán en el diseño de las instalaciones. El desarrollo y la ejecución de los proyectos petroleros puede tener un periodo de cinco o seis años, pero la producción típica del campo puede ser de 25 años aproximadamente. Debido a que las instalaciones necesitarán ser mantenidas y operadas incurrirán en gastos operativos por un largo periodo, los modos de producción y mantenimiento deberán ser una parte integral del diseño de instalaciones.

Periodo de abandono.

El límite económico de un proyecto normalmente termina una vez que el flujo de efectivo se convierte en negativo. Hacia el final de la vida del campo los gastos de capital y la depreciación de activos pueden ser definidos como el punto al cual los ingresos brutos ya no cubren los costos de operación (e impuestos). Es posiblemente técnicamente continuar con la producción del campo, pero con una pérdida financiera.

La mayoría de las compañías petroleras tienen al menos dos caminos para diferir sobre el abandono de una instalación o campo:

- a. Reducir los costos de operación
- b. Aumentar el rendimiento de los hidrocarburos

En algunos casos, donde la producción está sujeta a altas tasas de impuestos; concesiones en los impuestos pueden ser negociadas, pero generalmente el gobierno u autoridad local encargada buscará otras opciones.

Los costos de mantenimiento y operación representan el mayor gasto en la vida tardía del campo. Estos costos estarán estrechamente relacionados al número de personas requerido para operar las instalaciones y la cantidad de infraestructura necesaria para operar y mantener un ritmo de producción constante. Las especificaciones por producto, calidad pueden tener también un impacto de significado en los costos de producción.

Mientras el enfoque de abandono se acerque más dentro de vida del campo, la recuperación mejorada y la inyección de químicos y polímeros se consideran como alternativa o medio de la recuperación de hidrocarburos remanente después de la producción primaria o explotación inicial. La factibilidad económica de tales técnicas es muy sensible al precio del petróleo y mientras que algunas de estas técnicas son usadas en desarrollos terrestres, en desarrollos marítimos pueden ser raramente justificados a los precios actuales del aceite.

Cuando la producción del campo no puede sostener los costos de funcionamiento pero la vida operativa de las instalaciones no ha expirado, las oportunidades para desarrollar las reservas cercanas se hará a través de la infraestructura existente. Estos campos no necesariamente pertenecen a las compañías que operan las instalaciones, en tal caso, se negocia una tarifa por el uso de terceros de las instalaciones.

Por último, todas las reservas económicamente recuperables declinarán y el campo será abandonado. Actualmente se invierte mucho tiempo en el plan de abandono, con el fin de elaborar procedimientos que disminuyan los efectos ambientales sin incurrir en costos excesivos.

La administración de los costos de abandono es un tema que la mayoría de las compañías tienen que afrontar en un determinado momento. En tierra, los pozos pueden ser taponados y las instalaciones desmanteladas en un plan de etapas, evitando así altos gastos mientras los hidrocarburos se agotan. Los costos de abandono en instalaciones marítimas pueden ser considerables si las plataformas no pueden ser removidas de manera fragmentaria.

La manera en que el presupuesto de abandono se desarrolle depende en parte del tamaño de la compañía y de las tarifas de impuestos prevalecientes. Usualmente una compañía tendrá un portafolio de activos a diferentes etapas del ciclo descrito. La administración propia del activo permitirá la optimización de recursos financieros, técnicos y de recursos humanos para el abandono.

1.2 Clasificación de los recursos y su utilidad en el manejo de los recursos de una empresa. ¹²

Los recursos poseen un valor económico asociado a las inversiones, a los costos de operación y mantenimiento, a los pronósticos de producción y a los precios de ventas de hidrocarburos, por eso hoy en día las compañías les resulta de carácter prioritario la determinación de los recursos y reservas disponibles, para saber si son capaces de respaldar la inversión y generar ganancias.

Statoil ha desarrollado una nueva clasificación de los recursos con el objetivo de apoyar las decisiones de inversión y la administración de los procesos. Los recursos se relacionan con la cadena de valor desde las primeras exploraciones, a la producción y costos. El uso del sistema de clasificación aumenta la conciencia de la calidad y consistencia de los cálculos de recursos y de la reserva descubierta.

En la siguiente figura se ilustra el sistema de clasificación.



Tabla 1.1 Subdivisiones principales en el sistema de clasificación de Statoil.

Definición de las categorías de recursos.

Recursos especulativos.- Son recursos no asignados o mal asignados, con posibles depósitos de aceite. Se utilizan para evaluar el potencial de aceite en una cuenca y son la base para decidir sobre la conveniencia de esa área o definitivamente no aplicar en esa área.

Recursos hipotéticos.- Son recursos en espera. Un prospecto es una trampa que puede contener hidrocarburos y es representado en 3 dimensiones. Los prospectos son divididos por medio del valor presente neto esperado o (VPNE). El (VPNE) incluye el riesgo de un pozo seco.

$$(\text{VPNE}) = P_{\text{descubierto}} \times \text{VPN}_{\text{descubierto}} + P_{\text{seco}} \times \text{VPN}_{\text{seco}}$$

Los prospectos se separan dentro de 3 grupos dependiendo de sus resultados.

1. *Rentables*. Estos prospectos tienen un (VPNE) positivo y son de carácter comercial en un plazo largo.
2. *Potencialmente rentables*. Estos prospectos tienen un (VPNE) negativo, pero un valor presente neto después de su descubrimiento. La perforación de estos prospectos puede ser el resultado una pérdida en un periodo de tiempo. Si la probabilidad de descubrimiento se incrementa al reducir la incertidumbre, los recursos pueden ser transferidos a la categoría rentable.
3. *No rentables*. Incluye los prospectos con un valor presente neto negativo siempre, incluso después de ser descubierto, estos prospectos son los que tienen una probabilidad muy pequeña de ser rentables.

El potencial del sistema.

El sistema de clasificación de Statoil se ha desarrollado principalmente para uso interno, ya que en comparación con la clasificación de SPE desmoraliza la divulgación de los recursos probables y posibles a causa de la idea errónea del potencial percibido por el público. Statoil, así como el resto de las compañías de servicios se centran en las reservas probadas y probables en algunos casos.

1.3 Importancia de las reservas.

Los hidrocarburos tienen un papel muy importante en el campo de los energéticos, en dicho tema a su vez se cuestiona: ¿Cuánto petróleo queda, dónde se localiza, a qué gasto se puede y debe producir?, por eso se considera a la reserva como un parámetro importante, con ella se puede definir la producción esperada del yacimiento.

Las reservas poseen un valor económico asociado a las inversiones, a los costos de operación y mantenimiento, a los pronósticos de producción y a los precios de ventas de hidrocarburos.

Los volúmenes petroleros son todos los volúmenes de hidrocarburos que inicialmente se estiman en el subsuelo a condiciones de superficie. Sin embargo desde el punto de vista de explotación, se le llaman recursos únicamente al volumen potencialmente recuperable.

Factores de control en la estimación de reserva.

La evaluación de los campos se enfoca en la reducción de la incertidumbre del volumen de hidrocarburos en el yacimiento: “reservas”. La localización de los mismos, y la producción del comportamiento del yacimiento durante la producción. En la tabla 2.3 se muestran los factores de control que repercuten en la estimación de reservas que si no son tomados en cuenta pueden provocar errores en la estimación.

Los parámetros que están incluidos en la estimación son: aceite en el tanque de almacenamiento inicial producido en el lugar (es un término que normaliza las columnas de aceite contenido bajo condiciones de presión y temperatura superficiales $P= 14.7 \text{ lb/pg}^2$ y $T= 60^\circ \text{ F}$, ó en otras palabras es la medición tomada en el lugar del primer aceite producido a condiciones de superficie), gas inicial producido en el lugar (que es equivalente a la expresión del gas inicial producido a condiciones de superficie) y reservas.

Parámetros de entrada	Factores de control
Volumen de roca	Tipo de estructura Buzamiento de los flancos Posición de fallas adyacentes Posición de fallas internas Profundidad de los contactos de los fluidos
Espesor neto	Ambiente de depósito Diagénesis
Porosidad	Ambiente de depósito Diagénesis
Saturación de HC's	Calidad del Yacimiento Presiones capilares
Factor del volumen de formación	Tipo de fluido Presión y temperatura del yacimiento
Factor de recuperación (condiciones iniciales)	Propiedades físicas de los fluidos Ángulo de buzamiento de formación Volumen del acuífero Volumen de la capa de gas
Mecanismos de Desplazamiento	Empuje por expansión del sistema roca-fluidos Empuje por expansión de la capa de gas Empuje por casquete de gas Empuje por acuífero asociado Empuje por segregación gravitacional Empuje combinado

Tabla 2.2 Factores de control que influyen en la estimación de reservas

1.4 Aceite remanente. Sor.

Es el aceite que queda en el yacimiento en la zona barrida, después de un proceso de desplazamiento. Depende principalmente de la mojabilidad de la roca y del tipo de fluido desplazante:

- a. Rocas preferentemente mojadas por agua.
En el desplazamiento con agua, Sor es generalmente bajo, en promedio del 35% del volumen poroso.
- b. Rocas preferencialmente mojadas por aceite.
El desplazamiento de aceite con agua no es eficiente. El petróleo residual toma el lugar del agua congénita y k_{ro} es pequeña para altas saturaciones de aceite.
- c. Rocas con mojabilidad intermedia.
En este caso las fuerzas que retienen al aceite en los poros son muy pequeñas y por lo tanto también lo es la Sor.

¿Por qué existe el aceite remanente?

1. Porque en un sistema mojada por agua, el agua avanza a la misma velocidad en todos los canales y por lo tanto el aceite queda en algunos canales luego de pasar el frente de invasión de agua. Este aceite remanente no puede fluir debido a los efectos capilares que lo retienen en los poros.
2. Por la existencia de:
 - a. Canales de flujo o poros diferentes tamaño.
 - b. Canales de flujo o poros de diferente permeabilidad.
 - c. Fuerzas capilares.

1.5 Técnicas para la estimación de aceite remanente.

El desarrollo de los campos maduros implica nuevas técnicas económicamente viables y la adecuada administración de los yacimientos, dependiendo del tipo, historia y las perspectivas del campo. Se pueden desarrollar uno o varios planes, en esta sección se explican las técnicas para la estimación de la reserva remanente de los campos maduros.

La determinación de la cantidad y la distribución del aceite remanente así como la eficiencia del desplazamiento son factores claves para determinar el atractivo económico en este tipo de yacimientos. Las técnicas para mejorar el factor de recuperación como lo es la recuperación secundaria y recuperación terciaria son otros elementos importantes para llevar a cabo el plan de desarrollo del campo.

La determinación de la cantidad de saturación de aceite residual después de los procesos de recuperación primaria y secundaria es un gran desafío. La localización del aceite que se recuperó es un ejercicio difícil que requiere de técnicas sofisticadas. Egbogah estudio las técnicas que a continuación se mencionan utilizadas para conocer las cantidades de aceite remanente.

Análisis de núcleos.

En este apartado se hace mención de la técnica de Egbogah y una ecuación utilizada por Kasemi ya que existen otras técnicas para analizar los núcleos. La técnica de Egbogah sugiere que la saturación de fluidos iniciales en núcleos o la inyección de agua son determinados por la destilación (saturación de agua) y extracción (saturación de aceite) usando disolventes. Se ha reconocido que el valor de la relación de la saturación de aceite in-situ no es confiable.

El análisis de núcleos especiales (SCAL) aumenta la precisión de la estimación, ya que representa las condiciones reales del yacimiento (presión, temperatura y mojabilidad), pero es costoso en comparación con el análisis de núcleos convencionales. La siguiente ecuación propuesta por Kasemi se utiliza para estimar la saturación de aceite residual a escala de yacimiento usando la saturación residual del núcleo.

$$(\overline{S_o})_{res} = (\overline{S_o})_{núcleo} BoE \frac{M}{1 - V^2}$$

Donde:

E.- ajuste por exudación, el valor sugerido es de 1.11

M.- relación de movilidad = $\frac{\mu_o k_w}{\mu_w k_o}$

V.- variación de la permeabilidad (coeficiente de Dykstra Parson)

Registros de Pozo.

Estos procedimientos con el paso del tiempo, han sido los más utilizados para la obtención de datos fiables de la saturación del aceite residual para la evaluación de proyectos de recuperación secundaria y mejorada. Cada técnica de registro tiene sus propias ventajas y desventajas y limitaciones. Dado que cada registro tiene su propia profundidad e investigación limitada en la prueba de formación, una pequeña invasión de filtrado de lodo alrededor del pozo debe mantenerse para medir las propiedades de formación real. Con base en las condiciones de cada pozo, se dividen en dos grupos para las mediciones de la saturación de aceite residual: registros en agujero abierto y registros en agujero cerrado.

Registros en agujero descubierto.

Registros de resistividad.

El registro de resistividad está ampliamente disponible y relativamente barato. La saturación del aceite se determina con base en la ecuación de Archie, como se muestra a continuación:

$$S_o = 1 - \left(\frac{R_w \Phi^{-m}}{R_t} \right)^{1/n}$$

Donde:

R_w.- resistividad del agua de formación

R_t.- verdadera resistividad de formación

Φ.- porosidad

m.- exponente de la litología

n.- exponente de la saturación

Las mediciones de la Saturación del aceite (S_o) en la formación depende de varios parámetros como (∅, n, m) creando la incertidumbre (±10 %) de los registros de resistividad convencionales inaceptables para la determinación de la Saturación del Aceite Residual (S_{or}). Una forma de reducir las incertidumbres en los registros de resistividad fue sugerido por Murphy, después del registro de formación (R₁ es medido), el aceite puede ser eliminado mediante la inyección de productos químicos. La formación podría ser reinyectada con salmuera y de nuevo medir la resistividad (R₂). Con el conocimiento del exponente de saturación (n), la S_{or} puede ser calculada a partir de:

$$S_{or} = 1 - (R_2 / R_1)^{1/n}$$

Esta técnica se llama log-inject-log, técnica que podría mejorar las mediciones de S_{or} con una precisión de ±2 % al ±5 %.

Registros de magnetismo nuclear.

Es la técnica de campo más precisa para medir la S_{or}. Esta herramienta mide el aceite residual inmediatamente después de la eliminación de agua con iones paramagnéticos. La precisión de los registros de magnetismo nuclear depende en gran medida de la estimación de la porosidad y la relación señal-ruido. Ya que el registro de magnetismo

nuclear mide la saturación de petróleo directamente, esto permite que los errores aleatorios que se minimizada. Por lo tanto, los errores sistemáticos pueden ser determinados y la Sor medida se puede corregir. Esta técnica no contribuye para aceites muy viscosos.

Una técnica más precisa es, con el registro de magnetismo nuclear es detectar el hidrogeno en el agua y aceite y aplicable en pruebas de admisión. El agua contiene iones paramagnéticos que se inyectan en la formación y el índice de flujo libre (I_{Flow}) de aceite, es directa o computacionalmente obtenida, por lo tanto la ecuación para estimar la Sor es:

$$Sor = \frac{I_{Flow}}{\Phi}$$

Registros en agujero cerrado.

Registro de neutrones pulsados.

Los registros en agujero cerrado como el registro de toma de neutrones pulsados y el registro de carbono/oxígeno (C/O), son particularmente útiles para estimar la Sor a través de la tubería con gran precisión.

La siguiente ecuación es aplicada para estimar la Saturación del Aceite Remanente:

$$Sor = 1 - \frac{(\Sigma t_2 - \Sigma t_1)}{\Phi(\Sigma w_2 - \Sigma w_1)}$$

Donde Σt_1 y Σt_2 , y Σw_1 y Σw_2 son la toma de la sección transversal de la formación y la medición del agua antes y después de la inyección respectivamente.

La toma de la sección transversal (Σ) es una medida de la absorción de emisiones de los neutrones térmicos. La medición total de la toma de neutrones pulsados (Σt) de la formación es la suma de los componentes de las secciones transversales de la roca

matriz (Σm_a) y de los fluidos (Σw wáter y Σh hidrocarburos) dentro de los poros de la roca. Esta puede ser expresada como:

$$\rho_t = \rho_{ma}(1 - \phi) + \rho_w(1 - S_o)\phi + \rho_h \phi_o$$

Registro carbón/oxígeno.

Otra técnica usada para estimar la S_o es el registro Carbón/Oxígeno, mediante la medición de las cantidades relativas de ciertos elementos que existen en los hidrocarburos y en el agua, tales como el C, O, Ca y Si. La saturación de aceite residual se estima utilizando la siguiente ecuación:

$$S_o = \frac{C/O_{registro} - C/O_{100\%agua}}{C/O_{100\%petróleo} - C/O_{100\%agua}}$$

Donde:

$(C/O)_{registro}$ = La medición de la relación oxígeno-carbono obtenida del registro.

$(C/O)_{agua}$ = La relación carbón oxígeno de la roca saturada por agua.

$(C/O)_{petróleo}$ = La relación oxígeno- carbono de la roca saturada por aceite.

Sin embargo, este enfoque se limita a la aplicación a los yacimientos de areniscas de buena porosidad. En la tabla siguiente se muestra los tipos de aplicaciones de cada uno, así como sus ventajas y desventajas de estas técnicas de registros.

Tipo de Registro	Técnica	Agujero Cerrado	Precisión
Resistividad	Convencional	No	Escasa
Neutrón Pulsado	Log-Inject-log	Sí	Buena
Magnetismo nuclear	Convencional	No	Escasa
Carbono/Oxígeno	Log-Inject-log	Sí	Buena

Tabla 1.3 Registros utilizados para determinar la saturación de aceite residual.

Captura de neutrones pulsados, magnetismo nuclear, carbón/oxígeno y los registros de rayos gamma son usados para determinar la saturación residual del aceite, ambos registros convencionales log-inject-log son posibles para algunas aplicaciones, en la tabla siguiente se muestra los tipos de aplicaciones de cada uno, así como sus ventajas y desventajas de estas técnicas de registros.

La saturación de agua de registros de resistividad se puede calcular utilizando la siguiente ecuación presentada por Waxman y Smits para arenas arcillosas, cuya fórmula es modificada de la ecuación clásica de Archie's.

$$S_w = \left[\frac{R_o}{R_t} \left(\frac{1 + R_w B Q v}{1 + \frac{R_w B Q v}{S_w}} \right)^{1/n} \right]$$

Donde B se define de la siguiente manera

$$B = 0.046 (1 - 0.6 e^{C_w/0.013})$$

C_w es el recíproco de R_w . La saturación del aceite es estimada usando $S_o = 1 - S_w$. Esta relación se utiliza habitualmente para las aplicaciones convencionales de registros de resistividad, así como algunos otros, como Simandoux y Fertl y ecuaciones Hammack. El mismo tipo de registros se utilizan para acceder al sistema de registros de inyección aplicaciones para pozo. En este proceso, la formación del petróleo se registro obteniendo el R_t primero. El solvente es inyectado para remover el aceite. Finalmente, la salmuera es inyectada para medir el R_o . La saturación del aceite es calculada usando la siguiente relación:

$$S_o = 1 - \left(\frac{R_o}{R_t} \right)^{1/n}$$

Ambos registros convencionales son aplicados solo para agujeros descubiertos. La exactitud del exponente de saturación, n es importante en la estimación del aceite remanente (reservas). Debido a la naturaleza empírica de esta cantidad, el uso de registros de resistividad en la estimación de la saturación siempre ha sido cuestionable. Los pequeños cambios en este exponente pueden dar lugar a variaciones significativas en las reservas obtenidas por cálculos volumétricos. La variación del exponente de saturación en el yacimiento es causado por el contenido de arcilla y la estructura de poro, que es otro factor que afecta la estimación de las reservas.

Balance de materia.

Este método es una estimación promedio del contenido de aceite restante en el yacimiento después de explotar un cierto volumen, a partir de las estimaciones iniciales de las reservas. La ecuación de Balance de Materia no solo se utiliza para estimar el aceite inicial en el yacimiento sino que gracias a arreglos matemáticos convenientes permite la estimación de la capacidad de almacenamiento relativa de los medios porosos. Los errores más importantes en el cálculo se deben a errores en la toma de información inicial del yacimiento por lo que sino se toman las precauciones adecuadas, esto afectará el cálculo final de la S_{or} y la producción de valores promedios para la S_{or} final.

La Saturación del aceite remanente es obtenida por la siguiente ecuación, si la cantidad total de aceite en el lugar (N_{foi}) y el aceite acumulado producido hasta el final de la inyección de agua (N_p) se conoce:

$$S_{or} = \frac{(N - N_p)B_{oWF}}{7758 Ah}$$

La predicción de N_p es una tarea crítica. Una de las técnicas usadas para ellos es la siguiente ecuación de balance de materia:

$$Np = \frac{N_{foi}(B_t - B_{ti}) + (W_i - W_p B_w) + G_i B_g}{(R_p - R_c)B_g + B_o} + \frac{\frac{B_{ti}}{(1 - S_{wi})} [(C_f + S_{wi} C_w) \Delta P] + \frac{m B_{ti}}{B_{gi}} (B_g - B_{gi}) + W_e}{(R_p - R_t)B_g + B_o}$$

Trazadores químicos.

Esta técnica consiste en inyectar un fluido (tal como acetato etil) dentro del pozo de prueba, posteriormente el pozo se cierra con el objeto de permitir la hidrolización para formar el segundo trazador (etanol), para finalmente abrir el pozo a producción, observándose los perfiles de concentración de ambos trazadores. Debido a la diferencia en los coeficientes de partición en sistemas agua-aceite, los trazadores se producirán a diferentes velocidades. Esta diferencia en los tiempos de arribo se emplea para determinar la Sor, con lo cual se logra una alta precisión (de una $\pm 2\%$ a un $\pm 3\%$ del volumen de poros) la cual ha sido confirmado.⁶

$$Sor = \frac{t_1 - t_2}{t_1 - t_2 - t_1 K_2 + t_2 K_1}$$

Donde la división de los coeficientes de los dos trazadores son k_1 y k_2 , y respectivamente el tiempo de llegada de los dos trazadores son t_1 y t_2 .

Esta técnica puede ser usada para hacer mediciones en formaciones de tipo calizas o areniscas en un amplio rango de temperaturas, salinidades y saturación de aceite residual.¹⁰

Pruebas de pozos.

Para el cálculo de la Sor a partir de las pruebas de pozo es necesario realizar una evaluación previa de la permeabilidad efectiva a partir de las pruebas transitorias de

presión, con esta información y con ayuda de las curvas de permeabilidades relativas, se puede obtener un valor promedio de la Sor en el área de drene del pozo, ya que las permeabilidades relativas agua-aceite están en función de la saturación del agua o del aceite, por lo que la saturación de aceite se puede determinar a partir de las permeabilidades efectivas.¹¹

La Saturación del aceite (incluyendo la Sor) se puede evaluar empleando la compresibilidad total estimada de pruebas de interferencia o de pulsos. Este método no es válido cuando existe una saturación de gas libre en la formación. La precisión de esta técnica en la determinación de la saturación de aceite se considera pobre, debido a la dificultad de conseguir un factor de compresibilidad adecuado.

La compresibilidad total puede ser obtenida del análisis de presión transitorio, usando la siguiente relación.

$$C_t = \frac{0.0002637 (k / \mu)_t}{\square r^2} \frac{\Delta t_M}{(t_D / r_D^2)_M}$$

Donde $(k / \mu)_t$ es la movilidad total y está definida como:

$$\left(\frac{k}{\mu}\right)_t = \left(\frac{k_o}{\mu_o}\right) + \left(\frac{k_w}{\mu_w}\right) + \left(\frac{k_g}{\mu_g}\right)$$

Δt_M y $(t_D / r_D^2)_M$ es el tiempo a dimensionales y los valores del tiempo son obtenidos del análisis curva tipo.

1.6 Madurez.

En general los campos maduros son aquellos que han alcanzado el pico de su producción y comienza la etapa de declinación, se caracterizan porque llevan operando más de 20

años, muestran una declinación constante en la producción y una recuperación de crudo cercano al 30%. Estos campos aportan un 70% de la producción mundial. Con las coyunturas actuales de un alto precio y una demanda creciente, se hace más viable económicamente invertir en estos campos para aumentar el recobro y así extender su vida útil.

Debido a que cada vez es menos probable encontrar yacimientos con grandes reservas, se hace importante obtener reservas adicionales de los campos existentes. Así como se habla de la 'eficiencia energética' como una nueva fuente de energía, el aumento de la productividad en los campos maduros resultaría en un incremento real de las reservas al aumentar el factor de recuperación por encima de los valores históricos de 35% para crudos y 70% para gas. Si se piensa en los altos volúmenes de hidrocarburos que quedan remanentes se puede apreciar el inmenso potencial que presentan estos campos para adicionar reservas, lo cual aparece difícil de alcanzar con nuevos descubrimientos.

Objetivo del rejuvenecimiento de campos maduros.

El objetivo principal del rejuvenecimiento de campos maduros es el de incrementar el factor de recuperación final y de minimizar el riesgo asociado a la explotación a través de:

- Nuevos modelos de negocio
- Nueva tecnología
- Re inversiones

1.7 Definición de campos maduros.

Entre las interpretaciones de campos maduros podemos citar a Tayfun Babadagli⁴ donde define que "Los campos de petróleo después de un cierto periodo de producción son llamados campos maduros, una definición más específica de campos maduros es cuando alcanzan su pico de producción y empieza la etapa de declinación y una tercera

definición podría ser cuando los campos llegan a su límite económico después de los esfuerzos de recuperación primaria y secundaria”.

Cheatwood y Guzman⁶⁴ "las áreas maduras son áreas que históricamente muestran bajo margen económico". Fleckenstan⁶⁵ "el campo Carpinteria (California, Estados Unidos) es un campo considerado maduro porque se encuentra en el límite económico de producción". Para estos autores, la madurez se relaciona con el límite económico del campo.

Pande y Clark⁶⁶ utilizan algunas características de campo / yacimiento para la conceptualización y caracterización de un campo maduro "los yacimientos maduros son definidos por las propiedades: potencial adicional de recuperación por implementación de técnicas y herramientas avanzadas de caracterización del yacimiento, administración de yacimientos y/o la implementación de algún tipo de recuperación mejorada necesaria para extender el límite económico y la vida productiva del campo.

Coste y Valois⁶⁷ presentan otra forma de definir, tomando en cuenta el tiempo de producción y la cantidad de pozos productores en el campo. Los autores afirman que "los campos maduros son campos con historia de producción relativamente grande (entre 10 y 70 años de producción) y muchos pozos perforados (hasta 1,000 pozos)". Esta definición, a pesar de la cuantificación, entra en conflicto con diversos autores que afirman en la madurez del campo, sin poseer éstas características.

Por otro lado, Palke y Rietz⁶⁸ conceptualizan "yacimiento maduro es todo aquel que ha producido lo suficiente para lograr una tendencia bien establecida en o referente a producción y presión". Esto puede ser considerada una buena definición para campos maduros, pero incurre en el problema de la cuantificación para uso regulatorio.

Para Mathis y Brienrley⁶⁹, por ejemplo, "el campo de Tejon ubicado en California, Estados Unidos es maduro porque posee una baja tasa de producción de petróleo, el cual es relativamente pesado y de alta viscosidad". Probablemente, existe una

comparación entre la tasa al inicio de producción del campo, con la producción actual a fin de lograr establecer una conclusión y asociarla a la madurez. La carencia de un valor que determine el significado de "producción baja" hace que este parámetro no permita una definición que se utilice con fines regulatorios. Los otros dos parámetros están referidos a las propiedades del petróleo producido en el campo. Un campo que produce petróleo con las características descritas, posee una mayor dificultad para su producción, pero esta dificultad no se puede asociar a la madurez.

Como puede observarse, la falta de cuantificación en la conceptualización hace impráctico su uso en la regulación. La determinación de la madurez, tomando en cuenta una forma de general del campo para ser utilizado con fines regulatorios, pero no cuantifica, lo cual hace que el concepto sea subjetivo.

Otra característica de madurez usada en la industria es la producción del agua. Según Naguib y Bayoumi⁸⁵ "El campo Ras Fanar ubicado en el Golfo de Suez, es considerado maduro debido a una baja producción, con alto contenido de ácido sulfúrico, bióxido de carbono y azufre y con un corte de agua del 20%", donde el tratamiento de los fluidos producidos eleva los costos, de igual manera para Fabel & Neunhoffer⁷⁰, "El campo maduro de Ruhlermoon en Alemania es caracterizado por una baja producción de petróleo y un alto corte del agua del 90% y problemas con el incremento en la producción de la arenas". La alta producción de agua es un factor que puede indicar longevidad productiva, pero no un factor determinante para la conceptualización de la madurez.

Un campo que posee un alto porcentaje de producción de agua, puede ser debido a una posibilidad de madurez, pero no es motivo suficiente para afirmarlo. En otro contexto, un campo que posee una baja producción de agua, puede estar en una fase madura. Por otro lado, la producción de arena no está relacionada con la madurez, pero sí a la compactación de la roca. La producción de arena puede incrementar en forma proporcional a la producción de petróleo, y depende de la compactación de la roca, por lo que no puede ser utilizada como criterio para la definición de la madurez de un campo.

Otra forma usada para la conceptualización de campos maduros sobre la base del perfil de la curva de producción. Para Sams y Atkins⁷¹ "muchos campos de petróleo y gas de la región del sureste de Asia están llegando la madurez. En estos campos, la producción llegó a un máximo e inicia inmediatamente una declinación". Cuando un campo llega en esta etapa de desarrollo, es porque ya posee una historia productiva, indicando una más escasa incorporación de reservas. Quizás esto es una fuerte indicación de madurez, pero, así como las otras características analizadas, ésta sola no puede definir la madurez del campo para efecto regulatorios.

Coste y Valois⁷² también clasifica a los campos maduros en función de la declinación de la producción y de la economicidad: "los campos maduros son los referidos a campos de petróleo y de gas natural cuya producción está en declinación y que necesitan de operación y tecnología específica para recuperar su rentabilidad". Valois mezcla, una serie de características de campo como: producción declinante, técnicas avanzadas de recuperación y un valor económico bajo. Así como las conceptualizaciones descritas, esto no consigue determinar el inicio de la etapa de madurez de un campo, no pudiendo, por lo tanto, ser utilizada para efectos regulatorios.

Otra forma para conceptuar los campos maduros es con el artículo escrito por Schulte y Rossen⁷³ donde define "el campo Brent en Mar del Norte se considera maduro porque produjo ya el 74% de sus reservas iniciales", y Carter & Walton⁷⁴ describe "El campo

East Champion (Brunei) es maduro debido a que ya se extrajo el 70% de sus reservas iniciales". Los autores utilizan la cantidad de petróleo ya producido en el campo como un factor indicativo de su madurez, ésta es una forma que, define mejor la madurez de un campo y también determina el principio de esta madurez.

En una controversia por Mezzomo y Schiozer⁷⁵, la conceptualización de campos maduros se presenta de la forma siguiente: "En un campo situado en tierra o en aguas (profundidad de agua no mayor a 50 metros), con volumen técnicamente recuperable no mayor a 3 millones de barriles de petróleo equivalente, y que haya producido por lo menos 10 años".

Resnyanskiy⁷⁶ refiere que "Aquellos campos que dentro de su ciclo de vida ya alcanzaron su pico máximo de producción y que además ya entraron a la etapa de declinación y que por la magnitud de sus reservas remanentes o por su bajo factor de recuperación son candidatos a implementarse en ellos procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, y que evidencian pronósticos de producción futura aún por arriba de su límite económico"

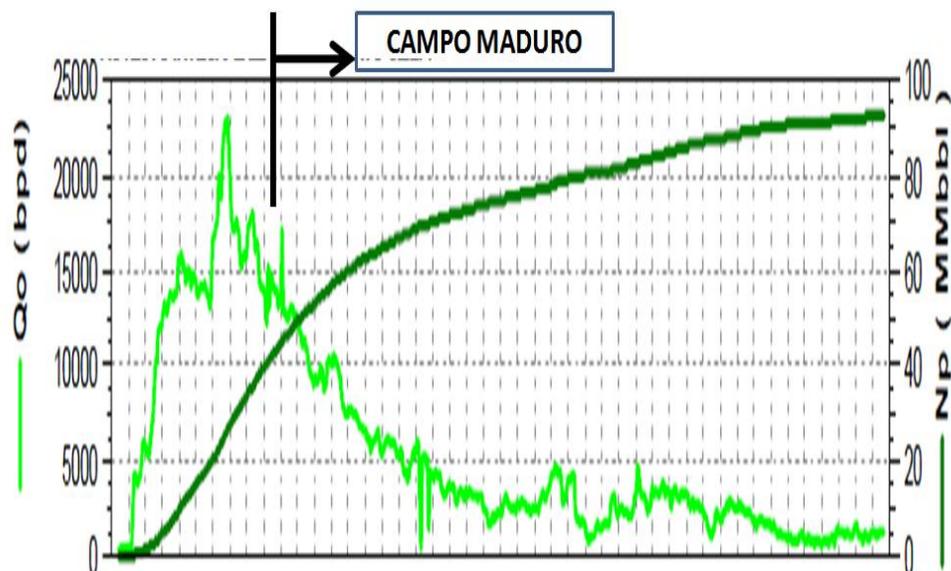


Figura 1.3 Ejemplo del perfil de producción donde se observa una declinación constante.

En México se consideran las siguientes definiciones de campos maduros: En el año 2005 Ing. Antonio Narváez definió que de los campos maduros y/o marginales en México son aquellos en donde el margen de utilidad, aunque rentable, no son suficientemente competitivos con otros proyectos de PEMEX Exploración y Producción. En el año 2011 el Dr. Edgar Rangel mencionó que los Campos Maduros son aquellos donde su producción acumulada (N_p) es mayor que su Reserva 2P, ($N_p > R_{2p}/2$).

Las tecnologías para revitalizar los campos maduros de aceite y/o gas, están basadas en operaciones a pozos y/o a todo el yacimiento. Una vez que el máximo número de pozos que puedan tener posibilidades de aplicarles alguna práctica operativa que beneficie al campo se hayan agotado, como terminaciones, estimulaciones, tratamientos de limpieza, fracturamientos, optimización de los sistemas artificiales y toma de información, todo bajo el concepto de “las mejores prácticas”, se procederá a perforar pozos de inyección con propósitos de mantenimiento de presión o desplazamiento horizontal y vertical de algún fluido, precisando la recuperación secundaria o terciaria.

1.8 Definición de campos marginales.

Un campo marginal es aquel campo maduro cuyo comportamiento de presión-producción impide que se le asignen recursos suficientes por tener bajos índices de rentabilidad, posee altos costos de producción y además genera requerimientos de tecnología especializada. En ocasiones recibe recursos de otros proyectos para mantenerlos con actividad. Esta definición es la más aceptada en la actualidad por PEMEX.

La problemática asociada a estos campos es la canalización y producción de agua, reservas muy pequeñas, baja productividad de los pozos, falta de presión a nivel de pozo y yacimiento, infraestructura física sobredimensionada y muy cercana al término de su vida útil, incremento de los costos de operación por pozo y por producción, lo que

ocasiona bajos valores de flujo de efectivo y en consecuencia con un modelo de impuestos como el del gobierno federal, ocasionan que estos campos terminen en números negativos de valor presente neto.⁷

De acuerdo a la estrategia de PEP⁷, un campo marginal es aquel cuyo margen de utilidad, aunque rentable; no es lo suficiente competitivo comparado con otros proyectos de la empresa PEP. El concepto de marginalidad es dinámico; es decir, puede ser temporal a función de las condiciones de mercado y del nivel de los costos.

Según Ferreira y Malagutti⁷⁷, el significado de la palabra margen es "línea o faja que limita o rodea una cierta cosa o borde". Haciendo una analogía, campo marginal es aquél que está en el límite, en este caso, de economicidad. Otra forma de analizar la marginalidad es a través de la atracción del negocio. Para una determinada compañía, el valor absoluto del beneficio de un proyecto es pequeño o suficiente para clasificarlo como marginal, aún estando distante de su límite económico, mientras que para otra compañía puede ser un campo que aporte una rentabilidad importante.

Relacionados con el bajo valor económico, se tiene los conceptos siguientes: Pauzi⁷⁸ mencionan que "marginal se refiere a estar en la línea de frontera entre lo económico y lo no económico para su desarrollo". Schiozer⁷⁹ define "campo marginal es todo aquel que está próximo al límite de la viabilidad económica por cualquier razón técnica o económica"; Shaheen y El-Menyawy⁸⁰ menciona que "campo marginal es el campo que está en el límite de la línea de lo económico y lo no económico para desarrollarse". El bajo valor económico, es para estos autores, y para la mayoría de la gente que trabaja en la industria, la característica principal para la definición de un campo marginal. Es importante resaltar que el bajo valor económico de un campo está relacionado directamente a algunas variables, así como a la compañía operadora y al precio de la venta del petróleo.

Otra forma de definir la marginalidad de un campo es estipulando un valor mínimo de reservas recuperables. Ghareeb y Pretto⁸³ menciona que "Para los campos de Egyptian General Petroleum Corporation (EGPC) con reservas recuperables de alrededor de 5 millones de barriles se clasifican como campos marginales". Es decir, para la estatal egipcia, los campos que tienen una reserva recuperable debajo del valor estipulado se consideran pequeños, y por lo tanto, fuera de la línea estratégica establecida por la compañía. Estos campos solamente podrían ser desarrollados si estuvieran próximos a otros campos que posean una infraestructura instalada.

En países como Estados Unidos y Canadá, el término usado en la mayoría de la literatura es referido a pozo marginal. Esta preferencia por pozo es en virtud de la legislación que permite la operación de micro productores en pequeños campos o a través de un único pozo productor. Esta conceptualización varía de estado en estado, siendo el valor que oscila, para los criterios de la definición, entre 10 y 15 barriles de petróleo por día. Según Terzian, Enright y Brashear⁸⁴ manifiestan que "los pozos marginales son definidos para efectos impositivos como todos los pozos que producen petróleo y gas, con un promedio de producción debajo de 15 barriles de petróleo equivalentes".

La finalidad del incentivo a través de los efectos impositivos es prolongar la vida de los pozos, dando por resultado un incremento de la producción, del empleo y de la actividad económica. Los pozos pueden ser marginalmente económicos por varios factores, incluyendo alto corte de agua, baja tasa de producción de petróleo, gran profundidad y alto costo de producción.

Según un informe elaborado por el Departamento de Energía de los Estados Unidos (agencias National Petroleum Technology Office y National Energy Technology Laboratory), la definición de pozo marginal en tierra está referida a "el pozo que produce un valor igual o debajo de 15 barriles de petróleo por día o equivalente". Para campos offshore, el mismo informe considera una metodología para la definición de concesiones marginales. Se utilizan dos escenarios: uno donde la rentabilidad de la

empresa es 5 % mayor del costo y otro donde la rentabilidad de la empresa es 10 % mayor del costo. La fórmula siguiente, obtenida a través de las herramientas estadísticas como la regresión y correlación, es propuesta:

$$MBOE = b1 \cdot \left(\frac{1}{OP}\right) \cdot WC + b2 \cdot TD + b3 \cdot WD \cdot CC$$

Donde:

MBOE = Cantidad calculada de petróleo (MBOE/año)

b1= Constante b2 = Constante b3 = Constante

OP = Precio del petróleo ajustado por densidad API (US\$/BI)

WC = Cantidad de pozos productores

TD = Profundidad total (pies)

WD = Profundidad del agua (metros)

CC = Cantidad de plataformas del campo

Constantes	Aceite (RGA < 5000)			Gas(RGA >5000)		
	1.00*	1.05*	1.10*	1.00*	1.05*	1.10*
b1	1008.8	1.070.7	1124.2	1228.4	1279.2	1338.6
b2	0.000359	0.000357	0.000355	0.00905	0.00922	0.00975
b3	0.933	0.889	0.93	4.729	50.59	5.061

* Relación Beneficio-costo

Del valor calculado del MBOE, se compara con la producción actual de la concesión y la verifica su marginalidad o no. Si el MBOE es un valor mayor al de la producción actual, el campo se considera marginal. Esta metodología es una sugerencia presentada por

los organizadores del informe para el cálculo del límite de la marginalidad solamente para campos en tierra, debido a las variables implicadas en la fórmula.

Otra entidad que define la marginalidad asociada a la producción máxima de los pozos es la Interstate Oil and Gas Compact Commission (IOGCC). El IOGCC es una comisión que representa el gobierno de 37 estados de los Estados Unidos, siendo 30 miembros y 7 asociados, junto a 5 afiliados internacionales. Fue creado en 1935 y tiene, como interés principal, maximizar la producción interna de petróleo y gas natural, minimizar las pérdidas irreemplazables de los recursos naturales y proteger al hombre y la salud ambiental. Para el IOGCC (1999) "el petróleo marginal es el petróleo producido por campos que operan con baja tasa de rentabilidad". Pozos de bajo volumen son definidos por el IOGCC como aquellos pozos que produzcan 10 barriles de petróleo por día o menos. Ya que las definiciones que implican aspectos productivos se elaboran sobre la base de un estudio previo de viabilidad económica de producción en una determinada región, estado o país, se fija una cantidad máxima de barriles producidos de modo que el pozo o campo sea beneficiado por algún aspecto regulatorio.

Otro punto que se analiza en un estudio de marginalidad son los costos de producción del campo. Algunos autores sugieren metodologías para el cálculo de estos costos. El artículo escrito para Martínez (2001), por ejemplo, tiene como objetivo formular un modelo numérico para establecer las variaciones del costo de producción con el tiempo y la vida productiva. Se inicia, así, el proceso de modelamiento con la identificación de los costos de la actividad del campo.

1.9 Visualización actual de oportunidades ⁶

México tiene una gran cantidad de activos de producción ya sean principalmente de aceite y gasíferos tanto terrestres como marinos, varios de estos activos se consideran campos maduros o marginales y tienen ciertas particularidades como: tener yacimientos en avanzado estado de explotación, bajas productividades de aceite por pozo, su

producción está en declinación, altos porcentajes de RGA, altos costos de producción, proyectos con indicadores poco atractivos, instalaciones antiguas y sobredimensionadas, exceso de personal y por supuesto utilidades de operación inciertas y en algunas circunstancias bajas y negativas. Estos activos a pesar de lo anterior poseen todavía un enorme valor en términos de reserva, habilidades personales e instalaciones estratégicas.

Una variable importante que mejora los costos de producción, es el incremento de la producción. De ante mano se sabe que para incrementarla se requieren importantes recursos y que los resultados de los proyectos no son siempre seguros: sin embargo la presencia de reservas probadas y probables en aquellos campos que así lo reporten y la disponibilidad y calidad de información técnica hacen viable las opciones de reactivar los proyectos de desarrollo y de recuperación mejorada más rentable.

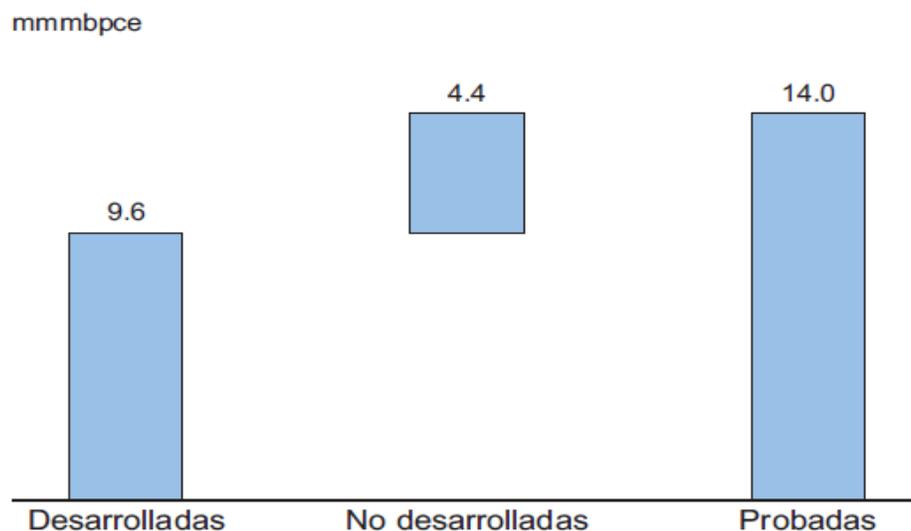


Figura 1.4 Clasificación de las reservas remanentes probadas de petróleo crudo equivalente.

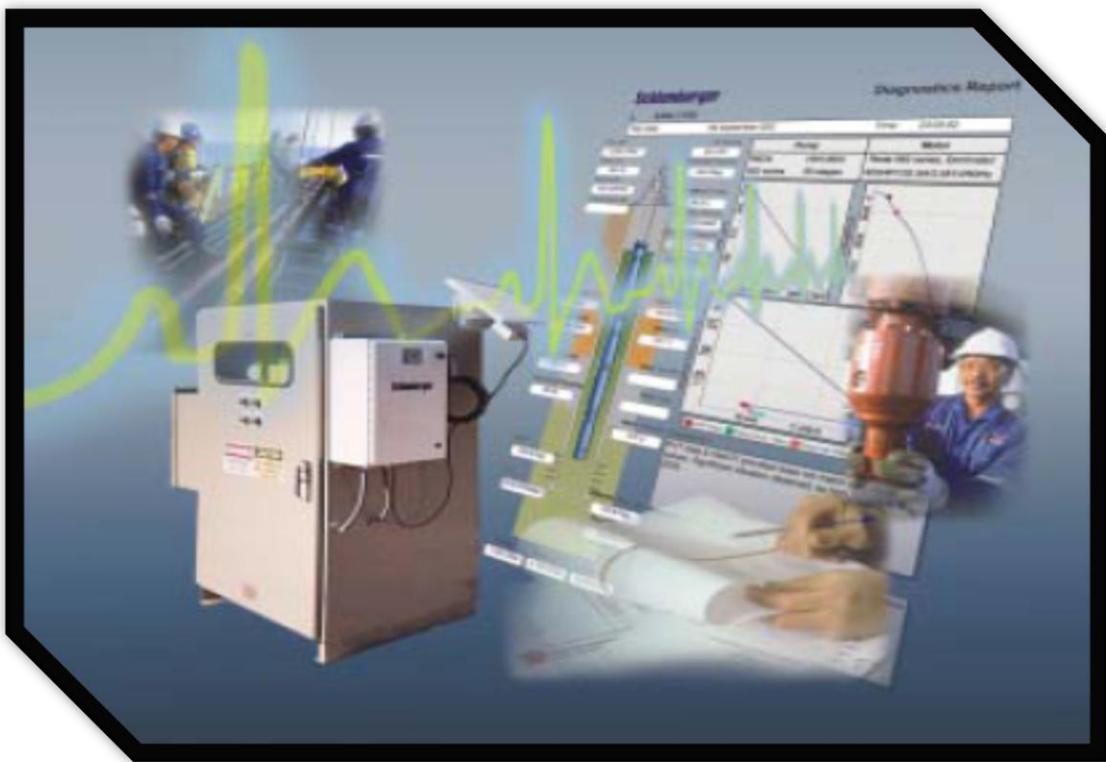
Las reservas remanentes probadas de hidrocarburos de México se evalúan de acuerdo a los criterios y definiciones de la Securities and Exchange Commission (SEC) de Estados Unidos, reportando al 1 de enero de 2010 reservas remanentes probadas por 13,992.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Año	Región	Reserva remanente de hidrocarburos					Reserva remanente de gas		
		Aceite mmb	Condensado mmb	Líquidos de planta mmb	Gas seco equivalente mmbpce	Total mmbpce	Gas natural mmmpc	Gas a entregar en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
2010	Total	10,419.6	256.5	1,015.2	2,300.8	13,992.1	16,814.6	14,824.2	11,966.1
	Marina Noreste	6,091.0	155.6	157.4	307.9	6,711.8	2,872.7	2,071.3	1,601.5
	Marina Suroeste	1,169.8	29.8	225.9	466.4	1,891.8	3,593.7	3,079.4	2,425.6
	Norte	613.6	9.7	83.5	645.5	1,352.3	3,866.8	3,530.1	3,357.0
	Sur	2,545.3	61.4	548.4	881.0	4,036.1	6,481.3	6,143.5	4,582.0

Tabla 1.5 Distribución de las reservas remanentes probadas por fluido y región al 1 de enero del 2010.

Capítulo 2.

Información y Análisis de Datos.



2. INFORMACIÓN Y ANÁLISIS DE DATOS

En este capítulo se describen las actividades que garantizan el éxito o el fracaso de los proyectos que es la toma de la información y el análisis de datos. La calidad y cantidad de esta información establece la precisión del cálculo de reservas así como el incremento del factor de recuperación.

Por lo tanto la participación de un grupo multidisciplinario que integre a ingenieros petroleros, geofísicos y geólogos provocará un efecto de sinergia que garantizará la disminución de incertidumbre al tomar una decisión, Fig. 2.1.²³

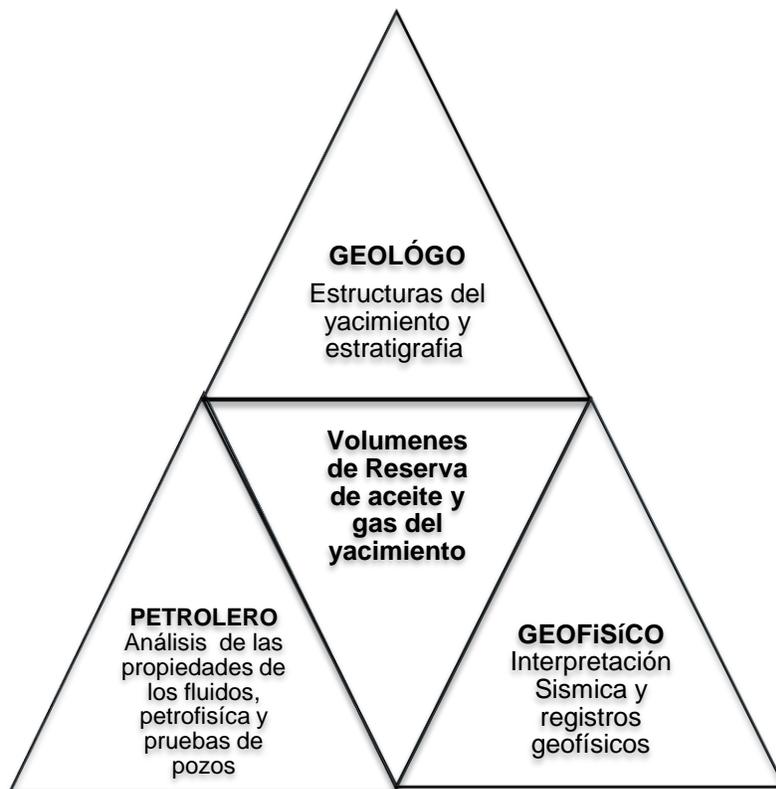


Fig. 2.1. Integración de las Ingenierías

2.1 Datos de un campo maduro.

La necesidad de utilizar y correlacionar los datos surge de la escasez del conocimiento del yacimiento.

Para el estudio de los datos es necesario clasificar la información. Para ello se enuncian los diferentes tipos de datos:

- Datos sísmicos y geológicos.
- Datos de ingeniería del yacimiento.
- Datos de ingeniería de perforación.
- Datos de producción e inyección.
- Datos de las instalaciones superficiales.

La actualización de los datos es relevante ya que proporcionan información indispensable para poder ejecutar las operaciones exitosamente por ello es necesario conocer:

- El manejo y control de los datos así como el costo de la obtención de estos.

Datos sísmicos y geológicos.

Los datos sísmicos 3D pueden obtenerse de los campos maduros durante la producción, para una mejor caracterización del yacimiento. Las propiedades de la roca, obtenidas de pruebas de laboratorio; por ejemplo, las permeabilidades relativas de aceite-agua, gas-aceite y gas-agua, y propiedades de fluidos, tales como los datos PVT, no siempre están disponibles. Por lo que en estos casos pueden usarse correlaciones empíricas para generar dichos datos.²⁹

Sísmica

La sísmica incluye la generación de ondas de choque artificiales que se propagan a través de la roca hacia el yacimiento y más allá, éstas son reflejadas hacia los

receptores donde se registran como un pulso de presión ya sea en hidrófonos en altamar; o pulsos registrados como aceleración en geófonos en tierra.²⁵

El objetivo de la sísmica es reproducir una imagen acústica con tal resolución y con todas las reflexiones correctamente posicionadas y enfocadas para que la imagen sea una fotografía fiel o lo más cercanamente posible a una estructura geológica subsuperficial.

La sísmica se utiliza para:

1. En la exploración para determinar las estructuras geológicas y trampas estratigráficas que serán después perforadas.
2. En la fase de evaluación y desarrollo para la estimación de reservas y formulación de planes de desarrollo de campo.
3. Durante la producción como monitoreo del yacimiento, para localizar el movimiento de los contactos, distribución de fluidos y cambios en presión.

Se espera que la sísmica sea cada vez más importante para la determinación de estrategias de desarrollo de campos a través del ciclo de vida total del campo.

Muchos de los campos marginales y maduros no tienen estudios 2D y 3D en estructuras adyacentes las cuales no han sido evaluadas y mucho menos explotadas.

Estudios sísmicos adquiridos con la técnica de repetición.

La adquisición de levantamientos sísmicos repetidos, que se conocen como estudios sísmicos adquiridos con la técnica de repetición, puede proveer información valiosa para la optimización de un campo.



Figura 2.2. Aplicaciones de datos sísmicos de repetición.

En la figura 2.2 se describe la etapa de evaluación de un campo petrolero. La adquisición de un levantamiento sísmico 3D de referencia ayuda al operador a mapear con precisión el campo y planear la operación de perforación de desarrollo.

En las primeras etapas del ciclo de producción, particularmente en los campos con gas libre, la reducción de la presión produce una respuesta sísmica obvia. Los levantamientos sísmicos de repetición, correspondientes a las primeras etapas del ciclo de producción, ofrecen información esencial sobre el desempeño futuro.

Cuando el campo alcanza su máximo nivel de producción, un levantamiento sísmico adquirido con la técnica de repetición ayuda a detectar los hidrocarburos pasados por alto y guía la selección de la ubicación del pozo de desarrollo. Al declinar la producción, la adquisición de levantamientos sísmicos adicionales ayuda al operador a manejar las operaciones de inyección para maximizar la recuperación de los campos maduros.

Los nuevos métodos proveen mediciones sísmicas repetibles, calibradas, que revelan cambios reales producidos en los yacimientos en lugar de transformaciones artificiales de las diferencias en la adquisición de los levantamientos.

Un levantamiento sísmico adquirido con la técnica de repetición compara dos o más levantamientos sísmicos adquiridos en las diferentes etapas de la producción de hidrocarburos. El objetivo de un levantamiento sísmico puede incidir en la forma en que es adquirido, de manera que los levantamientos sísmicos convencionales pueden tener parámetros de adquisición significativamente diferentes.²⁷

MWD Y LDW

Las herramientas Measurement While Drilling (MWD y Logging While Drilling (LWD) informan acerca de dirección e inclinación en la perforación de pozos direccionales o desviados, además de obtener toda la información pertinente del yacimiento y de sus alrededores.

Los servicios MWD se usan para determinar la trayectoria y la posición, del pozo siendo perforado, en el espacio tri-dimensional. MWD es una herramienta valiosa que puede establecer la profundidad vertical verdadera, la localización del fondo del pozo, y la orientación de los sistemas de perforación direccional.

La tecnología MWD ha evolucionado y hoy existen varios tipos de sensores entre los cuales se pueden mencionar los que obtienen medidas en tiempo real en el hueco del pozo, la inclinación y profundidad de la barrena, las aceleraciones torsionales, laterales y axiales de la sarta de perforación, la presión del espacio anular y el posicionamiento del hueco del pozo.

Los sistemas de MWD tradicionales funcionan con sistemas de ondas y pulsos transmitidos por una columna continua de fluido. Existen también sistemas de telemetría electromagnética así como modernos sistemas de transmisión por fibra óptica para complejos flujos de datos.

Los sistemas de toma de registro mientras se perfora (LWD) ayudan a obtener información en tiempo real sobre ángulos pronunciados en perforación horizontal con lo cual se asegura un uso eficiente de las tecnologías avanzadas de perforación.

Algunos de los sensores para LWD miden por ejemplo la litodensidad azimutal, registros de calidad del corte, porosidad, tipo de fluido y litología con base en señales acústicas. Los sensores de resistividad miden tanto el desplazamiento de fases y su atenuación para cada uno de los espaciamientos de transmisor – receptor, mientras que otros sensores más avanzados proveen imágenes de alta resolución para una visión interna del yacimiento.

Otra área en la cual ha evolucionado la tecnología LWD es en la comunicación de dos vías entre los sensores de fondo de pozo LWD y la superficie. Estas interfaces también logran integrar los sistemas de adquisición de datos a sistemas de red que permiten la interpretación de la información y, en últimas, el control remoto de la operación del pozo. ²⁴

Integrando la interpretación sísmica, el análisis de muestras y núcleos se obtiene información relevante que ayudará definir con más exactitud el modelo del yacimiento.

Datos de ingeniería del yacimiento.

Los datos que se deben entender son aquellos que corresponden a:

- Las propiedades petrofísicas y el análisis especial de núcleos y otras pruebas de laboratorio que proporcionen información sobre la porosidad, permeabilidad, presión capilar y saturaciones del fluido en la roca.
- Los históricos de presión y producción.
- Los problemas existentes, por ejemplo: cortes de agua y las formaciones en donde hay filtraciones del lodo de perforación.
- Los mecanismos de empuje predominantes en la actualidad en el yacimiento.
- Los resultados de la implementación de la recuperación primaria, secundaria y/o mejoradas realizadas.
- EUR (Estimated Ultimate Recovery)

En las siguientes tablas se mencionan las propiedades geológicas-petrofísicas y las propiedades de los fluidos que se deben conocer:

PROPIEDADES GEOLÓGICAS Y PETROFÍSICAS
1. Tipo de roca de la formación productora
2. Porosidad
3. Permeabilidad
4. Espesor Bruto
5. Espesor Neto
6. Estructuras Geológicas
7. Estratigrafía
8. Profundidad de la o las formaciones productoras

Tabla 2.1 Principales propiedades geológicas y petrofísicas.

PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS
1. Densidad del aceite (°API)
2. RGA (m^3/m^3)
3. Boi (m^3/m^3)
4. Rsi (m^3/m^3)
5. Temperatura (°C)
6. Qoi (bpd)
7. Pi (kg/cm^2)
8. Viscosidad (cp)
9. Composición

Tabla 2.2 Principales propiedades de los fluidos.

Propiedades petrofísicas.

La mayoría de los yacimientos son heterogéneos, estos exhiben variaciones complejas en la continuidad, espesores y otras propiedades, incluyendo la porosidad, permeabilidad y presión capilar.

Estas propiedades deben ser claramente comprendidas antes de desarrollar predicciones de comportamiento, para poder ejecutar y monitorear operaciones de recuperación secundaria que garanticen el éxito de la actividad.

La mejor manera para identificar y cuantificar las variaciones en el espacio poroso es a través del uso deliberado e integrado de la tecnología y de la ingeniería.

Porosidad

La porosidad y la permeabilidad son propiedades necesarias para definir el espesor neto. Estas propiedades son medidas principalmente a través de análisis de muestras de núcleos y registros geofísicos.

La porosidad es una propiedad de la roca la cual se define como el cociente del volumen de espacio disponible para almacenar fluidos dentro de la roca entre el volumen total de la roca. La importancia de esta propiedad radica en que en ella se basan los cálculos para determinar los volúmenes originales de los yacimientos.

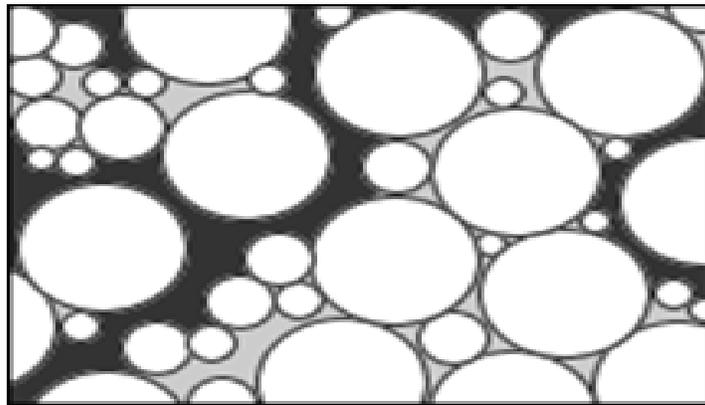


Figura 2.3. Distribución de poros en la roca

Para conocer la porosidad en un yacimiento se utiliza una correlación entre las muestras de núcleos y los registros geofísicos. Muy pocos yacimientos son muestreados correctamente. Si los datos se encuentran muy dispersos, el ingeniero geólogo debe determinar si estas variaciones son causadas por agrupar los datos de diferentes litologías o por otras circunstancias.²³

La porosidad se obtiene de los registros: sónico, neutrón compensado, densidad compensada y el registro de rayos gamma; los cuales se han mencionado con anterioridad. Esta porosidad es un buen indicador, el cual permite distinguir entre los espesores potenciales y no potenciales.

En los campos maduros, algunos de los registros iniciales aún son útiles. Estos registros iniciales se calibran con nuevos registros y/o muestras de núcleos para obtener información más confiable.

Permeabilidad

Para campos maduros, la permeabilidad medida que se utiliza en la práctica es usualmente un valor, el cual deberá corregirse por el efecto de Klinkenberg. El efecto de Klinkenberg es aquel en el que a muy bajas presiones, el camino libre de las moléculas de gas se aproxima al orden del diámetro de los poros. En ese caso, en la interfase entre la pared rocosa y el fluido, la velocidad deja de ser nula. Se produce el deslizamiento de las moléculas de gas a lo largo del sólido. En consecuencia, la permeabilidad de la roca al gas varía con la presión.³³

La permeabilidad se mide en el laboratorio haciendo pasar nitrógeno o aire a un gasto constante a través de un núcleo. La permeabilidad de un yacimiento puede considerarse muy a menudo de dos sistemas: de una matriz y de un sistema de fracturas (vúgulos).

En un campo maduro la permeabilidad de interés es aquella que corresponde a la permeabilidad efectiva. La permeabilidad efectiva es la capacidad de la roca de transmitir un fluido en presencia de otro fluido no inmiscible y está influenciada por varios factores: la geometría del medio poroso, la mojabilidad de la roca, la

distribución de los fluidos en el medio poroso y la saturación de cada uno de los fluidos. Así mismo la permeabilidad efectiva se ve afectada por las distribuciones y saturaciones pasadas.

En el caso de yacimientos “viejos” en donde solo muy pocos registros se evalúan; algunas veces se encuentra con que no existen correlaciones entre los resultados de las pruebas de flujo, la porosidad y/o la permeabilidad de los núcleos analizados.²³

Saturación

La saturación de agua congénita de un volumen de roca está relacionado con la posición estructural, con la porosidad y la mojabilidad de la roca. El agua congénita contenida muestra algunas veces una relación inversa con respecto a la permeabilidad. Por ejemplo; con una baja permeabilidad de la roca tenemos más agua congénita en el yacimiento.

El método que se elige para estimar la saturación de agua es aquel que consiste en el análisis de núcleos.

EUR (Estimated Ultimate Recovery)

Se define como el volumen total de aceite o gas que espera ser extraído de una reserva. Esta proyección es típicamente considerada por los analistas del sector energético como un indicador de inversión.

La U. S Geological Survey (USGS) evalúa las dos categorías de acumulación de hidrocarburos: convencionales y continuos. Una acumulación convencional de aceite se diferencia de la otra debido a que los hidrocarburos se encuentran encima de una columna de agua. Una acumulación continua es aquella en donde se encuentran transiciones y no existe una columna de agua debajo de estas. Por ejemplo, las lutitas gasíferas y las arenas de baja permeabilidad. Los hidrocarburos están distribuidos a través de grandes áreas. Estas acumulaciones por lo general son áreas de presiones anormales. Las acumulaciones continuas se

encuentran en muchas litologías, pero son más comunes en arenas y lutitas fracturadas. (Fig.2.4)

Las acumulaciones de hidrocarburos del tipo continuo, requieren una evaluación diferente en comparación con las acumulaciones convencionales. La metodología utilizada para estas acumulaciones es el EUR por celdas. Una celda se encuentra geológicamente definida como el área de drene que es producida por uno o varios pozos en una formación continua.

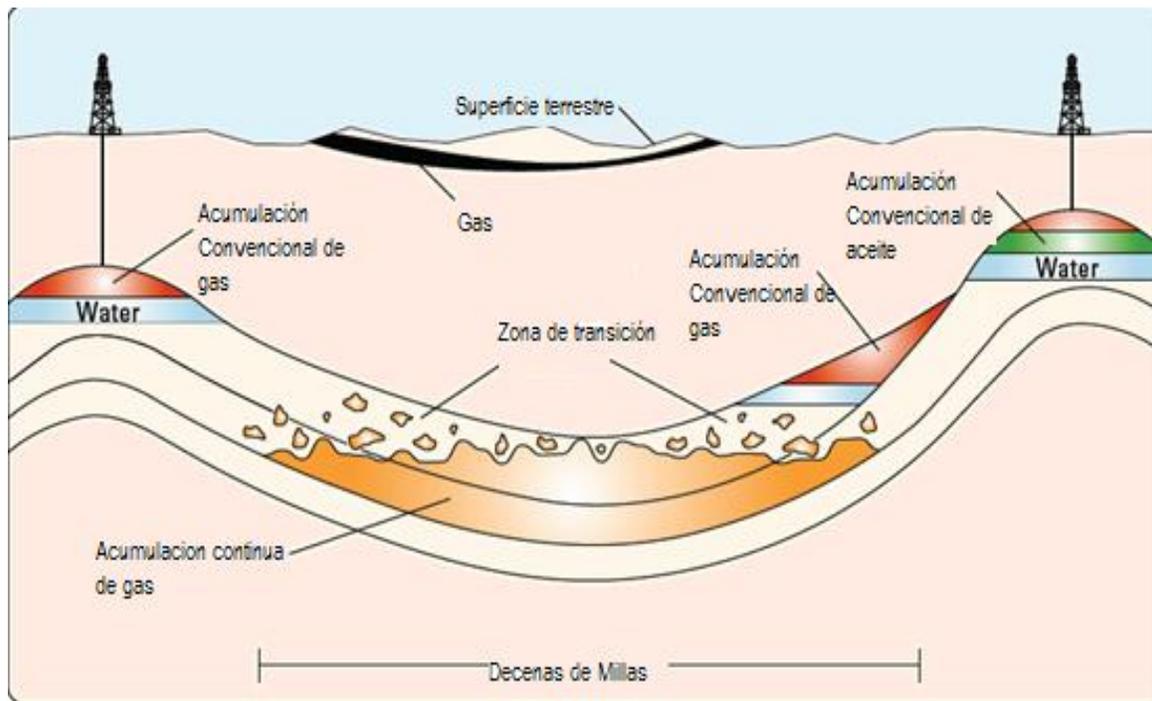


Figura 2.4. Categorías de acumulación de aceite y gas (Schenk and Pollastro, 2002)

El EUR es una estimación de lo que se espera recuperar de un pozo productor de aceite o gas. Existen varios métodos para estimar el EUR, los cuales se diferencian dependiendo del propósito de estudio. Más adelante se explica una tecnología (IPDA) que se utiliza para calcularlo.

Históricos de presión-producción.

Es preciso mencionar los yacimientos y los pozos que integran un campo maduro, así como las propiedades con respecto al sistema roca-fluidos.

La información necesaria que corresponde a un histórico de producción debe incluir el número de pozos perforados, productores y no productores. En seguida, se debe saber el inicio, el comportamiento y las etapas más importantes del proceso de explotación.

Las etapas de explotación deben incluir los periodos en los que se iniciaron las actividades de perforación de desarrollo o reparación, el gasto máximo alcanzado en ese período, los pozos abandonados, los gastos de aceite y gas actuales, la producción acumulada de gas y aceite, el gasto de agua que producen los pozos, así como, la relación gas-aceite que se ha presentado durante la vida del campo. (Fig. 2.5)

También son de importancia los factores de recuperación que se han presentado, es decir, qué factores de recuperación existieron desde el principio de la explotación y que factores de recuperación existen actualmente.

Como se menciono con anterioridad, en el capítulo 1 el cálculo o la estimación de los volúmenes originales son de gran importancia ya que estos juegan un papel relevante en la rentabilidad del proyecto, así como el precio de los hidrocarburos y los costos y gastos de operación. Respecto a la rentabilidad del proyecto, esta se describirá en el capítulo 4.

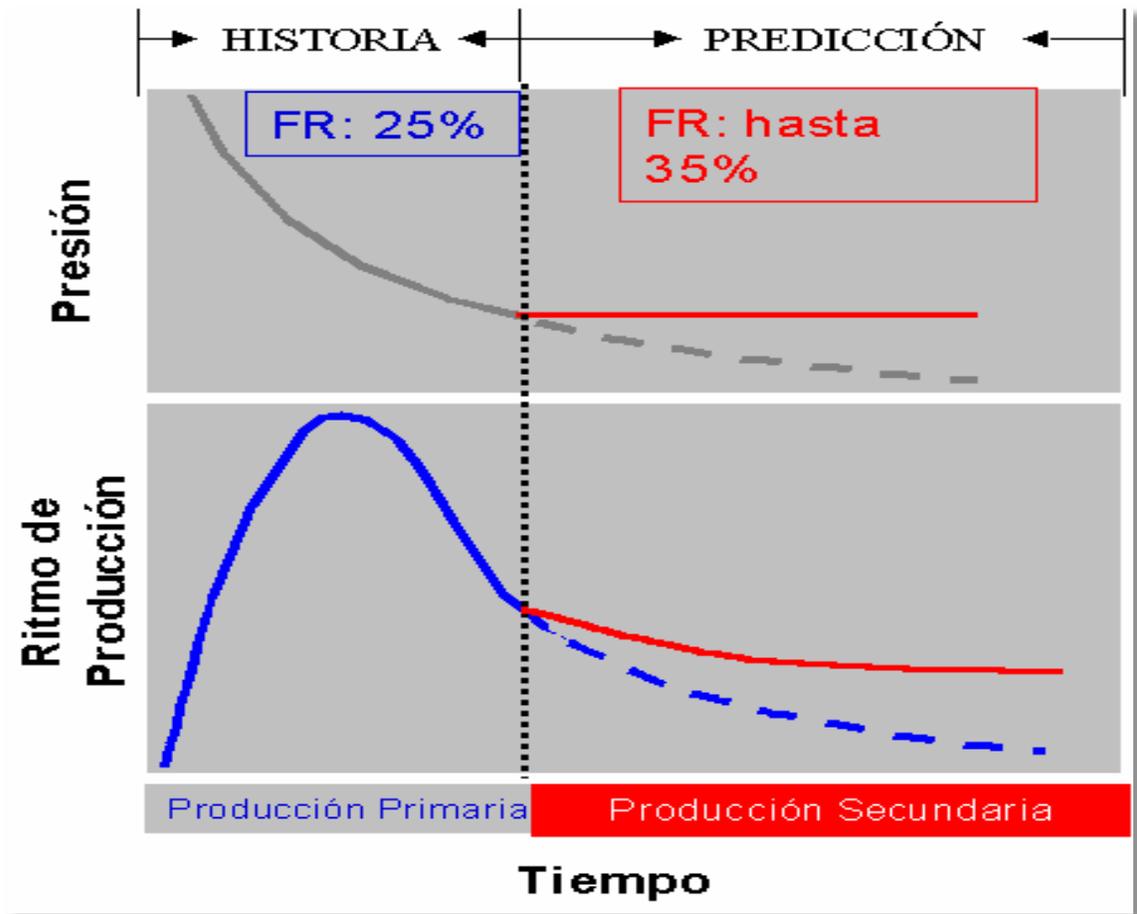


Figura 2.5 Historia y pronósticos de producción.

En la figura 2.6 se representa un histórico de producción acumulada del campo Otates, en donde se ha graficado el gasto promedio mensual de aceite (bpd) y la producción acumulada (mmb), el gasto promedio mensual de gas (mmpcd) y la producción de gas acumulada (mmmpcd), la relación gas-aceite (m^3/m^3) y el corte de agua (%) durante un periodo de 43 años.

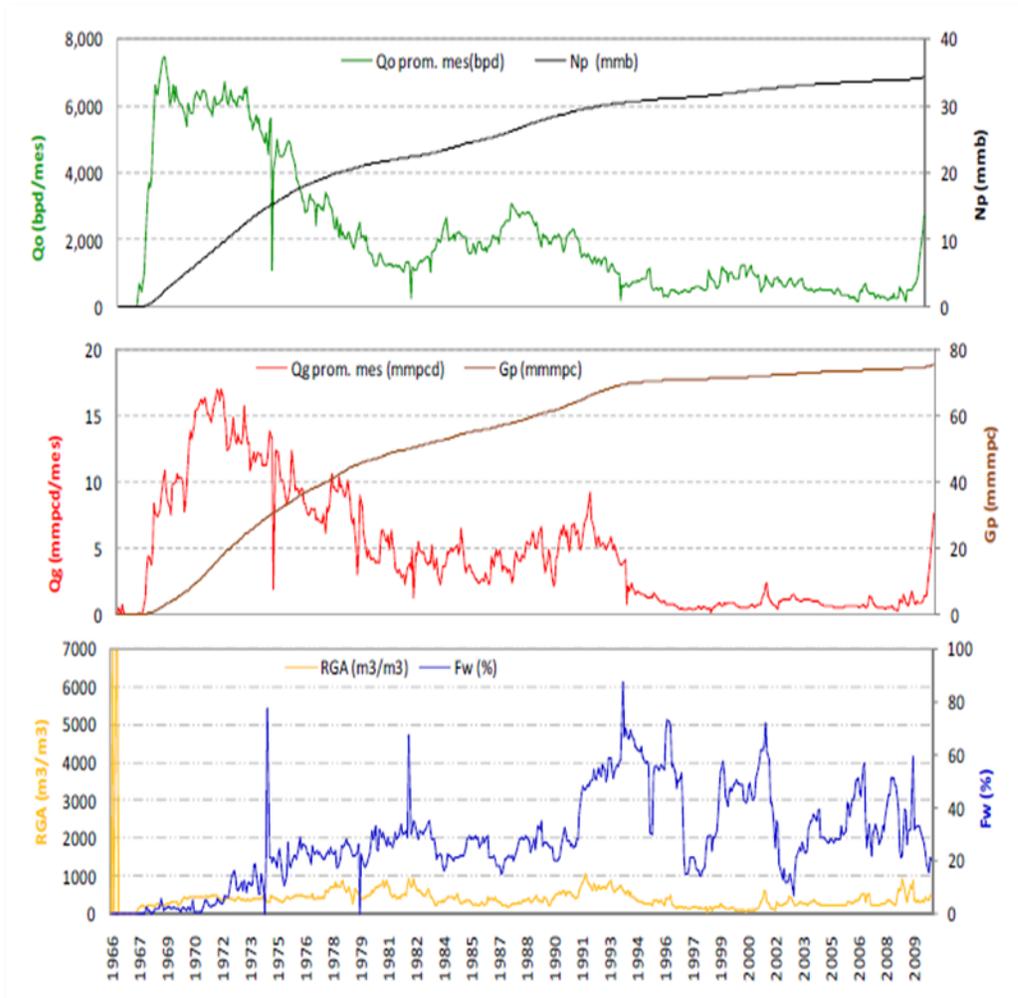


Figura 2.6 Comportamiento histórico de producción del Campo Otates. ⁸⁹

Modelo del yacimiento

En la medida que se avanza en la explotación se dispone de mayor información y la incertidumbre asociada a su caracterización será cada vez menor y por lo tanto la toma de decisiones tendrá un menor riesgo.

La integración de la información en la etapa madura de un yacimiento provee el conocimiento necesario para generar o adecuar un modelo.

Es indispensable conjuntar las fuentes necesarias para obtener un modelo representativo único. (Fig. 2.7)

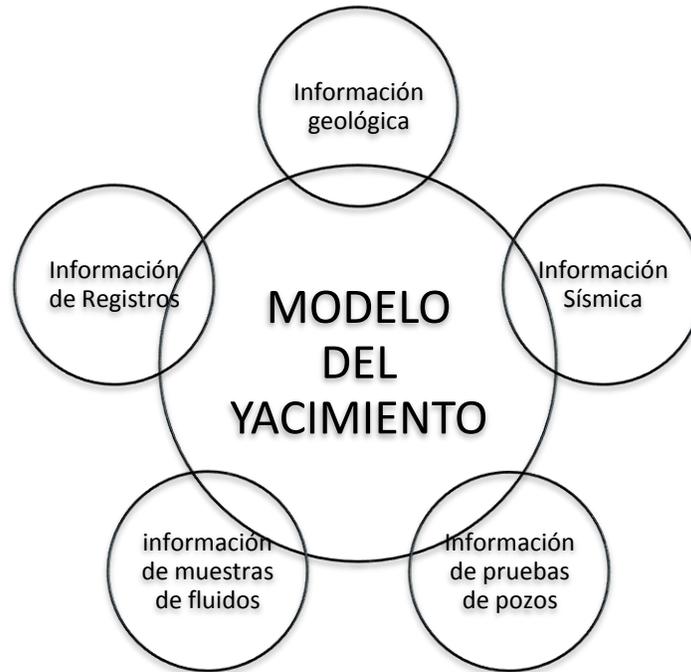


Figura 2.7 Modelo del yacimiento.

Datos de ingeniería de perforación.

Existe la necesidad de conocer las circunstancias y las instalaciones sub-superficiales que imperan en el área. La información que se necesita saber corresponde a:

- El estado mecánico de los pozos.
- La efectividad de la terminación.
- El diseño del pozo.
- Los fluidos de perforación y de terminación utilizados.

Datos de producción e inyección de fluidos.

Existen muchos campos maduros en los que se ha efectuado algún proceso de inyección. Para plantear un programa de rejuvenecimiento se deben conocer:

- Las perforaciones de los pozos con relación a los contactos (gas-aceite y agua-aceite).
- La productividad de los pozos así como la inyección inicial (el gasto de la inyección, el comienzo y el fin de esta).
- La producción del pozo durante y después del proceso de recuperación, primaria, secundaria y/o mejorada.
- El daño inicial a la formación y el daño subsecuente.
- La longevidad del pozo.
- La capacidad de la producción (crudo, gas o agua).
- Los problemas de producción debidos a la producción de arena, las altas relaciones de gas-aceite incluyendo la conificación y la penetración de determinados fluidos.
- Las acciones correctivas realizadas hasta el momento.
- La optimización de los sistemas artificiales de producción.
- El perfil de los fluidos ingresados o inyectados.

Pruebas de presión.

Las pruebas de pozos son herramientas que permiten conocer la habilidad de los pozos para producir los fluidos. Los parámetros que se calculan con las pruebas de pozo son los siguientes:

- a) Área de drene.
- b) Presión del yacimiento (P).
- c) Permeabilidad de la formación (K).
- d) Daño o estimulación en la formación (s).
- e) Limites del yacimiento, anisotropías, volumen del yacimiento.

Los datos de las pruebas de pozos son muy útiles para la caracterización del yacimiento y evaluación del comportamiento del yacimiento. Las pruebas de incremento de presión ó de abatimiento proporcionan el mejor estimado de la permeabilidad, del espesor neto del yacimiento, de la presión del yacimiento, tipo de estratificación, presencia de fallas y fracturas.

Las pruebas de límite de yacimiento estiman el tamaño y volumen del yacimiento. Las pruebas de interferencia entre pozos proporcionan los patrones de flujo preferencial dentro del yacimiento y el conocimiento de la compresibilidad total del sistema roca-fluidos. También, las pruebas de trazadores son utilizadas en los proyectos de desplazamiento de agua y recuperación mejorada, ya que permiten mostrar el camino de flujo preferencial entre los pozos inyectores y productores.

Las pruebas de trazadores en un solo pozo se usan para determinar la saturación de aceite residual en los yacimientos sometidos a inyección de agua. Los datos de producción e inyección son necesarios para la evaluación del comportamiento del yacimiento.²⁹

Planificación de pruebas de Presión

Durante la planificación se deben definir los parámetros y procedimientos para obtener los datos ya que estos garantizan un resultado satisfactorio al analizarlos.

Es importante tomar en consideración las siguientes consideraciones:

Estimar el tiempo de duración de la prueba.

Estimar la respuesta de presión esperada.

Contar con un buen equipo debidamente calibrado para medir presiones.

Tener claras las condiciones del pozo.

Características de la planificación:

Consideraciones operacionales.

Cálculos requeridos para el diseño.

Ejemplo de diseño de una prueba de restauración de presión

Se deben determinar las condiciones operacionales las cuales dependen de:

Tipo de pozo (productor o inyector).

Estado del pozo (activo o cerrado).

Tipo de prueba (pozo sencillo o pozos múltiples).

Declinación, restauración, tasas múltiples.

Presencia o no de un sistema de levantamiento (requerimientos de completación).

Tipos de pruebas de Presión

Prueba de Restauración de Presión (Buildup test):

La prueba de restauración de presión es una prueba utilizada para determinar la presión en el estado transitorio. Básicamente, la prueba es realizada por un pozo productor a gasto constante por cierto tiempo, cerrando el pozo (usualmente en la superficie) permitiendo que la presión se restaure en el pozo, y recordando que la presión en el fondo del pozo es una función del tiempo. A partir del gasto, es posible estimar la permeabilidad e la formación y la presión del área de drenaje actual, y caracterizar el daño o estimulación y las heterogeneidades del yacimiento o los límites.⁸⁸

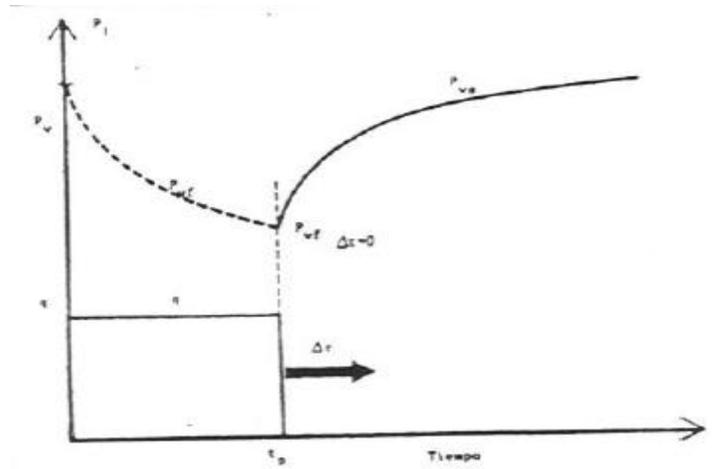


Fig. 2.8 Prueba de incremento o de restauración de presión.

Prueba de agotamiento (Drawdown):

La prueba de agotamiento es realizada por un pozo productor, comenzando idealmente con una presión uniforme en el yacimiento. La tasa y la presión son registradas como funciones del tiempo. Los objetivos de la prueba de agotamiento usualmente incluyen la estimación de la permeabilidad, el factor de daño y en algunas ocasiones el volumen del yacimiento. (Figura 2.9). Estas pruebas son particularmente aplicadas para:

- Pozos nuevos.
- Pozos que han sido cerrados el tiempo suficientemente para permitir que la presión se estabilice.
- Pozos en los que la pérdida de ingresos incurridos en una prueba de restauración de presión sería difícil de aceptar.⁸⁷

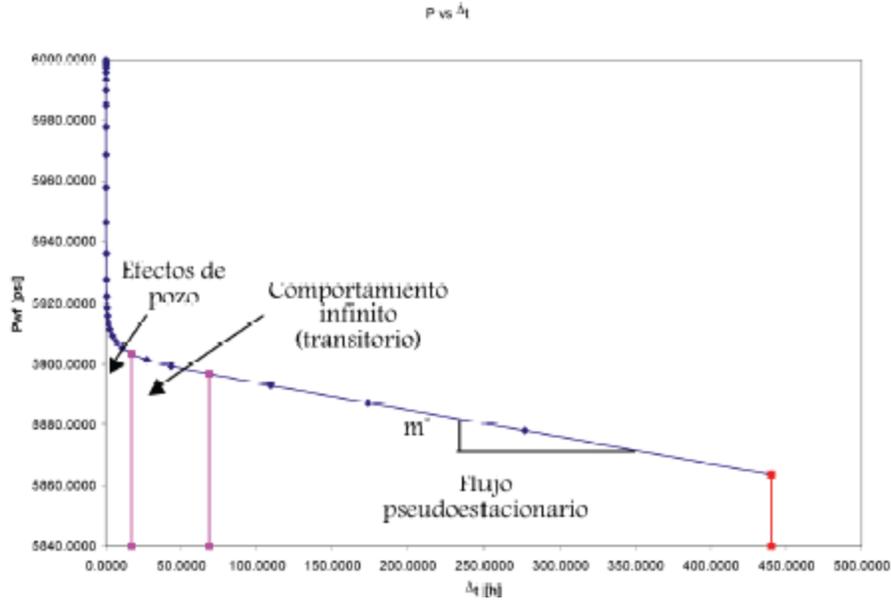


Figura 2.9 Pruebas de agotamiento o Drawdown.

Pruebas a tasas de usos múltiples

Se realizan a tasa de flujo variable, determinando la presión por periodo estabilizados de flujo. A través de esta prueba se puede determinar el índice de productividad del pozo y también se puede utilizar para hacer un análisis nodal del mismo. ⁹⁶(Figura 2.10)

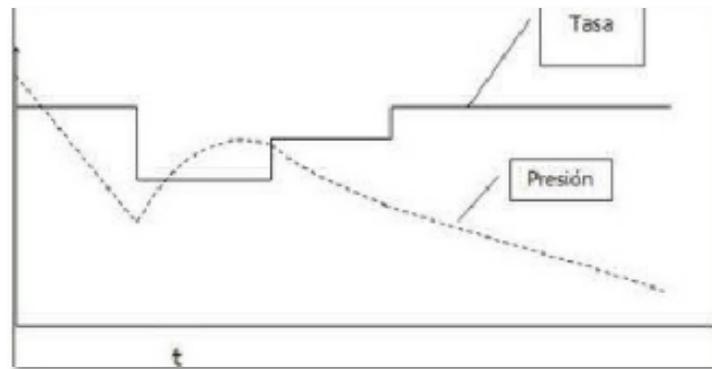


Figura 2.10 Pruebas a tasas de usos múltiples.

Pruebas de disipación de presión en pozos inyectoros (Fall off test):

Se realizan cerrando el pozo inyector y haciendo un seguimiento a la presión en el fondo del pozo en función del tiempo. La teoría supone un gasto de inyección constante antes de cerrar el pozo.

Con esta prueba es posible determinar las condiciones del yacimiento en las adyacencias del pozo inyector. Permite dar un seguimiento de las operaciones de inyección de agua y recuperación mejorada , estimar la presión promedio del yacimiento, medir la presión de ruptura del yacimiento, determinar fracturas, determinar si existe daño en la formación , causado por taponamiento, hinchamiento de las arcillas, precipitados, entre otras, determinar la permeabilidad efectiva del yacimiento al fluido inyectado, utilizada para pronósticos de producción. (Figura 2.11)

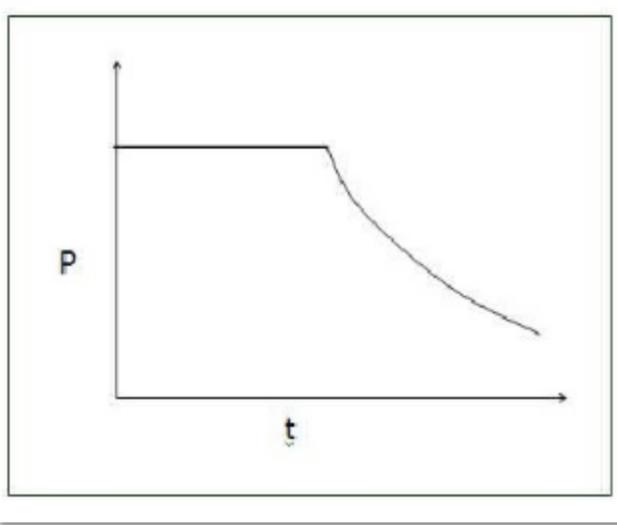


Figura 2.11 Pruebas Fall off.

Pruebas de Interferencia (Interference testing):

Las pruebas de interferencia tienen dos grandes objetivos. Son usadas para (1) determinar si dos o más pozos están comunicados mediante la presión y (2) cuando la comunicación existe, proveer una estimación de la permeabilidad y el producto porosidad/compresibilidad, en las inmediaciones de los pozos probados. Las pruebas de interferencia son realizadas por al menos por un pozo en producción o inyector (pozo activo) y por la observación de la presión en respuesta en al menos otro pozo cualquiera (pozo de observación).

Comprobar la interferencia horizontal permite demostrar la continuidad de los estratos permeables y analizar la existencia de comunicación vertical en áreas estratificadas. En este caso la finalidad del análisis es medir la presión a una distancia “ r ” del pozo; siendo “ r ” la distancia entre el pozo observador y el pozo activo.

Datos de las instalaciones superficiales.

La importancia de conocer las instalaciones con las que cuenta un campo maduro juega un papel crucial en el momento de hacer los análisis económicos correspondientes. Las acciones que se deben realizar para conocer si las estructuras son útiles comienzan por:

- Inspeccionar la infraestructura, es decir conocer las condiciones actuales del equipo.
- Evaluar si el equipo y las instalaciones superficiales son útiles para su uso.
- Hacer un catálogo del equipo y herramientas que se encuentren en buen estado.

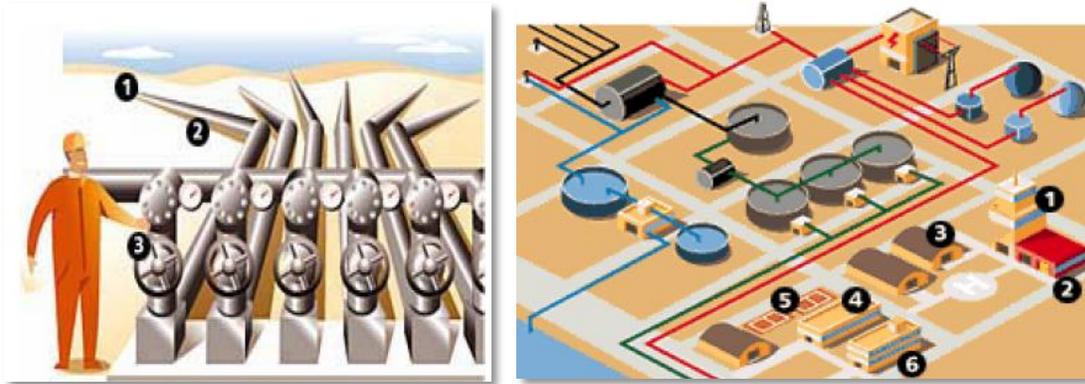


Figura 2.12. Instalaciones superficiales

2.2 Manejo y control de los datos.

El objetivo de la industria petrolera es minimizar costos, maximizar las reservas e incrementar el factor de recuperación obteniendo un alto beneficio económico. Por ello es importante para cualquier campo; sea cual sea su estado de explotación, hacer un programa de explotación, perforación, mantenimiento, recuperación de los pozos y abandono de los campos.

Los datos necesarios para obtener una operación exitosa dependen del monitoreo de la siguiente información²⁸:

- El registro de las operaciones y mantenimientos efectuados en los pozos.
- Programar las operaciones para la recopilación de datos.
- La quema y venteo de los volúmenes de gases hidrocarburos y no hidrocarburos.

2.3 Costo y economía de los datos.

Es de suma importancia conocer el capital disponible y previsto para la adquisición, monitoreo y control de la información.

El costo está constituido por los pagos de servicios a compañías y/o depreciación de equipos y personal propios para realizar las mediciones, y en algunas

ocasiones, la pérdida financiera debida a la producción diferida ocasionada por la necesidad de cerrar pozos para probarlos.

Existen inversiones adicionales por el análisis de la información y por su manipulación computacional para el almacenamiento y recuperación adecuada. Asimismo deben considerarse los pagos al personal que elaboró el plan detallado de las pruebas y muestreos para adquirir información y el que supervisó las mediciones en campo.

Los costos pueden ser cuantiosos, pero cuando la toma de información está bien sustentada y es oportuna, los beneficios son significativamente mayores por varios cientos de magnitud.

En efecto, debe existir el impulso de recolectar muchos datos, y por otro lado, el deseo de reducir los costos de adquisición. Por tal motivo la justificación, la prioridad, la ejecución a tiempo, la calidad, y la efectividad en los costos, deben ser los factores guía en la adquisición y análisis de datos. Será más efectivo justificar la necesidad de recolección de datos, si se define claramente la relación costo /beneficio.

2.4 Metodología para mejorar el conocimiento del campo.

Una técnica que se puede utilizar para estudio de los campos es la siguiente²³:

1.- Revisar los estudios previos.

2.- Revisar el desarrollo y el comportamiento del campo, incluyendo la recuperación primaria, la recuperación secundaria y las operaciones de recuperación mejorada, poniendo particular atención en:

- Mecanismos de empuje.
- Históricos de presión y producción.

- Factor de recuperación.
- Relación de la movilidad y la eficiencia de barrido.
- Espacio de pozos y el drene.
- Condiciones de los pozos.
- Comportamiento de las curvas de IPR en cada pozo.

3.- Establecer los parámetros geológicos, incluyendo:

- Configuración general del yacimiento.
- Distribución y el movimiento de los fluidos en el yacimiento.
- Variación de las propiedades en el espacio poroso.
- Continuidad y el espesor.
- Porosidad.
- Mapas estructurales.
- Tipo de roca, los cortes de permeabilidad y porosidad.
- Contactos de los fluidos.
- Descripción tridimensional del yacimiento.
- Estratificación vertical.

4.- Determinar el espesor.

5.- Estimar el volumen original de aceite por sus siglas en ingles OOIP (original oil in place) y el volumen original de gas OGIP (original gas in place).

6.- Revisar la base de datos y monitorear continuamente el programa, incluyendo:

- Pruebas de pozos y/o registros geofísicos.
- Perfiles de inyección.
- Historias de terminación / reparación de pozos.
- Análisis PVT.
- Pruebas de la permeabilidad relativa, presión capilar el avance del agua y la mojabilidad.
- Datos de superficie.

- Monitoreo de patrones de comportamiento (balance de flujo).
- Trazadores
- Comportamiento de los pozos.

7.- Utilizar simuladores para verificar y comparar los históricos de producción

8.- Estimar reservas (original y remanente) y pronósticos de producción.

- Evaluación de los datos de formación.
- Mecanismos de empuje.
- Propiedades de los fluidos.
- Permeabilidad relativa y datos de la saturación residual.
- Reservas.

2.5 Análisis de la información.

Los datos más comunes con los que el ingeniero puede contar en un campo maduro son los datos de producción.

Para analizar la información obtenida y poder predecir los gastos así como optimizar los componentes del sistema, el uso de un análisis nodal es trascendental en esta etapa.

Análisis nodal.

El procedimiento del análisis nodal ha sido reconocido en la industria petrolera como un medio adecuado para el diseño y evaluación, tanto en pozos fluyentes como en pozos que cuentan con un sistema artificial de producción.

Los objetivos del análisis nodal son:

- 1.- Determinar el gasto al cual un pozo de aceite o gas producirá, considerando la geometría del pozo y la terminación. (Primero por flujo natural)
- 2.- Determinar bajo que condiciones de flujo (las cuales pueden estar relacionadas al tiempo) un pozo producirá o se abandonará.

3.- Seleccionar el mejor momento para la instalación de un sistema artificial de producción así como el sistema que conviene instalar.

4.- Optimizar el sistema para producir el gasto más conveniente.

5.- Revisar cada componente en el sistema de producción para determinar si existe una restricción de gasto innecesaria.

6.- Permite reconocer rápidamente al administrador del campo o al equipo de trabajo, las formas de incrementar los gastos de producción.

Uno de los aspectos más importantes del análisis nodal es reconocer los pozos que deberían producir altos gastos de los que producen en la actualidad. Por lo tanto, es una excelente herramienta para verificar los problemas existentes y las pruebas que se necesitan efectuar en el pozo.

El requisito básico para analizar un pozo es definir el índice de productividad. La información obtenida de los datos anteriormente descritos deberá ser precisa, para poder ajustar un IP y posteriormente aplicar con éxito un análisis nodal.

Sistema Integral de Producción.

El sistema de producción se compone de tres secciones o módulos:

1. Flujo a través del medio poroso.
2. Flujo a través de la tubería vertical o direccional.
3. Flujo a través de la tubería horizontal o línea de descarga.

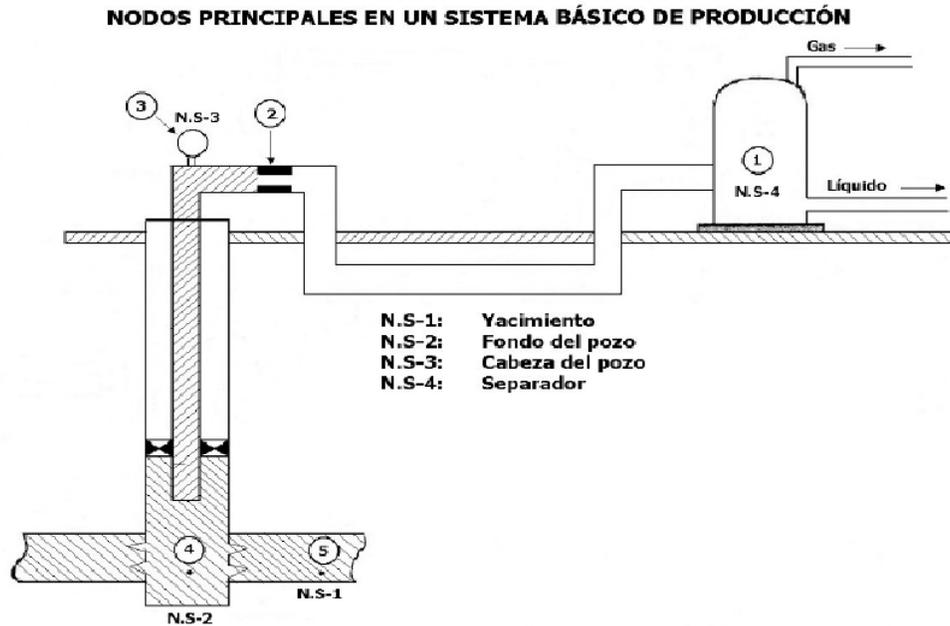


Figura 2.13 Componentes del sistema integral de producción

En la figura anterior pueden existir pérdidas de presión desde el inicio (yacimientos) hasta el separador.

Iniciando desde el yacimiento, las pérdidas de presión se representan como:

$$\Delta P_1 = \bar{P}_r - P_{wfs} = \text{Pérdida de presión en el medio poroso}$$

$$\Delta P_2 = P_{wfs} - P_{wf} = \text{Pérdida de presión a través de la terminación.}$$

$$\Delta P_3 = P_{UR} - P_{DR}$$

= Pérdida de presión a través del regulador, estrangulador o niple.

$$\Delta P_4 = P_{USV} - P_{DSV} = \text{Pérdida de presión a través de la válvula de seguridad.}$$

$$\Delta P_5 = P_{wh} - P_{DSC} = \text{Pérdida de presión a través del separador superficial.}$$

$$\Delta P_6 = P_{DSC} - P_{SEP} = \text{Pérdida de presión en la línea de descarga}$$

$$\Delta P_7 = P_{wf} - P_{wh}$$

= Pérdida de presión total en la tubería de producción incluyendo ΔP_3 y ΔP_4

$$\Delta P_8 = P_{wh} - P_{SEP}$$

= Pérdida de presión total en la línea de descarga, incluyendo el estrangulador superficial.

Con el fin de resolver los problemas del sistema de producción, se colocan nodos para simplificar este sistema.^{30, 31}

Un nodo solución se define como el o los extremos del sistema de producción. Se dice que existe una solución nodal, cuando las condiciones de presión y gasto son idénticas en un nodo de solución. Como nodo solución puede tomarse el yacimiento, el fondo del pozo, la cabeza del pozo, el separador.³¹

Solución gráfica para un análisis nodal.

Las posiciones más comunes para solucionar gráficamente un análisis nodal son:

- 1.- Al centro del intervalo productor, en el fondo del pozo; aislando el índice de productividad del pozo.
- 2.- En la cabeza del pozo, despreciando la línea de descarga o los efectos de la presión de superficie sobre la producción.
- 3.- La presión diferencial (Δp) atravesando el intervalo de la terminación para evaluar el efecto del número de perforaciones sobre la producción en el empacador o en la terminación estándar del pozo.
- 4.- En el separador, especialmente cuando se tiene un sistema artificial de bombeo neumático. Esto, despreciando el efecto de la presión en el separador sobre la producción.

Otras posibles soluciones gráficas son en el estrangulador de superficie, en las válvulas de seguridad, en las conexiones de las tuberías, etc.

Actualmente existen muchas aplicaciones de software que permiten calcular los puntos más importantes de un análisis nodal facilitando a los ingenieros las predicciones de gastos óptimos para prolongar la vida del campo.

Métodos actuales que permiten analizar datos.

Los métodos para analizar los datos de producción se dividen en dos grupos: las curvas de declinación por sus siglas en inglés (DCA) y las curvas tipo match por sus siglas en inglés (TMC).

Mientras las curvas de declinación son independientes de las características del yacimiento las curvas tipo match son un procedimiento muy subjetivo.

El estado del arte en el análisis de los datos de producción puede proporcionar características razonables del yacimiento, sin embargo, tiene dos grandes deficiencias:

- Para la caracterización del yacimiento el proceso requiere de datos de presión en el fondo y en la cabeza del pozo, además, del gasto del pozo.
- Los datos de presión en el fondo y en la cabeza del pozo no se encuentran disponibles frecuentemente en los campos maduros.

IPDA por sus siglas en inglés (Intelligent Production Data Analysis) integra tres métodos para el análisis de datos, los cuales son: el análisis de curvas de declinación, curvas tipo Match y la simulación numérica del yacimiento.

Como primer punto, IPDA combina los tres métodos (análisis de curvas de declinación, las curvas tipo Match y la simulación numérica del yacimiento) mediante un proceso iterativo que eventualmente converge cuando se proporciona un conjunto de características del yacimiento o de cada pozo.

El segundo componente de IPDA toma las características del yacimiento y la ubicación de cada pozo, que se identifica por la longitud y la latitud de la localización, con el objetivo de proporcionar ayuda a los ingenieros o administradores a tomar decisiones. Este segundo componente utiliza una tecnología única llamada Fuzzy Pattern Recognition.

El proceso comienza graficando el gasto de producción y la producción acumulada contra el tiempo en una escala semi-log. Una rutina de optimización automática basada en algoritmos identifica la mejor curva de declinación para cada pozo, simultáneamente se determinan las graficas del gasto contra el tiempo y la producción acumulada contra el tiempo.

Automáticamente el software de la tecnología identifica en las graficas el gasto de producción inicial “ Q_i ”, la declinación inicial “ D_i ” y el exponente hiperbólico “ b ”. Además calcula la Estimación de la Última Recuperación (EUR).

El cálculo de la estimación de la última recuperación se basa en los datos de producción actual más la producción acumulada remanente que es pronosticada por una curva de declinación. La información que resulta del análisis de la curva de declinación en entonces transferida a un procedimiento de curvas tipo match.

Sí los resultados del análisis de curvas de declinación son satisfactorios (deberá considerarse que el match conseguido en el análisis de las curvas de declinación es subjetivo para que este sea mejor son necesarias algunas iteraciones; el match inicial es únicamente el primer punto). No existe razón por la cual no tomar ventaja de los resultados del análisis de la curva de declinación para incrementar la probabilidad de éxito y eliminar la subjetividad.

Cuando el match esta hecho, el procedimiento proporciona la permeabilidad, la longitud media de la fractura y el área de drene. Estos parámetros, al igual que el EUR, son continuamente actualizados.

Sí durante el proceso iterativo para calcular el tipo de curva match, no se obtiene una buena aproximación (una buena aproximación se define como un match que no solamente parece razonable en la inspección visual sino que también proporciona valores lógicos para los parámetros en los cuales el EUR es relativamente cercano al análisis de las curvas de declinación). Se debe regresar al análisis de las curvas de declinación y modificar el match existente y lograr un valor diferente de “ b ” así como el EUR y repetir el proceso de curvas tipo match. Si estos resultados se encuentran cercanos al procedimiento match, esto satisface

ambos métodos, entonces las modificaciones del análisis de curvas de declinación son exitosas.

El tercer y último paso de la componente IPDA es la simulación numérica del yacimiento. La simulación numérica del yacimiento se divide en dos partes. La primera es history Matching y la segunda es una simulación Monte Carlo. Durante el history matching, toda la información acumulada del análisis de curvas de declinación es usada para inicializar un solo pozo.

Después de que se ha optimizado el history match, cualquier parámetro es crucial en la parte del proceso de simulación que pertenece a la función de distribución de probabilidad (pdf), y el objetivo de la función (el cual es el modelo history matched) se corre de 500 a 1000 veces.

Para concluir esta metodología ha sido aplicada en los datos de producción de 137 pozos en el campo Wattenberg en donde se produce de las formaciones Codell y Niobrara en la cuenca D.J. en donde todas las características del yacimiento han sido identificadas; usando este proceso los resultados fueron representados en todo el campo para estimar la reserva, determinar la optima localización de los pozos de relleno, la depleción, verificar las reservas remanentes y detectar los pozos con bajo desempeño.³²

Capítulo 3.

**Técnicas para el
rejuvenecimiento de
campos maduros.**



3. TÉCNICAS PARA EL REJUVENECIMIENTO DE CAMPOS MADUROS.

Los precios relativamente bajos del petróleo, así como los altos costos de operación han motivado a las empresas a utilizar las tecnologías más novedosas para obtener la mayor cantidad de hidrocarburos.

En este capítulo se presentan diferentes alternativas posibles para la explotación de los campos, con mayor énfasis en algunas de ellas a implementar: En los pozos el uso de Sistemas Artificiales de Producción e Inyección de agua y gas en el yacimiento como proceso de recuperación secundaria, ya que son las técnicas más utilizadas y eficientes para la aplicación en campos maduros. A diferencia de los otros métodos de recuperación secundaria y mejorada estos métodos cumplen con la condición de rentabilidad que se requieren para su aplicación comercial.

En la siguiente tabla se muestran los procesos de explotación producción desde la recuperación primaria hasta la recuperación mejorada, describiendo seguidamente cada método.

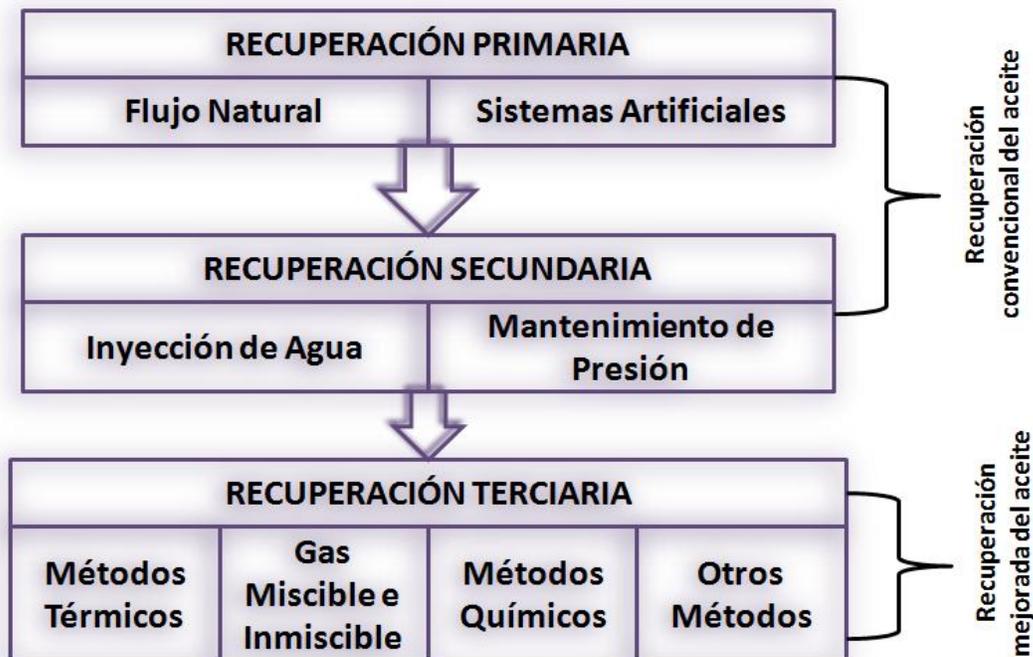


Tabla 3.1 Mecanismos de recuperación del aceite. (Abdus et al. 1994)

3.1 Recuperación primaria.

La recuperación primaria resulta de la utilización de las fuentes de energía naturales presentes en los yacimientos para el desplazamiento del petróleo hacia los pozos productores, tales como la recuperación de hidrocarburos asociado a mecanismos naturales de empuje en un yacimiento, como expansión de la roca y el fluido, gas disuelto, empuje por el casquete de gas o bien drenaje gravitacional.

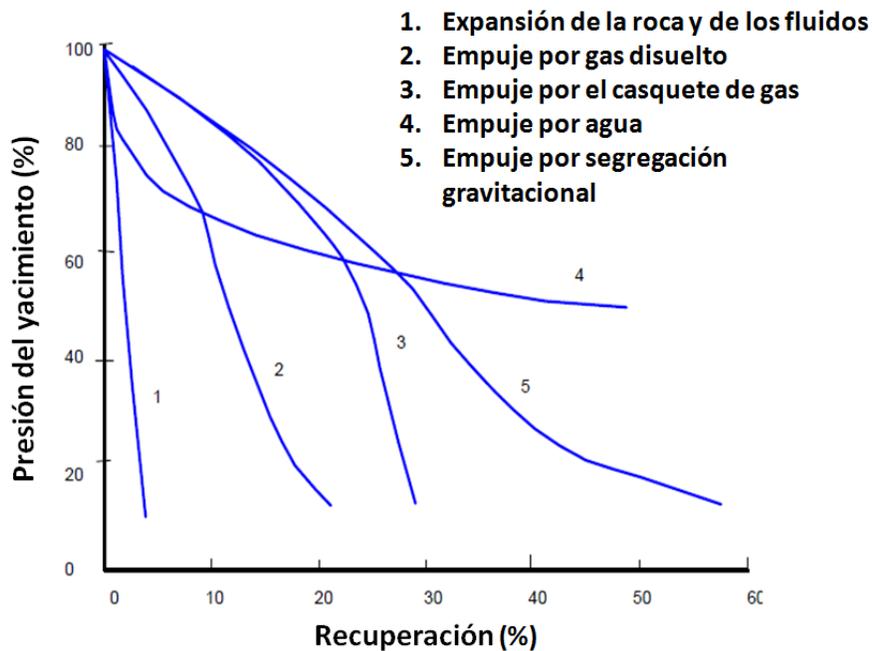


Tabla 3.2 Recuperación de aceite por los diferentes mecanismos de producción primaria.

Durante esta etapa el flujo de fluidos dentro del yacimiento se producen por la energía propia del yacimiento, es decir cuenta con la energía suficiente para elevar los fluidos a la superficie, en ocasiones las condiciones de los yacimientos y estados mecánicos de los pozos, se prestan a implementar estimulaciones, reparaciones menores y mayores y la aplicación de Sistemas Artificiales de Producción que consiste en adicionar energía a los fluidos en el pozo para hacerlos llegar a la superficie con lo cual también se tiene un incremento en la recuperación de los hidrocarburos contenidos en el yacimiento.

Mecanismo	Presión del yacimiento	RGA	Producción de agua	Eficiencia	Otros
1. Empuje por agua	Permanece alta. La producción es sensible a las tasas de producción de petróleo, agua y gas	Permanece baja si la presión permanece alta	Aumenta apreciablemente y los pozos con buzamiento abajo y producen agua temprana	35 a 80%. Promedio 50%	N calculado por balance de materia aumenta cuando W , no se considera
2. Empuje por gas disuelto	Declina rápida y continuamente	Primero baja, luego sube a un máximo y cae nuevamente	Ninguna (excepto en yacimientos con alta S_w)	5 a 35% Promedio 20%	Requiere bombeo al comienzo de la producción
3. Expansión de la roca y de los fluidos	Declina rápida y continuamente $P_t > P_b$	Permanece baja y constante	Ninguna (excepto en yacimientos con alta S_w)	1 a 10% Promedio 3%	
4. Empuje por el casquete de gas	Cae suave y continuamente	Aumenta continuamente en pozos con buzamiento arriba	Ausente o insignificante	20 a 40% Promedio > 25%	La ruptura del gas en los pozos con buzamiento abajo indica un empuje por capa de gas
5. Segregación gravitacional	Declina rápida y continuamente	Permanece baja en pozos con buzamiento abajo y alta en pozos con buzamiento arriba	Ausente o insignificante	40 a 80% Promedio 60%	Cuando k es > 200 md, y el buzamiento es > 10° y la viscosidad baja (<5cp)

Tabla 3.3 Características de los mecanismos de producción primaria (según Thakur y Satter)

3.2. Fracturamiento hidráulico.

El fracturamiento hidráulico es el proceso de bombeo de un fluido dentro de un pozo a una velocidad de inyección que es demasiado grande para la formación. A medida que la resistencia al flujo en la formación aumenta, la presión en el pozo se incrementa a un valor que supera la ruptura de formación. Una vez que la formación “se rompe”, una fractura se forma y el fluido que se inyecta comienza a moverse hacia debajo de la fractura.

En general, los tratamientos de fracturamiento hidráulicos se utilizan para generar canales o fisuras conductoras de flujo en la roca matriz entre el pozo y el yacimiento con el fin para aumentar el índice de productividad de un pozo productor y aumentar el

área de exposición del pozo de la formación circundante y obtener así canales mediante los cuales los hidrocarburos puedan fluir hacia el pozo.

El índice de productividad se define como la velocidad a la que puede el aceite o gas producirse con una diferencial de presión dada entre el yacimiento y el pozo.

Beneficios del fracturamiento hidráulico:

- Aumenta la velocidad de flujo del petróleo y/o gas de yacimientos de baja permeabilidad
- Aumenta la velocidad de flujo de petróleo y/o gas que han sido dañadas
- Conecta las fracturas naturales y/o del sistema en una sola formación hacia el pozo
- Minimiza la producción de arenas
- Aumenta el área de drene
- Minimiza los problemas con los asfáltenos y/o depósitos de parafinas

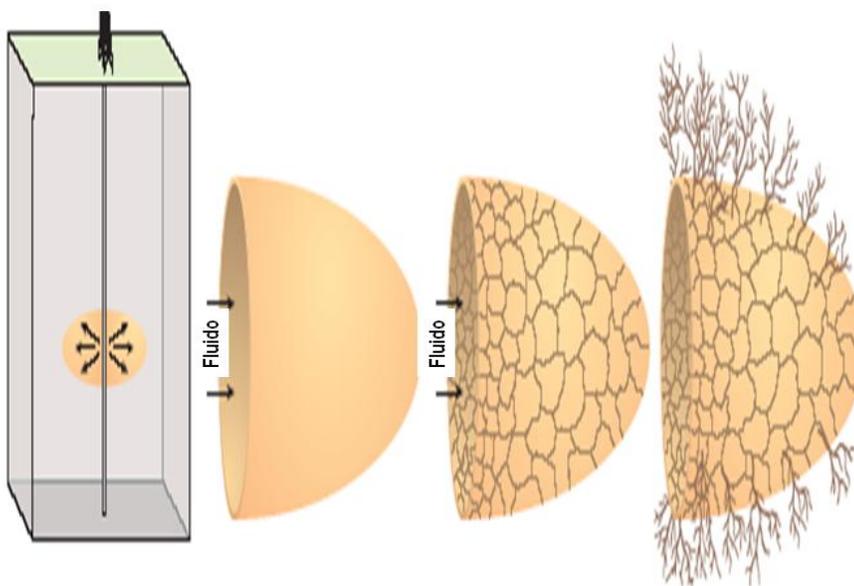


Figura 3.1 Representación del procedimiento de fracturamiento.

Los fluidos fracturantes pueden ser cualquier tipo de fluidos como agua, geles, espumas, ácidos, nitrógeno, dióxido de carbono o incluso aire y con el objetivo de mantener las fracturas abiertas se agregan apuntalantes que por lo general son arenas.

3.3 Perforación de alcance extendido.

La perforación de alcance extendido es una técnica que no se ha utilizado en nuestro país, pero podría ser útil para alcanzar yacimientos que en la actualidad por sus condiciones no se han podido explotar al máximo.

La perforación de alcance extendido es una curva del pozo resultante de la relación del desplazamiento horizontal dos veces mayor a la profundidad vertical. Esta relación puede ser dos veces mayor a dos y en algunos casos hasta cinco como es el caso de los pozos perforados en Mar del Norte. En el caso de ser esta relación mayor a tres se le llama mega alcance extendido y si es mayor a cinco se le llama pozo de ultra alcance extendido.

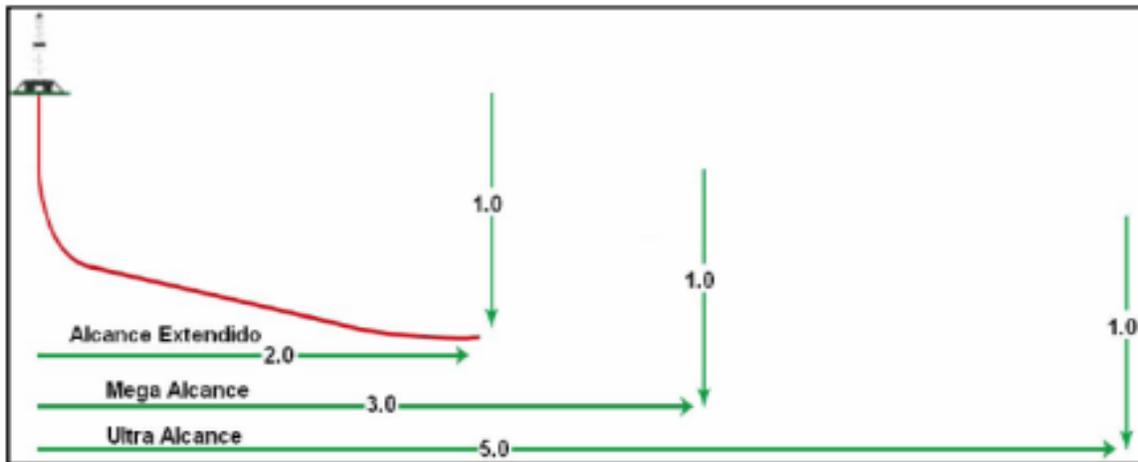


Figura 3.2 Esquema representativo de un pozo de alcance extendido.

El propósito del alcance extendido es llegar y explotar yacimientos alejados ya sea en operaciones en tierra o costa fuera, donde por razones técnicas, económicas o ambientales no es posible perforar un pozo vertical o direccional. Con la perforación de pozos de alcance extendido se requieren de menos pozos para drenar un yacimiento debido a la productividad que nos proporciona una mayor sección expuesta de yacimiento.

Una de los mejores beneficios de poder utilizar estos métodos de explotación es la disminución del impacto ambiental, aprovechando una sola plataforma marina o terrestre para perforar más pozos estaríamos contribuyendo a mantener el entorno ecológico.

Dentro del aspecto económico, resulta más rentable la producción de un pozo horizontal que un vertical, en el caso del alcance extendido los pozos entra en las características de un pozo horizontal o de alto ángulo. Esto se puede justificar técnicamente porque tenemos mayor área de contacto del yacimiento con las paredes del pozo, lo cual hace drenar con mayor facilidad y con un mayor gasto de producción de gas o aceite.

3.4. Sistemas artificiales de producción.

Los Sistemas Artificiales de Producción (SAP) son mecanismos externos que se le aplican a los pozos cuando la energía no es suficiente para producirlo; con el propósito de levantar el petróleo desde una formación productora a un determinado gasto de producción. Los SAP son el primer elemento al cual recurre cuando se desea incrementar la producción de un campo, ya sea para reactivar pozos muertos o para aumentar la tasa de flujo en pozos activos. Estos operan de diferentes formas sobre los fluidos del pozo, ya sea modificando alguna de sus propiedades o aportando un empuje adicional a los mismos.

Los sistemas artificiales trabajan de dos formas básicas, ya sea disminuyendo la densidad del fluido que se produce o añadiendo una energía extra en un punto dado de la tubería. Las técnicas más comunes incluyen el bombeo neumático (también llamada gas lift), el bombeo mecánico (BM), hidráulico (BH) y las bombas electro sumergibles (BES) y de cavidad progresiva (BCP).

La selección de un sistema en particular dependerá de condiciones de operación como el caudal, el corte de agua, la relación gas-líquido, la profundidad del pozo, etc., y de características de los fluidos, como la cantidad de CO₂ y H₂S y la viscosidad.

A continuación se exponen en forma general los diferentes SAP convencionales más aplicados en el mundo haciendo énfasis en el mecanismo de funcionamiento y en las ventajas y desventajas que posee cada uno.

Bombeo mecánico (BM).

El bombeo mecánico o también conocido como “Sucker Rod Pumping” es el SAP más usado a nivel mundial en la actualidad debido a su practicidad, factibilidad de operación, optimización y reparación.

El levantamiento del petróleo se realiza mediante la acción de las bombas de subsuelo, las cuales son accionadas por la sarta de varillas que les transmiten la potencia requerida, generada en la superficie. Estas bombas consisten esencialmente de un pistón dentro de un barril con válvulas de entrada y salida de fluido.

Las unidades de bombeo mecánico se clasifican según su geometría en tres tipos principales: unidades convencionales, las cuales tienen un apoyo en el punto medio del balancín; unidades neumáticas, cuyo punto de apoyo se ubica en el extremo delantero del balancín; y las unidades Mark II, que tienen el apoyo en el extremo trasero del balancín.

El bombeo mecánico debe ser considerado para una producción moderada de poca profundidad, con este sistema es posible levantar hasta 1000 BPD de aproximadamente 7000 pies de profundidad y 200 barriles de aproximadamente 14,000 pies de profundidad, dependiendo de las condiciones de cada caso en particular.

Ventajas.

- Disponibilidad de diferentes tamaños de unidades
- Permite una operación más eficiente mediante el uso de unidades con doble sistema de válvulas, lo que permite bombear tanto en la carrera ascendente, como en la descendente
- Fácil aplicación de tratamientos contra la corrosión
- Aplicable a huecos estrechos y terminaciones múltiples
- Factibilidad para el intercambio de unidades entre pozos
- Tolerancia a altas temperaturas
- Permite el levantamiento de crudos pesados
- Confiabilidad y bajo mantenimiento
- Facilidad para ajustar el gasto en superficie
- Diferentes alternativas para la fuente de poder (motor diesel o eléctrico)

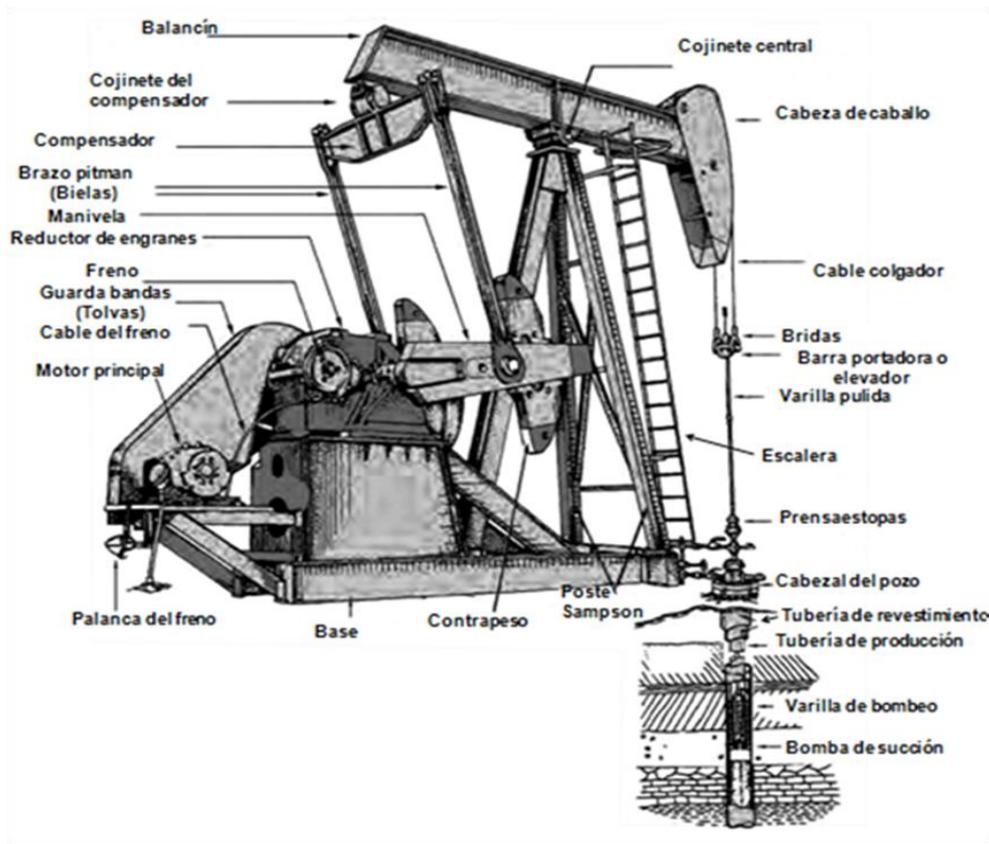


Figura 3.3 Esquema y componentes de un sistema típico de bombeo mecánico.

Desventajas.

- Los gastos que permite bombear son relativamente bajos
- Requiere de gran espacio en superficie, siendo poco recomendable en plataformas costa afuera y en localizaciones urbanas
- Presentan mayor desgaste de las varillas en pozos desviados
- Problemas de fricción en pozos tortuosos
- Baja tolerancia a la producción de sólidos
- Limitado por la profundidad (debido a la resistencia de las varillas de succión)
- Baja eficiencia volumétrica en pozos con alta producción de gas
- Susceptible a la formación de parafinas
- La T.P. no puede ser recubierto internamente para protegerlo contra la corrosión
- Poca resistencia al contenido de H₂S

Bombeo electrocentrífugo (BEC).

El bombeo electrocentrífugo también conocido como “Electrical Submersible Pumps, ESP” consta de bombas centrifugas multietapas movidas por un motor eléctrico. Las bombas centrifugas pueden permitir un grado limitado de circulación a través de una unidad descompuesta, como admitir el flujo natural o la inyección de un fluido de tratamiento. Las unidades son sensibles a la producción de sólidos y en ambientes arenosos pueden ocurrir casos graves de erosión de las bombas en buenas condiciones.

Ventajas.

- Permite la producción de volúmenes extremadamente altos, alrededor de 20,000 BPD
- Adaptables en pozos horizontales, siempre estableciéndose en las secciones rectas
- Adaptables dentro de agujeros en un máximo de 1.82 m a la superficie
- Uso mínimo de espacio para el control de la producción

- Estable y segura para las operaciones costa afuera
- Considerado un SAP que proporciona mayores volúmenes y cortes de agua provocada por el mantenimientos de presión y las operaciones de recuperación secundaria

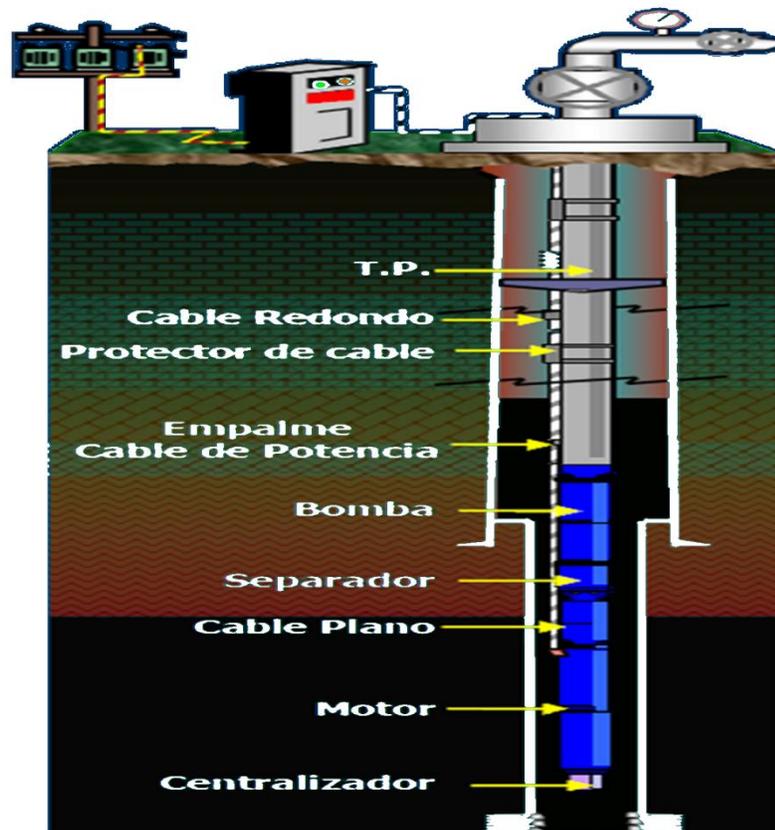


Figura 3.4 Esquema y componentes de un sistema típico de bombeo electrocentrífugo.

Desventajas.

- Tolera un mínimo de porcentaje de los sólidos de producción
- El costo de reparación es alto comparado con otros Sistemas Artificiales de producción
- No son adaptables a gastos menores de 150 BPD
- Adaptables en tuberías de diámetros de más de 4 ½ pg
- Baja tolerancia a las altas relaciones gas-liquido
- Solo es aplicable con energía eléctrica, y para tal caso, requiere de altos voltajes

Bombeo de cavidades progresivas (BCP).

En los últimos años las bombas de cavidad progresiva han experimentado un incremento gradual como un método de extracción artificial común. Sin embargo las bombas de cavidades progresivas están recientes si las comparamos con los otros métodos de extracción artificial como las bombas electrosumergibles o el bombeo mecánico.

Las bombas de cavidades progresivas (Progressive Cavity Pumping, PCP), están conformadas por un rotor y un estator, cuando el rotor gira dentro del estator, se forman varias cavidades cerradas las cuales avanzan desde el extremo de entrada de la bomba, hasta el extremo de descarga. El resultado de esto es un flujo continuo por desplazamiento positivo proporcional a la velocidad de rotación.

Ventajas.

- Adaptables a pozos desviados y horizontales
- Maneja un alto índice de sólidos
- Trabaja con líquidos de alta viscosidad
- Los índices de producción varían con el uso de un controlador de velocidad
- Instalación sencilla y operación silenciosa del equipo
- Resistencia a la abrasión
- Tolera altos porcentajes de gas libre



Figura 3.5 Componentes de la bomba de cavidades progresivas

Desventajas.

- Los materiales están sujetos a una temperatura máxima (250 °F) y están sujetos a la corrosión
- Detenerse e iniciar el funcionamiento frecuentemente de las bombas puede causar varios problemas de funcionamiento
- El sobrecalentamiento por la compresión del gas daña permanentemente el estator
- No es compatible con CO₂ ni fluidos de tipo ácido
- Desplazamiento máximo de 4000 BPD
- Desgaste por contacto entre las varillas de bombeo y la tubería de producción puede tomarse un problema grave en pozos direccionales y horizontales

Bombeo hidráulico (BH).

En el bombeo hidráulico su potencia es transmitida mediante el uso de un fluido presurizado que es inyectado a través de la tubería; este fluido conocido como fluido motriz, es utilizado por una bomba de subsuelo que actúa como energía en el fluido producido que es llevado a la superficie finalmente.

Existen dos tipos de bombas hidráulicas: las bombas de chorro o también conocidas como “Jet Pumps” y bombas tipo pistón también conocidas como bombas alternadas con desplazamiento positivo o “Positive Displacement Pump, (PCP)”

En las bombas de chorro o tipo jet, la energía es transmitida por la TP y entra en la tobera de la bomba hasta en la parte inferior del pozo en la boquilla donde se convierte la energía de presión en energía cinética y por medio de un difusor se controla la velocidad e incrementa la presión para que los fluidos a su vez lleguen a la superficie. En este sistema artificial de producción se requiere de una presión de succión relativamente alta para evitar la cavitación.

El bombeo hidráulico tipo pistón consiste en un sistema integrado de equipo superficial (motor y bomba recíprocante) acoplado a una tubería conectada al pozo; este equipo transmite potencia a una unidad instalada a una determinada profundidad mediante acción hidráulica.

El flujo del fluido motriz acciona este equipo subsuperficial, consistente de una bomba y un motor como elementos principales que impulsan el fluido de la formación a la superficie, manteniéndoles una presión adecuada.

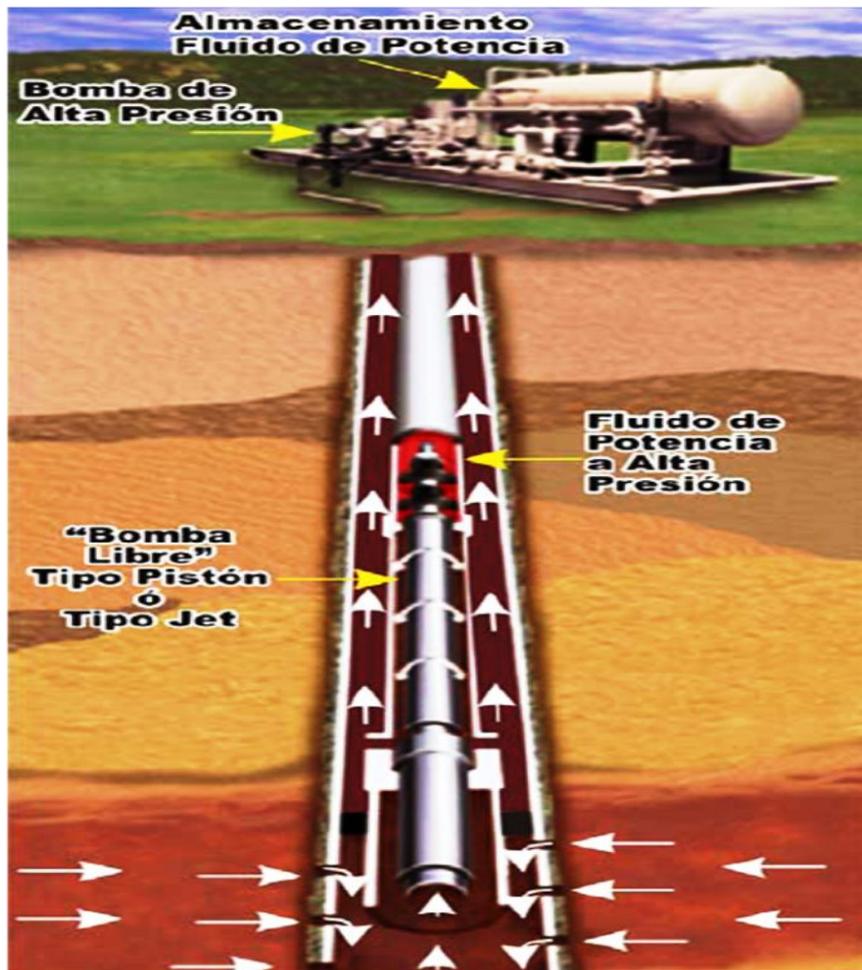


Figura 3.6 Esquema de un sistema de bombeo hidráulico tipo pistón o jet.

Ventajas.

- Las bombas de desplazamiento positivo son capaces de bombear profundidades de 5181.6 m y las bombas de chorro se limitan a 2743.2 m
- Atractivo para pozos costa afuera y zonas pobladas
- Las bombas de chorro pueden incluso ser utilizadas en las líneas de flujo
- Las bombas de chorro, pueden producir sólidos
- Las bombas de desplazamiento positivo pueden producir aceites viscosos
- Los inhibidores de corrosión pueden ser inyectados en el fluido de energía para el control de la corrosión
- Tolerancia a relaciones gas-liquido relativamente altas aproximadamente 3000 scf/bbl

Desventajas.

- En pozos desviados pueden presentar problemas
- Las bombas de chorro suelen tener menos eficiencia que las bombas de desplazamiento positivo y mayores costos de energía
- Las bombas de desplazamiento positivo requieren un mayor mantenimiento que las bombas de chorro ya que la bomba debe ser revisado diariamente
- La bomba tipo jet requiere de cierto grado de sumergencia en el fluido de producción

Bombeo neumático (BN)

El Sistema Artificial de Producción por medio de Bombeo Neumático es definido como un método de levantamiento de fluidos donde se utiliza gas a una presión relativamente alta (250 lb/pg^2 mínima) para poder aligerar la columna del fluido y de este modo permitir al pozo fluir hacia la superficie.

El principio del Sistema de Bombeo Neumático está basado donde el gas, se inyecta en el espacio anular siendo esta la fuerza principal para reducir la densidad de los fluidos en la tubería y por lo tanto reduce el peso de la columna de fluido sobre la formación, se debe de tener cuidado de no inyectar el exceso de gas o la fricción comenzara a anular los efectos deseables de la inyección de gas en la tubería. Existen dos tipos de bombeo neumático:

Bombeo neumático continuo.

La gran mayoría de los pozos por Sistema Artificial Neumático se producen por el flujo continuo que es muy similar al flujo natural, en el bombeo neumático continuo, la formación de gas es terminado con otros gases de alta presión provenientes de una fuente externa. El gas se inyecta continuamente en la tubería de producción a un gasto máximo que depende de la inyección de gas, la presión y la profundidad del pozo.

La inyección de gas se mezcla con el líquido producido y así disminuye la densidad y posteriormente el gradiente de presión de flujo de la mezcla desde el punto de inyección de gas a la superficie. El gradiente de presión disminuye y así reduce la presión y el flujo en el fondo del pozo por debajo de la presión estática, creando así una diferencial de presión que permite que el líquido fluya hacia el pozo.

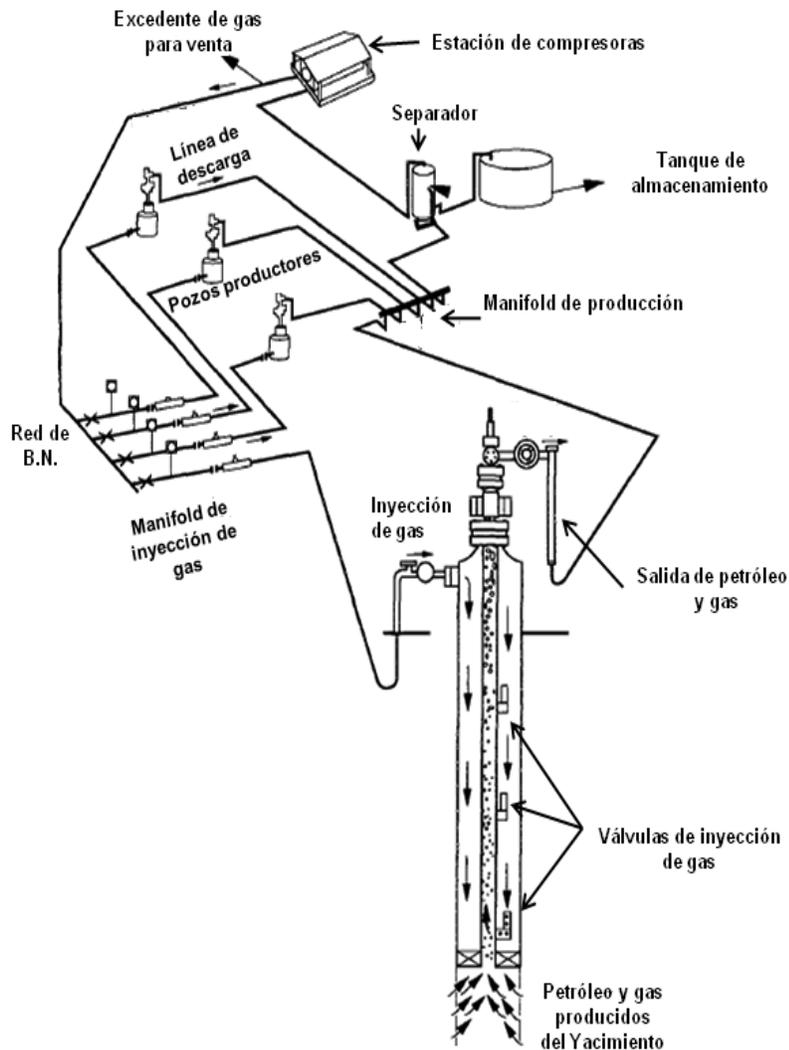


Figura 3.7 Esquema y componentes de un sistema de bombeo neumático continuo.

En pozos con bajo índice de productividad, el Bombeo Neumático Continuo no puede ser implementado ya que la afluencia del pozo se dificulta debido a la presión de operación del sistema. En estos casos el sistema artificial intermitente puede ser más eficiente.

Ventajas.

- Es el mejor método de Sistemas Artificiales para el manejo de sólidos
- Es aplicado en pozos desviados o direccionales, ya que se puede levantar fácilmente el hidrocarburo por la inyección de gas
- Una central puede ser utilizado para varios pozos y así disminuir los costos de inversión
- Puede llegar a producir entre 200 y 20,000 BPD a través de tuberías de producción de diámetros normales. En flujo a través de la TR es posible obtener gastos del orden de 80,000 BPD
- Es flexible en cuanto a volúmenes y profundidades de elevación.
- El equipo en general es relativamente económico igual que sus reparaciones y mantenimiento
- Flexible, se puede convertir de flujo continuo a intermitente, chamber lift o plunger lift a medida que declina el pozo
- No tiene problemas en pozos con empuje de gas

Desventajas.

- La contrapresión puede ser una grave limitación de la producción, este problema se vuelve más importante con profundidades cada vez mayores
- Los compresores son relativamente costosos y requieren largos plazos de entrega
- El compresor requiere un cierto espacio y peso , por lo que en pozos costa afuera la distribución de estos sistemas puede ser limitado
- El suministro del gas es adecuado durante toda la vida del proyecto, por lo que si no hay suficiente gas, se tendría que implementar otro Sistema Artificial

- La operación y el mantenimiento de los compresores puede resultar costoso ya que requiere de monitoreo continuo, optimización y reparación técnica.
- Hay una mayor dificultad en el levantamientos de fluidos muy pesados o viscosos de menos de 15 °API

Bombeo neumático autoabastecido.

El bombeo neumático autoabastecido es una alternativa innovadora del bombeo neumático continuo, con el fin de disminuir los montos de inversión inicial y consiste en la construcción de una red de gas que utilice el mismo gas del pozo. La idea fundamental es separar en la localización el gas de los líquidos, deshidratando la corriente de gas con un rectificador, para ser reinyectado al pozo con un compresor para su uso como bombeo neumático

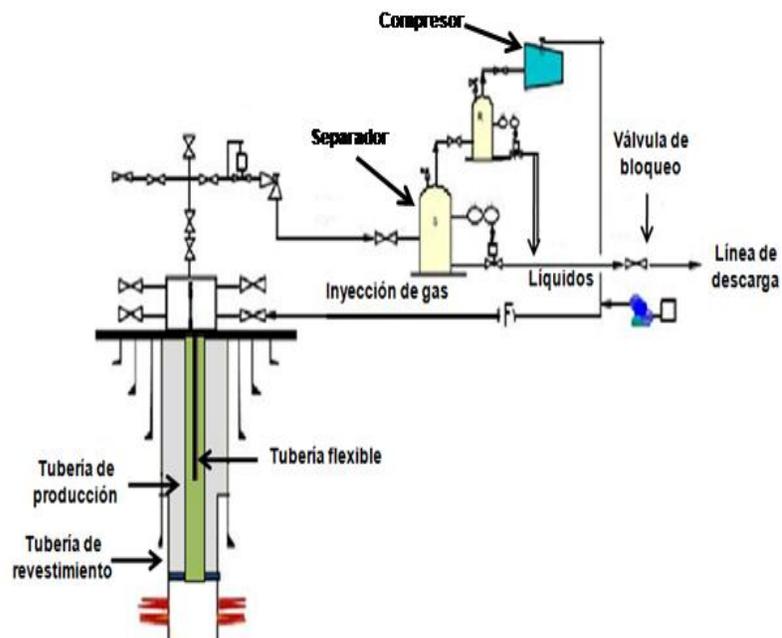


Figura 3.8 Diagrama del sistema neumático autoabastecido.

Ventajas.

- Nulo impacto ambiental
- Proceso automatizado y disminución continua de supervisión
- Sencillez y confiabilidad del sistema
- Alta rentabilidad
- Optimo para pozos remotos

Desventajas.

- Producción de gas suficiente para su autosuministro (separado en el área)
- Disponibilidad de espacio para la instalación del equipo superficial
- Facilidades para la implementación de servicios auxiliares en el área del pozo
- Inyección continúa de químicos para evitar la corrosión de las tuberías

Bombeo neumático intermitente.

En este método consiste en inyectar un volumen de gas a alta presión por el espacio anular hacia la T.P. en forma cíclica, es decir, periódicamente inyectar un determinado volumen de gas por medio de un regulador, un interruptor o ambos. En este sistema se emplea una válvula insertada en la TP a través de la cual, el gas de inyección pasará del espacio anular a la TP para levantar los fluidos a la superficie y un controlador superficial cíclico de tiempo en la superficie, cuando la válvula abre, el fluido proveniente de la formación que se está acumulando dentro de la TP, es expulsado al exterior en forma de un tapón o bache de aceite a causa de la energía del gas, sin embargo debido al fenómeno de resbalamiento del líquido que ocurre en la TP, solo una parte del volumen inicial se recupera en la superficie, mientras que el resto del aceite se va al fondo del pozo integrándose al bache de aceite en formación.

El método de Bombeo Neumático Intermitente se usan en pozos que producen bajos volúmenes de líquido (aproximadamente menores a 150 B/D, los pozos en los que se recomienda aplicar Bombeo Neumático Intermitente suelen tener la característica de alta PI y baja BHP, este método puede ser utilizado después del Bombeo Neumático Continuo en pozos que ya ha disminuido su gasto o bien cuando no se tiene el suficiente gas para ser inyectado

El Bombeo Neumático Intermitente opera cerrando el suministro de gas para permitirle al pozo fluir hacia el cabezal de producción. Solamente cuando ha entrado suficientemente líquido en la tubería, se abre el suministro de gas y se produce un bache de líquido. Esto puede ser mucha más eficiente bajo estas condiciones de pozo que el bombeo neumático continuo.

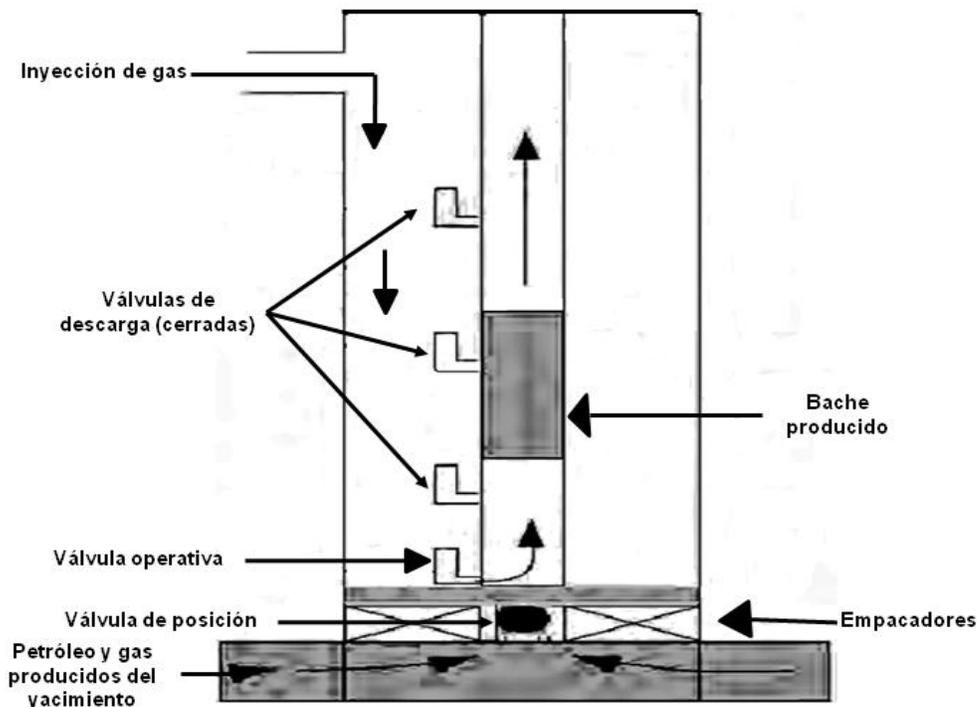


Figura 3.9 Diagrama y componentes de un sistema de bombeo neumático intermitente.

Ventajas.

- Tiene la capacidad de manejar bajos volúmenes de fluidos con una baja producción de BHP
- Tiene una significativa producción BHP baja en comparación con el bombeo neumático continuo

Desventajas.

- Se limita a pozos de bajo volúmenes, rara vez se puede producir a un ritmo de más de 200 B/D
- La eficiencia energética es baja, por lo general se usa mas gas por barril de fluido producido
- Por lo general requiere de ajustes frecuentes en el gasto de inyección y el periodo de tiempo habitual para aumentar la producción y mantener el bombeo de gas requerido

Sistema Vann Pumping

El sistema Vann Pumping está diseñado para operar de manera segura y ambientalmente agradable, con baja capacidad de funcionamiento silencioso y limpio sin fugas de aceite, el método ha sido desarrollado y probado en Tyler, Texas para campos maduros y pozos abandonados, está diseñado como una alternativa al método convencional de bombeo mecánico, sustituyendo las sargas de varillas por cable y se sustituye el equipo superficial y ruidoso por un sistema inteligente para una operación automatizada.

Existen tres objetivos primarios con este nuevo sistema:

- Reducir el costo de extracción por barril
- Reducir los costos de mantenimiento y reparaciones de pozos
- Aumentar la producción



Figura 3.10 Esquema comparativo de un sistema mecánico convencional y un sistema vann pumping

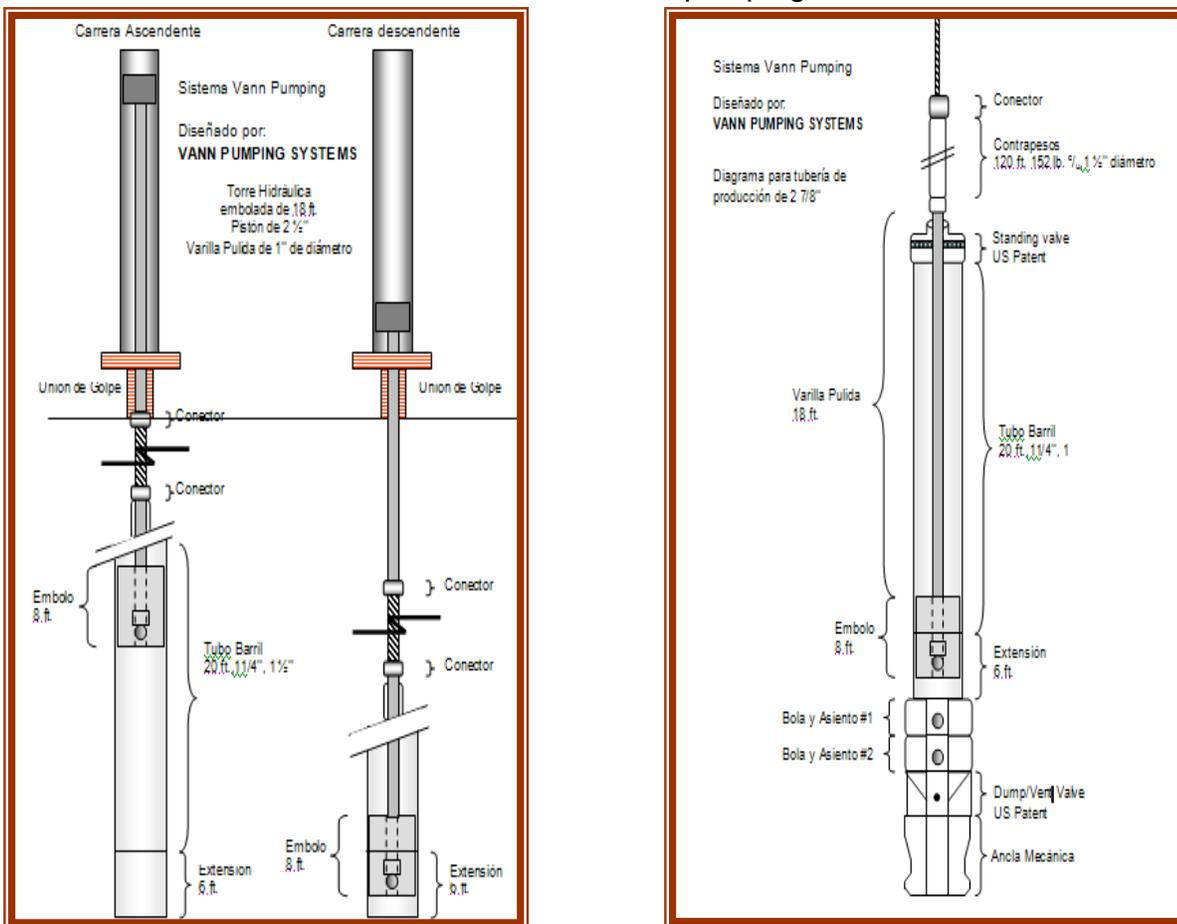


Figura 3.11 Esquema típico de los componentes de un sistema vann pumping

Ventajas.

- Emboladas más largas en comparación con los sistemas convencionales
- Sistema automatizado que nos permiten optimizar la producción
- Operación silenciosa
- Disminución en el costo por mantenimiento
- Disminución en los posibles daños a la T.P.
- Reducción de costos por mantenimiento

Desventajas.

- Uso de energía eléctrica
- Problemas de fricción en pozos tortuosos
- Baja tolerancia a la producción de sólidos
- Supervisión constante, para el calibrado del equipo.

Émbolo viajero (Plunger Lift).

Este sistema es comúnmente usado para producir los líquidos de pozos de gas y condensados con alta RGA o producir un gasto de líquido relativamente bajo. El sistema de Émbolo Viajero es la más eficiente forma de operar con la propia energía del pozo.

Por medio de un émbolo el líquido producido es cíclicamente llevado a la superficie del pozo a través de la energía de gas almacenada en el espacio anular entre la TR y TP. La energía del gas es usada para empujar el émbolo, llevando así baches de líquido a la superficie cíclicamente.

El ciclo inicia cuando el embolo cae dentro del pozo con la válvula abierta, el gas condensado y el liquido pueden pasar a través del embolo hasta que el embolo cae nuevamente al fondo, la válvula no se cierra, ahora con un nuevo volumen de liquido y gas en la parte superior la presión del gas comienza a acumularse en el embolo y después de algún tiempo el gas empuja al embolo hacia la superficie, con el liquido en la parte superior, que es lo que finalmente se produce.

Cuando el émbolo llega al receptor de la cabeza del pozo, la válvula se abre y permite que el gas fluya libremente por algún tiempo mientras que el líquido se acumula en el fondo, después de algún tiempo establecido, el ciclo se repite.

Ventajas.

- Buena confiabilidad, combinada con un fácil mantenimiento y bajos costos de instalación y operación.
- Ayuda a mantener la tubería libre de parafinas.
- Específicamente diseñado para el uso en pozos de baja productividad de líquidos.
- Aplicable para pozos con alta RGA (mínimo de 300 – 400 scf/bb por cada 1,000 ft de profundidad).
- Se puede utilizar en conjunto con el bombeo neumático intermitente.

Desventajas.

- Bajos gastos de producción.
- Anular vivo, lo cual representa riesgo en superficie.
- Se requiere comunicación entre el TR y la TP para una buena operación, a menos que se use con bombeo neumático.

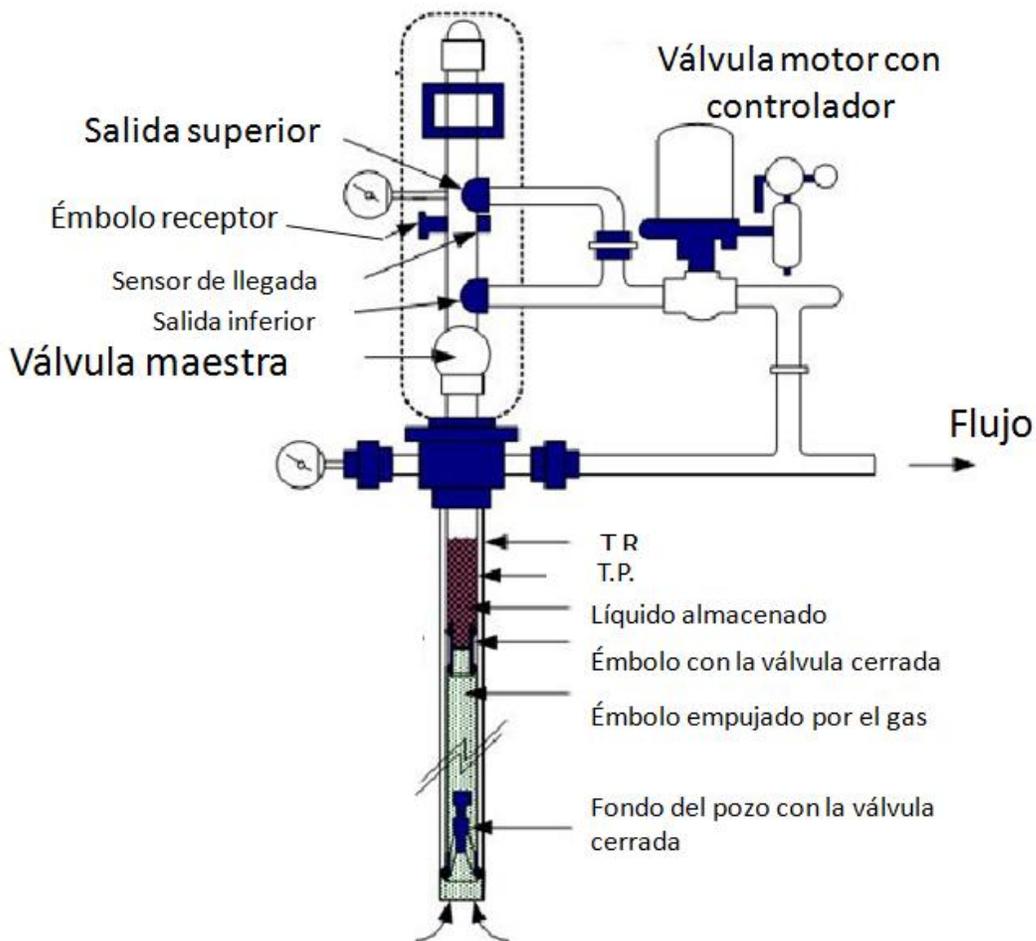


Figura 3.12 Esquema y componentes de un Sistema Plunger Lift.

Cámara de acumulación (Chamber Lift)

El Chamber Lift o Sistema Artificial con cámara de acumulación es una modificación del bombeo neumático, que opera cíclicamente, permitiendo alternadamente el ingreso de los líquidos a la cámara y la inyección de gas desde la superficie para desplazar el líquido acumulado.

La función de cada una de las partes esenciales mostradas en la figura siguiente es descrita dentro del ciclo de producción que a continuación se describe:

1. Cuando la válvula de control en superficie está cerrada, el pozo produce en la cámara a través de la válvula estacionaria. La válvula igualadora permite que los niveles del fluido en el interior y exterior del tubo “mosquito” permanezcan iguales. Conforme la producción se acumula en el interior de la cámara, la contrapresión en la formación aumenta, de manera que el gasto de producción de la formación disminuye constantemente.
2. A un tiempo determinado se abre la válvula de control y se inyecta gas adentro del espacio anular entre la TP y la TR arriba del empacador. La presión en la TR se incrementa y, finalmente, alcanza un nivel en el cual la válvula de operación se abre. Así se permite que baje el gas por el espacio anular entre el tubo mosquito y la TP. La válvula igualadora y la válvula estacionaria cierran bruscamente debido a la alta diferencia de presión. El gas impulsa el líquido que está en la cámara hacia el tubo mosquito y, por lo tanto, adentro de la TP.
3. A un tiempo preseleccionado, las válvulas de control se cierran y el bache de líquidos es forzado hacia la superficie por la expansión del gas en el espacio anular entre la TR y la TP. La presión de la TR cae, y la válvula de operación se ajusta de tal manera que cierra tan pronto como el bache líquido alcance la superficie, o inmediatamente después e inicia nuevamente el ciclo.

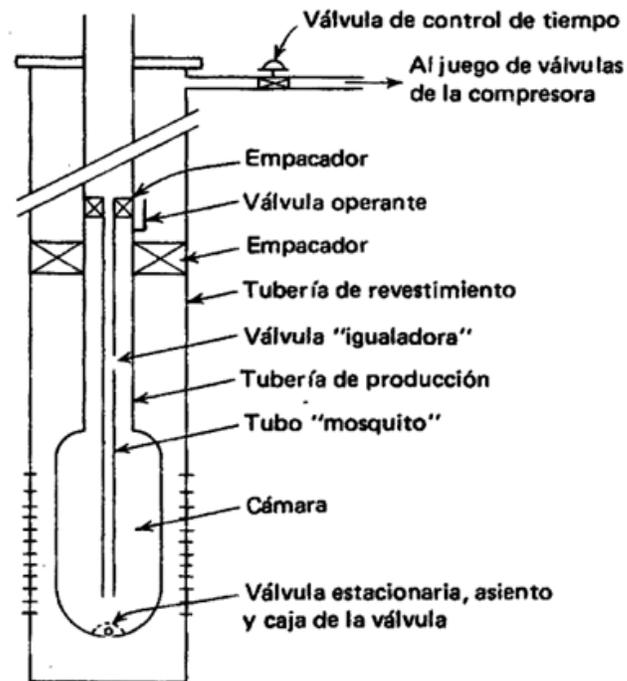


Figura 3.13 Esquema y componentes de un Sistema tipo Chamber Lift.

Ventajas.

- Sistema artificial apropiado para pozos con índices de productividad muy bajos.
- Requiere de bajos costos de instalación y operación.
- Maneja contenidos de gas y agua relativamente altos, siempre y cuando los ciclos de apertura y cierre, se manejen cuidadosamente.

Desventajas.

- Requiere de espacio suficiente dentro de la TR para la instalación de la cámara de acumulación.
- Su eficiencia disminuye al disminuir la presión estática.
- Presenta problemas por las caídas o retroceso del fluido que permanece en contacto con las paredes de la tubería después de la salida del bache de fluidos.

3.5 Sistemas artificiales combinados.

Debido a las diferentes limitaciones que presentan los sistemas artificiales de producción convencionales y con la finalidad de aprovechar de forma eficiente las características más favorables de cada uno de ellos, se han aplicado nuevas técnicas de sistemas artificiales, conocidos como sistemas artificiales combinados. El principio de diseño de estos sistemas se basa en la idea de que al combinar dos diferentes sistemas artificiales de producción uno cubra las debilidades del otro y viceversa, obteniendo como resultado un conjunto más sólido y con menores limitaciones. Con estos sistemas se busca entonces minimizar la energía requerida y maximizar la producción.

Los mayores beneficios de combinar estos sistemas artificiales de producción son:

- La reducción de capital inicial.
- Los costos de operación, optimizando la comprensión del gas.
- Minimiza los requerimientos eléctricos para reducir la presión de abandono (20% aproximado del total de energía requerida)
- Incrementar la recuperación.
- Aumenta el ciclo de vida de los equipos.

Las principales áreas de aplicación incluyen campos maduros y desarrollados, campos con bajo suministro de gas, bajo índice de productividad y pozos profundos.

Bombeo electrocentrífugo con bombeo neumático.

La combinación del bombeo electrocentrífugo con el bombeo neumático permite mejorar la utilización de las metodologías de levantamiento conocidas.

La terminación requerida para su instalación se realiza instalando una bomba centrífuga cerca de los intervalos de producción, mientras que los mandriles del bombeo neumático son instalados encima de la bomba, de unos 1000 a 3000 pies.

El bombeo electrocentrífugo está diseñado para levantar los fluidos de baja presión hasta la presión mínima necesitada para un bombeo neumático óptimo. Durante la vida del proyecto, se pueden variar los gastos de producción, las cuales pueden ser optimizadas de dos maneras continuamente, reduciendo el gasto de energía.

1. Por la modificación de la velocidad del motor de la bomba centrífuga.
2. Cambiando la cantidad de inyección del bombeo neumático.

Ventajas.

- Baja demanda de gas para el levantamiento y menos tamaño de unidad de bombeo electrocentrífugo.
- Bajas presiones de abandono.
- Largos ciclos de vida, bajos costos de operación.

Desventajas.

- Facilidad de compresión del gas y suministro de energía eléctrica.

Bombeo electrocentrífugo con cavidades progresivas ESPCP

Este sistema de bombeo Electrocentrífugo con cavidades progresivas, es similar al método de bombeo electrocentrífugo descrito en el capítulo anterior, con la diferencia de que en lugar de la bomba centrífuga, se utiliza una bomba de cavidades progresivas. Opera de manera muy similar al bombeo electro sumergible, pero con algunas diferencias, tales como:

- La bomba es de cavidad progresiva y no centrífuga
- Se requiere una caja de velocidades con reductor para acomodar la velocidad del motor a los requerimientos de menor velocidad de la bomba de cavidades progresivas.
- Una junta o eje flexible es requerida debido a la excentricidad de la bomba de cavidades progresivas.

Debido a que la aplicación principal para el ESPCP es la producción de crudos pesados, en general, el manejo de gas no será un problema, debido a las bajas cantidades de gas asociadas a estos tipos de crudos; de cualquier forma, el ESPCP pueden manejar cantidades limitadas de gas libre sin dificultad, aunque se pueden instalar separadores de gas en fondo, si lo que se desea es maximizar la eficiencia del sistema.

Ventajas.

- Tolerancia a la arena.
- Manejo de crudos pesados.
- Alta eficiencia (70%).

Desventajas.

- Riesgo de fallas en el cable eléctrico.
- Se requiere de perforación o estructura en caso de falla del sistema.

Factores para elegir un sistema artificial.

- Propiedades de los fluidos
- Estado mecánico del pozo
- Pruebas de producción
- Aforos y/o condiciones de operación
- Registros de presión y temperatura
- Disponibilidad de la fuente de energía

3.6 Recuperación secundaria.

Es aquella que se obtiene al inyectar agua (llana) o/y gas natural y se puede recuperar hasta un 50%. En la actualidad también suele designarse a la Recuperación Secundaria con el termino de "mantenimiento de presión", se suele emplear indistintamente el termino de "mantenimiento de presión" por Recuperación Mejorada. Pero él termino no es privativo de la Recuperación Secundaria conceptualmente (Castillo José, 2004).

Hay tres factores físicos principales que intervienen para la recuperación secundaria por inyección de fluidos.

1. La viscosidad del petróleo es alta (movilidad del petróleo baja)
2. Fuerzas interfaciales
3. Heterogeneidad de los yacimientos

Inyección e agua.

La inyección del agua es el proceso de recuperación secundaria mediante el cual los fluidos del yacimiento son desplazados hacia los pozos productores por la acción del agua inyectada.

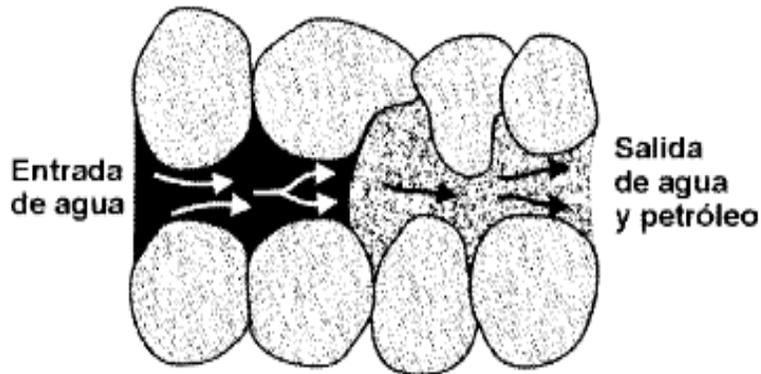


Figura 3.14 Representación del desplazamiento de aceite por agua.

Hoy en día es el principal y más conocido de los métodos convencionales en recuperación de petróleo en campos maduros, se caracteriza por la eficiencia del agua para desplazar a los hidrocarburos del medio poroso y por el aumento de presión rápidamente en el yacimiento.

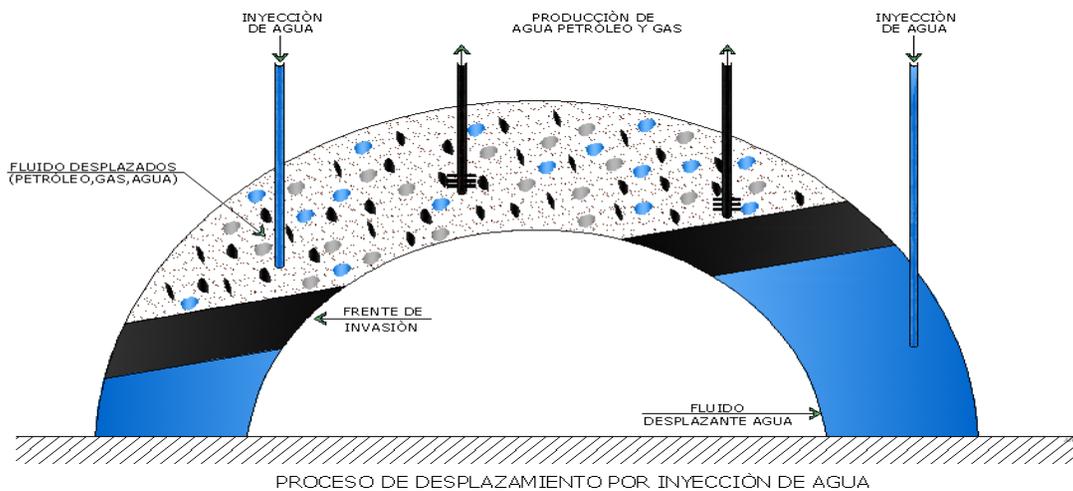


Figura 3.15 Muestra del proceso de desplazamiento por inyección de agua.

Los siguientes puntos son componentes críticos para diseñar e implementar un programa para la inyección de agua en forma comprensiva.

Yacimiento	Pozos	Facilidades	Sistema de agua
Presiones Gastos Volúmenes Análisis de fluidos Half Plots	Perforaciones Registros de producción inyección Agua inyectada en la zona del objetivo Trazadores Llenados Integridad de la cementación Equipo superficial Fracturas Daño a la formación Taponamiento Condiciones de bombeo	Producción Inyección Equipo de monitoreo	Calidad del agua Presencia de registros * Corrosión * Gases disueltos * Minerales * Aumento bacterial * Sólidos disueltos * Sólidos suspendidos Análisis de iones PH Corrosividad Contenido de petróleo Sulfuro de hierro Análisis in situ o en laboratorio Obtención de datos * Pozos productores * Pozos de inyección * Sistema de inyección

Tabla 3.4 Información para la inyección de agua.

Los factores que más afectan a la recuperación de una inyección de agua son los siguientes:

- ❖ Localización y arreglos de los pozos
- ❖ Permeabilidad
- ❖ Mojabilidad de la roca
- ❖ Saturaciones de los fluidos
- ❖ Razón de movilidad
- ❖ Viscosidad del petróleo
- ❖ Tasa de inyección y ángulo de la formación
- ❖ Eficiencia de la recuperación primaria
- ❖ Factores económicos incluyendo la profundidad del yacimiento, gastos de operación, disponibilidad del agua, etc.)
- ❖ Tipo de inyección
- ❖ Tiempo de inyección

La inyección de agua se puede realizar de dos maneras:

1. Inyección de agua interna o dispersa.
2. Inyección de agua externa o periférica.

Inyección de agua interna o dispersa.

Esta técnica consiste en inyectar el agua dentro de la zona de petróleo, el agua invade esta zona y desplaza los fluidos (petróleo y gas) a través de un número apreciable de pozos inyectoros que forman parte de un arreglo geométrico de pozos, enviando al petróleo hacia los pozos productores.

La selección del arreglo de pozos para la inyección de agua va a depender de la estructura y límites del yacimiento, de la homogeneidad del yacimiento, de las variaciones de permeabilidad (k) y porosidad (ϕ), y del número y posición de los pozos existentes.

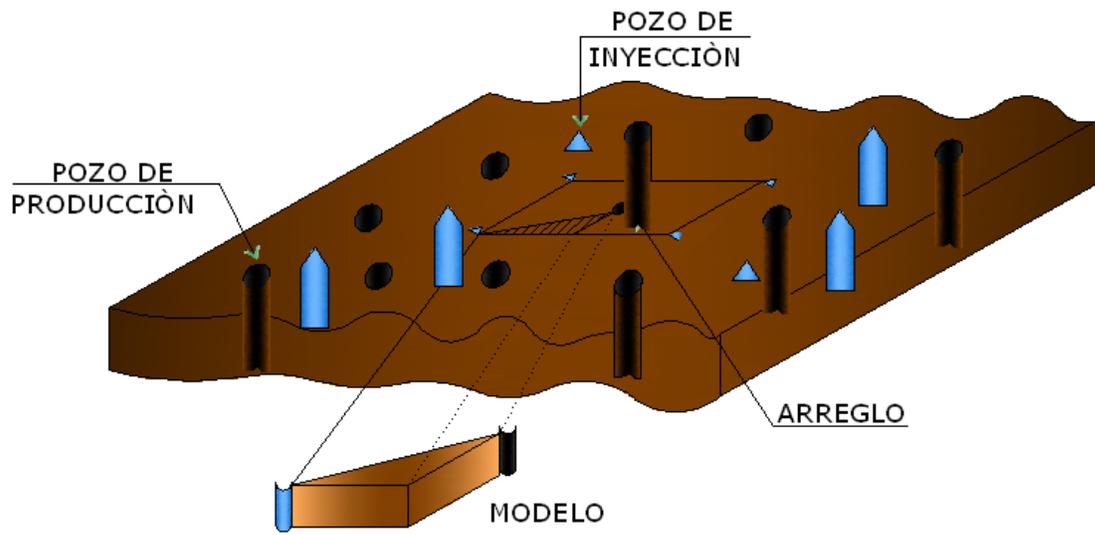


Figura 3.16 Representación de la inyección de agua en un arreglo de cinco pozos.

Ventajas.

- ✓ En yacimientos homogéneos
- ✓ Bajas Permeabilidades
- ✓ Rápida respuesta del yacimiento
- ✓ Elevadas eficiencias areales de barrido
- ✓ Rápida respuesta en cuanto presiones
- ✓ Abarca áreas grandes de hidrocarburos en poco tiempo
- ✓ Permite un buen control de invasión

Desventajas.

- Se necesitan un número mayor de pozos inyectores
- Requiere de un seguimiento y control de inyección, por lo tanto mayor requerimiento de recursos humanos
- Tiene mayor riesgo en cuanto a la inyección de agua externa

Inyección de agua externa o periférica.

Esta técnica se utiliza cuando no se tiene buena descripción del yacimiento y también es conocida como inyección tradicional o mantenimiento de presión ya que el agua se inyecta fuera de la zona de petróleo en los flancos del yacimiento y en el acuífero cerca del contacto agua aceite.

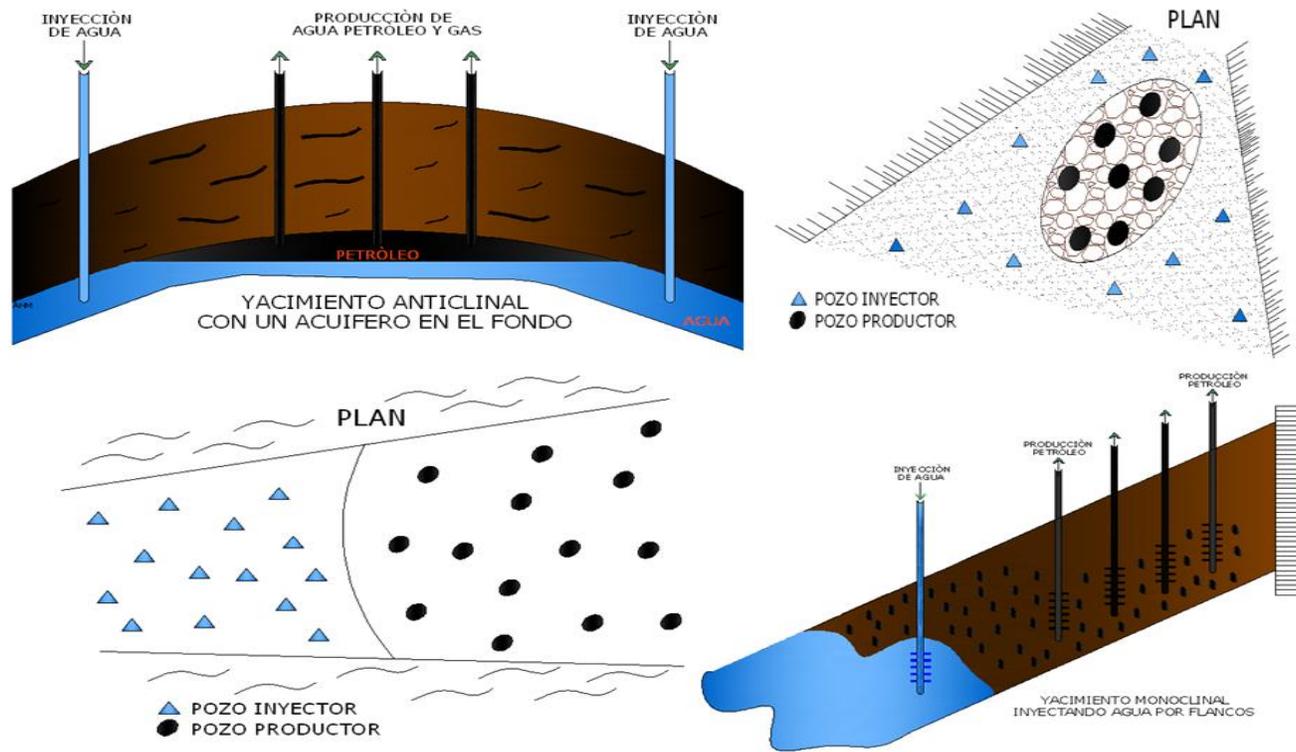


Figura 3.17 Representación de la inyección de agua externa o periférica.

Ventajas.

- ✓ Se utilizan pocos pozos
- ✓ No se requiere buena descripción del yacimiento para iniciar el proceso de invasión con agua
- ✓ No requiere de la perforación de pozos adicionales, ya que se pueden usar pozos productores viejos como inyectores. Esto disminuye la inversión en áreas donde se tiene pozos perforados en forma irregular o donde el espaciamento de los pozos es muy grande

- ✓ Rinde un recobro alto de petróleo con un mínimo de producción de agua, incluso la producción de agua puede ser retrasada y así disminuir los costos de producción en superficie para el tratamiento de agua-aceite

Desventajas.

- Una porción de agua inyectada no se utiliza para desplazar el aceite
- No es posible llevar un seguimiento adecuado del barrido
- La inyección puede fallar por no existir una buena comunicación entre los estratos y los pozos productores
- El proceso de invasión y desplazamiento es lento, por lo tanto la recuperación de aceite es a largo plazo

Inyección de gas.

La reinyección de gas natural quizás fue el primer método sugerido para mejorar el recobro de petróleo. Se usó inicialmente a comienzos del año 1900 con fines de mantenimiento de presión. Posteriormente, se realizaron otras aplicaciones que fueron calificadas como proyectos de recuperación secundaria, ya que el gas inyectado, además de aumentar la energía del yacimiento, debía desplazar la energía del petróleo.

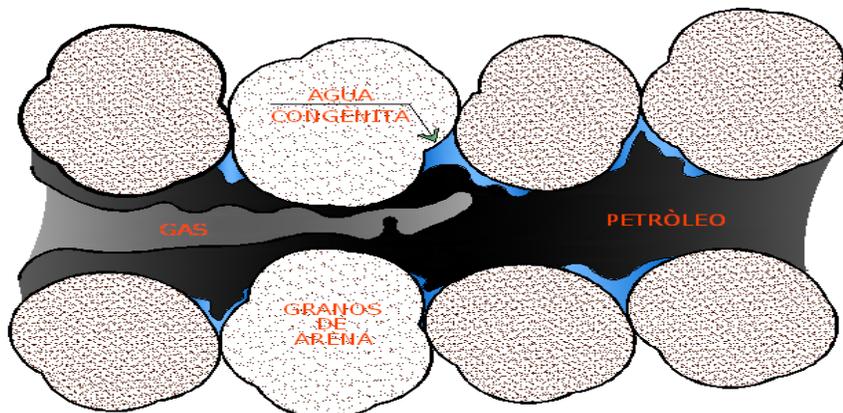


Figura 3.18 Representación del desplazamiento de aceite por gas en el medio poroso.

La recuperación de petróleo por medio de la inyección de gas, se realiza debido a los siguientes cuatro mecanismos:

1. Reducción de la viscosidad
2. Aumento de la energía del yacimiento
3. Vaporización
4. Eliminación de sólidos del petróleo

Los factores que más afectan a la recuperación de una inyección de gas son los siguientes:

- ❖ Propiedades de las rocas
- ❖ Viscosidades del petróleo y gas
- ❖ Segregación gravitacional
- ❖ Eficiencia de desplazamiento
- ❖ Saturaciones iniciales
- ❖ Presión del yacimiento
- ❖ Tiempo optimo para iniciar la inyección
- ❖ Gasto de inyección
- ❖ Buzamiento de la formación
- ❖ Razón de movilidad

Inyección de gas interna o dispersa.

La inyección interna o dispersa se refiere a la inyección de gas dentro de la zona de petróleo. Se aplica por lo general, en yacimientos de empuje por gas en solución, en yacimientos sin capa de gas inicial y en donde no hay tendencia a desarrollarse una capa de gas secundaria, ya que el gas inyectado se produce junto con el petróleo al poco tiempo de haber sido inyectado.

Por lo general esta técnica se aplica en yacimientos homogéneos, con poco buzamiento y relativamente delgados, también se debe de considerar un alto número de zonas de inyección y la permeabilidad efectiva debe ser preferiblemente baja.

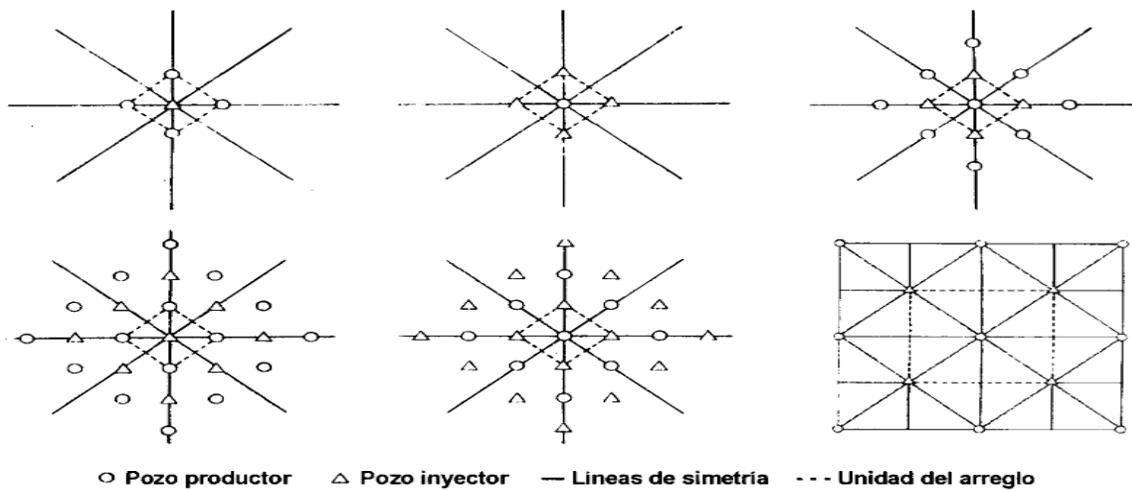


Figura 3.19 Selección de diferentes patrones de arreglos de cinco pozos para la inyección de gas dispersa.

Ventajas.

- Es posible orientar el gas inyectado a zonas más apropiadas
- La cantidad de gas inyectado puede optimizarse mediante el control de la producción e inyección de gas

Desventajas.

- La eficiencia de recuperación mejora muy poco o nada, como consecuencia de la posición estructural o drene por gravedad.
- La eficiencia areal de barrido es inferior a la que se logra en operaciones de inyección externa
- La cantidad de pozos de inyección requeridos aumenta los costos de operación y de producción.

Inyección de gas externa o periférica.

La inyección externa de gas se refiere a la inyección de gas en la cresta de la estructura donde se encuentra la capa de gas, bien sea primaria o secundaria, por lo general se lleva a cabo en yacimientos donde ocurre segregación, o sea, existe una capa de gas en la zona de petróleo.

Por lo general este tipo de técnica se lleva a cabo en yacimientos de alto relieve estructural, para permitir que la capa de gas desplace el petróleo y en yacimientos con altas permeabilidades verticales >200 md.

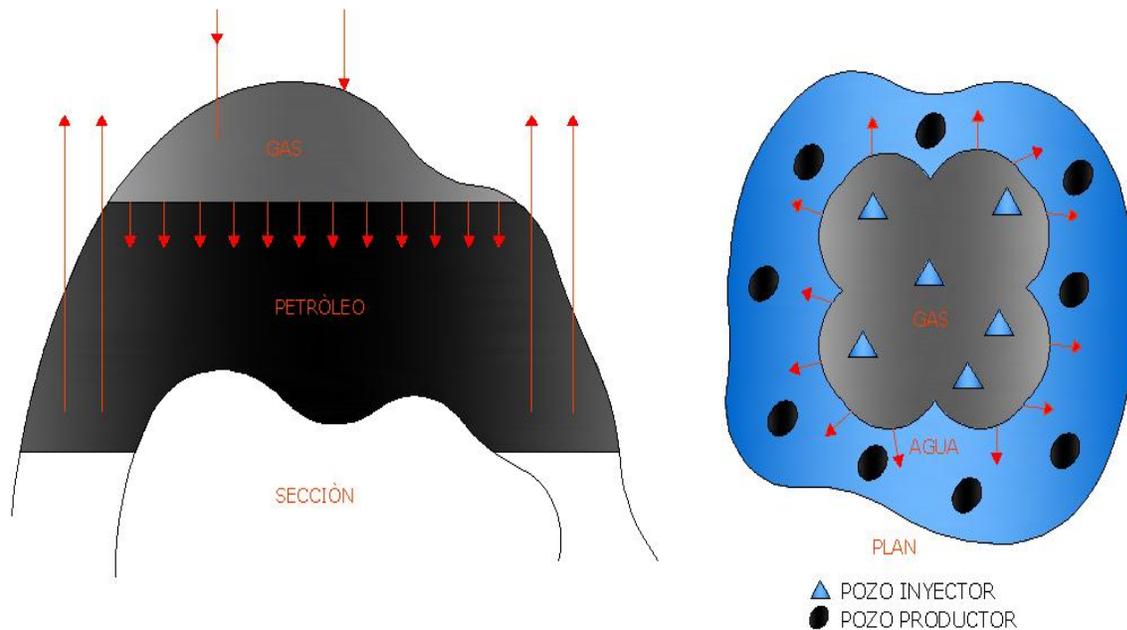


Figura 3.20 Representación de la inyección de gas externa o periférica.

Ventajas.

- La eficiencia areal del barrido en este tipo de inyección es superior a la que se obtiene por inyección interna.
- Mayor recuperación, debido al drene por gravedad.
- Generalmente es mayor la recuperación que el se obtiene por inyección interna.

Desventajas.

- Se requiere una buena permeabilidad vertical del yacimiento
- Es necesario controlar el gas libre de la zona de petróleo
- Las intercalaciones de lutitas, así como las barreras son inconvenientes para la inyección de gas externa

Las ventajas de la inyección de gas son las siguientes:

- ✓ El gas se dispone en muchos áreas de producción, ya sea del mismo yacimiento que se está explotando o de otras fuentes
- ✓ Siendo el gas un fluido no reactivo con la formación, puede ser inyectado sin presentar mayores dificultades
- ✓ Puede inyectarse el gas producido para futuros mercados

Las desventajas de la inyección de gas son las siguientes:

- El costo de la instalación y mantenimiento de la planta compresora de gas es más alto que el de una planta de inyección de agua, esto hace a que en algunos yacimientos no sea rentable este método
- Debido a que el gas no moja a la formación, lo hace menos eficiente para una mejor recuperación de petróleo
- Si el yacimiento tiene altas permeabilidades, el gas puede pasar rápidamente a través de los estratos y dejar una buena cantidad de petróleo atrapado

Razones por las que no son aplicables los métodos convencionales de recuperación secundaria.

- El petróleo es inmóvil ($K_{ro} = 0$) y no es recuperable para cualquier cantidad de agua o gas de desplazamiento
- La viscosidad del petróleo es demasiada alta a las condiciones de yacimientos para permitir producir a tasas económicas o desplazamiento eficiente con desplazamiento eficiente con fluidos menos viscosos
- El petróleo no se encuentre en zonas accesibles para el barrido, es decir el petróleo móvil no puede ser desplazado en un tiempo razonable con los patrones actuales o con las permeabilidades actuales.

3.7 Recuperación mejorada.

Es la tercera etapa de la recuperación de hidrocarburos, aplicando la tecnología más moderna, sofisticada y más costosa, esta etapa de la recuperación de acuerdo a estudios se llega a recuperar de un 7 a un 12 % adicional a la Recuperación Secundaria, dependiendo de las condiciones de cada yacimiento.

La distribución del petróleo móvil remanente es mucho mayor como función de la heterogeneidad del yacimiento. El petróleo residual, por otra parte, es predominante debido a las fuerzas capilares y de superficie que afectan a escala microscópica y a la geometría de los pozos. La recuperación del aceite residual es un objetivo potencial para los métodos de recuperación mejorada.

La fracción del petróleo original producida por una combinación de recuperación primaria y secundaria varía de yacimiento en yacimiento y depende de las características físicas del petróleo y de la roca.

Hay tres factores físicos principales que influyen en una mejor recuperación de petróleo por la inyección de fluidos:

1. La viscosidad del petróleo alta (movilidad del petróleo baja)
2. Fuerzas interfaciales
3. Heterogeneidad de los yacimientos

El propósito de cualquier proceso en recuperación mejorada, es sobrellevar al menos en parte los problemas creados por uno o más de estos tres.

Los problemas por la viscosidad pueden ser disminuidos por una o ambas de las siguientes maneras:

- Podemos decrecer la viscosidad del petróleo del yacimiento inyectando un solvente que diluya el petróleo o aplicando calor
- Podemos aumentar la viscosidad del fluido inyectado añadiendo concentraciones pequeñas de polímeros solubles en agua de alto peso molecular

Las fuerzas interfaciales pueden ser reducidas usando solventes (sistemas y procesos miscibles) inyectando surfactantes o aplicando calor.

La heterogeneidad del yacimiento es quizás el problema más difícil a sobrellevar. La colocación selectiva de geles o barreras de fluidos viscosos suelen ser algunas veces afectivos. El uso de agua viscosa (polímeros) puede también ayudar. Para el caso particular de flujo por combustión, hay una distribución natural de fluido que tiende a compensar por heterogeneidad.

La aplicación de la Recuperación Mejorada o también llamada por sus siglas en inglés EOR (Enhanced Oil Recovery) depende de los precios del aceite y de las ganancias, debido a que la tecnología EOR es muy compleja y costosa. El principal objetivo de la Recuperación Mejorada es mejorar la razón de movilidad y aumentar el número capilar, con la EOR se recupera de un 7% a un 12% adicional a la Recuperación Secundaria, dependiendo de las condiciones de cada yacimiento.

Procesos químicos.

Los procesos de recuperación químicos implican todos aquellos procesos en los que a un fluido, generalmente agua, se le agregan productos químicos con el propósito de mejorar la eficiencia de desplazamiento del agua. Este tipo de procesos debido al uso de los productos químicos requieren de condiciones favorables, ya que en caso de no existir estas, los costos del proceso se pueden incrementar hasta hacer el proceso incosteable⁴⁴.

Inyección de surfactantes.

El principal objetivo de este proceso es recuperar el petróleo, 20 al 40% del volumen poroso, que permanece después de una inyección de agua. Como beneficio secundario la inyección de surfactantes puede también mejorar la eficiencia de barrido volumétrico. El mecanismo básico es bajar la tensión interfacial agua-petróleo a valores tan pequeños (0.001 dinas por centímetro) de modo que el petróleo residual se haga móvil y sea desplazado por el fluido inyectado. En otras palabras opera casi como un

desplazamiento miscible, sin desventajas características de la movilidad y la segregación por gravedad.

Petróleo	
Viscosidad	< 30 cp a condiciones de yacimiento
Gravedad	> 25° API
Composición	Livianos intermedios son deseables
Yacimiento	
Temperatura	< 175 °F
Saturación del aceite	> 30%
Permeabilidad	> 20 md
Espesor neto	> 10 pies
Profundidad	> 8000 pies
Agua	
<p>< 5,000 ppm de calcio y magnesio</p> <p>< 100,000 ppm de sólidos totales disueltos</p> <p>Agua suave de baja salinidad, debe estar disponible para un tapón de limpieza</p>	
Litología	
Solamente arenisca, con bajo contenido de arcillas, sin yeso ni anhídrita	

Tabla 3.5 Criterios de diseño por medio de la inyección de surfactantes.

Factores favorables
Formación homogénea Alta porosidad y espesor Barrido de inyección de agua > 50%
Factores desfavorables
Fracturas extensivas Capa grande de gas Empuje fuerte de agua Alto contraste de permeabilidad

Tabla 3.5 Criterios de diseño por medio de la inyección de surfactantes (continuación).

Inyección de polímeros.

La inyección de polímeros es una modificación del empuje por inyección de agua, en la cual un tapón de polímero soluble en agua de alto peso molecular, se inyecta durante la inyección de agua. Los resultados del aumento de la recuperación de petróleo, provienen de un aumento en la eficiencia áreal y vertical de barrido. El polímero actúa para mejorar la eficiencia de barrido tanto aumentando la viscosidad como reduciendo la permeabilidad al agua. La inyección del polímero no recupera el petróleo residual, pero puede sustancialmente reducir la cantidad del agua requerida para alcanzar un nivel de recuperación.

Petróleo	
Viscosidad	< 150 cp (preferentemente < 100)
Gravedad	> 25° API
Composición	No crítica
Yacimiento	
Temperatura	< 175 °F (algunos polímeros don estables a temperaturas mayores)
Saturación del aceite	> 10% del VP de aceite móvil
Permeabilidad	> 20 md
Espesor neto	No crítico
Factor de heterogeneidad	0.5 - 0.85
Razón de movilidad	2 -40
Profundidad	< 9000 pies
Agua	
Salinidad preferiblemente baja	

Tabla 3.6. Criterios de diseño por medio de la inyección de polímeros.

Litología
Areniscas preferiblemente, pero pueden ser usados en carbonatos Se deben de evitar las calizas con alta porosidad
Factores favorables
Condiciones apropiadas para la inyección de agua Alta saturación de aceite móvil Alta porosidad y espesor
Factores desfavorables
Fracturas extensivas Capa de gas Empuje fuerte de agua Alto contenido de arcilla y calcio Alto contraste de permeabilidad

Tabla 3.6 Criterios de diseño por medio de la inyección de polímeros (continuación).

Inyección de agua alcalina.

En la inyección de agua alcalina los surfactantes son generados en la interface petróleo agua por la reacción entre el álcali y el petróleo crudo, y son usados para mejorar la recuperación por inyección de agua. El proceso del mecanismo es muy complejo y no fácilmente entendible, pero la recuperación mejorada de petróleo puede obtenerse cambiándola mojabilidad de la roca y bajando la tensión interfacial, lo cual resulta en una emulsificación intermedia. Para crudos ligeros ($>30^{\circ}$ API), el proceso parece requerir una concentración alta de NaOH (2 -5%) y resulta en el mejoramiento de la

eficiencia de desplazamiento. Para crudos pesados (<25° API) el proceso parece requerir una concentración de NaOH más baja (0.1 – 1.0%) y una agua de formación con concentración de ión calcio bajo. En este caso el proceso alcalino puede ser aplicable al petróleo en un rango de alta viscosidad y puede resultar en un mejoramiento tanto del desplazamiento como de la eficiencia de barrido.

Petróleo	
Viscosidad	< 200 cp en condiciones de yacimiento
Gravedad	13 - 35 ° API (es el parámetro más importante)
Número ácido	> 0.1 mg KOH/g de aceite
Yacimiento	
Debe determinarse la reacción de los químicos alcalinos con los minerales de la rocas. El consumo de dichos químicos depende de la temperatura, el tiempo, la concentración alcalina, los minerales presentes y el tamaño de sus granos	
Saturación del aceite	Sor después de la inyección de agua
Permeabilidad	> 20 md
Espesor neto	No crítico
Temperatura	< 200 °F
Profundidad	< 9000 pies
Agua	
Calcio < 500 ppm para concentraciones cáusticas bajas No es crítico para concentraciones cáusticas altas	

Tabla 3.7 Criterios de diseño por medio de la inyección de agua alcalina.

Litología
Contenido de yeso < 0.5% del volumen total Consumo cáustico de las arcillas < 15 meq NaOH/100 g de roca Arenas limpias
Factores favorables
Yacimientos parcialmente mojados por aceite Saturación alta de aceite móvil
Factores desfavorables
Fracturas extensivas Capa grande de gas Alto contraste de permeabilidad Concentración alta de SO ₄ en el agua, indicando que el yeso está presente

Tabla 3.7 Criterios de diseño por medio de la inyección de agua alcalina (continuación).

Recuperación por procesos miscibles.

Este proceso consiste en inyectar un agente desplazante completamente miscible con el petróleo existente. Como resultado, la tensión interfacial entre los dos se reduce a cero (no existe una interfase), el número capilar se hace infinito y el desplazamiento de petróleo se asegura en un 100% en los poros que son barridos por el agente desplazante, si la razón de movilidad es favorable. En condiciones ideales, el fluido desplazante y el petróleo se mezclan en una banda estrecha (denominada zona de

mezcla o zona de transición) que se expande a medida que se mueve en el medio poroso, y desplaza todo el petróleo que se encuentra delante⁴⁸.

Inyección de CO₂

La inyección de dióxido de carbono es el proceso de recuperación mejorada en el cual un tapón de CO₂ se inyecta en un yacimiento y se empuja con agua: la inyección alternada de los tapones de CO₂ y agua es una aplicación más efectiva de este proceso y usualmente resulta en una eficiencia de barrido mejorada. Tres clases de desplazamiento son posibles: miscibilidad completa, miscibilidad después de múltiples contactos CO₂ / petróleo e inmiscibilidad. La categoría en la cual un proceso de CO₂ para un yacimiento dado cae, depende de la naturaleza del petróleo, la temperatura y la presión del yacimiento. Las gravedades del petróleo y las presiones más altas, tienden a favorecer la miscibilidad, y por consiguiente las eficiencias de desplazamiento son mayores.

El dióxido de carbono en estado líquido (temperatura crítica 88 °F y presión crítica de 1073 lpc) es el agente miscible preferible para el recobro del petróleo^{18, 32}, pero debido a su baja temperatura crítica generalmente se encuentra en estado gaseoso. El desplazamiento miscible con CO₂ es similar al empuje por gas vaporizante, pero en este caso se extraen fracciones desde el etano hasta el C₃₀. Como resultado, la invasión con gas vaporizante. La presión mínima de miscibilidad se pueden determinar en el laboratorio o bien, utilizando las correlaciones presentadas por Holm y Josendal⁴⁶.

Este método se debe usar en yacimientos con crudos ligeros (gravedad > 25° API), lo suficientemente profundos como para estar por encima de la presión mínima de miscibilidad; y si existe disponibilidad del CO₂, es una mejor selección que otros métodos miscibles en vista de su alta viscosidad y mayor densidad que el metano.

Inyección de nitrógeno.

Los procesos de recuperación mejorada por inyección de nitrógeno constituyen un método viable si el yacimiento cumple con ciertos requisitos, condiciones que se describen de manera resumida a continuación:

Petróleo.

- Debe ser rico en fracciones comprendidas entre el etano y el hexano (C2 – C6) o hidrocarburos ligeros. Éstos se caracterizan por ser crudos ligeros con gravedades API > 35°.
- Tiene un factor volumétrico alto o la capacidad de absorber el gas inyectado en condiciones de yacimiento.
- Estar saturado de metano (C1).

Yacimiento.

- Debe estar a una profundidad igual (o mayor) a los 5000 pies, a fin de mantener las altas presiones de inyección (≥ 5000 lpc) necesarias para alcanzar la miscibilidad del crudo con el N2 sin fracturar la formación.

Petróleo	
Viscosidad	< 15 cp @ C.Y (menos crítica que la gravedad)
Gravedad	> 25° API
Composición	Alto porcentaje de hidrocarburos intermedios, especialmente C ₅ .C ₁₂
Yacimiento	
Presión	> 1100 lpc presión original de fondo
Saturación del aceite	> 30%
Permeabilidad	No es crítica (> 1md)
Profundidad	> 2000 pies
Agua	
No es crítica	
Litología	
No es crítica	
Factores favorables	
Disponibilidad del gas	

<p>Buzamiento alto Espesor alto Baja permeabilidad vertical Formación homogénea</p> <p>Factores desfavorables</p> <p>Fracturas extensivas Presencia de un buen acuífero Permeabilidad vertical alta en un yacimiento horizontal Inversión inicial alta Alto contraste de permeabilidad</p>
--

Tabla 3.8 Criterios de diseño por medio de procesos miscibles.

Recuperación por procesos térmicos.

Se conoce como recuperación térmica, a todo proceso donde se inyecta u origina energía térmica al yacimiento, el objetivo básico de la aplicación de métodos térmicos es la reducción de viscosidad del petróleo con la finalidad de mejorar su movilidad a consecuencia de la expansión térmica, por lo tanto son especialmente adecuados para petróleo viscosos (5 – 20° API), aunque son usados para petróleos de hasta 45° API

Inyección de vapor.

En la inyección de vapor se disminuye la viscosidad del petróleo y en cualquier caso la capacidad de producción de los pozos se aumenta.

Aunque en los procesos térmicos algunas veces se usan en forma intercambiados, la inyección de vapor tiene la misma relación que la estimulación de vapor, con una diferencia, que el calor inyectado que no es regresado como calor sensible en los fluidos producidos disminuye la viscosidad del petróleo remanente en el yacimiento.

Inyección alternada o cíclica de vapor.

Este método consiste en inyectar, en un determinado pozo, un volumen preestablecido de vapor por un período que de de una a tres semanas. Después de la inyección, se cierra el pozo y se deja en remojo por unos pocos días, con el propósito de permitir que el vapor caliente la formación productora y se disperse uniformemente alrededor del pozo. Luego el pozo se abre nuevamente a producción hasta que el proceso deje de ser económico rentable.

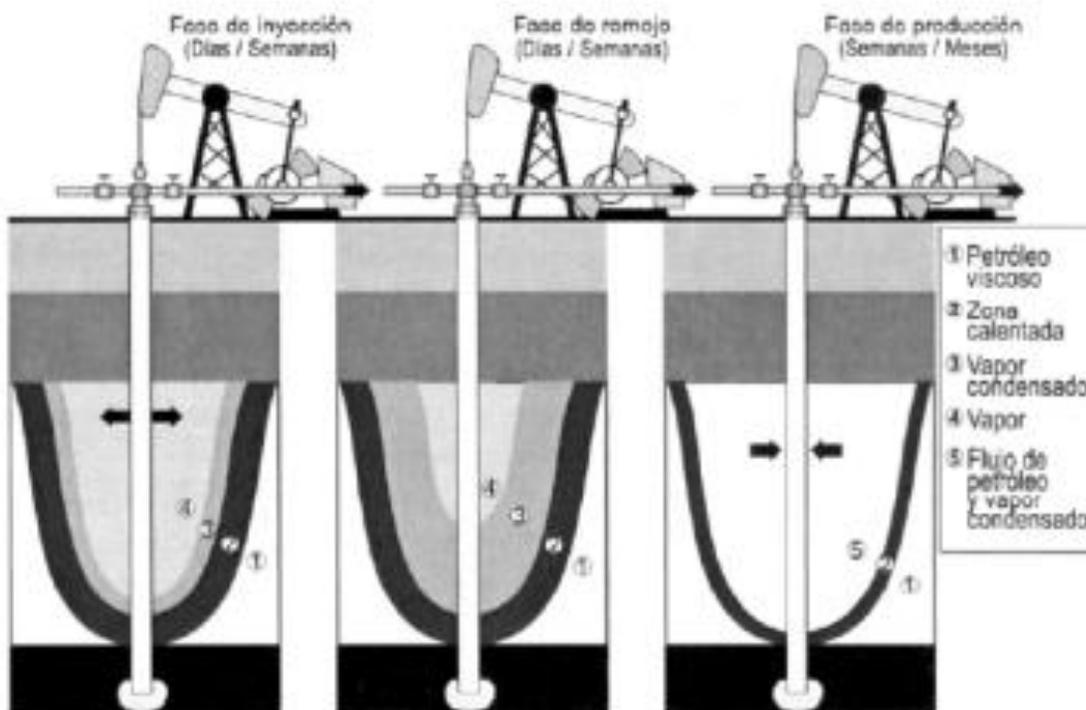


Figura 3.21 Esquema de inyección alternada cíclica de vapor.

Este método de recuperación mejorada se aplica en yacimientos de crudos pesados para aumentar el recobro durante la fase de producción primaria. Durante este tiempo se ayuda a la energía natural del yacimiento porque el vapor reduce la viscosidad del petróleo, facilitando su movimiento a través de la formación y aumentando la producción de los pozos.

Generalmente, después de este proceso se inicia una inyección continua de vapor por dos razones: para continuar el calentamiento y la mejora de las condiciones del petróleo

y para contrarrestar la declinación de la presión del yacimiento, de tal forma que pueda continuar la producción.

Petróleo	
Viscosidad	> 400 cp @ C.Y.
Gravedad	< 16 °API
Yacimiento	
Temperatura	No es crítica
Espesor	> 50 pies
Porosidad	> 25 %
Petróleo in situ	> 1000 Bbls (acre-pie)
Transmisibilidad	> 100 md-pies/cp
Permeabilidad	> 100 md
Profundidad	< 3000 pies
Agua	
Las propiedades del agua connata del yacimiento no son críticas.	
El agua del generador de vapor deberá ser relativamente suave, ligeramente alcalina, libre de oxígeno, de sólidos, de aceite, de H ₂ S y de hierro disuelto	
Litología	
Contenido de arcillas bajo	

Tabla 3.9 Criterios de diseño con inyección cíclica o alternada de vapor

Factores favorables
Pozos existentes adaptables a la inyección de vapor Disponibilidad de combustible para suplir a los generadores de vapor Disponibilidad de agua y ligeramente alcalina Libre de H ₂ S, aceite, hierro disuelto y turbidez Presión del yacimiento adecuada en arenas más finas Formación homogénea
Factores desfavorables
Fuerte empuje de agua Capa de gas Fracción de arena total baja

Tabla 3.9 Criterios de diseño con inyección cíclica o alternada de vapor (continuación).

Inyección continua de vapor.

El vapor es inyectado en el yacimiento a través de uno o más pozos de inyección. Este vapor causa el desplazamiento del petróleo y del agua connata hacia los pozos productores a través de una variedad de mecanismos de desplazamiento, que incluyen la reducción de viscosidad, el desplazamiento de petróleo, la destilación y el drene por gravedad. Los fluidos producidos son entonces recobrados por los pozos de

producción. A medida que la inyección de vapor continua, se desarrolla una zona y se expande alrededor de los pozos de inyección. La temperatura en esta zona es la temperatura del vapor a la presión del yacimiento. Al usar este método, es importante recordar que las prácticas de calor alrededor del pozo limitan la profundidad de los pozos de inyección.

Petróleo	
Viscosidad	20 - 1000 cp
Gravedad	< 25° API
Composición	No crítica
Yacimiento	
Saturación del aceite	> 500 Bbls (acre-pie)
Permeabilidad	> 200 md
Espesor	> 20 pies
Transmisibilidad	kh/ μ > 100 md -pies/cp
Profundidad	300 - 3300 pies
Agua	
Las propiedades del agua de formación no son críticas El agua para la generación del vapor debería ser relativamente suave, ligeramente alcalina, libre de oxígeno, de sólidos, de aceite, de H ₂ S y de hierro disuelto	
Litología	
Contenido de arcillas bajo	
Factores favorables	
Bajo costo de los combustibles Disponibilidad de pozos que puedan ser utilizados Alta porosidad y espesor Alta calidad del agua Alta densidad de pozos Alto espesor neto con relación al total	

Factores desfavorables
Fracturas extensivas
Capa grande de gas
Empuje fuerte de agua

Tabla 3.10 Criterios de diseño para la inyección continua de vapor

Inyección de agua caliente.

Es un proceso de desplazamiento en el cual el petróleo se desplaza inmisciblemente, tanto como por agua caliente como por agua fría^{39, 42}. Durante el proceso, la zona vecina al pozo inyector se va calentando y, a su vez, parte del calor inyectado se pierde hacia las formaciones adyacentes. El agua caliente inyectada suple el calor necesario a expensas de su calor sensible y, como consecuencia, su temperatura disminuye.

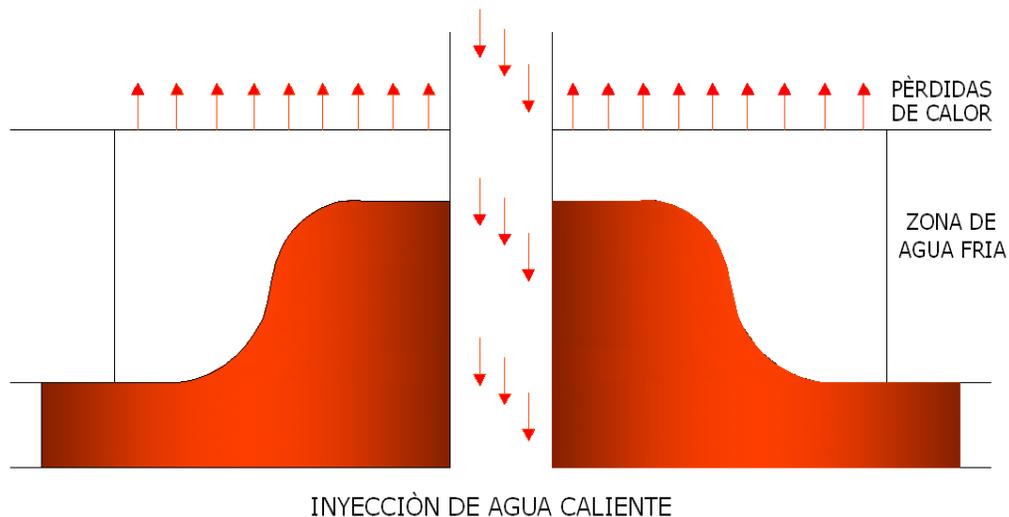


Figura 3.22 Representación de la inyección de agua caliente.

La principal desventaja de la inyección de agua caliente con respecto a la inyección de vapor es que el máximo gasto de inyección es menor, porque el contenido de calor del vapor inyectado es tres veces mayor que el del agua caliente a menos de 423 °F. las

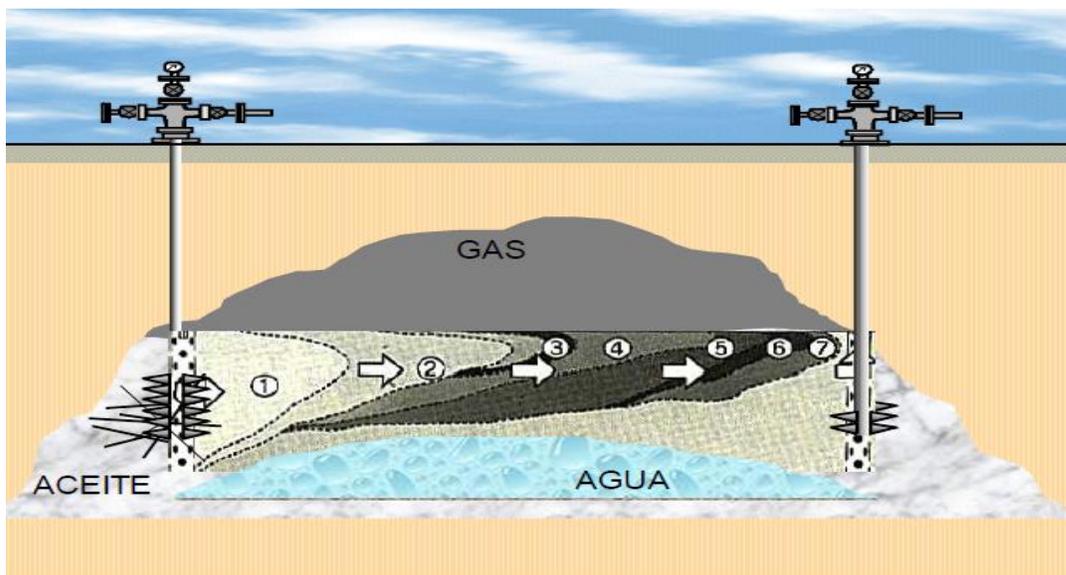
pérdidas de calor desde el inyector hasta la formación petrolífera reducen el volumen de arena petrolífera que puede ser calentado efectivamente.

Combustión in situ.

La inyección de fuego, o combustión in situ (en el yacimiento), es un método de recuperación térmica de elevado costo consistente en inyectar en el yacimiento grandes cantidades de aire o de un gas que contenga oxígeno e inflamar una parte del petróleo crudo.

El calor producido por el fuego reduce la viscosidad del crudo pesado y permite que este fluya más fácilmente. Los gases calientes producidos por el fuego elevan la presión del yacimiento y crean un estrecho frente de combustión que empuja al crudo menos denso desde el pozo de inyección hasta el productor.

El crudo pesado permanece en su lugar y aporta combustible adicional a medida que el frente de combustión avanza lentamente. El proceso de combustión se vigila y controla cuidadosamente regulando la entrada del aire o gas.



- | | |
|--------------------------------|-------------------------------|
| 1 Zona de inyección | 5 Zona de condensación |
| 2 Zona de vapor de aire y agua | 6 Banco de aceite |
| 3 Zona del frente de reacción | 7 Zona de gases de combustión |
| 4 Zona de vaporización | |

Figura 3.23 Representación esquemática a escala de zonas identificables durante el proceso de combustión in situ.

Existen tres tipos de procesos de combustión en el yacimiento. El primero se denomina Combustión convencional o “hacia adelante”, debido a que la zona de combustión avanza en la misma dirección del flujo de fluidos; en el segundo, denominado Combustión en Reverso o en “contracorriente”, la zona de combustión se mueve en dirección opuesta a la del flujo de fluidos; el tercer tipo es la combustión húmeda, en el cual se inyecta agua en forma alternada con aire, creándose vapor que contribuye a una mejor utilización del calor y reduce los requerimientos de aire.

Petróleo	
Viscosidad	> 100 cp (rango normal 100 - 5000 cp)
Gravedad	< 40 °API
Composición	Componentes asfálticos
Yacimiento	
Temperatura	> 150 °F
Espesor	> 10 pies
Transmisibilidad	kh/ μ > 20 md -pies/cp
Saturación de aceite	> 500 Bbls (acre -pie)
Profundidad	> 500 pies
Agua	
El agua connata no es crítica	
Litología	
Contenido de arcillas bajo	
Factores favorables	
Temperatura del yacimiento alta	
Buzamiento alto	
Espesor neto alto en relación con el total	
Permeabilidad vertical baja	
Alta porosidad y espesor	

Factores desfavorables
Fracturas extensivas
Capa grande de gas
Fluidos producidos altamente contrastantes
Problemas serios con las emulsiones pre-existentes
Empuje fuerte de agua

Tabla 3.11 Criterios de diseño para la combustión in situ

Otros Métodos.

La recuperación mejorada microbiana también conocidas por sus siglas en inglés MEOR (Microbial Enhanced Oil Recovery), es una nueva tecnología que puede mejorar la producción de petróleo. Aunque es poco probable sustituir hoy en día a los métodos convencionales de Recuperación Mejorada, ya que esta tecnología utilizada actualmente para la producción de petróleo, no ha avanzado más allá de la etapa en que la producción final del petróleo es sólo un tercio de la mitad del petróleo original in-situ.

El proceso de esta técnica implica la inyección de bacterias al yacimiento seguido de una estimulación para la transportación y cultivo dentro del yacimiento.

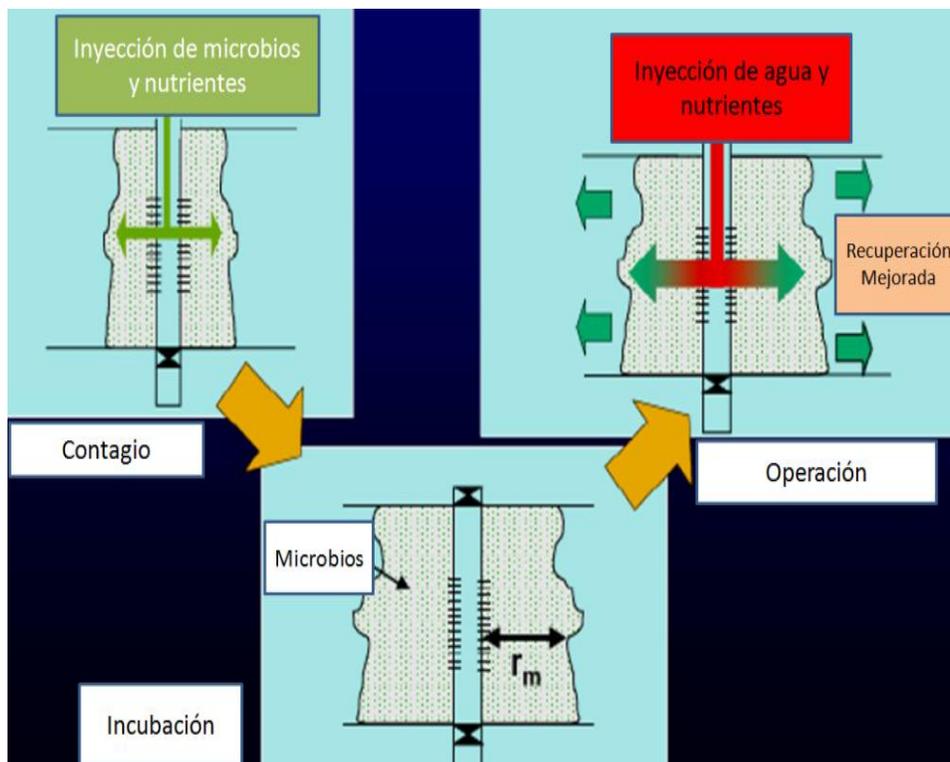


Figura 4.24 Implementación base de un MEOR

La aplicación de esta práctica de cultivos microbianos en los yacimientos petroleros impone varias restricciones sobre los cultivos microbianos; debido a que los microorganismos deben de ser capaces de migrar, o ser transportados al fondo del yacimiento para cualquier aplicación in-situ. Además, deben de multiplicarse en el medio ambiente del subsuelo y por lo tanto los nutrientes necesarios para el crecimiento que no están disponibles en un yacimiento petrolero.

En la actualidad este método es usado para campos marginales, ya que debido a su poca eficiencia, solo se recupera de un orden del 5 al 15 % del total del factor de recuperación de un campo.

Capítulo 4.

**Aspectos económicos y
legales de los campos
maduros.**



4. ASPECTOS ECONÓMICOS Y LEGALES DE LOS CAMPOS MADUROS.

4.1 Evaluación económica.

Los Campos Maduros son una oportunidad para maximizar la recuperación de hidrocarburos a un costo mínimo. El empleo eficiente de los recursos disponibles y la maximización de valor, son algunas de las condiciones económicas que una empresa debe evaluar en un Campo Maduro. Por lo tanto, una evaluación económica proveerá menor incertidumbre al momento de decidir hacer una inversión o invertir en otro momento.

Los Campos Maduros representan una unidad de inversión. Se define como unidad de inversión al conjunto de todos los elementos físicos y normativos necesarios para generar valor económico. La unidad de inversión debe de estar definida de manera que corresponda únicamente a una oportunidad de inversión diferenciable entre otras.

Por ejemplo: El desarrollo del Campo B, incluyendo perforación y terminación de pozos, construcción, mantenimiento o reemplazo de equipos e infraestructura necesarios para la producción, así como, la recuperación secundaria, perforación y terminación de pozos inyectores y finalmente el abandono del Campo.

Los factores que intervienen para determinar las alternativas de una unidad de inversión son:

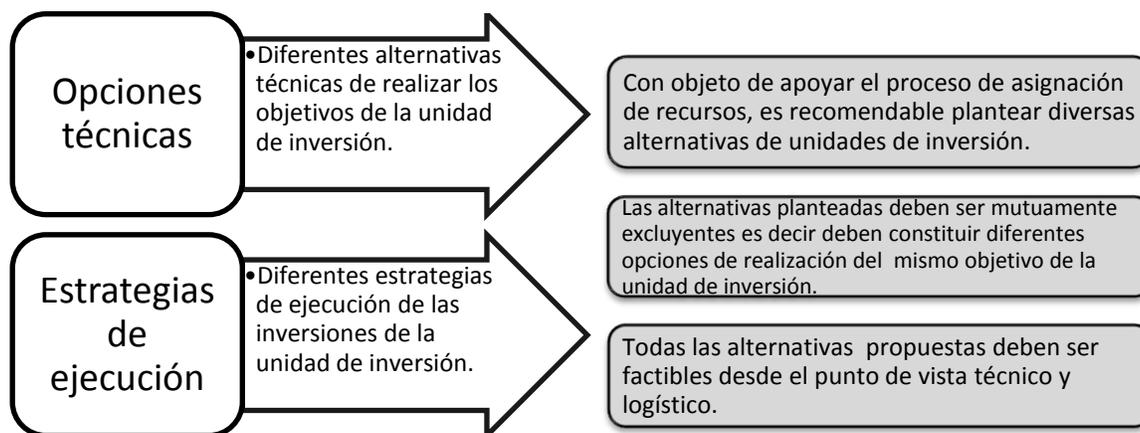


Figura 4.1 Factores que intervienen en una unidad de inversión.

La evaluación económica de proyectos es el procedimiento a través del cual se determina si un proyecto generará flujos de efectivo positivos. Se considera cómo ocurren todos los flujos de efectivo, ingresos y costos, a través del tiempo, y los descuenta (tasa de descuento) de la empresa para determinar el valor presente de los mismos. Por lo tanto, al evaluar económicamente una opción de inversión, es indispensable considerar únicamente los flujos de efectivo (ingresos y costos) que de ella se derivan.

El procedimiento para la evaluación económica de proyectos de inversión se muestra a continuación:

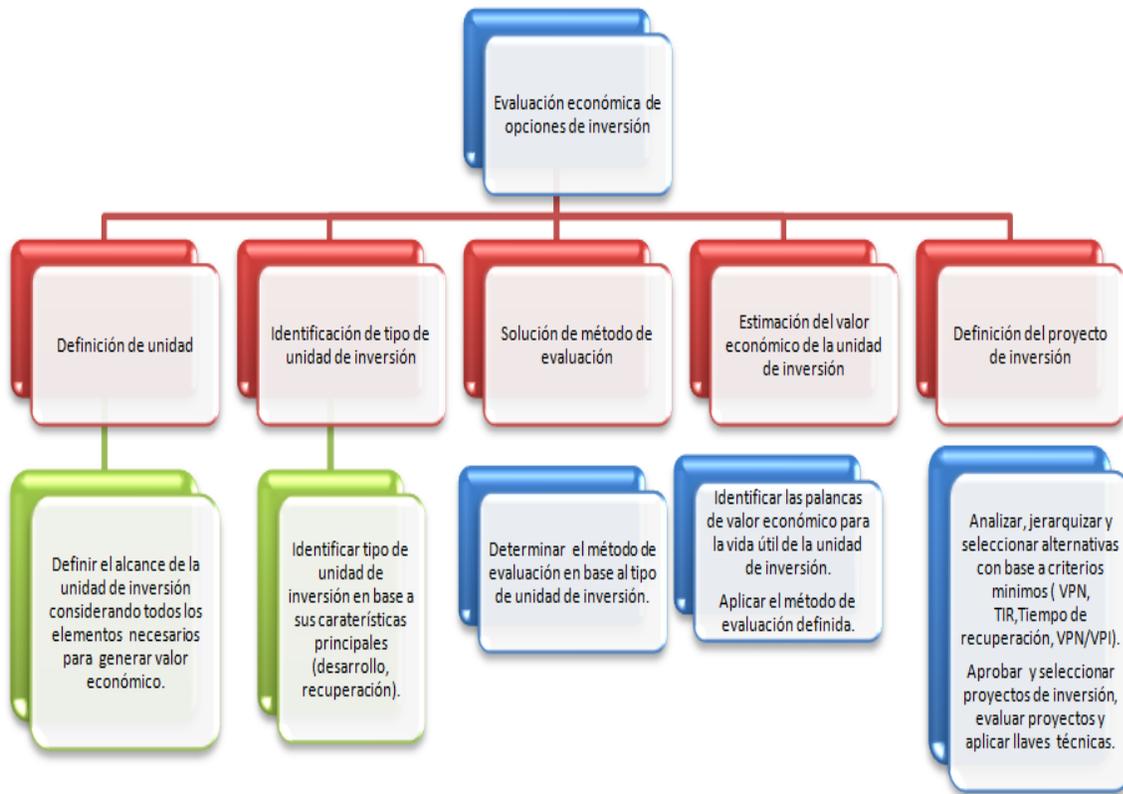


Figura. 4.2 Evaluación económica de opciones de inversión.

En lo que se refiere a Campos Maduros, es obvio que la unidad de inversión ya está definida. De acuerdo a sus características la unidad de inversión es el rejuvenecimiento de los Campos Maduros, debido a las circunstancias de este tipo de Campos, es necesario hacer una evaluación económica desde el análisis de datos hasta la implementación de las mejores alternativas. Hasta este punto se ha omitido el uso de algún método de evaluación económica. Cuando se proponen varias estrategias y alternativas de producción se debe analizar y evaluar cuál de todas las estrategias es la más conveniente.

Para seleccionar el método de evaluación correcto, Schlumberger propone primero una clasificación de las unidades de inversión, para posteriormente de acuerdo al tipo de inversión adecuar el análisis requerido (Figura 4.3)

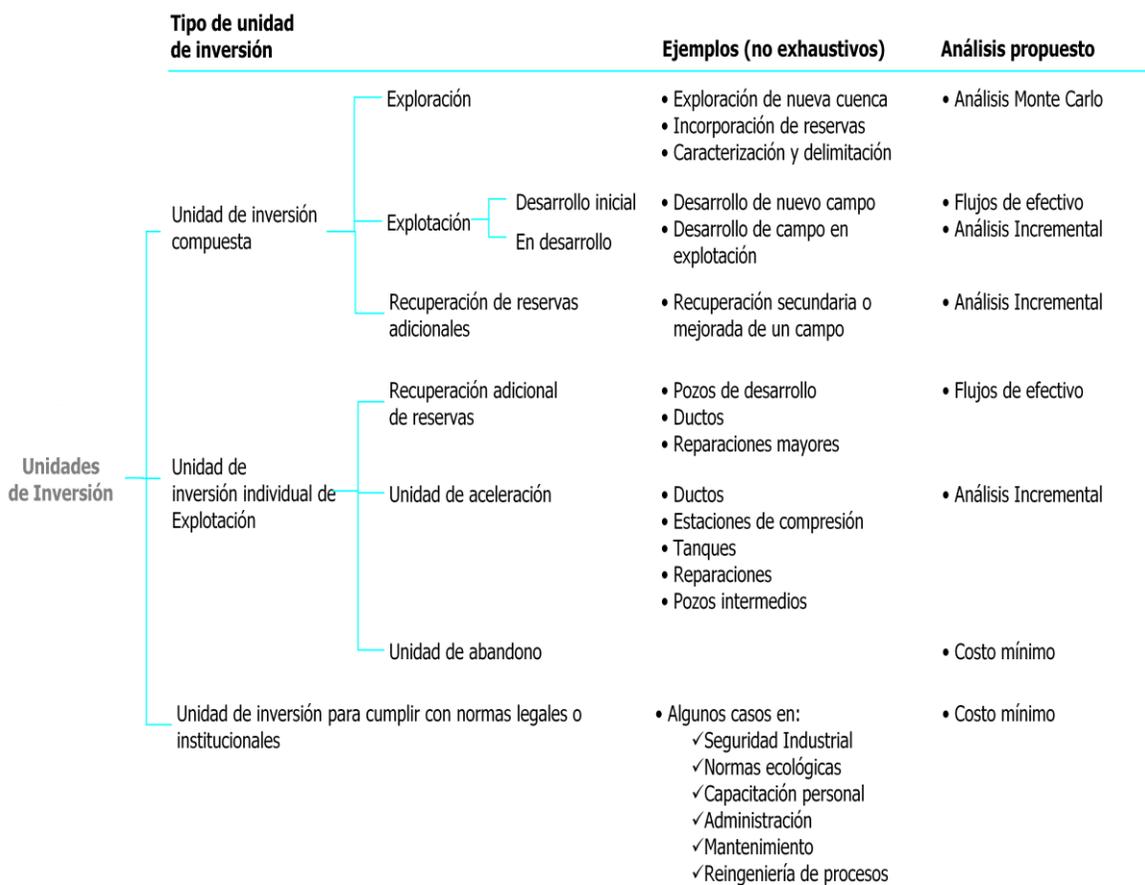


Figura 4.3 Unidades de inversión.

Estos criterios pueden ajustarse a los Campos Maduros y Marginales del país. Entonces, de acuerdo a la descripción de los ejemplos no exhaustivos en los Campos Maduros se pueden hacer los siguientes análisis: Análisis incremental, debido a que son campos de explotación en desarrollo o en los que se pretende recuperar la reserva adicional así como el análisis de Flujo de efectivo y un último análisis el de Costo mínimo.

A continuación se describe brevemente cada tipo de análisis.

Tipo de Análisis	Descripción	Comentarios
Análisis Incremental	Cálculo del Valor Incremental generado por un proyecto (es decir, la diferencia entre el valor con inversión adicional y sin valor adicional)	Conveniente para los proyectos que aceleran o incrementan volumen de producción o reducen costos en el corto plazo (ductos, compresores, tanques, reparaciones).
Flujo de Efectivo	Método estándar de evaluación económica con base al cálculo del valor presente neto de los flujos de efectivo.	Recomendado para proyectos que recuperen nuevas reservas o que reclasifiquen reservas existentes (no afecta nada existente).
Costo Mínimo	Cálculo de costo requerido para cumplir con los estándares institucionales o legales.	Adecuado para proyectos de seguridad industrial, normatividad ecológica, capacitación de personal, entre otros, que implica una inversión para cumplir normas o estándares.

Tabla 4.1 Tipos de Análisis.⁵⁴

Para poder explicar las fases de cada análisis se deben conocer los términos y conceptos relacionados con ellos, por lo que se definen a continuación:

Inversión Inicial: Comprende todos los gastos que se realizan desde que se piensa por primera vez en el proyecto, hasta que el proyecto está listo para comenzar a producir los bienes o servicios para los que fue concebido; así, forman parte de la inversión

inicial los gastos en investigaciones los activos que conforman el proyecto, incluyendo los intereses que el dinero invertido haya generado desde la primera erogación hasta el momento en que el proyecto comience a trabajar.

Costo del capital: Es la tasa a la cual se pagan intereses por el uso del capital que se invierte. Esta tasa es la que se acuerda con la institución que financia el proyecto; si el capital es propio, su costo es la tasa a la que ganaría intereses en una inversión alternativa de mínimo riesgo y máxima liquidez.⁵⁰

Inversión Operacional y Estratégica.

Es esencial que se evalúen de forma simultánea los factores operativos que afectan el desempeño de los Campos y que se asuman las responsabilidades del impacto que traen consigo estos aspectos sobre el costo total de vida. Las categorías principales de costos son:

- 1) Costo de investigación y desarrollo.
- 2) Costo de producción y construcción.
- 3) Costo de operación y apoyo.
- 4) Costo de abandono.

Desde el punto de vista financiero, los costos generados a lo largo del ciclo de vida de un Campo Maduro son clasificados en dos tipos:²⁴

CAPEX (Inversión estratégica): Costos de capital (diseño, desarrollo, adquisición, instalación, capacitación, manuales, documentación, herramientas y facilidades para mantenimiento, repuestos de aseguramiento, desincorporación).

OPEX (Inversión operacional): Costos operacionales: (labor, operaciones, mantenimiento, almacenamiento, contrataciones, penalizaciones).

Estos costos pueden representarse de la siguiente manera²⁴:

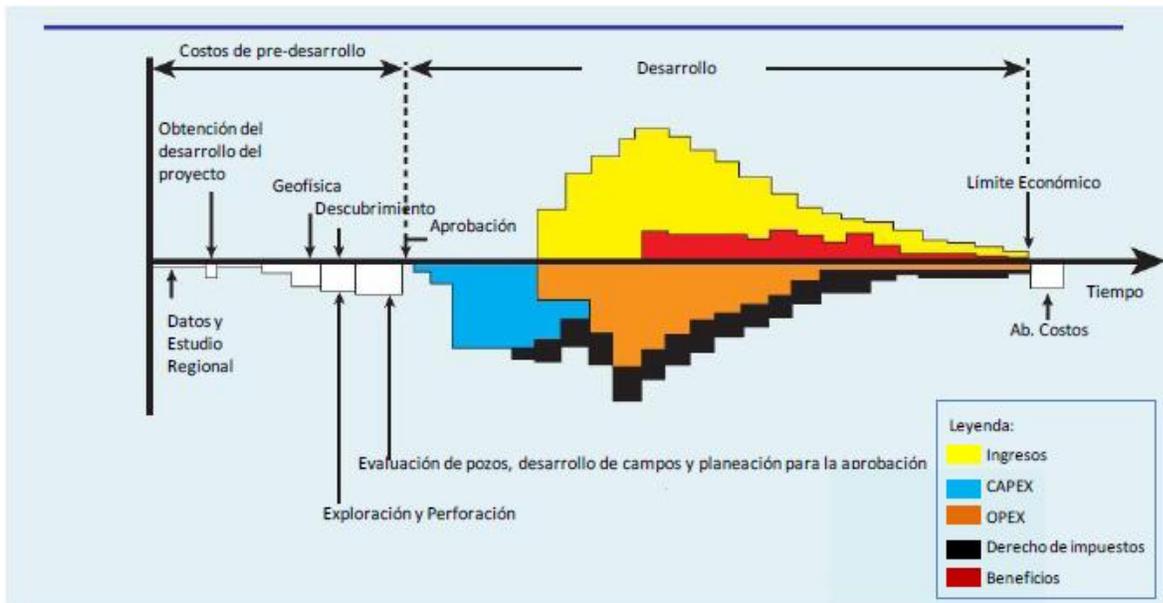


Fig. 4.4 Tipos de costos.

Flujo de caja o Flujo Neto de Efectivo: Se puede definir como la diferencia entre los ingresos y los egresos, tomando en cuenta que los ingresos son el resultado del producto del volumen de producción por el precio y los egresos son la suma de todos los costos de operación, regalías, inversiones e impuestos.⁵⁰

El primer paso del análisis económico es predecir los volúmenes de producción. Estos valores son estimados a partir de una extrapolación de producciones pasadas utilizando ecuaciones matemáticas, curvas de declinación y simuladores. En el capítulo uno se mencionan algunas técnicas para predecir o estimar los volúmenes de producción.

Precios: Es el valor monetario recibido por cada unidad producida y vendida de petróleo o gas. Este valor cambia en el tiempo según las condiciones del mercado. El precio también se ve impactado por la calidad del hidrocarburo y por los gastos de transporte.

Regalías: es el valor deducido de la utilidad de la cual usualmente no tiene obligación de cubrir los gastos de producción y se deduce directamente de la utilidad bruta.

Impuestos: Son un mecanismo de recolección de recursos aplicado por los gobiernos de los países. Se aplica en forma de un porcentaje aplicando al resultado de la utilidad operativa menos la depreciación del capital.

Depreciación: Es la pérdida de valor de un activo físico con el paso del tiempo. Cualquier empresa que esté en funcionamiento para hacer los cargos de depreciación correspondientes deberá basarse en la ley tributaria. El gobierno, con base en el promedio de vida útil de los bienes les asigna un porcentaje, según su tipo, y solo permite, en México, el uso del método de depreciación llamado de línea recta.⁵⁰

Límite económico: Usualmente se refiere a un punto en el tiempo después del cual continuar con las operaciones ya no es comercialmente rentable. El límite económico es derivado antes de impuestos, ya que los impuestos son pagados a nivel corporativo.

Inflación: Es frecuentemente la consecuencia de que la sociedad gaste más allá de la capacidad de producir.

Indicadores económicos.

Se sabe que el dinero disminuye su valor real con el paso del tiempo, a una tasa aproximadamente igual al nivel de la inflación vigente. Esto implica que el método de análisis empleado deberá tomar en cuenta este cambio de valor real del dinero a través del tiempo. En esta parte se definen y se analizan los parámetros que indican que escenario o estrategia es el más conveniente.

Valor Presente Neto (VPN): Es el valor monetario que resulta de restar la suma de los flujos descontados a la inversión inicial.

Si se requieren representar los FNE por medio de un diagrama, éste podría quedar de la siguiente manera: tomar para el estudio un horizonte de tiempo de, por ejemplo, cinco años. Trazar una línea horizontal y dividir ésta en cinco partes iguales, que

representan cada uno de los años. A la extrema izquierda colocar el momento en el que se origina el proyecto o tiempo cero. Representar los flujos de efectivo o ganancias anuales del proyecto con una flecha hacia arriba, y los desembolsos o flujos negativos con una flecha hacia abajo. En este caso, el único desembolso es la inversión inicial en el tiempo cero, aunque podría darse el caso de que en determinado año hubiera una pérdida y entonces aparecería una flecha hacia abajo.

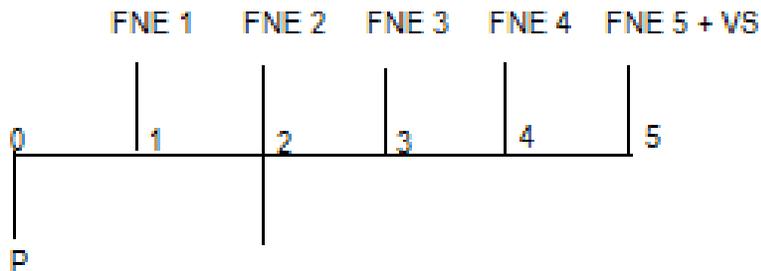


Figura.4.5 Diagrama del flujo de efectivo.

Cuando se hacen cálculos de pasar, en forma equivalente, dinero del presente al futuro, se utiliza una i de interés o de crecimiento del dinero; pero cuando se quieren pasar cantidades futuras al presente, como en este caso se usa una tasa de descuento, llamada así porque descuenta el valor del dinero en el futuro a su equivalente en el presente, y a los flujos traídos al tiempo cero se les llama flujos descontados.

Sumar los flujos descontados en el presente y restar la inversión inicial equivale a comparar todas las ganancias esperadas contra los desembolsos necesarios para producir esas ganancias, en términos de su valor equivalente en este momento o tiempo cero. Es claro que para aceptar un proyecto las ganancias deberán ser mayores que los desembolsos, lo cual dará por resultado que el VPN sea mayor a cero.

Si la tasa de descuento o costo capital, TMAR, aplicada en el cálculo del VPN fuera la tasa inflacionaria promedio pronosticada para los próximos cinco años, las ganancias de la empresa solo servirán para mantener el valor adquisitivo real que ésta tenía en el año cero, siempre y cuando se reinvirtieran todas las ganancias. Con un $VPN=0$ no se

aumenta el patrimonio de la empresa durante el horizonte de planeación estudiado, si el costo de capital o TMAR es igual al promedio de la inflación en ese periodo. Pero aunque $VPN=0$, habrá un aumento en el patrimonio de la empresa si la TMAR aplicada para calcularlo fuera superior a la tasa inflacionaria promedio de ese periodo.

Por otro lado, si el resultado es $VPN>0$, sin importar cuánto supere a cero ese valor, este sólo implica una ganancia extra después de ganar la TMAR aplicada a lo largo del periodo considerado. Esto implica seleccionar una tasa de descuento adecuada.

La ecuación para calcular el VPN para el periodo de cinco años es:

$$VPN = -P + \frac{FNE_1}{(1+i)^1} + \frac{FNE_2}{(1+i)^2} + \frac{FNE_3}{(1+i)^3} + \frac{FNE_4}{(1+i)^4} + \frac{FNE_5}{(1+i)^5}$$

Como se observa en la fórmula anterior, el valor VPN, es inversamente proporcional al valor de la i aplicada, de modo que como la i aplicada es la TMAR, si se pide un gran rendimiento a la inversión (es decir, si la tasa mínima aceptable es muy alta), el VPN fácilmente se vuelve negativo, y en ese caso se rechazaría el proyecto.

VENTAJAS	DESVENTAJAS
Se interpreta fácilmente su resultado en términos monetarios.	Su valor depende exclusivamente de la i aplicada. Como esta i es la TMAR, su valor lo determina el evaluador.
Supone una reinversión total de todas las ganancias anuales.	

Tabla 4.2 Ventajas y desventajas del VPN.

Los criterios de evaluación son:

Si $VPN \geq 0$, aceptar la inversión; si $VPN < 0$, rechazar la inversión.

El siguiente criterio para la evaluación económica es la Tasa Interna de Retorno o Tasa Interna de Rendimiento (TIR). La cual se define como la tasa de descuento por la cual

el VPN es igual a cero ó como la tasa que iguala la suma de los flujos descontados a la inversión inicial.

En el criterio anterior se mencionó que si se hace crecer la TMAR aplicada en el cálculo del VPN, este último llegaría a adoptar un valor de cero. También se menciona que si el VPN es positivo, esto significa que se obtienen ganancias a lo largo de los cinco años por un monto igual a la TMAR aplicada más el valor del VPN. Es claro que si el $VPN = 0$ sólo se estará ganando la tasa de descuento aplicada, o sea la TMAR, y un proyecto debería aceptarse con este criterio, ya que se está lo mínimo fijado como rendimiento.

De acuerdo con la segunda definición se puede reescribir la ecuación del VPN como:

$$P = -\frac{FNE_1}{(1+i)^1} + \frac{FNE_2}{(1+i)^2} + \frac{FNE_3}{(1+i)^3} + \frac{FNE_4}{(1+i)^4} + \frac{FNE_5 + VS}{(1+i)^5}$$

No se trata sólo de escribir en otra forma una ecuación. En seguida, se supone que con una TMAR previamente fijada, por ejemplo, de 90%, se calcula el VPN y éste se arroja un valor positivo: 10 millones. Con este dato se acepta el proyecto, pero ahora interesa conocer cual es el valor del rendimiento del dinero en esa inversión. Para saberlo se utiliza la ecuación anterior y se deja como incógnita la i . Se determina por medio de iteraciones, hasta alcanzar que la i iguale la suma de los flujos descontados, a la inversión inicial P . Tal denominación permitirá conocer el rendimiento real de esa inversión.

Se le llama tasa interna de rendimiento porque supone que el dinero que se gana año con año se reinvierte en su totalidad. Esto, no es posible, pues hay un factor limitante físico del tamaño de la empresa. La reinversión total implica un crecimiento tanto de la producción como de la planta, lo cual es imposible.

Con el criterio de aceptación que emplea el método de la TIR: si ésta es mayor que la TMAR, acepté la inversión, es decir, si el rendimiento de la empresa es mayor que el mínimo fijado como aceptable, la inversión es económicamente rentable.

El método de la TIR tiene una desventaja metodológica. Cuando los FNE son diferentes cada año, el único método de cálculo es el uso de la ecuación arriba descrita, la cual es un polinomio de grado 5. La obtención de las raíces de este polinomio está regida por la ley de los signos de la ley de Descartes la cual dice que “el número de raíces reales positivas (valores de i en el caso de la TIR) no debe exceder el número de cambios de signo en la serie de coeficientes $P(FNE_0), FNE_1, FNE_2, FNE_3, \dots, FNE_n$ ”. Esto implica necesariamente que el número de cambios de signos es por fuerza, un límite superior para el número de valores de i . Por un lado, si no hay cambios de signo, no es posible encontrar una i , y esto indicaría que existen ganancias sin haber inversión. Cuando hay un solo cambio de signo hay solo una raíz de i , lo que equivale, a que hay una inversión (signo negativo) y cinco coeficientes (FNE) con signo positivos (ganancias); en esta forma se encuentra un solo valor de la TIR.

Valor de Salvamento (VS): El valor de rescate o de salvamento se calcula restando al valor de adquisición la depreciación acumulada hasta un periodo determinado.⁵⁰

Periodo de recuperación o payback.

Periodo de recuperación o payback: Es el tiempo que tarda en recuperarse la inversión inicial a partir de los flujos de cajas acumulados que genera el proyecto una vez en operación. (ESIA, 2010)

$$Payback = N_p - \left(\frac{C_n}{C_p}\right)$$

N_p – número de años en los cuales el flujo de caja acumulado es negativo.

C_n – valor del último flujo acumulado negativo.

C_p – valor del flujo de caja neto en el primer flujo acumulado positivo.

El método puede ser utilizado en 2 formas diferentes:

1- Para evaluar un solo proyecto de inversión de esta forma la aceptación depende de que el payback sea menor que una magnitud estándar predeterminada.

Mientras más rápido se recupera el capital más rápido se puede invertir en otros proyectos y generar más ganancias.

2 -Jerarquizar varios proyectos se prefiere aquel cuyo plazo de recuperación es más corto.

Eficiencia de la inversión: La eficiencia de la inversión o índice de rentabilidad es la relación entre el Valor Presente Neto del proyecto, y el Valor Presente de la Inversión total, VPI, es decir:

$$\text{Eficiencia de la inversión} = \frac{VPN}{VPI}$$

Finalmente el último indicador que se explicará en este capítulo corresponde a la Relación Beneficio-Costo, RBC; el cual se define como la relación entre la ganancia o utilidad final, entre la inversión total. Esta variable refleja la rentabilidad del proyecto, pero no reconoce, el valor del dinero en el tiempo.

Continuando con la comparación de las fases de los análisis correspondientes a los Campos Maduros, se tiene que:

Para el Análisis Incremental se tienen tres fases⁵³:

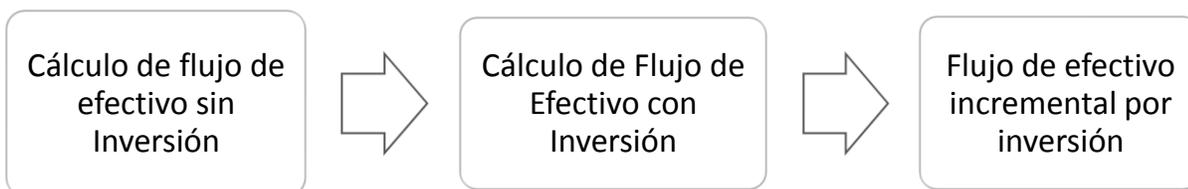


Figura 4.6 Fases del análisis incremental.

En la primera fase, Cálculo de Flujo de Efectivo sin Inversión, las actividades que se realizan son las que se describen en el cálculo del Valor Presente Neto bajo el supuesto de no llevar a cabo el proyecto de inversión. El producto final de esta fase es el valor económico sin tomar en cuenta el proyecto de inversión.

La siguiente fase corresponde al Cálculo de Flujo de Efectivo con inversión, en esta fase se realizan las etapas descritas en el cálculo del Valor Presente Neto bajo el supuesto de llevar a cabo el proyecto de inversión identificando:

Incrementos de producción, disminuciones en costos y el incremento en el valor del dinero en el tiempo, como producto final se obtiene el valor económico tomando en cuenta el proyecto de inversión.

En la última fase, Flujo de Efectivo Incremental por inversión, se calcula el Flujo de Efectivo Incremental restando el Flujo de Efectivo con inversión y sin inversión, obteniendo el Valor Presente del Flujo de Efectivo Incremental.

El siguiente método de análisis corresponde al Flujo de Efectivo, sus fases son:

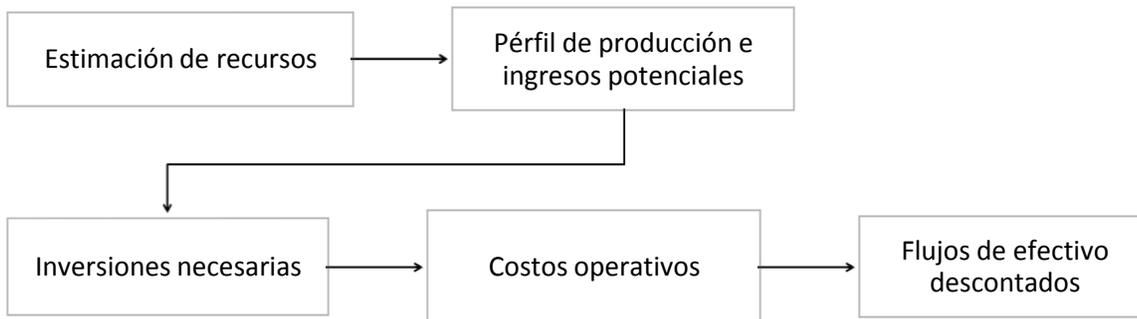


Figura 4.7 Fases del Flujo de Efectivo.

En la primera fase se deben estimar los recursos en base a la información disponible, es decir, la información que se analizó en el capítulo dos.

La siguiente etapa corresponde al pronóstico del perfil de producción para la vida útil del proyectos. Se deben considerar los gastos de producción, la producción máxima, la tasa de declinación, así como definir los precios futuros de los hidrocarburos que se necesitan producir.

Es importante, posteriormente, definir las inversiones necesarias se hace incapié en únicamente las necesarias para capturar el valor económico de la producción. Por ejemplo las inversiones en estudios exploratorios, infraestructura, perforación entre otras.

Para la reactivación de un Campo Maduros es necesario calcular los costos operativos del proyecto, por ejemplo, la mano de obra, el mantenimiento de los equipos y herramientas de trabajo, los materiales y los servicios generales.

Se deben calcular los flujos de efectivo y descontar estos flujos de efectivo (flujos de efectivo descontados) de acuerdo a la tasa de descuento. Como producto final de este método se obtiene el Valor Presente Neto como suma de los flujos de efectivo descontados.

Por último se explica el método de Costo Mínimo: los niveles que se deben cumplir en un análisis de Costo Mínimo son por lo general restricciones internas o externas, legislaciones o normas. En este caso las licitaciones actuales de los Campos Maduros proporcionan las normas para poder participar en el rejuvenecimiento de estos Campos.

53

La evaluación consiste en determinar el Costo mínimo necesario para cumplir con la restricción. Finalmente en esta sección se abordará de manera muy breve el Análisis de Riesgo y el Análisis de Sensibilidad en el Rejuvenecimiento de Campos Maduros.

Análisis de Riesgo

Los objetivos del análisis y administración del riesgo en un proyecto de inversión son los siguientes:

- Determinar con alguna medida cuantitativa, cuál es el riesgo al realizar determinada inversión monetaria.
- Administrar el riesgo de tal forma que puede prevenirse la bancarrota de la empresa.

Es evidente que cualquier inversión para producir bienes lleva un riesgo implícito. Este riesgo es menor entre más se conozcan sobre todas las condiciones económicas, de mercado, tecnológicas, etcétera, que rodean el proyecto.

Riesgo significa la posibilidad o probabilidad de que algo ocurra o la amenaza de la pérdida implícita en una aventura comercial con un grado de incertidumbre considerable respecto al rango de posibles resultados.

Incertidumbre se refiere al rango de posibles valores o dimensiones de ese algo si ocurre.

Posibilidad: es la probabilidad de que algo ocurra.



Figura 4.8 Riesgo

En el ámbito de exploración y producción (E&P), las estimaciones referentes al subsuelo constituyen la preocupación de los geólogos, geofísicos y los petroleros, que consideran las evidencias geológicas como fuente de la probabilidad de la presencia de hidrocarburos, yacimientos, trampas y otros datos técnicos. Las estimaciones de probabilidades en la superficie pueden concentrarse en política, economía mundial y desarrollos tecnológicos que constituyen la esfera de acción natural de los expertos en asuntos gubernamentales, finanzas y tecnología.

Por lo general, los expertos realizan todas las estimaciones de probabilidades, a menudo trabajando en forma conjunta, para lo cual toman en cuenta hechos conocidos, experiencias del pasado y todos los escenarios posibles. Para poder estimar el riesgo de un proyecto existen técnicas especializadas para calcularlo una de ellas es la Simulación de Montecarlo.

Simulación de Montecarlo

La Simulación de Montecarlo considera el riesgo y la incertidumbre como factores integrales dentro de los cálculos, en lugar de tomarlos como consideraciones secundarias. Lo más importante, es que incorpora el concepto de probabilidad. Se trata de una técnica estadística que responde a la pregunta si alguna cosa ocurre, ¿cuál es el rango de resultados posibles? La técnica genera la probabilidad en función de las relaciones de valor para los parámetros clave.

Si los yacimientos fueran homogéneos, sería muy simple deducir las reservas recuperables de ese yacimiento, utilizando un valor único para cada parámetro. Pero, en la práctica, por lo general no es posible asignar valores únicos a cada parámetro.

Los geólogos y los ingenieros tienen que estimar valores promedio a través de todo el volumen de un campo, para propiedades tales como la porosidad y el volumen total de la roca (GRV, por sus siglas en inglés) sobre la base de información incompleta. Lo que

se puede hacer con los datos limitados con que cuentan, es trazar una curva de distribución, es decir, una curva que describe la probabilidad de que ocurra un valor determinado, para cada variable ingresada en el cálculo. Por ejemplo, si los valores de porosidades posibles para la arenisca oscilan por lo general entre 10% y 35%, la curva de distribución que relaciona la probabilidad (eje vertical), con el valor de porosidad (eje horizontal), describiría la probabilidad de que ocurra cada valor de porosidad.

Se pueden trazar curvas de distribución similares para todos los otros datos. En una simulación de Monte Carlo, cada uno de estos datos se muestrea en forma arbitraria y los valores individuales se multiplican entre sí (procedimiento conocido como una "prueba"). El resultado de una prueba individual proporciona una respuesta posible para las reservas recuperables. Este muestreo arbitrario de cada distribución de datos ingresados se repite muchas veces, por lo general entre 1000 y 100,000 dependiendo del tipo de cálculo que se desea realizar. Con tantas pruebas, la simulación tomará los resultados más posibles de cada distribución, en lugar de los extremos, porque existen más ejemplos dentro de ese rango. Como resultado final se obtiene una nueva curva de distribución, que representa un rango de posibles cantidades de reservas recuperables y la probabilidad de que ocurra algún valor en particular.

En un mundo ideal, las curvas de distribución individual se deberían basar en muchas mediciones.

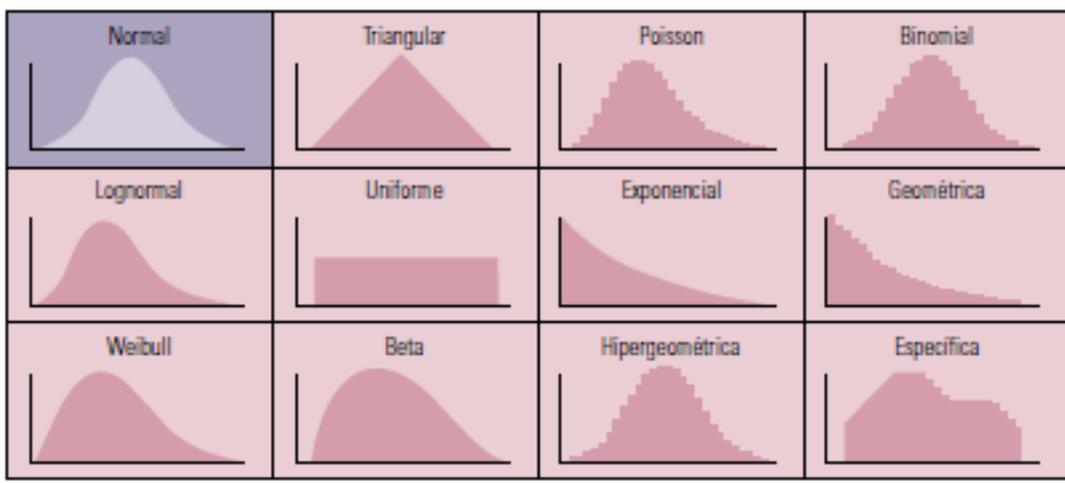


Figura 4.9 Curvas de Distribución.

El análisis de Monte Carlo es una herramienta poderosa, pero se debe utilizar con cuidado. Un error en la asignación justa de algún dato ingresado, como por ejemplo la variación del precio del petróleo, puede hacer que todo el análisis resulte erróneo.

Ejemplo de los resultados de la Simulación de Monte Carlo en un Campo Maduro.

En un campo maduro ubicado en el Mar del Norte, se propuso realizar un programa de intervención con tubería flexible con el objeto de extraer un tapón de un pozo, aislar una capa acuatizada y disparar (cañonear o punzar) una nueva zona productiva adicional. La experiencia previa indicaba que, teniendo en cuenta que era invierno, pensar que se podría completar el trabajo en sólo seis días resultaba sumamente optimista, por la probabilidad de que las malas condiciones climáticas aumentarían el tiempo improductivo (NPT, por sus siglas en inglés).

Se necesitó un modelo de simulación para determinar si las proyecciones iniciales eran realistas y cuánto tiempo podía durar la operación para que no resultara antieconómica. Se supuso que la viabilidad del trabajo, estaría determinada por un equilibrio entre el costo de realizarlo, comparado con las ganancias generadas por el petróleo adicional producido, ya fuera por incremento (ya que se ganaría acceso a nuevas reservas que de otra manera no se explotarían) o acelerado (ya que una producción acelerada, proveería un flujo de fondos más temprano que en el caso de no realizarse la operación).

En el modelo construido para analizar el problema, se incluyeron las siguientes variables:

- Precio del petróleo y costos de levantamiento

- VAN (Valor actual neto) o VPN debido al clima y otros inconvenientes operativos que inciden en los costos. Los costos fijos de los productos y servicios no varían
- Producción adicional de petróleo esperada después de una operación exitosa
- Posibilidad de no completar el trabajo en forma exitosa
- Probabilidad de diagnóstico correcto del problema, incluyendo la correcta localización del agua y el mecanismo de ingreso de la misma
- Factor de descuento.

Se utilizó este modelo para calcular el valor neto de la intervención, para 100 tiempos de trabajo distintos. Cada simulación de Monte Carlo incluía 5000 pruebas, con lo cual se obtuvieron un total de 500,000 pruebas separadas. Los resultados indican que si el tiempo necesario para completar el trabajo fuera de sólo 20 horas, existe un 50% de probabilidades (P50), de que el valor neto para el cliente sea de £750,000 ó más (el P90 es de más de £1 millón). Por otra parte, si el trabajo insumiera 100 horas, el modelo sugiere que habría un 32% de probabilidades de obtener beneficios.

Asimismo, el análisis comprendía varias implicaciones

- Los tiempos de trabajo razonables se podían definir de antemano.
- La sensibilidad a los diversos parámetros resulta obvia.
- La predicción de petróleo adicional fue el parámetro que tuvo el mayor impacto.
- El NPT tuvo el segundo lugar en incidencia.

El análisis mostró que la proyección inicial de terminar el trabajo en seis días, era demasiado optimista y que era muy probable que resultara una pérdida neta. Los

resultados fueron utilizados para definir un cegado del agua, como propuesta alternativa y un breve estudio para comprender mejor las posibilidades de producción adicional.

Otros métodos que permiten analizar la incertidumbre son: el análisis de sensibilidad y el análisis de decisión. Cada una de estas categorías puede hacer uso de diferentes herramientas.⁵¹

Análisis de Sensibilidad

Las características que se deben evaluar en un análisis de sensibilidad son aquellos factores en los que la incertidumbre es constante. Entre los principales factores que afectan al proyecto destacan las siguientes variables: el precio del crudo, el precio del gas, la producción, los costos de producción y el capital de inversión.

Una de las herramientas más eficaces que se ocupan en el análisis de sensibilidad para analizar la incertidumbre en un proyecto es el diagrama de tornado.

Diagrama de Tornado

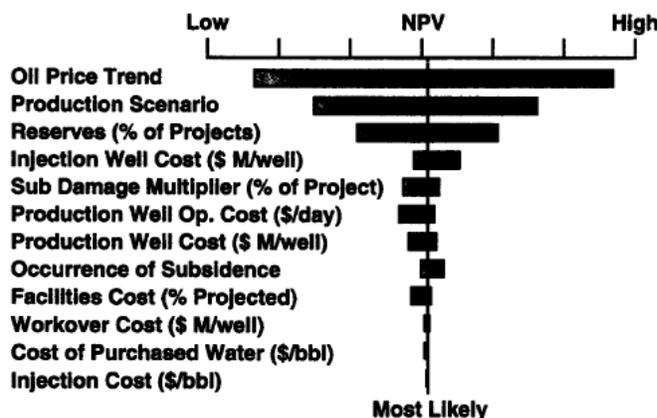


Figura 4.10 Diagrama de tornado.

Las preguntas que se deben responder para entender la incertidumbre y posteriormente realizar un diagrama de tornado son:

¿Qué tan cierta es la incertidumbre? y, ¿Qué tanto importa?

Cuándo se dice que tan cierto es algo, normalmente se proporcionan estimados, altos, base y bajos. Los estimados de alto y bajo nivel son muy difíciles de establecer. El rango debe ser lo suficientemente amplio para capturar muchas posibilidades, pero no tanto como para que el rango carezca de sentido. El estimado base es generalmente el estimado para el valor más común. El rango de las incertidumbres capturadas debe ser comparable para todas las variables.

Para comprender mejor la terminología de un diagrama de tornado se proporcionan las siguientes definiciones:

Variable: Es un parámetro incierto que afecta el resultado de un cálculo. Por ejemplo: el precio del aceite, costos de operación, espesor neto, etc.

Valor de Medición (VM): un valor de medición es el resultado de un cálculo, por ejemplo, el VPN, las reservas recuperables, la TIR, el payback entre otros.

Para crear un diagrama de tornado, en primer lugar, se calcula el Valor de Medición (VM), usando el estimado base de todas las variables. El siguiente paso es calcular el VM usando el estimado alto y bajo de cada variable. En tercer lugar, se calcula el cambio en el Valor de Medición entre el estimado alto y bajo para cada variable. Finalmente se gráfica cada cambio en una barra horizontal colocando el más significativo en la parte superior.⁵⁴

4.2 Marco jurídico de los campos maduros y régimen fiscal de los campos marginales.

En toda nación existe una constitución o su equivalente que rige los actos tanto en el gobierno en el poder como de las instituciones y los individuos. A esa norma le siguen una serie de códigos de la más diversa índole, como el fiscal, ambiental, civil y penal, finalmente existe una serie de reglamentaciones de carácter local y regional, casi siempre sobre los mismos aspectos.⁵⁰

En este capítulo se presenta el actual marco jurídico relacionado con los Campo Maduros, el régimen fiscal actual para los Campos Marginales y finalmente los aspectos más importantes para realizar una Evaluación Económica de este proyecto.

Contratos integrales

Los Contratos Integrales Exploración y Producción son resultado de la Reforma Energética de 2008, la cual otorgó a la empresa de la industria petrolera nacional la flexibilidad para diseñar contratos conforme a las prácticas de la industria petrolera. Estos contratos buscan expandir y fortalecer las operaciones de Pemex Exploración y Producción (PEP), mediante un modelo rentable y competitivo que representa una nueva forma de colaboración entre PEMEX y la industria petrolera.⁵⁵

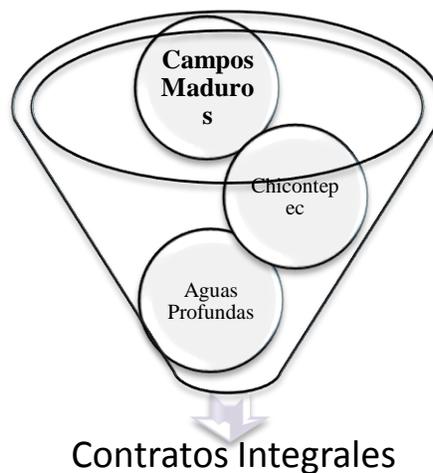


Figura 4.11 Esquema de los componentes de los contratos integrales.

Los Contratos Integrales se rigen por los derechos de los hidrocarburos es decir, la producción y las reservas son propiedad de la nación, la remuneración es en efectivo, bajo un precio cierto y finalmente por condiciones para el Estado en un contrato que alinea intereses.

Las premisas de diseño de este nuevo modelo de contratación son: incentivos a la producción; incentivos al ahorro; flujo de efectivo positivo para Pemex y parámetros económicos predeterminados por Pemex. El modelo se cerró con la oferta de una variable: tarifa por barril, adjudicación por licitación pública bajo la Ley de Pemex; y términos y mecanismos generalmente aceptados por la industria internacional.

La primera ronda de contratación se aboca a los campos maduros de la Región Sur. En la Región Sur se han identificado alrededor de 40 sitios con 420 mmbpce.

Para entender mejor el origen de los Contratos Integrales y sobre todo los proyectos relacionados con los Campos Maduros se describe a continuación el Marco Jurídico aplicable a estos proyectos.⁵⁵

4.3.2.1 Reforma Energética De 2008: El objetivo de la Reforma Energética es fortalecer a PEMEX y darle mayor flexibilidad en la toma de decisiones, así como, brindarle mayores ingresos para seguir invirtiendo y garantizando su viabilidad a futuro. Los decretos que integran la Reforma Energética son:

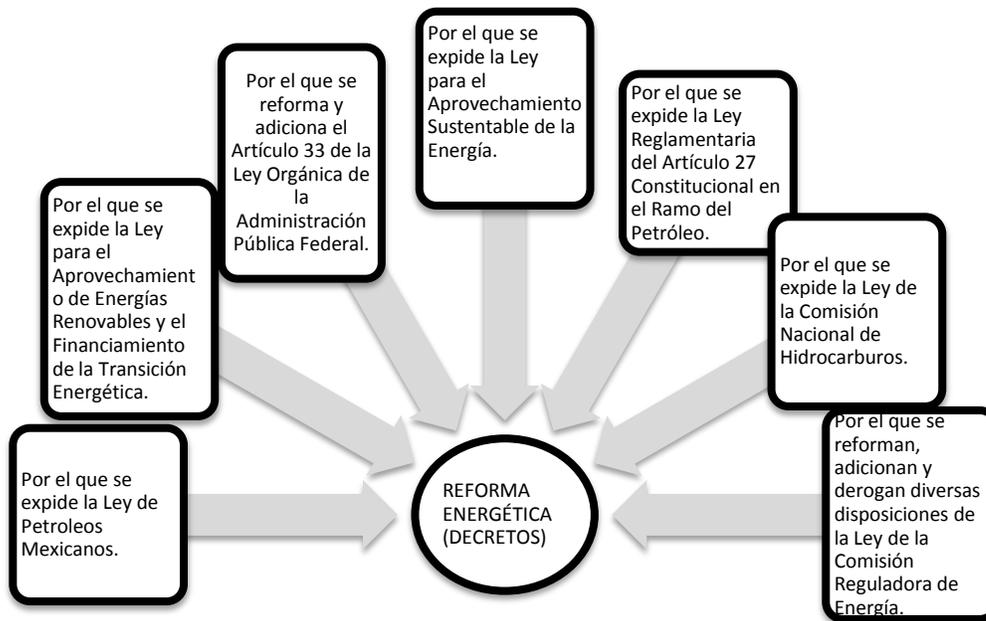


Figura 4.12 Decretos de la Reforma Energética

Decreto por el que se expide la Ley de Petróleos Mexicanos

En el Capítulo IV de la Ley de Petróleos Mexicanos titulado Adquisiciones, Arrendamientos, Servicios y Obras Públicas se concentra la mayor cantidad de artículos en los que se citan los aspectos y condiciones legales pertenecientes a la explotación de los Campos Maduros. Estos artículos son:

Artículo 53: Se expresa que en el Diario Oficial de la Federación deberán publicarse y observar las siguientes bases:

I. Las contrataciones que se realicen se publicarán en la página electrónica del organismo de que se trate, en términos de lo dispuesto en la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública Gubernamental.

II. El Comité de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios o, en su caso, los comités respectivos de los organismos subsidiarios dictaminarán, con base en una

justificación sobre la procedencia de llevar a cabo los procedimientos de invitación restringida o adjudicación directa.

III. El contenido de la justificación que deberán elaborar las áreas requirentes en el caso de los procedimientos de invitación restringida o adjudicación directa.

IV. La aplicación de los mismos requisitos y condiciones para todos los participantes en el caso de licitación pública e invitación restringida.

V. Los casos en los que Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios se abstendrán de recibir propuestas, adquirir, arrendar o celebrar contratos de servicios y obras, entre otras, con las personas que:

- a) Tengan conflicto de intereses con dichos organismos.
- b) Estén inhabilitadas para ejercer el comercio o su profesión.
- c) Se encuentren inhabilitadas por la Secretaría de la Función Pública.
- d) Tengan incumplimientos pendientes de solventar con dichas paraestatales.
- e) No se encuentren facultadas para hacer uso de derechos de propiedad intelectual u otros derechos exclusivos.
- f) Hayan obtenido, de manera indebida, información privilegiada, o
- g) Utilicen a terceros para evadir lo dispuesto en esta fracción.

VI. Los mecanismos para la determinación de los precios y sus ajustes, pudiendo considerar, entre otros, el establecimiento de catálogos de precios para la industria petrolera.

VII. Los mecanismos de ajustes a los programas de ejecución, fechas críticas y plazo de ejecución.

VIII. Las medidas para que los recursos económicos se administren con eficiencia, eficacia, transparencia y honradez.

IX. En los procedimientos de contratación deberá privilegiarse los principios de transparencia, máxima publicidad, igualdad, competitividad, sencillez y que sean expeditos.

X. En los procedimientos de contratación, Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios deberán requerir porcentajes mínimos de contenido nacional para permitir la participación en los mismos, así como establecer preferencias en la calificación y selección, a favor de las propuestas que empleen recursos humanos, bienes o servicios de procedencia nacional.

XI. La forma en que se llevarán a cabo la planeación, programación y presupuestación de las adquisiciones, arrendamientos y contratación de servicios y obras, así como la evaluación de sus resultados con base en indicadores objetivos.

XII. Los términos en que se llevarán a cabo las licitaciones públicas, las adjudicaciones directas e invitaciones restringidas.

XIII. Los requisitos generales de las convocatorias y de las bases de licitación, así como los plazos de las etapas de la licitación y las causas para declararse desiertas.

XIV. La regulación relativa a la celebración de contratos plurianuales de obras públicas y servicios relacionados con las mismas, cuya ejecución abarque más de un año, considerando:

a) La incorporación de avances tecnológicos;

b) Cambios en los costos de los trabajos, conforme a las modificaciones de las condiciones de mercado de los insumos o de los equipos utilizados;

c) Modificación de las estipulaciones del contrato en lo relativo a conceptos no previstos y al volumen de trabajos contratados, y

d) El reconocimiento de gastos no especificados en el contrato, debidamente justificados.

XV. Las causas y procedimientos de suspensión, terminación anticipada y rescisión administrativa de los contratos.

XVI. La regulación conducente para que los procedimientos se realicen por medios electrónicos.

Artículo 55.- Se señala que las licitaciones podrán ser nacionales o internacionales. En este último caso, deberá indicarse si se realizarán en modalidad abierta o bajo la aplicación de un tratado internacional. En el caso de licitaciones internacionales abiertas, se podrá limitar la participación de personas nacionales de aquellos países que no otorguen reciprocidad;

II. El procedimiento constará de las siguientes etapas:
a) Emisión de la convocatoria, la cual deberá publicarse en el Diario Oficial de la Federación;
b) Emisión de las bases de licitación;
c) Junta de aclaraciones;
d) Presentación y apertura de proposiciones;
e) Análisis y evaluación de las propuestas, en las que podrán incluirse mecanismos de precalificación y de ofertas subsecuentes de descuento, y
f) Adjudicación y fallo, el cual se dará a conocer en sesión pública.

Tabla 4.4 Etapas de las licitaciones

III. En las bases de licitación se incluirán, entre otros aspectos:

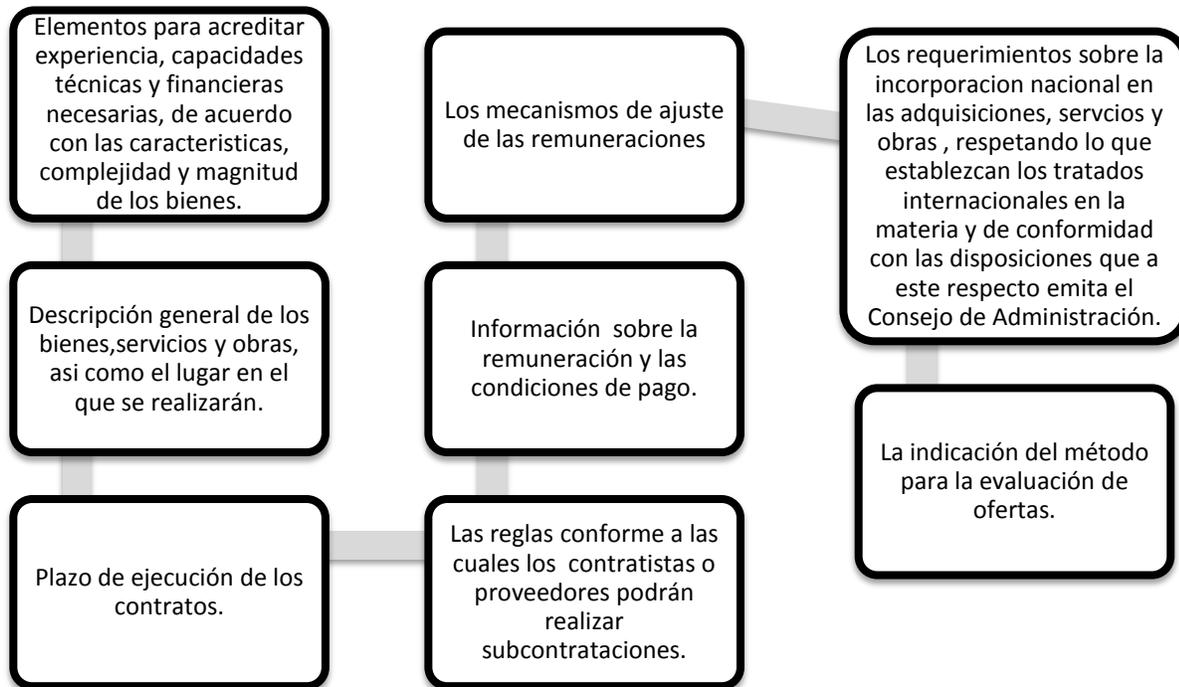


Figura 4.12 Aspectos de las bases de las licitaciones.

IV. Se podrán incluir etapas de negociación de precios, con sujeción a las reglas generales aprobadas por el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos. Estas reglas deberán asegurar una adjudicación imparcial, honesta, transparente y los mejores resultados.

Artículo 56.-Por lo que se refiere a este artículo se establece que en todo momento se cuidará que en los procedimientos de invitación restringida o adjudicación directa se invite a personas con posibilidad de respuesta adecuada; que cuenten con la capacidad financiera, técnica, operativa y demás necesarias para dar cumplimiento a los contratos; que sus actividades estén relacionadas con los bienes, servicios u obras objeto de los contratos, así como también que cuenten con experiencia en dichas actividades.

Artículo 57.- Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios, bajo su responsabilidad y previo dictamen del Comité de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios que justifique que el procedimiento de licitación pública no satisface las mejores condiciones sobre precio, calidad, financiamiento, oportunidad y demás circunstancias pertinentes, podrán optar por no llevar a cabo el procedimiento de licitación pública y celebrar contratos a través de los procedimientos de invitación a cuando menos tres personas o de adjudicación directa, en los casos siguientes:

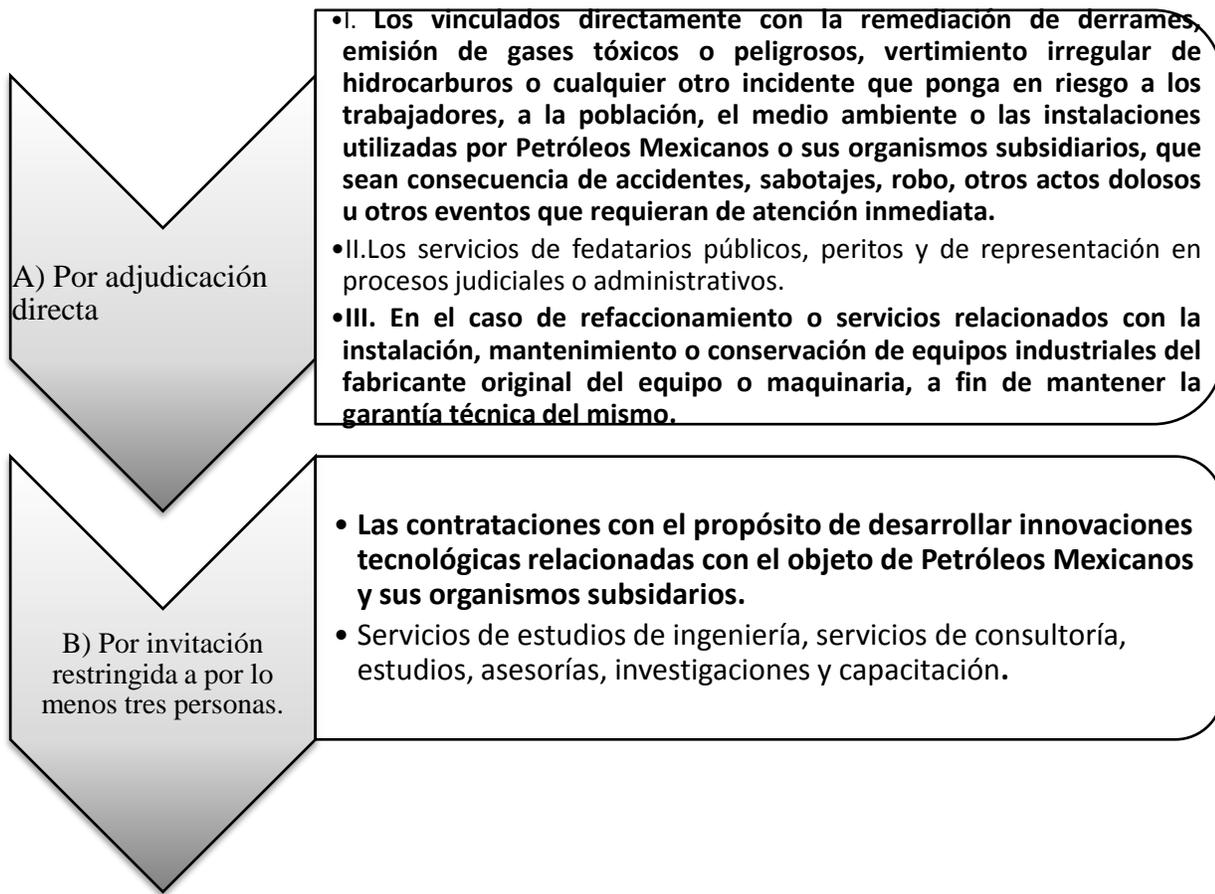


Figura 4.13 Procedimientos de invitación restringida y adjudicación directa.

Lo anterior, sin perjuicio de los supuestos previstos en las Leyes de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público y de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas.

Artículo 58.- Los procedimientos de invitación restringida cumplirán, entre otros aspectos, con lo siguiente:

I. Podrán ser nacionales o internacionales. En este caso, deberá indicarse si se realizarán en modalidad abierta o con la aplicación de un tratado internacional;

II. Deberán compararse las propuestas técnicas y económicas de al menos tres personas;

III. Se llevarán a cabo mediante invitaciones que indiquen la descripción de los bienes, servicios u obras, el lugar en el que se entregarán o llevarán a cabo, los plazos para la presentación de las proposiciones, así como los mecanismos de evaluación de las propuestas, incluyendo, entre otros, el de ofertas subsecuentes de descuentos;

IV. Las invitaciones se difundirán, al menos en medios electrónicos y en las oficinas de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios;

V. Habrá al menos la etapa pública de presentación y apertura de proposiciones, la cual podrá realizarse sin la presencia de los oferentes, y

VI. El fallo se dará a conocer por los mismos medios que la invitación.

En caso de que un procedimiento se declare desierto, el contrato se podrá adjudicar en forma directa, previa justificación que para tal efecto presente el área requirente al Comité, el cual deberá emitir el dictamen correspondiente.

Artículo 59.- La Secretaría de la Función Pública o los órganos internos de control competentes, podrán inhabilitar temporalmente para participar en procedimientos de contratación o celebrar contratos, a las personas que se encuentren en alguno de los supuestos siguientes:

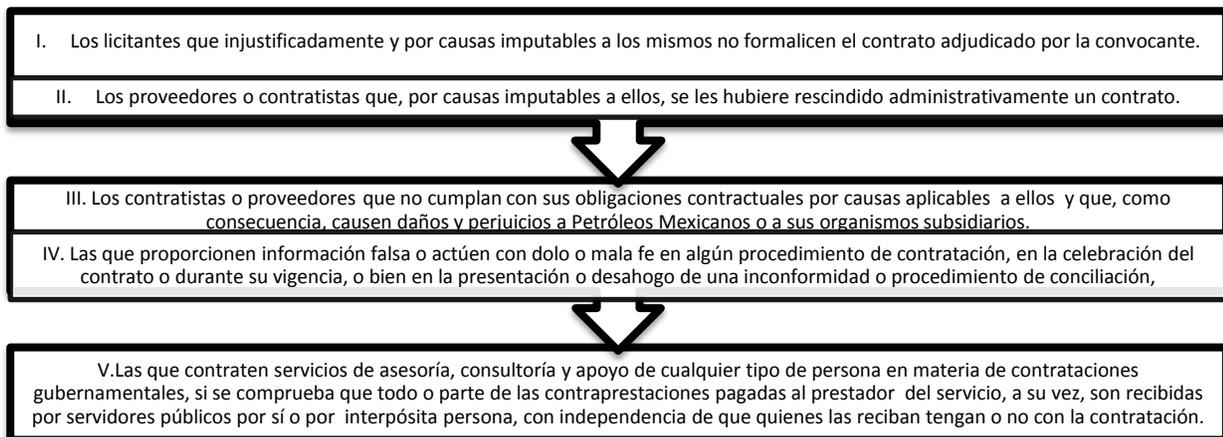


Figura 4.14 Supuestos para inhabilitar la participación en los procedimientos.

La inhabilitación que se imponga no será menor de tres meses ni mayor de cinco años y se extenderá a los procedimientos de contratación de todas las dependencias y entidades de la Administración Pública Federal. El procedimiento a que se refiere el artículo 59 se sustanciará con base en las disposiciones relativas de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo. Finalmente en la Sección Cuarta con título Modalidades Especiales de la Contratación los **Artículos 60 y 61** describen que los contratos se sujetarán bajo las siguientes disposiciones:

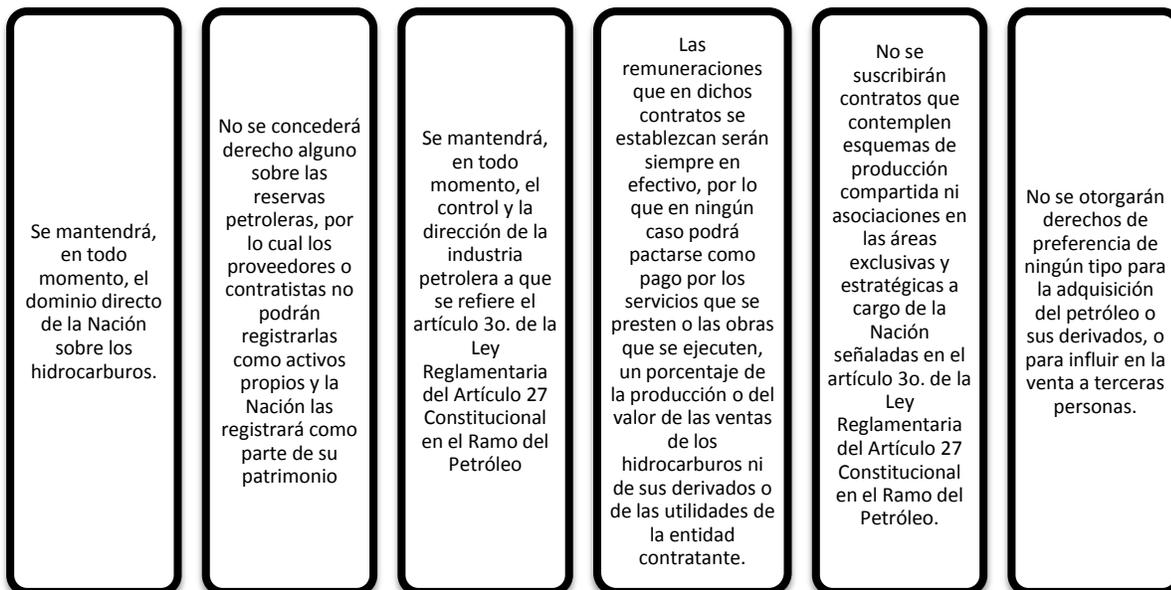


Figura 4.15 Disposiciones

Los contratos podrán contemplar cláusulas donde se permita a las partes realizar modificaciones a los proyectos por la incorporación de avances tecnológicos; por la variación de precios de mercado de los insumos o equipos utilizados en las obras, o por la adquisición de nueva información obtenida durante la ejecución de las obras u otras que contribuyan a mejorar la eficiencia del proyecto.

Petróleos Mexicanos enviará a la Comisión Nacional de Hidrocarburos, para su registro, los contratos que sean materia de su competencia. La Comisión deberá observar, en todo momento, la legislación relativa a la confidencialidad y reserva de la información

Artículo 61.- Las remuneraciones de los contratos de obras y prestación de servicios de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios deberán sujetarse a las siguientes condiciones:

I. Deberán pactarse siempre en efectivo, ser razonables en términos de los estándares o usos de la industria y estar comprendidas en el Presupuesto autorizado de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios;

II. Serán establecidas a través de esquemas fijos o fórmulas predeterminadas con las que se obtenga un precio cierto, de conformidad con la legislación civil;

III. Los contratos de obra plurianuales podrán estipular revisiones necesarias por la incorporación de avances tecnológicos o la variación de precios de mercado de los insumos o equipos utilizados en los trabajos correspondientes u otros que contribuyan a mejorar la eficiencia del proyecto, con base en los mecanismos para el ajuste de costos y fijación de precios autorizados por el Consejo de Administración;

IV. Deberán establecerse a la firma del contrato;

V. Se incluirán penalizaciones en función del impacto negativo de las actividades del contratista en la sustentabilidad ambiental y por incumplimiento de indicadores de oportunidad, tiempo y calidad, y

VI. Sólo se podrán incluir compensaciones adicionales cuando:

- a) El contratante obtenga economías por el menor tiempo de ejecución de las obras;
- b) El contratante se apropie o se beneficie de nuevas tecnologías otorgadas por el contratista,
- c) Concurran otras circunstancias atribuibles al contratista que redunden en una mayor utilidad de Petróleos Mexicanos y en un mejor resultado de la obra o servicio, y siempre que no se comprometan porcentajes sobre el valor de las ventas o sobre la producción de hidrocarburos. Las posibles compensaciones deberán establecerse expresamente a la firma del contrato.^{64, 65}

4.2.3 Decreto por el que se expide la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el ramo del petróleo.

En lo que a la explotación de Campo Maduros concierne corresponden los siguientes artículos:

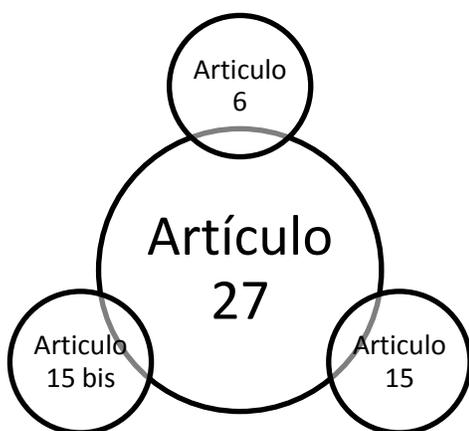


Figura 4.16 Artículos que conciernen a la explotación de campos maduros.

Artículo 6o.- Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios podrán celebrar con personas físicas o morales los contratos de obras y de prestación de servicios que la mejor realización de sus actividades requiere. Las remuneraciones que en dichos contratos se establezcan serán siempre en efectivo y en ningún caso se concederán por los servicios que se presten y las obras que se ejecuten propiedad sobre los

hidrocarburos, ni se podrán suscribir contratos de producción compartida o contrato alguno que comprometa porcentajes de la producción o del valor de las ventas de los hidrocarburos ni de sus derivados, ni de las utilidades de la entidad contratante.

Petróleos Mexicanos no se someterá, en ningún caso, a jurisdicciones extranjeras tratándose de controversias referidas a contratos de obra y prestación de servicios en territorio nacional y en las zonas donde la Nación ejerce soberanía, jurisdicción o competencia. Los contratos podrán incluir acuerdos arbitrales conforme a las leyes mexicanas y los tratados internacionales de los que México sea parte.

Artículo 15.- Las personas que realicen alguna de las actividades deberán cumplir con las disposiciones administrativas y normas de carácter general que expidan en el ámbito de sus competencias, la Secretaría de Energía, la Comisión Nacional de Hidrocarburos y la Comisión Reguladora de Energía, en términos de la normatividad aplicable, así como entregar la información o reportes que les sean requeridos por aquellas. En este artículo las fracciones I y III corresponden a la explotación de los Campos Maduros.

De manera específica, se señalan las siguientes obligaciones:

I. Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios, tratándose de actividades que constituyen la industria petrolera, deberán:

a) Cumplir los términos y condiciones establecidos en las asignaciones, así como abstenerse de ceder, traspasar, enajenar o gravar, total o parcialmente, los derechos u obligaciones derivados de las mismas;

e) Obtener de manera previa a la realización de las obras, los permisos que requieran las distintas autoridades en el ámbito de sus respectivas competencias;

III. Los permisionarios deberán:

- a) Prestar los servicios de forma eficiente, uniforme, homogénea, regular, segura y continua, así como cumplir los términos y condiciones contenidos en los permisos;
- b) Contar con un servicio permanente de recepción de quejas y reportes de emergencia, que les permita atenderlas de inmediato;
- c) Dar aviso inmediato a la Secretaría de Energía o a la Comisión Reguladora de Energía, según corresponda, y a las autoridades competentes sobre cualquier siniestro, hecho o contingencia que, como resultado de sus actividades permitidas, ponga en peligro la vida, la salud y seguridad públicas, y presentar ante dicha dependencia, en un plazo no mayor a diez días, contados a partir de aquél en que el siniestro se encuentre controlado, un informe detallado sobre las causas que lo originaron y las medidas tomadas para su control;
- d) Proporcionar el auxilio que les sea requerido por las autoridades competentes en caso de emergencia o siniestro;
- e) Presentar anualmente, en los términos de las normas oficiales mexicanas aplicables, el programa de mantenimiento del sistema y comprobar su cumplimiento con el dictamen de una unidad de verificación debidamente acreditada;
- f) Llevar un libro de bitácora para la operación, supervisión y mantenimiento de obras e instalaciones, así como capacitar a su personal en materias de prevención y atención de siniestros;
- g) Obtener autorización de la Secretaría de Energía o de la Comisión Reguladora de Energía, según corresponda, para modificar las condiciones técnicas de los ductos, sistemas, instalaciones o equipos;
- h) Dar aviso inmediato a la Secretaría de Energía o a la Comisión Reguladora de Energía, según corresponda de cualquier circunstancia que implique la modificación de los términos y condiciones en la prestación del servicio. Abstenerse de otorgar subsidios cruzados en la prestación de los servicios permitidos, así como de realizar prácticas discriminatorias;

- i) Respetar los precios o tarifas máximas que se establezcan;
- j) Entregar la cantidad y calidad de gas, conforme se establezca en las disposiciones aplicables, y
- k) Obtener autorización de la Secretaría de Energía o de la Comisión Reguladora de Energía, según corresponda, para la suspensión de los servicios, salvo que exista causa justificada, a juicio de ésta.

Finalmente con lo que corresponde a esta Ley y su relación con la explotación de los Campos Maduros en el artículo **15 Bis** se establece que las infracciones a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo y a sus disposiciones reglamentarias podrán ser sancionadas con multas de mil a un millón quinientas mil veces el importe del salario mínimo general diario vigente en el Distrito Federal, a juicio de la Secretaría de Energía, la Comisión Nacional de Hidrocarburos o de la Comisión Reguladora de Energía, en el ámbito de sus respectivas competencias, tomando en cuenta la importancia de la falta, de acuerdo con lo siguiente:

I. El incumplimiento a las obligaciones contenidas en la fracción I del artículo anterior, se sancionarán con multa de cincuenta mil a setecientas mil veces el importe del salario mínimo;

II. El incumplimiento a las obligaciones contenidas en la fracción II del artículo anterior se sancionarán con multa de veinte mil a trescientos cincuenta mil veces el importe del salario mínimo;

El incumplimiento a las obligaciones contenidas en los incisos a), d), e), g), i), j) y k) de la fracción III del artículo anterior, se sancionarán con multa de diez mil a un millón de veces el importe del salario mínimo.

IV. El incumplimiento a las obligaciones contenidas en los incisos b), c) y f) de la fracción III del artículo anterior, se sancionarán con multa de diez mil a ochocientas mil veces el importe del salario mínimo;

VI. El incumplimiento o entorpecimiento de la obligación de informar o reportar a la Secretaría de Energía, a la Comisión Nacional de Hidrocarburos o a la Comisión Reguladora de Energía, conforme a las disposiciones jurídicas aplicables, cualquier situación relacionada con esta Ley, sus disposiciones reglamentarias o las atribuciones de aquellas, se sancionarán con multa de mil a un millón de veces el importe del salario mínimo;

VII. La realización de actividades estratégicas que constituyen la industria petrolera por toda persona distinta a Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios, se sancionará con multa de un millón a un millón quinientas mil veces el importe del salario mínimo;

Las demás violaciones a esta Ley y a sus disposiciones reglamentarias, se sancionarán con multa de mil a un millón de veces el importe del salario mínimo, a juicio de la Secretaría de Energía o de la Comisión Reguladora de Energía, según corresponda, las que tomarán en cuenta para fijar su monto la gravedad de la infracción.

Las sanciones señaladas en este artículo se aplicarán sin perjuicio de la responsabilidad civil, penal o administrativa que resulte y, en su caso, de la revocación del permiso correspondiente. Asimismo la imposición de estas sanciones no implica por sí misma responsabilidad administrativa, civil, o penal de los servidores públicos.

Para la imposición de las sanciones previstas en el presente artículo se estará a lo dispuesto en la Ley Federal de Procedimiento Administrativo.

Estos aspectos legales son importantes tanto para su conocimiento como para su buen manejo y administración, con el fin último en el que PEMEX y las empresas participantes en la licitación apliquen óptimamente sus recursos y alcancen las metas que se han fijado.

Hasta este decreto la importancia del marco legal correspondiente a los Campos Maduros. En el apéndice 4A se exponen los demás decretos que se encuentran directamente relacionados a este tema.

En orden de importancia, al igual que las leyes; conocer del régimen fiscal aplicable asegura el éxito y el fracaso de cualquier proyecto, por esta razón a continuación se describe en este capítulo el régimen fiscal de los Campos Marginales.^{64,65}

Régimen fiscal de los campos marginales.



Figura 4.17 Régimen fiscal para campos marginales.

En los Estados Unidos Mexicanos los Campos Marginales y en general la empresa petrolera nacional se encuentran regulados mediante la Ley Federal de Derechos. En dicha ley se presenta el Capítulo XII el cual lleva el nombre de Hidrocarburos. Los artículos y fracciones aplicables al caso de Campos Marginales se citan a continuación:

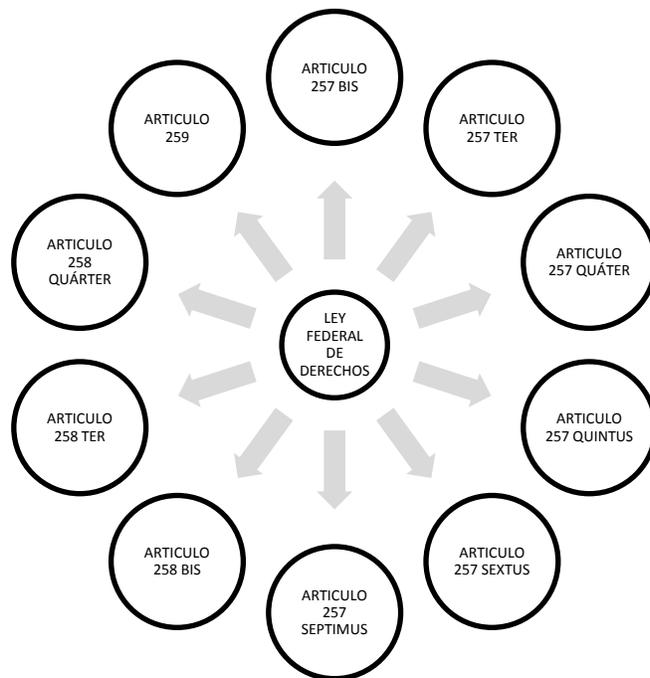


Figura 4.18 Artículos que componen a la ley federal de derechos que aplican a la explotación de campos marginales.

Artículo 257 Bis. PEMEX Exploración y Producción estará obligado al pago anual de los derechos sobre extracción de hidrocarburos, especial sobre hidrocarburos y adicional sobre hidrocarburos. Para este artículo en la fracción IV se hace mención de los Campos Marginales y se cita a continuación:

IV.A los campos marginales a que se refiere el artículo 258 Bis de la Ley de Derechos, se aplicarán los derechos previstos a la producción base anual.

PEMEX Exploración y Producción establecerá un registro de los costos y gastos de la exploración, desarrollo y extracción por cada uno de los campos de Aguas Profundas, Chicontepec y Campos Marginales, así como de los tipos específicos de petróleo crudo y gas natural que se obtengan y deberá enviar a la Cámara de Diputados y al Servicio de Administración Tributaria la información periódica que se incorpore en dicho registro, poniendo a disposición de ambos los datos, estudios, reportes, prospectivas y demás fuentes de información en que se sustente la información incorporada al registro, con

objeto de que puedan llevarse a cabo los actos de fiscalización que se consideren pertinentes a través de la Auditoría Superior de la Federación y del Servicio de Administración Tributaria.

Artículo 257 Ter. Por la extracción de petróleo crudo y gas natural de cada uno de los campos a los que se refiere el artículo 257 Bis y que incluyen a los Campos Marginales entre otros, PEMEX Exploración y Producción estará obligado al pago anual del derecho sobre extracción de hidrocarburos.

Para calcular el pago anual del derecho sobre extracción de hidrocarburos a que se refiere este artículo, se aplicará la tasa del 15% al valor anual del petróleo crudo y gas natural extraídos en cada campo, incluyendo el consumo que de estos productos efectúe PEMEX Exploración y Producción, así como las mermas por derramas o quema de dichos productos.

El pago del derecho sobre extracción de hidrocarburos se hará mediante declaración anual, por cada campo, que se presentará a más tardar el último día hábil del mes de marzo del año siguiente al ejercicio de que se trate.

La recaudación anual del derecho a que se refiere este artículo se destinará al Fondo de Estabilización de los Ingresos Petroleros.

Para la determinación del monto a pagar por el derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización a que se refiere el artículo 256 de esta Ley, así como de sus pagos provisionales, no se considerará el valor del petróleo crudo y gas natural extraídos de los campos.

Artículo 257 Quáter. Por la extracción de petróleo crudo y gas natural de cada uno de los campos a los que se refiere el artículo 257 Bis incluidos los Campos Marginales, PEMEX Exploración y Producción estará obligado al pago anual del derecho especial

sobre hidrocarburos, que se calculará aplicando la tasa del 30%, a la diferencia que resulte entre el valor anual del petróleo crudo y gas natural extraídos en el campo de que se trate, incluyendo el consumo que de estos productos efectúe PEMEX Exploración y Producción, así como las mermas por derramas o quema de dichos productos y las deducciones permitidas en este artículo.

Cuando la producción acumulada del campo de que se trate sea mayor a 240 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, se aplicará la tasa de 36% al valor de la producción que exceda de dicho monto.

Para la determinación de la base del derecho especial sobre hidrocarburos, serán deducibles los siguientes conceptos para cada campo:

II. El 100% del monto original de las inversiones realizadas para la recuperación secundaria, la recuperación mejorada, el mantenimiento no capitalizable y las pruebas tecnológicas, en el ejercicio en el que se efectúen;

III. El 16.7% del monto original de las inversiones realizadas para el desarrollo y explotación de yacimientos de petróleo crudo o gas natural, en cada ejercicio, hasta agotar el monto de la inversión;

IV. El 5% del monto original de las inversiones realizadas en oleoductos, gasoductos, terminales, transporte o tanques de almacenamiento, en cada ejercicio, hasta agotar el monto de la inversión;

VII. La parte del derecho para la fiscalización petrolera a que se refiere el artículo 254 Ter de esta Ley que corresponda al valor de los hidrocarburos extraídos en el campo de que se trate.

En el artículo **257 Quintus** se establece que los pagos provisionales mensuales se efectuarán a más tardar el último día hábil del mes posterior a aquél al que correspondan los pagos.

Artículo 257 Sextus. Los costos y gastos no deducibles que aplican a Campos Marginales se mencionan en las siguientes fracciones de este artículo:

I. Los costos en que se incurra por negligencia o fraude de PEMEX Exploración y Producción o de las personas que actúen por cuenta de éste;

II. Las comisiones pagadas a corredores;

III. Los costos relacionados con la comercialización o transporte de petróleo crudo o gas natural más allá de los puntos de entrega.

X. Los gastos derivados del incumplimiento de las condiciones de garantía, así como las que resulten de la adquisición de bienes que no cuenten con una garantía del fabricante o su representante contra los defectos de fabricación de acuerdo con las prácticas generalmente utilizadas por la industria petrolera.

XI. Las disminuciones en el valor de los bienes no usados en la industria petrolera;

XV. Los costos legales por cualquier arbitraje que genere una disputa entre PEMEX Exploración y Producción, contratistas o subcontratistas.

Artículo 257 Septimus. Por la extracción de petróleo crudo y gas natural de los campos a los que se refiere el artículo 257 Bis en la que se incluyen los Campos Marginales, PEMEX Exploración y Producción estará obligado al pago anual del derecho adicional sobre hidrocarburos cuando el valor promedio acumulado anual del petróleo crudo equivalente por barril extraído en el campo de que se trate sea mayor a

60 dólares de los Estados Unidos de América. Este último monto se actualizará cada ejercicio empleando para tal efecto el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América. Este derecho se calculará aplicando una tasa de 52% al resultado que se obtenga de realizar el siguiente procedimiento:

I. Se calculará la diferencia entre el valor promedio acumulado anual del petróleo crudo equivalente por barril extraído en el campo de que se trate y 60 dólares de los Estados Unidos de América. Este último monto se actualizará cada ejercicio empleando para tal efecto el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, y

II. El resultado que se obtenga conforme a la fracción anterior se multiplicará por el volumen de petróleo crudo equivalente extraído en el campo de que se trate en el año, incluyendo el consumo que de este producto efectúe PEMEX Exploración y Producción, así como las mermas por derramas o quema de dichos productos.

El pago del derecho adicional sobre hidrocarburos se hará mediante declaración anual, por cada Campo.

Artículo 258 Bis: En los artículos 257 Bis, 257 Ter, 257 Quáter, 257 Quintus y 257 Septimus se hace referencia a este artículo por lo que en la fracción siguiente se menciona información con respecto a lo que aplica a este capítulo:

III. Campos marginales, aquellos campos de extracción de petróleo crudo o gas natural que formen parte del inventario autorizado por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, acorde con lo establecido en el artículo 258 Quáter de esta Ley.

En el artículo **258 Ter** se menciona que se considere como Campos Marginales aquellos que cumplan con lo establecido en las siguientes fracciones:

VII.-Como producción base anual de un campo marginal, la que se obtenga conforme a la siguiente fórmula:

$Si\ 0.9 * pce * 10 > reservas\ 1P,$

$Cuando\ t < 10,\ pbat = 0.9 * pce$

$Cuando\ t > 10,\ pbat = 0$

$Si\ 0.9 * pce * 10 < reservas\ 1P,\ pbat = perfil\ 1Pt$

Donde:

pbat: es la producción base anual del campo marginal.

pce: es el volumen de petróleo crudo equivalente extraído durante los 12 meses inmediatos anteriores al mes en que se presente la propuesta de incorporación a que se refiere al artículo 258 Quáter de esta Ley, incluyendo el consumo de dicho producto efectuado por PEMEX Exploración y Producción.

Reservas 1P: es el monto de reservas probadas (1P) que PEMEX Exploración y Producción haya registrado en el ejercicio fiscal inmediato anterior a la incorporación del campo al inventario de campos marginales, en su certificación de reservas ante los mercados reconocidos a que se refiere el artículo 16-C del Código Fiscal de la Federación, en los que participe.

Perfil 1Pt: es el perfil de extracción de petróleo crudo equivalente correspondiente a las reservas probadas (1P) que PEMEX Exploración y Producción haya registrado en el ejercicio fiscal inmediato anterior a la incorporación del campo al inventario de campos marginales, en su certificación de reservas ante los mercados reconocidos a que se refiere el artículo 16-C del Código Fiscal de la Federación, en los que participe.

t: es el ejercicio fiscal que corresponda de manera que cuando $t=1$, se refiere al ejercicio fiscal en que se incorpora el campo al inventario de campos marginales.

VII. Como producción incremental anual de un campo marginal, la que se obtenga de la siguiente fórmula:

$$\text{Si } \textit{prodt} > \textit{pbat}, \textit{piat} = \textit{prodt} - \textit{pbat}$$

$$\text{Si } \textit{prodt} < \textit{pbat}, \textit{piat} = 0$$

Donde:

piat: es la producción incremental del campo marginal en el periodo que corresponda.

pbat: es la producción base anual del campo marginal.

prodt: es el volumen efectivamente obtenido de petróleo crudo equivalente del campo marginal, incluyendo el consumo que de este producto efectúe PEMEX Exploración y Producción en el ejercicio fiscal que corresponda.

t: es el ejercicio fiscal que corresponda, de manera que cuando $t=1$, se refiere al ejercicio fiscal en que se incorpora al campo al inventario de campos marginales.

Otro artículo de importancia es el artículo **258 Quáter** en el que se establece que la Secretaria de Hacienda y Crédito Público autorizará el inventario de Campos Marginales PEMEX Exploración y Producción, previa opinión favorable de la Secretaría de Energía, la Secretaria de Hacienda y Crédito Público deberá anexar a la propuesta un estudio que contenga para cada campo que proponga incorporar al inventario correspondiente, lo siguiente:

I. En caso de que el campo no esté activo, una estimación de los costos de exploración, desarrollo y producción, así como de los montos de las reservas probadas (1P) y probadas y probables (2P) de petróleo crudo o gas natural;

II. En caso de que el campo propuesto esté activo, una relación de los costos de producción y desarrollo, así como de los montos de las reservas probadas (1P) y probadas y probables (2P) de petróleo crudo o gas natural;

III. Una estimación de la rentabilidad esperada de la explotación del campo, en el que se incluya, al menos, un análisis que demuestre que la explotación del campo de que se trate:

a) Sea económicamente rentable.

b) No sea rentable para PEMEX Exploración y Producción una vez aplicado lo dispuesto en los artículos 254 a 257 de esta Ley, y

c) Sea rentable para PEMEX Exploración y Producción en caso de que se aplique el régimen previsto en esta Ley para los campos incluidos en el inventario de campos marginales.

La Secretaría de Hacienda y Crédito Público, habiendo analizado qué campos se deben incluir, mantener o eliminar, a más tardar el 30 de noviembre de cada año autorizará, en su caso, las modificaciones al inventario de campos marginales que aplicará para el siguiente ejercicio fiscal.

Finalmente en el **artículo 259**, se menciona que cuando PEMEX Exploración y Producción enajene petróleo crudo o gas natural a partes relacionadas, estará obligado a determinar el valor del petróleo crudo y gas natural, considerando para esas operaciones, los precios y montos de contraprestaciones que hubiera utilizado con o entre partes independientes en operaciones comparables, aplicando para ello el método de precio comparable no controlado establecido en el artículo 216, fracción I de la Ley del Impuesto sobre la Renta.

Tratándose de costos, gastos e inversiones realizados o adquiridos con partes relacionadas, PEMEX Exploración y Producción considerará para esas operaciones, los precios y montos de contraprestaciones que hubiera utilizado con o entre partes independientes en operaciones comparables, aplicando para esos efectos lo dispuesto en los artículos 92, 215 y 216 de la Ley del Impuesto sobre la Renta.⁶¹

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

CONCLUSIONES.

Del contenido y criterios utilizados en esta tesis, pueden establecerse las conclusiones siguientes:

- En la literatura consultada y en los organismos emisores de las normas internacionales (SPE, AIE, DOE, etc.), no se encontró una definición completa de campos maduros. Se presentan a continuación diferentes consideraciones de campos maduros que se pueden tomar en cuenta para clasificar a un campo maduro:
 - El tiempo de explotación del campo.
 - La cantidad de reservas remanentes de hidrocarburos (2P).
 - El incremento en la producción de agua.
 - Incremento en los valores de la relación gas-aceite.
 - La alta producción de arenas.
 - La declinación drástica de la producción de aceite y gas natural.
 - El incremento en las caídas de presión del Sistema Integral de Producción (Yacimiento- Pozo e instalaciones superficiales)
 - Las instalaciones y los equipos superficiales usados y obsoletos.
 - Día con día mayor incremento de pozos cerrados por diferentes causas.
 - Los pozos produciendo cercanos al límite económico de producción
 - La implementación de recuperación secundaria y mejorada
 - El factor de recuperación actual, resultado de la explotación por recuperación primaria, se puede mejorar por mantenimiento de presión secundaria y mejorada.

- En México se consideran las siguientes definiciones de campos maduros: En el año 2005 Ing. Antonio Narváez definió que de los campos maduros y/o marginales en México son aquellos en donde el margen de utilidad, aunque rentable, no son suficientemente competitivos con otros proyectos de PEMEX Exploración y Producción. En el año 2011 el Dr. Edgar Rangel mencionó que los Campos Maduros son aquellos donde su producción acumulada (N_p) es mayor que su Reserva 2P, ($N_p > R_{2p/2}$).
- En esta tesis se propone la siguiente definición: “Campos Maduros son todos aquellos que han sido explotados mediante producción primaria, en la mayoría de los casos, en los cuales existe una cantidad del volumen de aceite remanente (V_{or}) que mediante procesos de optimización de la producción es posible explotar e incrementar el factor de recuperación (Fr) (mayor al 30%), en donde su producción acumulada (N_p) es mayor que su Reserva 2P, ($N_p > R_{2p/2}$), manteniendo su propia rentabilidad económica”.
- La cantidad de aceite residual en un campo, es un factor muy importante para tomar la decisión de cual técnica o método de recuperación resulta rentable para continuar con la mejora de explotación en cada campo y disminuir la cantidad de aceite residual.
- Para la visualización de oportunidades de explotación se hace necesario revisar los datos históricos de producción ya que en los campos maduros de mayor antigüedad es común que se presenten errores en la medición de las reservas de hidrocarburos, por lo que se hace necesario re-evaluar con la aplicación de técnicas que consideren las características del yacimiento y así poder definir su potencial de explotación.

- Los campos maduros y marginales representan una nueva perspectiva en la explotación de hidrocarburos, ya que con el manejo adecuado y la aplicación de nuevas tecnologías de explotación es posible obtener de ellos tasas de producción rentables.
- Los procesos de recuperación secundaria y mejorada representan una alternativa para disminuir la saturación remanente de hidrocarburos, la aplicación de cada uno de los métodos, dependerá de las características de formación, de los fluidos a producir e instalaciones y materiales disponibles, así como los resultados de una prueba piloto.
- La inversión en el Rejuvenecimiento de Campos Maduros representará la generación de ingresos mayores a los costos y gastos. Por lo que los ingenieros y administradores involucrados en este tipo de proyectos fortalecerán sus criterios en la toma de decisiones con base al conocimiento de conceptos e indicadores económicos de los proyectos de inversión.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda recopilar y analizar la información necesaria relacionada con un Campo Maduro será la clave del éxito o el fracaso para explotar eficientemente la reserva remanente, incrementar la producción acumulada y aumentar la recuperación final, mediante la estrategia de explotación que mejor se ajuste a las necesidades de dicho Campo. Las técnicas de explotación están relacionadas básicamente del análisis de la información previamente seleccionada, procesada y analizada.

- Se recomienda tomar en cuenta que las características petrofísicas de un Campo Maduro así como las propiedades de los fluidos son dinámicas, puesto que no son las mismas en comparación con un Campo Nuevo. Con respecto a los Campos Maduros los datos disponibles pertenecen principalmente a los datos de producción y la correcta selección y análisis de éstos, facilitan el diseño y optimización del tipo de recuperación de hidrocarburos.
- Se recomienda verificar la confiabilidad de los datos correlacionando la información de los pozos con los registros y núcleos. Sin embargo, existe la posibilidad de que esta información no se encuentre disponible, entonces, se hace necesario usar la tecnología , por ejemplo la sísmica, la toma de nuevos registros geofísicos y la toma de núcleos, para poder evaluar con la menor incertidumbre posible la reserva remanente y el estado de los pozos.
- Se recomienda utilizar las diferentes técnicas para evaluar el riesgo ya que una correcta evaluación descartará cualquier probabilidad de hacer alguna inversión riesgosa.
- Se recomienda al ingeniero petrolero conocer, interpretar y aplicar el nuevo marco normativo de la industria petrolera nacional en relación a campos maduros por parte de los expertos. En el 2010, se aprobó una nueva modificación al régimen de PEMEX donde los campos marginales deben demostrar que la explotación del campo sea: económicamente rentable antes de impuestos, no rentable después de impuestos y rentable después de impuestos (régimen especial).
- Se recomienda realizar las inversiones necesarias para la toma de información y su análisis, debido al eficiente manejo de esta información se podrá prevenir gastos innecesarios y aumentar la rentabilidad del proyecto.

- De acuerdo a la experiencia en la industria petrolera los mejores resultados en campos maduros, en pozos de alta productividad se recomienda la aplicación del bombeo electrocentrífugo tanto en instalaciones en tierra como costa afuera también el bombeo neumático es de los sistemas artificiales mas utilizado .En caso de pozos de baja producción. Se recomienda el uso de bombeo mecánico y bombeo de cavidades progresivas. En todos los casos la selección de los sistemas artificiales de producción además de considerar aspectos técnicos es muy importante que sea el mas rentable.

BIBLIOGRAFÍA.

1. Jhan Frank, Mark Cook & Mark Graham. "Hydrocarbon Exploration and Production", 2nd Edition, Developments in Petroleum Science, 55. Elsevier, Aberdeen, UK, 2008.
2. Tomich, J.F. et al.: "Single-Well Tracer Method to Measure Residual Oil Saturation," Trans. AIME (1973) 1211.
3. Elkins, L.F.: "Results and Recommendations," in Determination of Residual Oil Saturation (Bond, D.C., Hocott, C.R. and Poettmann, F.H., eds.) Interstate Oil Compact Commission, Oklahoma City, OK, 1978.
4. Babadagli T. "Mature Field Development – A Review", SPE 93884, 2005.
5. Chang M. M. & N. L. Maerefat. "State Of The Art Report Summarizing Techniques To Determine Residual Oil Saturation And Recommendations On The Requirements For Residual Oil Saturation Research And Development Topical Report", National Institute for Petroleum and Energy Research, Bartlesville, Oklahoma, 1986.
6. Pemex Exploración y Producción, "Las Reservas de Hidrocarburos en México", México, 2010.
7. Narváez, R.A., Pemex Exploración y Producción. "New Strategy for Exploitation of Mature Heavy Oil Fields in the Mexican Northern Region" AAPG International Conference in Cancun, Mexico, 24-27 Octubre, 2004.
8. Rodríguez Nieto Rafael, "Apuntes de Principios de Mecánica de Yacimientos", Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México, 1987.
9. Zemel B. "Tracer in the Oil Field". Developments in Petroleum Science, 43. Elsevier, Austin, USA., 1995.
10. Tomich J.F., R.L. Dalton, H. A. Deans & L. K. Challenger. "Single-Well Tracer Method To Measure Residual Oil Saturation" SPE 3192, 1973.
11. Lujan Salazar Rubén & Samaniego V Fernando Tesis: "Análisis de la Saturación Residual de Aceite en Procesos de Recuperación", Facultad de Ingeniería, UNAM, 1990.

12. Doré A.G. and R. Sinding-Larsen. "Quantification and Prediction of Petroleum Resources" edited by NPF Special Publication 6, pp. 63-70, Elsevier, Amsterdam Norwegian Petroleum Society (NPF), 1996.
13. R. Vann Roy, Heron Gachuz-Muro, Luis O. Alcazar Cancino & Mauricio Guerra López "Using a New Artificial-Lift System in Mexican Mature Oil Fields" SPE 109141, 2007.
14. María Rufina Islas Castelán & Becerra Z. Mario, Tesis: "Conceptos Básicos del Comportamiento de Yacimientos", Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México, 2006.
15. Camargo R.M.T, and I.N. Alves, and M.G. Prado, Petrobras "Advances In Artificial Lift And Boosting Systems For Subsea Completion", Offshore Technology Conference held in, 1997.
16. F.T. Blaskovich/Blaskovich Services, Inc. "Historical Problems with Old Field Rejuvenation", SPE 65528, SPE/AAPG, 2000.
17. Roos, J.G.: "Booking Reserves," SPE. 52015, JPT, 1998.
18. Leggcste J.S., Bennett S.C., and Gregonf, J.B BP Exploration Operation CO. Ltd. "Squeezing the Margin: Experience in Managing Late Field Life" SPE 30385, 1997
19. Egbogah, E.O.: "EOR Target Oil and Techniques of its Estimations," *J. Petr. Sci. and Eng.*, 1994, 337.
20. Taber, J.J. y Martín, F.D.: "Technical Screening Guides for The Enhanced Recovery of Oil", SPE 12069, 1983.
21. James F. Lea and Henry V. Nickens-Amoco EPTG/RPM, "Selection of Artificial Lift" SPE 52157, 1999.
22. Clegg, J.D., Bucaram, S.M. and Hein, N.W., New "Recommendations and Comparisons for Artificial Lift Method Selection", SPE 24834; and *Journal of Petroleum Technology*, 1128, 1993.

23. Ganesh C. Thakur, Phd, MBA “Reservoir Managment Of Mature Fields”; IHRDC, 1992.
24. Tesis: “Campos Maduros Y Marginales: Bases Y Criterios Para Su Explotación”, IPN, México, 2010. Pineda Quintana Eder Gabriel.
25. Tesis: “Explotación De Reservas Bajo Condiciones De Marginalidad”, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma México, 2010. Gutiérrez Mojica Jesús.
26. Muñoz Rodríguez Álvaro Fabián & Torres Torres Edgar “Evaluación Técnica de las Estrategias de Levantamiento Artificial Implementadas en Campos Maduros. Diseño de una Herramienta Software de Selección” UIS, Bucaramanga, 2007.
27. Hans Andreas Aronsen Bård Osdal “El tiempo lo dirá: Contribuciones clave a partir de datos sísmicos de repetición” Oil Field Review, Statoil, 2004.
28. C.T Sawabini & Emmanuel O. Egboah “Reservoir Management Key Performance Indicator”, SPE 38091, 1997.
29. Tesis: “Apuntes De La Asignatura De Administración Integral de Yacimientos” Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México, Pérez Salas Norma, 2000.
30. Kermit E. Brown, Vol. 4 “The Technology of Artificial Lift Methods”, PennWell Book, 1984.
31. Kermit E. Brown; “Nodal Systems Analysis Of Oil And Gas Wells” SPE 14714, 1985.
32. R. Gaskari, S.D. Mohaghegh and J. Jalali “An Integrated Technique For Production Data Analysis With Application To Mature Fields” SPE 100562, 2006.
33. Tesis “Propiedades De La Roca Y Los Fluidos En El Reservorio de Petróleo” EUDEBA, Argentina, Bidner Mirtha Susana. 2001.

34. Tesis “Modelo Hidráulico para la Planeación de la Perforación de Pozos de Alcance Extendido en la Cuenca Terciaria de Veracruz”, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México, Sánchez Martínez Jesús, 2008.
- 35., Tesis “Perforación Horizontal”, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México, Mendoza Aguilar Arturo & Pichardo H. Ricardo, 2000.
36. Tesis “La Explotación de Petróleo y Gas en Campos Maduros y Campos Marginales del Noroeste Peruano –Impacto de la Normatividad Aplicable”, Perú, Alta Mori Filomeno M, 2006.
37. Joe Dunn Clegg. “Production Operations Engineering, Volume IV” Petroleum Engineering Handbook, Larry W. Lake, Editor-in-Chief, 2007.
38. T.E.W. Nind, “Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros”, Editorial LIMUSA, 1987.
39. Farouq Alí, S.M. y Thomas, S.: The Promise and Problems of Enhanced Oil recovery Methods, JCPT, 1996, Vol.35, No. 7.
40. Klins, M.: “Carbon Dioxide Flooding”, IHDRP Publishers, Boston 1984.
41. PDVSA, “Recobro Adicional de Petróleo por Métodos Convencionales”, CIED, 1997.
42. Manuuel, J.: “Recobro Adicional de Petróleo por Métodos No Convencionales”, Instituto de Investigaciones Petroleras- Fundación Laboratorio de Servicios Técnicos Petroleros, Universidad de Zulia, 1990.
43. Ferrer, J.: Desplazamiento Miscible de Petróleo con Dióxido de Carbono, Universidad de Zulia, Escuela del Petróleo, Maracaibo – Venezuela, 1978.
44. Francisco Javier García Gómez “Fundamentos para la selección y aplicación de los procesos de recuperación mejorada de hidrocarburos en México”, México, 2004.

-
45. Holm, L.W. y Josendal, V.A.: "Effect of oil Composition on Miscible type Displacement by Carbon Dioxide", Proc. 1st Joint SPE/DOE Symposium on Enhanced Oil Recovery, 1980.
 46. Maqsood Ahmad Rafique & Usman Ali. "Microbial Enhanced Oil Recovery (MEOR) with Special Emphasis to the Uneconomical Reserves", SPE 113272, 2008.
 47. Ferrer, J.: "Recuperación de petróleo por Métodos térmicos, Petróleo y Tecnología", 1977 Vol. 1, N° 1, 33-34.
 48. Paris de Ferrer, M.: Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos, Ediciones Astro Data S.A. segunda edición, 2001.
 49. Baca Urbina Gabriel: "Evaluación de Proyectos" UPIICSA (IPN) Editorial MacGraw- Hill, Revisión técnica: Lourdes Arellano Bolio. 4ta. Edición; 2006.
 50. Bailey William, et al "Riesgos Medidos" Oil Field Review; Instituto Tecnológico de Massachusetts. , 2001.
 51. Neri Ulises "Apuntes de Evaluación Económica de Proyectos", Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, 2009.
 52. Schlumberger. "Metodología de Proyectos de Explotación" 2009.
 53. Schlumberger. "Teoría y probabilidad para la evaluación de proyectos de Explotación"; 2009.
 54. Pemex 2011 Presentaciones del Foro Explotación de Campos Maduros, 11 y 12 de abril de 2011 "Contratos Integrales de EP", "Aspectos legales EP Pemex" "Régimen Fiscal Pemex para Campos Marginales".
 55. Global Energy "Nuevas Licitaciones (New Public Tenders)" Edición Especial publicada por el periódico. Marzo, 2011.
 56. Tesis "Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos" Universidad Surcolombiana, 2004.

- 57.** Tesis “Metodología para el aseguramiento de flujo de crudo pesado”, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México, Anguiano Alvarado, Aliskair Alberto. 2009.
- 58.** Bucaram, S.M., “Managing Artificial Lift”, SPE 26212, 1994
- 59.** Aitken K.J., Allan J.C., Brodie A.D., Holmes J. D., “Combined/Auto Gas Lift Completions in High GOR/High Sand Well on the Australian Northwest Shelf”, SPE 64466, 2000.
- 60.** Brown, Kermit E. “Overviwe of Artificial Lift System” SPE 09979, 1982
- 61.** Saputelli, L. “Combined Lift Artificial System – An Innovative Approach”, SPE 39041, 1997.
- 62.** Naguib, M. A. & Bayoumi, A. “Guideline of Artificial Lift Selection for Mature Field”, SPE 64428, 2000.
- 63.** Mr. Philippe Charlez, “Management of mature field – a key for the energetic future”, 19th World Petroleum Congress, Spain, 2008.
- 64.** Chris J. Cheatwood & Alfredo E. Guzman. “Comparison of Reservoir Properties and Development History: Spraberry Trend Field, West Texas and Chicontepec Field, Mexico”, SPE 74407, 2002.
- 65.** Fleckenstein W.W, Coombs S.F. & Edwards E. B. “Redevelopment Activities in the Carpinteria Field Offshore Santa Barbara County, California: Slimhole Horizontal Reap Big Benefits” SPE 62530, 2000.
- 66.** Pande P.K., Clark M.B., Blasingame & Doublet L. “Data Acquisition Desig and Implemation: Opportunities and Challenges for Effective Programs in Mature Reservoir”, SPE 27760, 1994.

-
- 67.** Coste J.F. & Valois J.P.. “An Innovative Approach for the Analysis of Production History in Mature Fields: A Key stage for Field Re- engineering” SPE 62880, 2000.
- 68.** Palke M.R. & Rietz D.C. “The Adaptation of Reservoir Simulation Models for Use in Reserves Certification Under Regulatory Guidelines or Reserves Definitions”, SPE 71430.
- 69.** Mathis Stephen P., Brienrley Gary, Sickles Kurt & Don Nelson. “ Water-Fracs Provide Cost- Effective Well Stimulation Alternative in San Joaquin Valley Wells”, SPE 62521, 2000.
- 70.** Fabel G., Neunhoffer T. Rudschinski D., Sasse J & Scheer T. “ Reservoir Management of Mature Oil Fields by Integrated Field Development Planning”, SPE 54114, 1999.
- 71.** Sams M.S., Atkins D. Said N. & Parwito E.. “Stochastic Inversion for High Resolution Reservoir Characterisation in the Central Sumatra Basin”, SPE 57260, 1999.
- 72.** Coste J.F., Valois J.P. “Data Mining Techniques For Optimizing Fast Track Re-engineering of Mature Foelds” SPE 78333, 2002.
- 73.** Schulte W.M. & Rossen Van. “Current Challenges in the Brent Field” JPT, December 1994, SPE 26788.
- 74.** Yap Kon Fah, R.R Carter & W. Walton. “Technology- Driven Infill Oil Development of a Mature Offshore Area, Bruneri Darussalam” SPE 38051, 1997.
- 75.** Mezzomo C.C, D.J. Schiozer. “ Methodology for Water Injection Strategies Planning Optimization Using Reservoir Simulation”, PETSOC, 2002-121.
- 76.** Resnyanskiy P.”Development of Marginas/Mature Oil Fields: A Case Study of the Sinclair Field”, SPE, 134227, 2010.

- 77.** Ferreira Ida, M., Malagutti D.M. “Exploitation Evolution of a Mature Oil Field from Campos Basin, Brazil” SPE 77670, 2002.
- 78.** Pauzi N., Low F.N y Abas A. “Revitalizing The West Lutong Field” SPE 57266, 1999.
- 79.** Schiozer D.J.. “Use of Streamline and Quality Map in the Optimization of Production Strategy of Mature Oil Fields”, SPE 94746, 2005.
- 80.** Shaheen S.E. & EL- Menyawy M.. “Engineering and Economical Concerns on Cost Recovery Treatment for Sharing Production Facilities” SPE 56455, 1999
- 81.** Bush K.R., Wakefield J. & Shepherd. M. “Fife Field UK – Rejuvenation of a Mature Asset” SPE 71846, 2001.
- 82.** Guimaraes M.S., Schiozer D.J. & Maschio C. “Use of Streamlines and Quality Map in the Optimization of Production Strategy of Mature Fields” SPE 94746, 2005.
- 83.** Pretto Lorenzo & Ghareeb Mohamed. “Cost Control & Development and Production of Egyptian Western Desert Marginal Fields”, SPE 36849, 1996.
- 84.** Terzian G.A., Enright J.M. & Brashear J.P. “Financial Incentives for Marginal Oil and Gas Production”, SPE 30045, 1995.
- 85.** Naguib, M. A, Bayoumi A., El Battrawy, A. “Guideline of Artificial Lift Selection for Mature Field”, SPE 64428, 2000.
- 86.** Paris de Ferrer, Magdalena. “Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos”, Segunda edición, Ediciones Astro Data, 2001.

87. López Jiménez Bruno A. "Pruebas de Decremento de Presión", Apuntes de Caracterización Dinámica de Yacimientos, 2011.
88. Cinco Ley Heber "Nuevos Conceptos en el Diseño, Conducción e Interpretación de Pruebas de Incremento de Presión".

DIRECCIONES DE INTERNET CONSULTADAS.

89. www.pemex.com
90. www.dof.gob.mx
91. www.senado.gob.mx
92. www.diputados.gob.mx
93. www.lacomunidadpetrolera.com
94. <http://www.businessdictionary.com>
95. catarina.udlap.mx/u_dl_a/tales/documentos/mip/carreon_s_r/capitulo4.pdf
96. www.pruebasdepresion.com

ANEXO 1.

CONCEPTOS BÁSICOS.

En esta sección se presentan algunos conceptos de consideración con el fin de retomar la base teórica para la toma de decisiones en campos maduros y así optimizar la recuperación de hidrocarburos.

Reserva remanente. Volumen de hidrocarburos medido a condiciones atmosféricas, que queda por producirse económicamente de un yacimiento a determinada fecha, con las técnicas de explotación aplicables. Es la diferencia entre la reserva original y la producción acumulada de hidrocarburos a una fecha específica.

Composición del fluido. La composición está referida a cada uno de los compuestos que forman la mezcla del fluido, desde los hidrocarburos como el metano, etano, propano, butano, etc. Y los no hidrocarburos que son las impurezas tales como el nitrógeno, oxígeno, helio, bióxido de carbono, ácido sulfhídrico, etc.

Viscosidad del aceite (μ_o). Es la propiedad de resistencia al esfuerzo cortante. Además, la viscosidad puede ser vista como la resistencia interna de un fluido a fluir y por lo tanto, depende en gran medida de la densidad y la composición. Usualmente el líquido pesado tiene una mayor viscosidad que un líquido ligero. La unidad de medida es el centipoise o poise.

$$\mu = v * \rho \text{ [cp]}$$

Donde: μ = Viscosidad dinámica o absoluta

V = Viscosidad cinemática

P = Densidad del fluido

[cp] = (gr/cm * seg)

Densidad API. Es la densidad que describe cuan pesado o liviano es el petróleo comparado con el agua, y así diferencia la calidad del crudo

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{densidad} - 131.5$$

Crudos mexicanos de exportación:

Maya	21 - 22 °API
Istmo	32 - 33.6 °API
Olmeca	38 - 39.3 °API
Altamira	15 - 16.5 °API

Saturación de un fluido (S_f). Es una medida del volumen del fluido con respecto al espacio poroso de una roca, a las condiciones de presión y temperatura a las que se encuentra el yacimiento. Es un parámetro necesario para determinar la cantidad de hidrocarburos contenidos en la roca.

$$S_f = \frac{V_f @ c. y.}{V_p @ c. y.}$$

Saturación remanente (S_r). Es la saturación que se tiene después de un periodo de explotación, en una zona determinada; dependiendo de los movimientos de los fluidos, los procesos a los cuales está siendo sometido el yacimiento y el tiempo, esta puede ser igual o menor que la saturación inicial.

Permeabilidad absoluta (K_a). Es aquella en la cual se considera un fluido mojante presente en el medio poroso saturado al 100%.

Permeabilidad efectiva (k_e). Se considera que en el medio poroso se tiene presente más de un fluido, es decir, dos fases por lo menos en el sistema. Se dice que la permeabilidad efectiva es la permeabilidad de un fluido comparado con otro fluido, siempre la permeabilidad efectiva son menores que la permeabilidad absoluta.

Permeabilidad relativa (K_r). Es la relación que existe entre la permeabilidad efectiva de cualquier fluido con respecto a la permeabilidad absoluta ($k_r = K_{ef} / K_a$). Se expresa en fracción ya que nunca es mayor a uno ($0 \leq k_r \leq 1$). Esta permeabilidad en otras palabras, indica la facilidad de flujo de un fluido a través de la roca, en presencia de otro y otros fluidos comparados con la facilidad de flujo que se tendría si únicamente fluyera un fluido.

Movilidad. Es la relación que existe entre la permeabilidad efectiva y la viscosidad de un fluido.

$$\lambda_f = \frac{k_f}{\mu_f}$$

Numero de Reynolds (N_{Re}). La resistencia del flujo de un fluido es relacionado por un número adimensional N_{Re} conocido como el número de Reynolds.

$$N_{Re} = \frac{\rho v d}{\mu}$$

donde:

ρ = densidad del fluido

v = velocidad del fluido

μ = viscosidad absoluta del fluido

d = algunas características dimensionales del pasaje (e.g. diámetro).

Este número es usado para determinar el tipo de flujo. El flujo laminar se presenta cuando el Número de Reynolds es menor a 2000. Por otro lado, si el flujo es turbulento el número de Reynolds será mayor a 4000, cabe mencionar que entre 2000 y 4000 el número de Reynolds está en la etapa de transición.

N_{Re} puede ser usado para comparar el flujo de fluidos bajo diferentes condiciones de velocidad, viscosidad y densidad.

Relación de movilidad. Es una medida de la inyección de agua de un pozo con relación a la productividad del petróleo. Esto indica que después de que el espacio poroso es llenado con líquido, la variación de inyección dependerá de la razón de movilidad.

Es una relación entre el fluido desplazante sobre el desplazado.

$$M = \frac{\lambda_{desplazante}}{\lambda_{desplazado}} = \frac{\mu_o k_{rw}}{\mu_w k_{ro}}$$

Si $M < 1$, significa que el crudo se mueve más fácilmente que el agua, si $M = 1$ significa que ambos fluidos tienen igual movilidad y si $M > 1$, significa que el agua es muy móvil con respecto al crudo.

Tensión interfacial y superficial. La interfase que separa a dos fases es una región con solubilidad limitada, que a lo sumo tiene el espesor de unas pocas moléculas. Se puede visualizar como una barrera que se forma debido a que las fuerzas atractivas entre las moléculas de la misma fase son mucho mayores que aquellas que existen en dos fases diferentes. La tensión superficial es una propiedad termodinámica fundamental de la interfase. Se define como *la energía disponible para incrementar el área de la interfase en una unidad*. Cuando dos fluidos están en contacto, las moléculas cerca a la interfase se atraen desigualmente por sus vecinas porque unas son más grandes que las otras, esto origina una superficie de energía libre/unidad de área que se llama tensión interfacial. En otras palabras, es la unidad de fuerza/unidad de longitud. La tensión interfacial, σ , es la tensión que existe entre la interfase de dos fluidos inmiscibles. Es una medida indirecta de la solubilidad. A medida que la tensión interfacial se hace más baja, las dos fases se aproximan más a la miscibilidad. Si los fluidos son un líquido y su vapor, entonces se aplica el término de *tensión superficial*. A medida que el sistema se aproxima al punto crítico, las dos fases se hacen indistinguibles y la tensión superficial se hace cero. El valor de la tensión interfacial entre crudo y agua, σ_{ow} , oscila entre 10 y 30 dinas/cm (10 a 30 mN/m). La tensión superficial para sistemas hidrocarburos se puede calcular mediante:

$$\sigma^{1/4} = \frac{P}{PM} (\rho_L - \rho_{vapor})$$

Donde: $\sigma = \text{dinas/cm}$
 $\rho = \text{gr/cm}^3$
 $P = 40 + 2.38 * PM_{\text{liq}}$ (parámetro adicional característico de cada componente)

La tensión interfacial juega un papel importante en el recobro de petróleo especialmente en los procesos terciarios, ya que si este parámetro se hace despreciable, entonces existirá un único fluido saturando el medio, el cual, fluye más fácilmente.

Mojabilidad. Tendencia de un fluido en presencia de otro inmisible con él a extenderse o adherirse a una superficie sólida. Los compuestos polares orgánicos en el crudo reaccionan con la superficie de la roca convirtiéndola en mojabla por petróleo. Geológicamente el agua es mojabla. El grado de mojabla está relacionado de la siguiente forma: Gas < Oil < Agua. Cuando dos fluidos inmiscibles están en contacto, el ángulo formado por ellos (medido sobre el agua) se llama ángulo de contacto.

Medida de la mojabla. El ángulo de contacto es una medida indirecta de mojabla. Si $\theta < 90^\circ$ se dice que el sistema es mojabdo por agua y si $\theta > 90^\circ$ hace referencia a un sistema mojabdo por aceite.

Presión capilar. Se define como la diferencia de presión entre el fluido de la fase no mojabte y la fase mojabte, siempre se considera positiva. Por convención la presión capilar es negativa para sistemas mojabdos por aceite. Existen formaciones menos mojables, intermediamente mojables y fuertemente mojabla. La presión capilar tiene aplicaciones en simulación de yacimientos y en ingeniería de yacimientos para calcular, principalmente, la altura de la zona de transición y la saturación de agua irreducible.

$$P_c = \frac{2\sigma\cos\theta}{r}$$

Porosidad. Es el espacio disponible en la roca, que a su vez puede almacenar los fluidos presentes de la formación, por lo tanto es la relación del espacio vacío en la roca con respecto al volumen total de la roca, se expresa en fracción o porcentaje y se puede expresar como:

$$\square = \frac{V_p}{V_r} \quad \text{O bien} \quad \square = \frac{V_p}{V_p + V_s}$$

Donde: V_r = Volumen de roca $\longrightarrow V_r = V_p + V_s$
 V_p = Volumen de poros
 V_s = volumen de sólidos

Eficiencia de desplazamiento microscópico. Se relaciona con el desplazamiento o movilización del aceite a escala de poros y es una medida de la efectividad del Fluido Desplazante para mover el aceite en aquellos lugares de la roca donde dicho fluido contacta a el aceite. E_D , entonces, refleja la magnitud de la saturación del aceite residual S_{or} , en las regiones contactadas por el fluido desplazante.

$$E_M = \frac{1 - S_{or} - S_{wi}}{1 - S_{wi}}$$

Saturación crítica de un fluido. Es la saturación mínima necesaria para que exista escurrimiento de dicho fluido en el yacimiento.

Comprensibilidad. Se define como el cambio de volumen que sufre un volumen unitario por unidad de variación de presión a una temperatura constante.

$$C = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_T ; \left[\frac{1}{Kg/cm^2} \right]$$

Relación gas disuelto en el aceite (Rs). O relación de solubilidad, es definida como el volumen de gas disuelto en el aceite a ciertas condiciones de presión y temperatura del yacimiento, por cada unidad de volumen de aceite, medido ambos volúmenes a condiciones base (P=14.69 lb/pg² y T=60 °F). Este factor es sólo para yacimientos de aceite y su gas disuelto.

$$R_s = \frac{\text{Volumen de gas disuelto en el aceite @ C.Y.}}{\text{Volumen de aceite @ C.S.}} ; \left[\frac{m^3}{m^3} \right]$$

Relación gas aceite (RGA). La relación gas-aceite, son los metros cúbicos de gas producidos (el cual considera gas disuelto y gas libre en el yacimiento) por cada metro cúbico de aceite producido, medidos ambos volúmenes a condiciones estándar (P=14.69 lb/pg² y T=60 °F). Las condiciones de separación como presión, temperatura y número de etapas, afectan el valor de dicha relación.

$$RGA = \frac{\text{Volumen de gas @ C.S.}}{\text{Volumen de aceite @ C.S.}} ; \left[\frac{m^3}{m^3} \right]$$

Prueba piloto. Prueba que se lleva a cabo en un pequeño sector representativo de un yacimiento, en donde se efectúan pruebas similares a las que se llevarían a cabo en toda el área del yacimiento. El objetivo es recabar información y/u obtener resultados que puedan ser utilizados para generalizar una estrategia de explotación en todo el campo petrolero.

Tortuosidad.- La tortuosidad es la relación entre la longitud del tubo capilar equivalente al medio poroso (Lc) y la longitud del medio poroso (L).

$$T = \left(\frac{L_c}{L} \right)^2 \quad (15)$$

Lc= Distancia promedio recorrida por el flujo

L = Longitud entre dos superficies donde ocurre el flujo

Adjudicación directa: En Derecho Administrativo la adjudicación de un contrato ya sea de forma directa o por licitación pública o privada; es la fase por la cual luego de la preselección de candidatos, la administración elige con quién va a celebrar un determinado contrato, puede ser una persona física o jurídica. Son contrataciones regidas en general por el derecho público (cómo la concesión de un servicio público), aunque con algunas excepciones, como cuando se un contrato de arrendamiento.

Arbitraje. En Derecho, es una forma de resolver un litigio sin acudir a la jurisdicción ordinaria. Es una estrategia de resolución de conflictos junto a la negociación, mediación y conciliación.

Catastro. El término catastro es aquel que se usa para designar al censo o registro que tiene el Estado de los diferentes tipos de propiedades privadas y establecimientos existentes en su territorio. El principal objetivo del catastro es el conocimiento de tales espacios a fin de poder aplicar de manera adecuada y proporcional los correspondientes impuestos. El catastro puede servir además para el control y para la organización geográfica del espacio ya que permite conocer qué espacios están libres, cuáles están ocupados, cuáles deben ser renovados, etc. La palabra catastro proviene del griego *katastikhon*, que significa registro o censo.

Contenido Nacional. En los acuerdos comerciales internacionales firmados por México —en particular el Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN)— se define el concepto de contenido nacional; asimismo, se establecen los mecanismos para medirlo en las adquisiciones de bienes, servicios y obra pública. El grado de contenido nacional se define como la proporción del costo de los componentes nacionales respecto al valor total del bien o la obra adquirida.

Contrato Plurianual. En los contratos plurianuales de obra pública se considerará: (a) la incorporación de avances tecnológicos, (b) cambios en los costos de los trabajos, conforme a las modificaciones de las condiciones de mercado de los insumos o de los equipos utilizados, (c) modificaciones de las estipulaciones del contrato en lo relativo a conceptos no previstos y al volumen de trabajos contratados, y (d) el reconocimiento de gastos no especificados en el contrato, debidamente justificados.

Comisión Reguladora de Energía. Institución creada en 1994 encargada de promover el desarrollo eficiente de las actividades del sector energético del país, como:

- I. El suministro y venta de energía eléctrica a los usuarios del servicio público;
- II. La generación, exportación e importación de energía eléctrica, que realicen los particulares;
- III. La adquisición de energía eléctrica que se destine al servicio público;
- IV. Los servicios de conducción, transformación y entrega de energía eléctrica, entre las entidades que tengan a su cargo la prestación del servicio público de energía eléctrica y entre éstas y los titulares de permisos para la generación, exportación e importación de energía eléctrica;
- V. Las ventas de primera mano (VPM) del gas, del combustóleo y de los petroquímicos básicos. Por venta de primera mano se entenderá la primera enajenación que Petróleos Mexicanos y sus subsidiarios realicen en territorio nacional a un tercero y para los

efectos de esta Ley se asimilarán a éstas las que realicen a terceros las personas morales que aquellos controlen;

- VI. El transporte y distribución de gas, de los productos que se obtengan de la refinación del petróleo y de los petroquímicos básicos, que se realice por medio de ductos, así como los sistemas de almacenamiento que se encuentren directamente vinculados a los sistemas de transporte o distribución por ducto, o que formen parte integral de las terminales de importación o distribución de dichos productos;
- VII. El transporte y distribución de bioenergéticos que se realice por ductos, así como el almacenamiento de los mismos que se encuentren directamente vinculados a los sistemas de transporte o distribución por ductos, así como las terminales de importación o distribución de dichos productos.

Disposición. En el lenguaje jurídico también se utiliza con un sentido más estricto, para designar uno de los enunciados lingüísticos en el sentido en el cual se articula el texto de un acto jurídico (que en la actualidad los ordenamientos son generalmente por escrito). Las disposiciones que no coinciden necesariamente con partes del texto normativo como los artículos o párrafos.

Disputa. Es, en general, un conflicto, un debate o una controversia.

Enajenación. En un sentido jurídico, la enajenación implica la transferencia de un derecho real de un patrimonio a otro. La voz enajenación puede ser usada en un modo amplio o en un modo estricto. En un sentido amplio, enajenación implica la transferencia del dominio o cualquier otro derecho real entre dos patrimonios. Mientras que en un sentido estricto, la enajenación se refiere sólo al derecho real de dominio y no a los demás.

Erogación. Equivalente a gasto, dispendio, salida de efectivo o desembolso.

Estipulación. La estipulación (en latín stipulatio) consiste en una pregunta que es formulada por el estipulante a otra persona, la cual contesta congruentemente quedando obligada por su promesa, es decir, el estipulante se hace acreedor mientras que el promitente se vuelve deudor. Era la forma más ordinaria de generar una obligación entre un acreedor y un deudor.

Expedito. Del verbo expeditar, es decir que obra con rapidez y que es libre de estorbos y obstáculos.

Fiscalización. Inspección de las cuentas y actividades de los contribuyentes para ver si pagan correctamente sus impuestos al Estado.

Imputabilidad. Aptitud de la persona para responder de los actos que realiza.

Intérpota persona. Persona que, sin ser la interesada en la realización de un acto o contrato, se ostenta como tal para producirlo a beneficio de otra, que es la verdaderamente interesada, y que no podría celebrarlo legalmente en virtud de una prohibición legal existente al respecto.

Jurisdicción. (del latín iuris, «decir o declarar el derecho») es la potestad, derivada de la soberanía del Estado, de aplicar el Derecho en el caso concreto, resolviendo de modo definitivo e irrevocable una controversia, que es ejercida en forma exclusiva por los tribunales de justicia integrados por jueces autónomos e independientes.

Uno de los principales rasgos de la potestad jurisdiccional es su carácter irrevocable y definitivo, capaz de producir en la actuación del derecho lo que técnicamente se denomina cosa juzgada.

En sentido coloquial, la palabra "jurisdicción" es utilizada para designar el territorio (estado, provincia, municipio, región, país, etc.) sobre el cual esta potestad es ejercida. Del mismo modo, por extensión, es utilizada para designar el área geográfica de ejercicio de las atribuciones y facultades de una autoridad o las materias que se encuentran dentro de su competencia; y, en general, para designar el territorio sobre el cual un Estado ejerce su soberanía.

"Es la función pública, realizada por los órganos competentes del Estado, con las formas requeridas por la ley, en virtud de la cual, por acto de juicio, se determinan los derechos de las partes, con el objeto de dirimir sus conflictos y controversias de relevancia jurídica, mediante decisiones bajo autoridad de cosa juzgada, eventualmente factibles de ejecución".

Licitación. Es un proceso de concurso entre proveedores, para adjudicarse la adquisición o contratación de un bien o servicio requerido por una organización. En el ámbito público, los proveedores deben formular sus propuestas sujetándose a las bases fijadas por los organismos públicos, de entre las cuales se seleccionarán y aceptarán la(s) oferta(s) más conveniente(s).

Litigio. Un litigio es una controversia jurídica que surge entre dos o más personas. El término se utiliza habitualmente como sinónimo de juicio, pero su significado es algo más amplio. Su uso está más extendido en controversias jurídicas de carácter civil, mercantil o administrativo, y no tanto en juicios de carácter penal.

Otras formas de resolver un litigio son:

- El arbitraje.
- La negociación.
- La mediación.

Merma. Una merma es una pérdida o reducción de un cierto número de mercancías o de la actualización de un stock que provoca una fluctuación, es decir, la diferencia entre el contenido de los libros de inventario y la cantidad real de productos o mercancía dentro de un establecimiento, negocio o empresa que conlleva a una pérdida monetaria.

Técnicamente una merma es una pérdida de utilidades en término físico.

El inconveniente de una merma es que es inevitable.

Mutuamente excluyentes. Si dos o más eventos no pueden ocurrir al mismo simultáneamente se llaman eventos mutuamente excluyentes, es decir, que la intersección de ambos eventos es vacía.

Negligencia. Culpa es el término jurídico que, según Francesco Carrara, al igual que la negligencia, supone la "voluntaria omisión de diligencia en calcular las consecuencias posibles y previsibles del propio hecho".

A esta teoría se le han formulado diversas críticas, lo que no implica que no se reconozca que el concepto de previsibilidad desempeña un papel de importancia en la culpa, sino tan solo que ese elemento no puede considerarse como suficiente para servirle de fundamento, dado que en otras razones, aun siendo previsible el resultado, puede no darse la culpa, si el sujeto ha actuado con la debida diligencia y prudencia.

Rescisión. La rescisión es un concepto que hace referencia al negocio jurídico por el que se deja sin efecto, mediante declaración judicial, un negocio, contrato o acto jurídico. También conocida como la acción de nulidad de los contratos o negocios jurídicos, y en derecho notarial, como acción proforma.

Se entiende principalmente con respecto a los contratos, negocios o actos jurídicos que están afectados de la nulidad relativa, de la cual en la mayoría de las legislaciones anglosajonas, solo le es permitida intentarla a la persona en cuyo favor se ha establecido, a menos que sea ésta la que reporta un provecho o enriquecimiento

Remuneración. Percepción de un trabajador o retribución monetaria que se da en pago por un servicio prestado o actividad desarrollada.

Subsidiario: adj. Que concede o da en socorro de alguien, [Acción o responsabilidad] que suple o refuerza otra principal, ECON. [Empresa] delegada de una multinacional en el extranjero.

ANEXO 2.

ESTADO DEL ARTE EN CAMPOS MADUROS

Campo (Año descubierto)	Volumen de aceite original	Fluido inyectado (año de inicio)	Tipo de formación/ permeabilidad	μ aceite / ° API	Historia de recuperación (año de inicio)	Recuperación primaria y secundaria (Voi)	Recuperación terciaria incremental	Comentarios
Slaugther Estate Unit (1937)	0.65 MMstb	Prueba piloto de Gas ácido miscible (1976)	Carbonatos 6.4 md	1.38 cp	Inyección de agua (1972 y 1982), Gas Acido (1976)		18 y 15% del volumen original (95680 stb)	
Twofreds (Delaware) Unit (1957)	51 MMstb	CO2 (1974)	Arenisca 32 md	1.5 cp	Inyección de agua (1963) CO2 (1974)	16.4 % del (Prim. + Sec.)	Se observó una recuperación significativa	La recuperación incremental fue difícil de determinar
Weyburn (1956)	14 MMMbbl	CO2 Miscible (2000)	Carbonatos fracturados 1-100 md	0.5 cp	Inyección de agua (1960)	Recuperación Secundaria 25-35%	10% del volumen original de aceite (estimado)	
Ekofisk (1969)	6.7 MMM bbl	Nitrógeno Miscible	Calizas altamente fracturadas 0.1-10 (matriz) 200 (fractura)	33 ° API	Inyección de agua (1986) Prueba piloto (Formación Ekofisk) En todo el campo (Formación Tor)	24% Prim y Inyección de gas 5.5% (Inyección de agua)	Por debajo de lo considerado	2.5-61% del volumen original de aceite.
North Ward Estes (1929)	1.1 MMM bbl	CO 2 (1989)	Arenisca/limolita 15 md	14 cp 37° API	Inyección de agua (1955)	38.70%	4.3% del volumen original de aceite	
North Ward Estes (1929)		Espuma CO2 (1989)					Se observo poca recuperación incremental	Yacimiento Heterogéneo (barrido pobre)
HandII (1975)	0.3 billones de aceite	Gas pobre (inmiscible) 1995	Arenisca 10-2000 md	0.6-1 cp 31-34 ° API	Inyección de agua periférica	58 % (en 1.5 del campo)	1.2 % del volumen original de aceite (en 3 años) 7.4 % (después de 20 años)	Núcleos inyectados: Por agua 27% 3% terciaria
Kelly-Snyder (1948)	2.11 MMbbl		Caliza 20 md	0.35 cp	Inyección de agua interna (1954)		Estimación temprana : 23% del volumen original de aceite Estimación posterior: 8% del volumen original de aceite	CO2- Alternancia de agua-gas inmiscible

Resumen de las aplicaciones de inyección de gas reportadas (cuadro 1)

Campo (Año descubierto)	Volumen de aceite original	Fluido inyectado (año de inicio)	Tipo de formación/ permeabilidad	μ aceite / ° API	Historia de recuperación (año de inicio)	Recuperación primaria y secundaria (Voi)	Recuperación terciaria incremental	Comentarios
South Ward (1933)	8.8 MMbbl	Inyección de gas propano(miscible) Prueba piloto (1961)	Arenisca 40-300 md	3.4 cp	Inyección de agua (1954)	16% (Rec. Primaria) 47% (Rec. Secundaria)	37, 000 bbl en 2 años	Saturación residual de aceite después de la inyección: 18.7 % (núcleos) 19.3 % (volumen) 19.6%
Phegly Unit (1955)	9.6 MMbbl	LPG (1964)	Arenisca 0.6- 610 md en promedio 168 md	2.3 cp	Inyección de agua en 5 sitios patrón (1959)	Primaria- 21.4 % Sec. 20% (1959-1964)	3.4% del volumen de aceite original (1964-1971)	Saturación de aceite residual después de la inyección: 25%
Mitsue Gillwood Unit (1964)	770 MMbbl	Gas enriquecido con LPG	Arenisca 64-250 md		Inyección de agua periférica (1968)	Primaria: 1.7% Sec.: Inyección de agua 45%	12. 2% estimado	Datos de núcleos: 58% de Inyección de agua + 26-36 % solvente
Brookhaven (1943)		Agua+ Gas (1965)	Arenisca 56 md	26-40 ° API	Inyección de gas (1948) Gas- Agua producidos (1957)		5 MMbbl (la mitad de aceite residual)	
Little Creek (1958)	102 MMstb	CO 2 (1972)	Arenisca 33 md	0.4 cp	Inyección de agua periférica (1962-1970)	Pr. + Sec: 54% (25% por inyección de agua)	Piloto: 122,200 bbls entre 1973 y 1977	
Jay/LEC (1970)	728 MMbbl	N2 Miscible (1981)	Carbonatos profundos 3 md	0.18 cp	Inyección de agua (1974)	El objetivo fue de 346-373 MMbbl 51% del volumen de aceite original	Objetivo: 47 MMbbl (6.5 del volumen de aceite original)	2.9 % del volumen de aceite original (1981-1984) 2MMbbl (1984) 7-10% del volumen original (2002)
Garber (1916)		CO2 prueba piloto (1981)	Caliza	47° API	Inyección de agua (1948)	84 MMbbl (Rec. Primaria y Secundaria)	70,000 bbl (1984) 11% del volumen de aceite original en prueba piloto	Núcleos: inyección de agua: 24-35% CO2: 2-21% (con presión incremental)

Resumen de las aplicaciones de inyección de gas reportadas (cuadro 2)

Resumen de las aplicaciones de inyección de gas reportadas (cuadro 3)

Campo (Año descubierto)	Volumen de aceite original	Fluido inyectado (año de inicio)	Tipo de formación/ permeabilidad	μ aceite / ° API	Historia de recuperación (año de inicio)	Recuperación primaria y secundaria (Voi)	Recuperación terciaria incremental	Comentarios
Abu Dhabi Costa afuera		Gas inmiscible (1997)	Carbonatos				Objetivo inicial 2% del volumen de aceite original	Lab: 17% del volumen de aceite original
Wasson (1935)		CO2 continuo después WAG (1981)	Carbonatos		Inyección de agua periférica (1964)	35% (Pr. +Sec)	15% del volumen de aceite original y 14.2 MMbbl (1983-2000)	Patrones irregulares no adecuados para CO2.
East Vacuum Grayburg San Andreas (1938)	260 (millones de stb)	CO2-WAG (1985)	Carbonatos (wackstone-packstone) 11 md	1 cp 38 ° API	Inyección de agua (1958) (80 acres en 9 sitios)	40% (Pr. +Sec)	21-30 MMstb (8-11% del volumen de aceite original)	

WAG: wáter-alternating- gas

Campo (Año descubierto)	Volumen de aceite original	Fluido inyectado (año de inicio)	Tipo de formación/ permeabilidad	μ aceite / ° API	Historia de recuperación (año de inicio)	Recuperación primaria y secundaria (Voi)	Recuperación terciaria incremental	Comentarios
Whittier (1966)		Cáustico (1966)	320-495 md	40 cp 20 °API	Inyección de agua (1968)	La recuperación secundaria fue débil (Inyección de agua)	350, 000-470, 000 stb (para 1973)	Reducción de la tensión interfacial de 20 a 0.002 dinas /cm.
Breadford		Sedimento miscelar(Mezcla de crudo surfactantes y polimeros)	Arenisca y limolita (82md)	5 cp 45° API			En promedio 57%	Saturación de aceite después de inyección de agua: 28- 35 %
Loudon		Microemulsión	Areniscas	6-7 cp 39°API	Prim: 13 años Sec: 38 años	Aproximadamente 50% (Pr+ Sec en el campo)		Recuperación de núcleos: 20-75% de Saturación residual de aceite.
Oerrel (1954)		Inyección de polímeros (1975)	Areniscas	2.2 cp 38 °API		19.5% (Pr+Sec)	Aproximadamente el 20% del volumen de aceite original	Valor final de predicción del 28%
Hankensbuettel (1958)		Inyección de polímeros (1977)	Areniscas	2.2 cp 38 °API		36% (Prim + Sec)	12.5% del volumen de aceite original (predicción)	
Marmul (1956)	390 MM m ³	Prueba de inyección de polímero (5 sitios) (1986)	Alta permeabilidad en las arenas (Por arriba de 10 Darcys)	80 cp		Modelo estudiado: Pr: 20-30% (Inyección de agua) Sec: 25-30% (Inyección de Polímeros)	59% de volumen de aceite original en la prueba piloto	
Glenn Pool (1905)	11.5 MMbbl	Inyección de surfactantes (sulfatos + dos alcoholes) (1982)	Areniscas (150 md)	4 cp 37 °API	Inyección de agua (1950)	70% (Pr.+ Sec)	1.14 MMbbl (10% del volumen de aceite original) (1979-1992)	Grandes cantidades de surfactante en la recuperación

Resumen de las aplicaciones de inyecciones químicas reportadas (cuadro 1)

Campo (Año descubierto)	Volumen de aceite original	Fluido inyectado (año de inicio)	Tipo de formación/ permeabilidad	μ aceite / ° API	Historia de recuperación (año de inicio)	Recuperación primaria y secundaria (Voi)	Recuperación terciaria incremental	Comentarios
Big Muddy		Baja tensión interfacial (sulfatos y sodio) seguido por un 50% de polímero (1973-1978) 5 sitios pilotos (uno productor)	Areniscas (52 md)	4 cp 35° API	Inyección de agua (1953)	En el área de prueba piloto: 85 % del volumen de aceite original	14,382 bbl	(1, 032 preflush, 13, 350 Te)
Ponwall Ranch (1974)		Álcali+Surfactante (1996)	Areniscas (20 md)	8 cp 26° API	Inyección de agua (1984)		Se incremento el gasto de aceite de 9000 a 12, 500 bbl/mes	Se incremento el gasto de inyección de 12, 00 a 17, 500 bbl/ mes después de los químicos
Tanner-Minnelusa B	2.6 MMbbl	Álcali+Surfactantes+Polímeros (ASP) (2000-2002)		11 cp 21 API	Inyección de agua	El corte de aceite fue de 43% cuando empezó ASP	33, 000 m ³ (31% del volumen de aceite original)	
Saertu Sand		Alcalí+ Surfactante+ Polímeros Prueba piloto- 4 inyectores (1994)	Areniscas		Inyección de agua	Se incremento el corte de agua de 17% a 48% después de la inyección de agua	65, 000 bbl de aceite incremental	
Rapdan Pool (1955)		Polímeros (1985)			Inyección de agua (1962)		15 % del volumen de aceite original estimado	Piloto: 41 % del volumen de aceite original Núcleos: 39% del volumen de aceite original

Resumen de las aplicaciones de inyecciones químicas reportadas (cuadro 2)

Campo (Año descubierto)	Volumen de aceite original	Fluido inyectado (año de inicio)	Tipo de formación/ permeabilidad	μ aceite / ° API	Historia de recuperación (año de inicio)	Recuperación primaria y secundaria (Voi)	Recuperación terciaria incremental	Comentarios
David Pool (1970)		Polímero-Alcalino (1987)	Areniscas (1.4 Darcies)	32 cp 23 ° API	Inyección de agua (1978)	Primaria: 5. 3% Inyección de agua: 18.1 %	Área piloto: 52% del volumen de aceite original (Pr. y Sec.) 22% del volumen de aceite original (Ter. Polímeros)	Lab.: 74% del volumen de aceite original (24% de Ter. Polímeros)
Daqing		Álcali+Surfactante + Polímero 4 intervenciones (5 sitios) (1994)	Areniscas (1.4 Darcies)	11.5 cp 25 ° API	Inyección de agua	Inyección de agua: 21.3%	Producción total: (Pr. +Sec.+ Ter) 49% del volumen de aceite original	Ter: 31% en el área piloto
Bell Creek	0.15 MMbbl	Polímero- Micelar (aceite soluble / sulfonatos) (1979-1984) 5- sitios patrones	Areniscas (1 Darcy)	3 cp 32° API		34% en recuperación Primaria 15% inyección de agua	19%	
North Burbank	1.4 MMbbl	Polímero-Micelar (sulfonato) 9, 5- sitios patrones	Areniscas (50 md)	3 cp 39° API	Inyección de agua (1954)	25% (Primaria) 5% (Inyección de agua)	19%	
Robinson M-1	4.24 MMbbl	Polímero-Micelar (sulfonato) (1977) a nivel campo	Arenicas (103 md)	6 cp 36° API		60%	20 % del 40% remanente	
Manvel		Polímero- Micelar (sulfonato) 2 inyectoras, 3 productores	Areniscas (500 md)	4 cp 29° API		70%	44% de remanente 30% de aceite	

Resumen de las aplicaciones de inyecciones químicas reportadas (cuadro 3)

Campo (Año descubierto)	Volumen de aceite original	Fluido inyectado (año de inicio)	Tipo de formación/ permeabilidad	μ aceite / ° API	Historia de recuperación (año de inicio)	Recuperación primaria y secundaria (Voi)	Recuperación terciaria incremental	Comentarios
Field H (1994)		Aire				Pr + Sec (inyección de agua) producida 93% de la reserva	Recuperación adicional 200, 000 stb (en 1 año) 400, 000 stb después de 3 años	Pruebas de núcleos: 31 % de l volumen de aceite original (Inyección de agua) 6% del volumen de aceite original (Aire)
Loco Field		Agua caliente Piloto-Invertido 5 sitios (1961-62)		600 cp	Inyección de agua		La recuperación total fue de aproximadamente 4, 000 bbl	La inyección de agua se incremento 200-400%
Medicine Pole Hills (1967)		Inyección de aire (1985)	Carbonatos profundos (1-30 md)	39° API		Recuperación Primaria: 15%	A partir de 1995 incremento en el aceite: 1 MMbbl (2.5 del volumen de aceite original)	

Resumen de las aplicaciones de inyecciones térmicas reportadas

ANEXO 3.

DECRETO DE LA REFORMA ENERGÉTICA EN LOS QUE SE MENCIONA A CAMPOS MADUROS.

Resumen del Decreto por que se reforma y adiciona el artículo 33 de la Ley orgánica de la administración pública federal.

Diario Oficial de la Federación, Viernes 28 de noviembre de 2008.

En este artículo las menciones legales que corresponden a la explotación de Campos Maduros en México son las fracciones IV, V, VII, VIII y XII.

IV. Promover que la participación de los particulares en las actividades del sector sea en los términos de la legislación y de las disposiciones aplicables;

V. Llevar a cabo la planeación energética a mediano y largo plazos, así como fijar las directrices económicas y sociales para el sector energético paraestatal.

La planeación energética deberá atender los siguientes criterios: la soberanía y la seguridad energéticas, el mejoramiento de la productividad energética, la restitución de reservas de hidrocarburos, la reducción progresiva de impactos ambientales de la producción y consumo de energía, la mayor participación de las energías renovables en el balance energético nacional, la satisfacción de las necesidades energéticas básicas de la población, el ahorro de energía y la mayor eficiencia de su producción y uso, el fortalecimiento de las entidades públicas del sector energético como organismos públicos, y el apoyo a la investigación y el desarrollo tecnológico nacionales en materia energética;

VII. Otorgar, y en su caso, cancelar permisos y autorizaciones en materia energética, conforme a las disposiciones aplicables;

VIII. Otorgar, rehusar, modificar, revocar y, en su caso, cancelar asignaciones para exploración y explotación de hidrocarburos, tomando en consideración los dictámenes técnicos que emita la Comisión Nacional de Hidrocarburos;

XII. Regular y en su caso, expedir normas oficiales mexicanas sobre producción, comercialización, compraventa, condiciones de calidad, suministro de energía y demás aspectos que promuevan la modernización, eficiencia y desarrollo del sector, así como controlar y vigilar su debido cumplimiento.

Resumen del Decreto por el que se expide la Ley de la comisión nacional de hidrocarburos.

Diario Oficial de la Federación, Viernes 28 de noviembre de 2008.

En esta ley se describen las funciones de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, entre las que se han destacado aquellas que aplican a la explotación de Campos Maduros:

En principio el Artículo 2 de esta ley menciona que la Comisión Nacional de Hidrocarburos tendrá 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, incluyendo los estados intermedios, y que compongan el aceite mineral crudo, lo acompañen o se deriven de él, así como las actividades de proceso, transporte y almacenamiento que se relacionen directamente con los proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos.

Se exceptúan de su objeto:

I. La refinación, el almacenamiento, el transporte, la distribución y las ventas de primera mano del petróleo y los productos que se obtengan de su refinación;

II. La elaboración, el almacenamiento, el transporte y las ventas de primera mano del gas;

III. Todo lo relacionado con el gas asociado a los yacimientos de carbón mineral, y

IV. La elaboración, el almacenamiento, el transporte, la distribución y las ventas de primera mano de aquellos derivados del petróleo y del gas que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas, que constituyan petroquímicos básicos.

Los artículos que corresponden al tema de esta capítulo son el Artículo 3 inciso a, c, d y e y el artículo 4 fracciones I, III, VI, VII, VIII, XIII, XV, XIX, XXI, XXII y XXIII. Estos artículos se describen a continuación:

Artículo 3: Para la consecución de su objeto, la Comisión Nacional de Hidrocarburos deberá apegarse estrictamente a la política de hidrocarburos, a la Estrategia Nacional de Energía y a los programas que emita la Secretaría de Energía y ejercerá sus funciones, procurando que los proyectos de exploración y extracción de Petróleos Mexicanos y de sus organismos subsidiarios se realicen con arreglo a las siguientes bases:

a) Elevar el índice de recuperación y la obtención del volumen máximo de petróleo crudo y de gas natural en el largo plazo, en condiciones económicamente viables, de pozos, campos y yacimientos abandonados, en proceso de abandono y en explotación.

c) La utilización de la tecnología más adecuada para la exploración y extracción de hidrocarburos, en función de los resultados productivos y económicos.

d) La protección del medio ambiente y la sustentabilidad de los recursos naturales, en exploración y extracción petrolera.

e) La realización de la exploración y extracción de hidrocarburos, cuidando las condiciones necesarias para la seguridad industrial.

Finalmente en el Artículo 4 de esta ley, se describen las atribuciones que corresponden a la Comisión Nacional de hidrocarburos y que destacan para la explotación de los Campos Maduros y que pertenecen a las siguientes fracciones de este artículo.

I Aportar los elementos técnicos para el diseño y definición de la política de hidrocarburos del país, así como para la formulación de los programas sectoriales en materia de exploración y extracción de hidrocarburos, conforme a los mecanismos establecidos por la Secretaría de Energía;

III Establecer las disposiciones técnicas aplicables a la exploración y extracción de hidrocarburos, en el ámbito de su competencia y verificar su cumplimiento;

V. Establecer los lineamientos técnicos que deberán observarse en el diseño de los proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos, escuchando la opinión de Petróleos Mexicanos. Estos lineamientos señalarán los elementos específicos que en general los proyectos de exploración y extracción deban contener, entre otros:

b) Las tecnologías a utilizar para optimizar la explotación en las diversas etapas de los proyectos.

c) El ritmo de extracción de los campos.

d) El factor de recuperación de los yacimientos.

e) La evaluación técnica del proyecto.

f) Las referencias técnicas conforme a las mejores prácticas.

VI. Dictaminar técnicamente los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos, previo a las asignaciones que otorgue la Secretaría de Energía, así como sus modificaciones sustantivas. La ejecución de las obras, trabajos y servicios del proyecto y su funcionamiento se realizarán conforme a lo establecido en el reglamento correspondiente;

VII. Formular propuestas técnicas para optimizar los factores de recuperación en los proyectos de extracción de hidrocarburos;

VIII. Establecer mecanismos de evaluación de la eficiencia operativa en la exploración y extracción de hidrocarburos;

XIII. Supervisar, verificar, vigilar y, en su caso, certificar el cumplimiento de sus disposiciones. Para ello, podrá ordenar visitas de inspección, la instalación de instrumentos de medición, la entrega de información y la comparecencia de funcionarios de Petróleos Mexicanos y de sus organismos subsidiarios. La Comisión deberá dar aviso a la Secretaría de Energía de las violaciones que detecte al marco normativo

XV. Emitir opinión sobre la asignación o cancelación de asignación de áreas para fines de exploración y explotación petrolíferas a que se refiere el artículo 5o. de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo;

XIX. Supervisar, verificar, vigilar e inspeccionar la aplicación y el cumplimiento de las normas oficiales mexicanas que en la materia de su competencia se expidan;**XXI.** Establecer y llevar un Registro Petrolero, que será público, en el que por lo menos deberán inscribirse:

a) Sus resoluciones y acuerdos.

b) Los dictámenes, disposiciones y normas que expida.

c) Los convenios, contratos y actos jurídicos que deban constar en el Registro.

d) Los Decretos de ocupación provisional, de ocupación definitiva o de expropiación de terrenos que se requieran para la industria petrolera, que obren en el Catastro Petrolero.

e) Las asignaciones de áreas para los efectos del artículo 5o. de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, que obren en el Catastro Petrolero.

f) Los Decretos Presidenciales que establecen zonas de reservas petroleras, que incorporan o desincorporan terrenos a las mismas, que obren en el Catastro Petrolero.

g) Los demás documentos que señalen otros ordenamientos.

XXII. Instaurar, tramitar y resolver los procedimientos administrativos de toda índole, que con motivo de sus atribuciones se promuevan;

XXIII. Determinar las violaciones a las disposiciones y normatividad técnica que emita, tomando las medidas conducentes para corregirlas