



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

EXPLOTACIÓN DE RESERVAS BAJO CONDICIONES
DE MARGINALIDAD

TESIS QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A:

JESÚS GUTIÉRREZ MOJICA

DIRECTOR DE TESIS:

ING. GUILLERMO TREJO REYES

CO -DIRECTOR:

ING. JORGE HUESCANI JIMÉNEZ BERNAL



México, D.F

Mayo, 2009

DEDICO ESTE TRABAJO:

A mis padres Crescenciano Jesús Gutiérrez Moreno y María de la Paz Mojica Vargas por su apoyo incondicional hasta el final y todo el amor otorgado por ustedes a lo largo de mi vida, ¡Gracias queridos padres, este triunfo es de ustedes! Y hago mención a la siguiente frase: "El éxito se alcanza sólo cuando se tiene con quien compartirlo".

A mis hermanas Pamela y Ana Laura Gutiérrez Mojica por su apoyo y comprensión en los momentos más difíciles de mi vida, y como ejemplo tácito del esfuerzo que conlleva este trabajo y recuerden. "Nunca te rindas ante dificultades, siempre sigue adelante que el éxito tarda pero llega".

A mis abuelos maternos Bolívar Mojica Muñoz y Naborina Vargas Pérez por mantener la vela de la esperanza encendida y las expectativas en alto sobre mi destino.

A la memoria de mi abuelo paterno Crescencio Gutiérrez Correa que con su ejemplo en vida me demostró el camino de la rectitud y del trabajo, y a la memoria de mi abuela Virginia Moreno Cabrera por demostrarme que en la vida siempre hay esperanza y las ganas por vivir la vida con alegría

A mis tíos Benjamín, Virginia, Martha, Mario y Guadalupe Gutiérrez Moreno por encausar parte de mi infancia y por sus consejos y apoyo en los momentos más oportunos y desoportunos de mi vida.

A mis tíos Ernesto, Héctor, Abel, María del Rosario, Celia, Luz Elena, María del Refugio, Hugo, Laura, Omar y Ana Rosa Mojica Vargas por brindarme todo el apoyo moral y económico justo cuando más lo necesitaba y por creer en mí, ¡gracias tíos al fin llegó el día!

A Jorge Huescaní Jiménez Bernal por su paciencia, amistad, y liderazgo y sobre todo por enseñarme el camino hacia el éxito ¡Gracias Jorge, y que dios te bendiga a ti y a toda tu familia! ¡Disfrútalo, este triunfo también es tuyo!

A la familia Jiménez Castro por su amistad y por confiarme la gran responsabilidad de velar por los intereses de mi querida ahijada Valeria.

A mi novia María Antonia Flores Jiménez por creer en mí y hacerme tan feliz desde que la conocí y sobre todo por amarme y aceptarme tal cual soy.

A mis primos: Carlos, José, Luis, Sergio, Patricia, Carmela, Jacqueline, Diana, Verónica, Erika, Guillermo, Clarie, Bolívar, Eduardo, Héctor, Daniel, Luis Raúl, Anel, Miriam, Celia, Orlando, Greg, Yamel, Katia, Elizabeth, Bárbara, Omar, Iván, Rubén, Chelsea, Erandi, Mirari, Mariel y Hugo como ejemplo de perseverancia y disciplina y siempre recuerden que "El éxito nunca llega solo; hay que trabajar arduamente para conseguirlo".

Al Ingeniero Guillermo Trejo Reyes por brindarme su amistad y enseñarme el valor de la lealtad.

A mis amigos: Josué Morales., Fabián Jiménez, Francisco Casillas., Omar Villa., Pablo Osorio., David Guzmán., Orlando Cárdenas., Erick Flores., Osiris Bernal., Rubén Rodríguez., Francisco Samperio., Alfonso López., José Antonio Palomares., Erick Palomares., Hugo Palomares., Juan Zapotecas., Roger Córdoba, Víctor Alcantara, Jaír Garrido, Julio Gutiérrez., Humberto Correa., Hugo Calán, Oscar Candía, Leonardo Ibarra, Guillermo Cárdenas, Rafael Sánchez, Gilberto Castillo, Vanessa Cárcamo, Gabriela Jiménez, Mirna Morones, Roberto Zúñiga, Mario Mendoza, Mario Soledad y a todas las demás personas que fueron trascendentes en mi formación.

- *"Una persona no vale por sus éxitos, sino de las veces que se ha levantado de sus fracasos"*

AGRADECIMIENTOS.

“Llevadera es la labor cuando muchos comparten la fatiga”.

HOMERO (siglo IX a. C.)

Deseo expresar un profundo agradecimiento a mi familia y a todas aquellas personas que han hecho posible el desarrollo de esta Tesis.

Hago una mención especial al Ing. Guillermo Trejo Reyes, por todo el tiempo que me ha dado, por sus sugerencias e ideas de las que tanto provecho he sacado, por su respaldo y amistad.

Mi más amplio agradecimiento y reconocimiento al Ing. Jorge Huescaní Jiménez Bernal de la Gerencia de Reservas de Pemex Exploración y Producción, por su amistad y por su invaluable y generoso apoyo e interés que hicieron posible la realización de este trabajo. Ya que a través del trabajo institucional de vinculación entre PEP y la Facultad de Ingeniería de la UNAM se finiquito este trabajo, que queda como antecedente para nuevas generaciones.

Gracias al Ing. Antonio Narváez R. por el interés brindado para la realización de este trabajo a través de sus comentarios.

Gracias a la UNAM mi alma Mater y a la Facultad de Ingeniería, por todo el apoyo y conocimiento que me ha brindado.

Gracias a mis sinodales por su colaboración para la conclusión de este trabajo.

Dr. Víctor Hugo Arana Ortiz, M.I. Tomás Eduardo Pérez García, Ing. María Isabel Villegas Javier, Ing. Ocavio Steffani Vargas.

A todos los demás profesionales y amigos que de una u otra manera han aportado su ayuda, muchas gracias.

EXPLOTACIÓN DE RESERVAS BAJO CONDICIONES DE MARGINALIDAD.

ÍNDICE.	i
RESUMEN.	vi
LISTA DE FIGURAS.	vii
LISTA DE TABLAS.	xii
CAPITULO I MARGINALIDAD CONTRA MADUREZ.	1
Introducción.	1
1.1 Madurez.	3
1.1.1 Definición de madurez a nivel de campo (propuesta).	4
1.1.2 Definición de madurez a nivel de pozo (propuesta) .	5
1.2 Esquema de desarrollo de un campo maduro.	8
1.2.1 Marco operativo de un campo maduro.	9
1.3 Fortalezas y oportunidades en México con campos maduros.	11
1.4 Objetivo de revitalizar un campo maduro.	11
1.5 Campos maduros y marginales de México.	12
1.5.1 Registro de campos longevos en México.	13
1.6 Marginalidad.	17
1.6.1 Definición de marginalidad a nivel de campo (propuesta).	17
1.6.2 Definición de marginalidad a nivel de pozo (propuesta).	20
1.6.3 Producción marginal.	22
1.7 Definiciones de reservas en sus diferentes categorías.	22
1.7.1 Reservas.	22
1.7.1.1 Reservas probadas.	23
1.7.1.1.1 Reservas probadas desarrolladas.	24
1.7.1.1.2 Reservas probadas no desarrolladas.	24
1.7.1.2 Reservas probables.	24
1.7.1.3 Reservas posibles.	25
1.7.1.4 Reservas marginales.	26

1.8 Investigación de situación real.	26
1.8.1 Puntos clave sobre madurez y marginalidad (Observados en la Región Norte).	28
1.8.2 Análisis de PEP respecto a los campos marginales.	29
1.8.2.1 Régimen Fiscal desmotivante.	31
1.8.2.2 Situación compleja en los campos maduros y marginales (Factores Internos y Externos).	31
1.8.3 Estrategia de PEP respecto a los campos marginales.	32
1.8.3.1 Manejo de instalaciones.	32
1.8.3.2 Reactivación de proyectos.	33
1.8.3.3 Financiamiento de actividades y administración de campos.	33
1.9 Régimen Fiscal actual de México.	33
1.10 ¿Y qué hacer con los campos marginales (retos)?	33
1.11 Límites de marginalidad en los Estados Unidos de América.	37
1.12 ¿Qué hace el gobierno de Estados Unidos de América para ayudar a los pozos productores marginales?	37
1.12.1 Incentivos Federales.	37
1.12.2 Incentivos Estatales.	38
1.12.3 Industria y Gobierno, consorcios y asociaciones.	39
CAPITULO II EL CICLO DE VIDA DE UN CAMPO.	40
2.1 Definición del ciclo de vida de un campo petrolero (propuesta).	40
2.2 Fase de exploración.	41
2.2.1 Sísmica.	45
2.2.2 Geoquímica.	46
2.2.3 Estudios de campo.	46
2.2.4 Análisis de recortes durante la perforación.	47
2.3 Fase de evaluación.	48
2.3.1 El rol de la evaluación en el ciclo de vida del campo.	49
2.3.2 Identificando y cuantificando las fuentes de la incertidumbre.	49
2.3.3 Herramientas de la evaluación.	50

2.3.4 Aspectos prácticos de la evaluación.	51
2.4 Fase de desarrollo.	52
2.4.1 Planeación del desarrollo.	52
2.5 Fase de producción.	53
2.5.1 Objetivos de operación y mantenimiento.	55
2.5.2 Factores a considerar dentro del plan de desarrollo del campo durante las operaciones de producción.	55
2.5.3 Mantenimiento pieza clave en el plan de desarrollo del campo.	56
2.6 Fase de Abandono.	57
2.7 Campos gigantes.	58
2.7.1 Campo Ghawar.	58
2.7.2 Campo Yibal.	59
2.7.3 Campo Samotlor.	61
2.7.4 Campo Prudhoe Bay.	62
2.7.5 Campo Forties.	63
2.7.6 Campo Brent.	64
2.7.7 Campo Statfjord.	65
2.7.8 Campo Gulfaks.	67
2.7.9 Campo Oseberg.	68
CAPITULO III MANEJO DE LA PRODUCCIÓN.	70
3.1 Introducción.	70
3.2 Manejo Sub-superficial.	71
3.2.1 El comportamiento del yacimiento.	71
3.2.2 El comportamiento del pozo.	78
3.3 Manejo superficial.	82
3.3.1 Limitaciones de capacidad.	82
3.3.2 Limitaciones disponibles.	84
3.3.3 Manejo de los gastos de operación (opex).	85
3.4 Manejo de los factores externos.	87

3.5 Manejo de los factores internos.	89
CAPITULO IV MANEJO DE LA DECLINACIÓN.	91
4.1 Perforación de pozos de relleno.	91
4.2 Actividades de intervención.	94
4.3 Recuperación mejorada.	97
4.3.1 Inyección de vapor.	97
4.3.2 Combustión in-situ.	98
4.3.3 Inyección de polímeros	99
4.3.4 Inyección de surfactantes	98
4.3.5 Inyección alcalina o caústica	99
4.3.6 Desplazamiento de fluidos–miscibles.	99
4.3.7 Proceso de recuperación microbiana	100
4.4 Producción a partir de la eliminación de cuellos de botella.	100
4.4.1 Tratamiento de aguas producidas.	102
4.4.2 Manejo del gas.	104
4.5 Desarrollo incremental.	104
4.5.1 Desarrollo incremental extendido.	105
4.5.2 Desarrollo satelital.	106
4.6 Métodos de curvas de declinación.	107
4.6.1 Introducción.	107
4.6.2 Fuente y precisión de los datos de producción.	108
4.6.3 Terminología.	109
4.6.4 Comparación entre el método de pozo individual y el método de producciones de pozos agregadas o de pozo tipo.	111
4.6.5 Método de curvas de declinación para un solo pozo.	112
4.6.5.1 Declinación exponencial.	113
4.6.5.2 Declinación hiperbólica.	120
4.6.5.3 Declinación armónica.	124
4.6.5.4 Soluciones adimensionales y curvas tipo.	126
4.6.6 Métodos de curvas de declinación para un grupo de pozos.	127

4.6.7	Método estadístico.	129
4.6.8	Modelos teóricos.	133
CAPITULO V. ABANDONO.		135
5.1 Legislación.		135
5.2 Tiempo de vida económico.		136
5.2.1	Reduciendo los costos de operación.	137
5.2.2	Incrementar el rendimiento de la producción.	138
5.3 Fondos de abandono.		138
5.4 Métodos de abandono.		139
5.4.1	Abandono de Pozos.	141
5.4.2	Consideraciones para el abandono de un pozo.	142
5.4.3	Preparación del pozo.	143
5.4.4	Materiales para el abandono de pozos.	143
5.4.5	Desafíos y soluciones en el abandono de pozos.	145
5.4.6	Abandono de pozos sin equipo de perforación o de reparación.	147
5.5 Ductos.		148
5.6 Abandono de campos e instalaciones costa-afuera.		149
5.6.1	Proyectos de abandono costa-afuera.	149
5.6.2	Soluciones ingenieriles.	150
5.6.3	Investigación y desarrollo.	154
5.6.4	Re-utilización.	156
5.7 Instalaciones en tierra.		157
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.		160
NOMENCLATURA.		162
BIBLIOGRAFÍA.		164

RESUMEN.

En México, la industria petrolera extractiva depende de los precios del petróleo y el volumen de producción que varían a través del tiempo, está dinámica hace atractivos a muchos de los proyectos que en décadas anteriores no lo eran. En un escenario como el actual en México donde la incorporación de reservas no llega al 100%, la declinación de muchos de nuestros campos es un hecho comprobado, la producción va a la baja y los recursos de inversión para los proyectos que compiten entre sí cada vez se hace más estratégica; los campos maduros y marginales toman una importancia trascendental por su nivel de reservas y el poco nivel de inversión requerido para su manejo y explotación.

Este trabajo se estructura de la siguiente manera: En el Capítulo I presenta una revisión actual de los campos marginales y maduros en México definiciones sobre este tópico, propuestas para manejo de campos marginales y maduros, esquemas fiscales para la explotación de campos marginales en EEUU. En el Capítulo II se hace una revisión en la literatura de algunas de las actividades del ciclo de vida de un campo y las acciones que se realizan en el mundo para la explotación de campos Gigantes que en su mayoría son maduros o se encuentran en fase de declinación.

En el Capítulo III se presentan alternativas de explotación que incluyen el manejo de la producción bajo condiciones de operación superficial y de fondo cercanas al abandono. En el Capítulo IV se hace un análisis del manejo de la declinación, cómo se presenta, sus efectos en la producción y los cuellos de botella que hacen que los pozos tengan mayores caídas de presión y que los costos de operación se incrementen además de una revisión a la literatura acerca de una herramienta muy importante como lo son los métodos de curvas de declinación. Finalmente en el Capítulo V se hace un análisis sobre el abandono de pozos y de campos, donde se examinarán las prácticas de taponamiento y abandono y de desmantelamiento en tierra y costa afuera; así como la importancia de abandonos bien ejecutados que repercutirán a la protección del medio ambiente además de un poco de la legislación sobre este tópico vigente en México.

El objetivo de esta tesis es el de presentar un panorama de la situación actual de los campos marginales y maduros ya que es un tópico muy poco estudiado y de interés estratégico.

Los esquemas presentados a través del manejo de los campos marginales y maduros de este trabajo, pretenden aprovechar la infraestructura e información existente, la experiencia técnica de muchos de nuestros ingenieros petroleros y de ciencias de la tierra, la tecnología existente e implementar esquemas de eficiencia, reducción de costos, y rescatar algunos de los proyectos históricos que han estado en espera de ser desarrollados y explotados para suavizar la caída de producción de los últimos años en México. En base a esto, se establecen conclusiones y recomendaciones para el manejo de campos marginales y maduros en México.

CAPITULO I MARGINALIDAD CONTRA MADUREZ.

Introducción.

Durante el año 2008 México a través de su empresa petrolera registró una plataforma de producción promedio de aceite de 2.79 millones de barriles por día y de 6.91 miles de millones de pies cúbicos de gas por día. Ambos volúmenes provienen de todo el sistema petrolero que incluye campos gigantes, medianos y pequeños, dicho de otra forma de campos con alta rentabilidad y de campos con baja rentabilidad. Sin embargo durante el año 2007 la plataforma de producción fue de 3.08 millones de barriles por día y de 6.06 miles de millones de pies cúbicos de gas por día. Al comparar estas cifras se identifica una reducción en la producción del aceite originada principalmente por la declinación del gigante Cantarell.

Al igual que otros países productores de petróleo, México se ve afectado por la variación en los precios del barril de aceite y del millar de pié cúbico de gas, efecto que en nuestros días hace que a la vuelta de un año campos de baja productividad sean rentables por los precios elevados del aceite y del gas, pero en contraparte dejen de ser rentables si los precios caen a valores bajos, como sucedió en el transcurso del 2008.

Ante esta dinámica de los precios de aceite y gas, la explotación de campos marginales debe de cumplir condicionantes como inversión mínima y recuperación rápida para seguir siendo rentables. Si se cumplen estas condiciones, las reservas de aceite, gas y condensado serán extraídas, aún siendo los ritmos de explotación menores a 20 barriles por día y menores a 300 mil pies cúbicos de gas por día.

Ante esta realidad quedan escenarios de explotación con tasas de producción menores a los 3.00 millones de barriles por día, pero PEMEX tendrá que hacer una cartera de proyectos donde se considere la inversión hacia aquéllos campos que desde su descubrimiento han sido marginales, hacia aquellos campos que por su madurez de más de 40 o 50 años de explotación producen bajos volúmenes de aceite y gas. Sólo así se podrá revertir en buena proporción la declinación de la producción de aceite que históricamente ha puesto a México como parte de los primeros lugares en el mundo.

Volumétricamente México cuenta con reservas probadas, probables y posibles, de éstas las de menor riesgo son las probadas, las de mediano riesgo son las probables y las de alto riesgo son las posibles. Como todas las compañías petroleras, la base del negocio esta en las reservas probadas, sin embargo debido a muchas razones que serán comentadas en el desarrollo de esta tesis, los campos considerados como marginales reclasifican sus reservas probadas hacia las categorías probables y posibles, inclusive hay campos que dejan de tener reservas por su alto grado de marginalidad, convirtiéndose de reservas a recursos contingentes.

Cuando son reservas probadas desarrolladas produciendo los campos marginales llegan a tener factores de recuperación muy bajos, de entre cinco a nueve por ciento, quedando considerables volúmenes remanentes de hidrocarburos que pueden ser recuperados bajo políticas de explotación diferentes a las de campos convencionales, por lo que es evidente que se deben generar políticas y estrategias de explotación bajo el término de marginalidad, de esta manera los factores de recuperación podrán ser incrementados, tal vez por debajo del cinco por ciento adicional, pero que en volumen, representarán mayor rentabilidad en los proyectos que consideren a estos campos.

A nivel mundial, los hidrocarburos producidos actualmente provienen de campos de más de 35 años de longevidad, en etapa avanzada de declinación, por tal motivo la industria dirige los intereses estratégicos a los campos maduros y marginales.

El área marina de América del Norte y la plataforma continental del Golfo de México en el lado estadounidense tienen muchos campos que se encuentran en etapas avanzadas de sus vidas productivas. Numerosos campos petroleros del Mar del Norte ya han pasado su pico de producción y el potencial que albergan los campos más longevos de Rusia es considerable. Otras regiones, incluyendo China, India, Australia y Argentina, contienen una importante cantidad de campos marginales. Muchos lugares del mundo que aún se encuentran desarrollando sus recursos, también cuentan con campos petroleros que están ingresando en la meseta tardía de la curva de producción incluyendo México, Nigeria y Egipto.

Las cuencas geológicas con existencia de campos marginales plantean grandes desafíos tecnológicos. Se deben manejar la declinación de la producción en el corto plazo, aumentando al mismo tiempo los factores de recuperación en el largo plazo. Aún así, muchos campos petroleros ubicados en zonas marginales están siendo operados utilizando la tecnología implementada en la etapa del desarrollo original del campo.

La tendencia a prolongar la vida productiva de los campos destaca la importancia de la aplicación de tecnología desde el descubrimiento hasta el abandono. Los campos que hoy son nuevos y tienen potencial, con el tiempo se convertirán en campos maduros y ese potencial se verá reducido hasta que se conviertan en marginales, y si a estos campos se les aplica un esquema de explotación como el que se propone en este trabajo, lograrán mantener la producción y alargar su tiempo de vida para ser posteriormente abandonados. Después para que el abandono sea efectivo, éste debe de tomarse en cuenta desde el inicio del desarrollo del campo, ya que mientras los activos maduran, los pasivos del abandono se hacen más significantes.

Debido a que el precio del petróleo es cíclico, la viabilidad económica de los proyectos de explotación de aceite y gas se sujeta a menudo a cierto riesgo y a situaciones imprevistas. Los planes de desarrollo, que eran económicos en cierto tiempo, pueden dejar de serlo en otro, específicamente cuando el precio del petróleo llega a niveles muy bajos. El ejemplo típico de este tipo de desarrollo se da en los campos marginales, que requieren inversión mínima y recuperación rápida de sus hidrocarburos para que siga siendo rentable su explotación.

Actualmente es común escuchar en las noticias de los medios masivos de comunicación hablar acerca del agotamiento de los campos petroleros, descubiertos desde hace más de cuarenta años, y también ya es común escuchar que se refieren a un campo como “marginal”, en fase de desarrollo, completamente desarrollado o campo maduro. La pregunta que surge es obligada ¿Qué es un campo maduro y qué es un campo marginal? A la fecha en México aún no hay un estándar para clasificar a cualquiera de los dos. Puede ser a través del estado de recuperación de reservas, de la presión del yacimiento, de la producción promedio de aceite por pozo, del rango de corte o producción de agua, de la relación entre las inversiones y las ganancias o inclusive del conocimiento que tengamos del yacimiento. Pero no importa qué características seleccionemos para clasificar un campo, el propósito final o punto común es tener una idea del riesgo y la dificultad, el costo-beneficio que resulta de hacer producir el campo con cualquier característica en su contra.

1.1 Madurez

Estadísticamente el promedio mundial del factor de recuperación es del 35%. (Babagadali⁷, 2005) Recuperaciones adicionales dependen de la disponibilidad de tecnologías apropiadas, viabilidad económica y estrategias efectivas de administración de yacimientos. Por otro lado, la oportunidad de descubrimiento de campos gigantes disminuye radicalmente conforme se explora y explota una cuenca.

El rango de descubrimientos de campos gigantes alcanzó su cúspide a finales de los años 60's y principios de los 70's, y declinó de manera sobresaliente en las décadas subsecuentes. Alrededor de treinta campos gigantes contienen la mitad de reservas mundiales y la mayoría están en la categoría de campos maduros¹⁷. El desarrollo de estos campos requiere de técnicas nuevas que sean viables económicamente, además de estrategias de gestión de yacimientos apropiadas.

1.1.1 Definición de madurez a nivel de campo (propuesta).

Una definición de campos maduros sería: *“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”*. Son indicadores de madurez los incrementos en la producción de agua y de gas asociado al aceite, el aumento del factor de declinación, los aumentos en las caídas de presión, instalaciones y equipos superficiales usados y obsoletos, así como el número de pozos cerrados sin posibilidades de intervención (Babagadali⁷, 2005).

Las figuras 1.1-1 y 1.1-2 muestran el comportamiento de producción de dos campos maduros diferentes, que siguen en explotación pero que de acuerdo a la definición de madurez caen dentro de este grupo, siendo el primero de aceite y el segundo de gas natural. En la figura 1.1-1 se observa el incremento de la producción de agua, el incremento de la producción del gas y el inminente decremento de la producción de aceite.

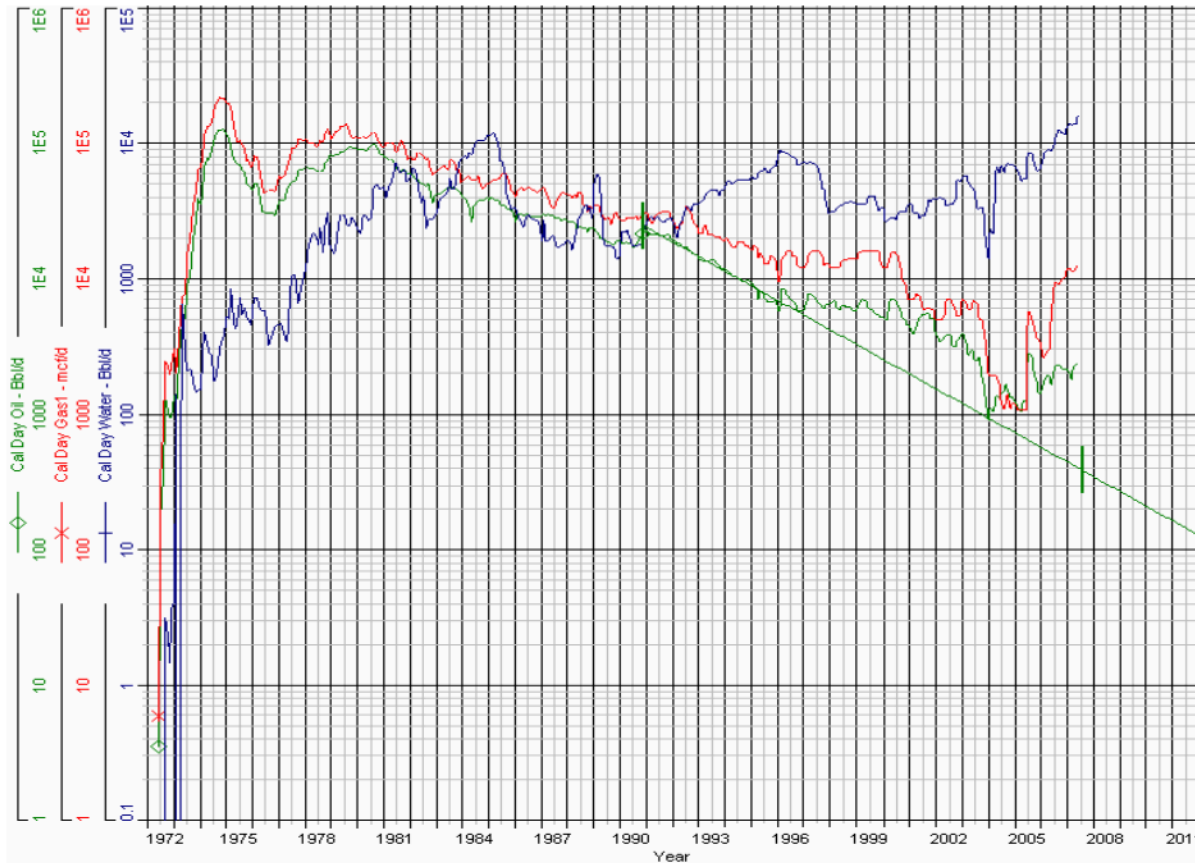


Figura 1.1-1 Comportamiento de producción de un campo productor de aceite en estado de madurez (Generado de Merak Peep¹², Schlumberger).

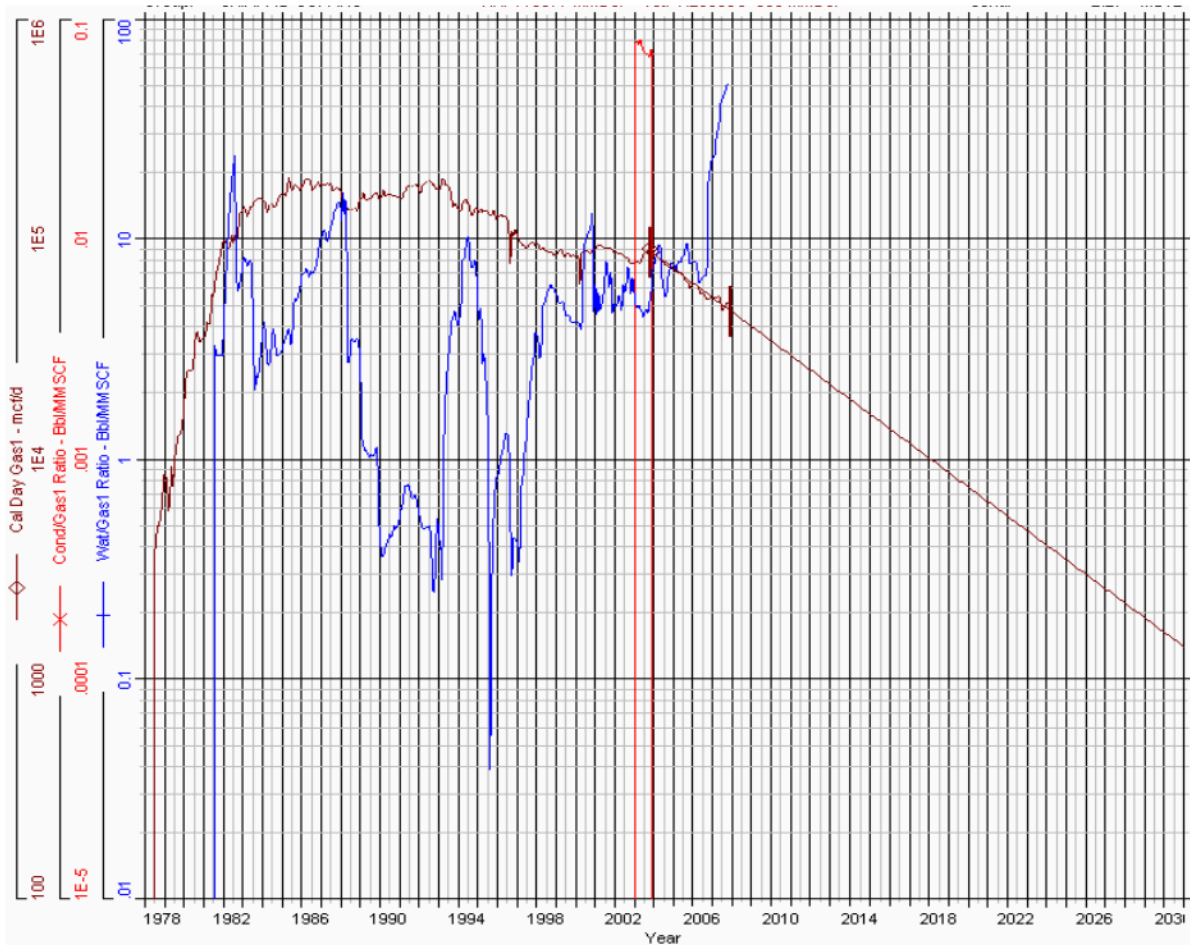


Figura 1.1-2 Comportamiento de producción de un campo productor de gas en estado de madurez (Generado de Merak Peep¹², Schlumberger).

Nótese en la figura 1.1-2, el incremento de la producción de agua contra el inminente decremento de la producción de gas. En ambas figuras se observa el pronóstico de producción que aún queda por explotar con su respectiva declinación, característica esencial de un campo en etapa de madurez.

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. Para cada una de esas prácticas operativas es necesario conocer la cantidad y localización de los bancos de aceite residual (Leggcste et al¹⁹, 1995).

El primer objetivo a considerar en el desarrollo de un campo maduro es cuantificar la cantidad de aceite remanente. El siguiente paso es cuantificar la cantidad recuperable de manera precisa y en encontrar las herramientas necesarias para llegar a este fin. Es difícil decidir cuándo empezar estas prácticas operativas para maximizar la recuperación de aceite y/o gas. Este es un elemento importante para aplicaciones de recuperaciones terciarias siempre y cuando la compañía está comprometida con alargar la recuperación final, más que con el ritmo acelerado de producción en el corto tiempo (Agiza et al.³, 1995).

La eficiencia es la clave en el desarrollo de campos maduros. El costo del proyecto se incrementa mientras que la rentabilidad obtenida por recuperación adicional decrece, conforme los pozos del campo se van haciendo más viejos. Por otro lado, es una ventaja tener la información correcta del campo, experiencia y datos adicionales (Agiza et al.², 1994).

1.1.2 Definición de madurez a nivel de pozo (propuesta).

Identificar como maduro a un pozo conlleva a utilizar el mismo criterio de madurez usado a nivel de campo, considerando que a nivel de pozo la mejoría de su productividad es cuantificable, medible y evidente de manera inmediata, y se deberá aplicar el mejor juicio para decidir la alternativa de explotación que genere un volumen incremental de producción a corto plazo, de tal forma que se revierta la declinación natural o que se retarden los efectos de ésta. Los recientes adelantos tecnológicos de ingeniería de pozos no solucionan en su totalidad los problemas a los que se ven sometidos los pozos, pero cuando la tecnología funciona y es efectiva, el pozo después de ser intervenido continuará su vida productiva aún en la fase de madurez y sus ingresos por venta de sus fluidos producidos serán mayores que sus costos de operación

Se identifica como un pozo en estado de madurez a aquel que ya alcanzó su máximo volumen producido, ha tenido intervenciones mayores exitosas y aún presenta posibilidades de intervención para mejorar su comportamiento de producción. Si después de la intervención el pozo manifestara evidencia de seguir produciendo volúmenes rentables, se llamará maduro, si en cambio, después de la intervención el pozo ya no produjera volúmenes rentables y siguiera declinando su producción y ésta no se sostuviera, el pozo se llamará marginal.

La figura 1.1-3 muestra el comportamiento de producción de un pozo de aceite, considerado maduro en su etapa de explotación. Se observan cuatro periodos de flujo atribuibles a reparaciones mayores y es evidente que el pozo al menos aportará un periodo de producción adicional (pronóstico). Incluso, se puede inferir que posterior al quinto periodo, el pozo podría aportar un sexto periodo de producción.

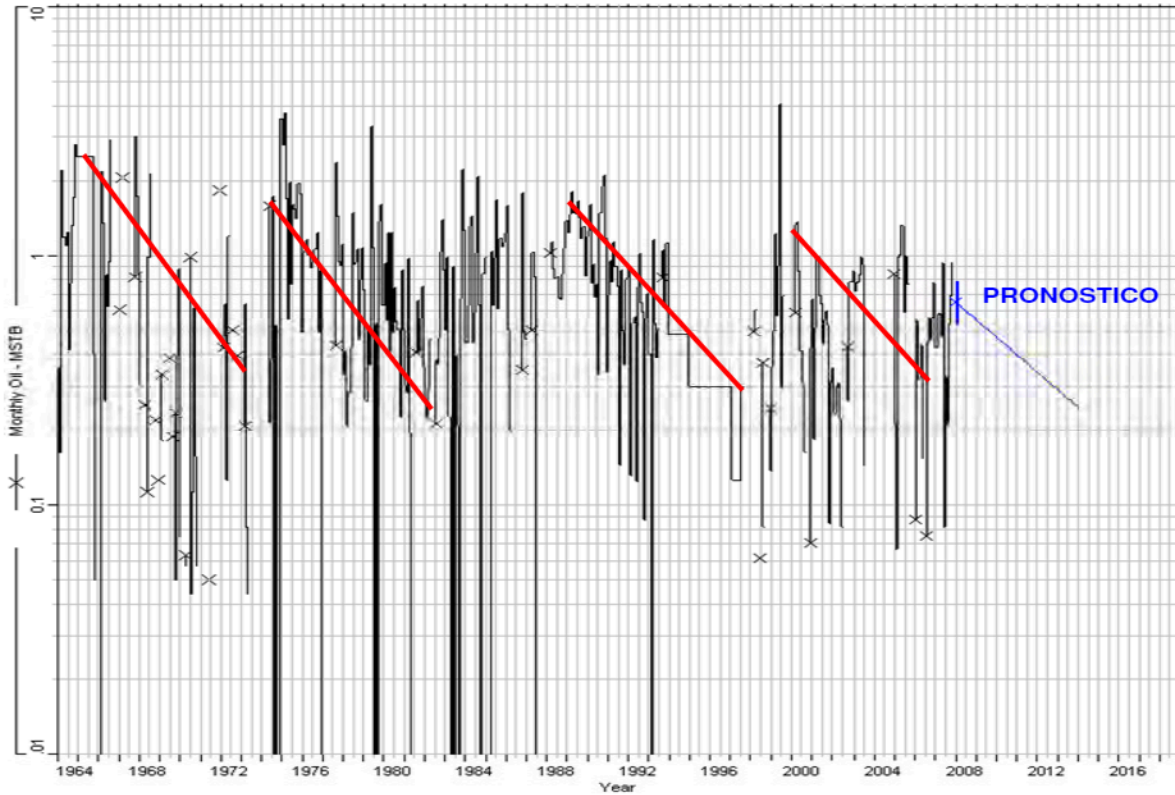


Figura 1.1-3 Comportamiento de producción de un pozo productor de aceite en estado de madurez (Generado de Merak Peep¹², Schlumberger).

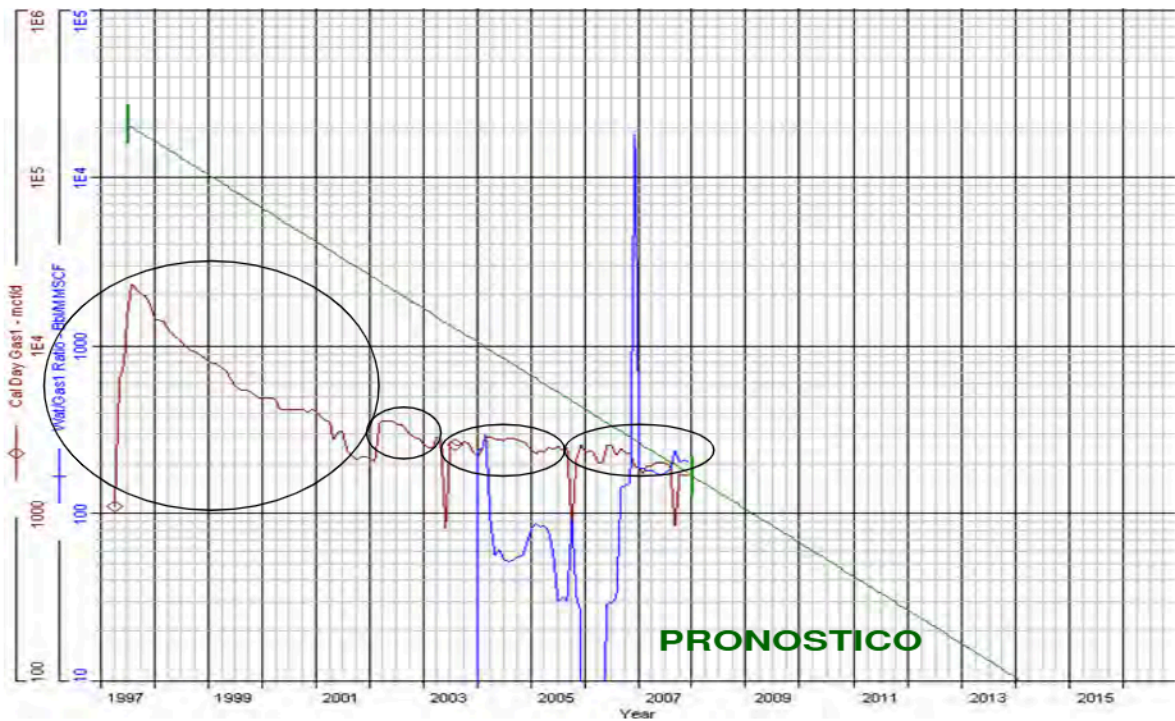


Figura 1.1-4 Comportamiento de un pozo productor de gas en estado de madurez (Generado de Merak Peep¹², Schlumberger).

La figura 1.1-4 muestra el comportamiento de producción de un pozo de gas, considerado maduro en su etapa de explotación. Se observa que el pozo produce y declina. Adicionalmente en la figura 1.1-4, se observan tres periodos más, en el tercer periodo se observa entrada de agua y en verde el pronóstico de su producción.

Cada pozo en cada campo, alcanzará la madurez de su vida productiva de manera diferente y la rapidez para alcanzar esta etapa dependerá de sus propiedades petrofísicas, de la presión inicial, del o los mecanismos de empuje imperantes, de los ritmos de explotación a los que está siendo sometido, de la transmisibilidad de sus fallas y del volumen remanente de reservas, específicamente de las probadas y de la facilidad que presente para reclasificar reservas probables y posibles a probadas.

La misma compañía petrolera considerará como maduro a un pozo que produzca 400 barriles por día, pero también esta condición le podría indicar a la compañía que es un súper-pozo con los mismos 400 barriles por día, sí y solo sí el pozo está localizado en un área con propiedades petrofísicas pobres, o bien la misma compañía clasificará como pozo marginal a un pozo de 400 barriles por día si el pozo tuvo gastos iniciales de 20,000 barriles por día. Por lo tanto la marginalidad es un concepto dinámico, porque puede ser temporal o permanente y dependerá de la inversión.

1.2 Esquema de desarrollo de un campo maduro.

La administración y operación de campos petroleros maduros presenta una gama de problemas técnicos, específicamente el incremento de la producción de agua y del volumen de gas producido por el incremento del valor de la relación gas-aceite (RGA) y del abatimiento de presión. Durante la etapa de madurez de un campo petrolero es de alta prioridad la identificación de bancos de aceite no drenados, debido a la baja eficiencia del desplazamiento de un fluido inyectado, falta de desarrollo, poco éxito en el esquema o distribución del espaciamiento entre pozos y a las zonas de aceite transferidas de una zona a otra por efecto de su complejidad geológica y estratigráfica del yacimiento.

La distribución de aceite y/o gas remanente en el/los yacimientos debe ser mapeada de manera muy clara, lo mismo que la identificación de los contactos de fluidos (agua-aceite y gas-aceite) y su desplazamiento vertical y lateral de estos contactos en función de la explotación, así como la identificación de zonas depresionadas ya drenadas para sacar de esas coordenadas a las futuras perforaciones. También debe tomarse en cuenta la situación siguiente, cuando los pozos localizados en un área que experimenta incrementos en la producción de agua o gas, se deberá decidir en disparar zonas nuevas por encima o por debajo según sea el caso a solucionar y aislar las zonas con problemas. Adicionalmente se debe considerar la naturaleza del agua producida, es decir, su salinidad, pudiéndose tratar de agua dulce o agua salada la que se esté manifestando, indicando producción de agua congénita o producción de agua de un acuífero.

En la actualidad la administración de la madurez de los campos en cualquier lugar del mundo no está siendo bien ejecutada. Las razones son complejas, en parte por que las decisiones del portafolio de inversión de las petroleras están orientadas a proyectos de alta rentabilidad, así como por factores geológicos.

Es importante mencionar que muchos campos maduros están operando usando la tecnología, e instalaciones de superficie, puesta en el lugar cuando el campo fue desarrollado originalmente. Bajo estas condiciones se tienen en México campos petroleros como los de las zonas de Ebano-Pánuco, Poza Rica, Altamira, Agua Dulce, El Plan, entre otros más.

La tecnología aplicada incluso de manera rutinaria en el desarrollo de campos nuevos está siendo ignorada en los campos maduros y marginales, y muchos de estos campos están subevaluados y requieren de ingeniería y de atención operacional. Por décadas se ha deseado obtener mejor comportamiento en la producción y presión de los yacimientos, pues de esta forma el valor de los activos aumenta.

Sin embargo la realidad es otra, la productividad y los resultados de la recuperación final han sido difíciles e incluso imposibles de lograr por que las herramientas y tecnologías no estaban disponibles o fueron inadecuadas. Tal es el caso de los pozos que están siendo perforados en el área del Paleocanal de Chicontepec, donde todos los pozos perforados resultan productores, pero de muy baja producción, lo que hace que las reservas desde probadas hasta posibles estén evaluadas con perfiles de producción futura asociadas a muy bajos valores del factor de recuperación, de entre 8 al 10 por ciento (Narváez²⁷, 2004).

En la figura 1.2-1 se observa el grado de atención que normalmente se le da a los campos durante su ciclo de vida. El objetivo de la administración de un campo maduro es rejuvenecer mediante la selección y aplicación de las mejores estrategias del portafolio de inversión, siempre considerando los adelantos tecnológicos y aprovechando la información que ha sido generado durante el tiempo de explotación. Debe cambiarse el grado de atención mínima que se le da a los campos maduros por una atención operacional.

Desarrollo de un campo maduro

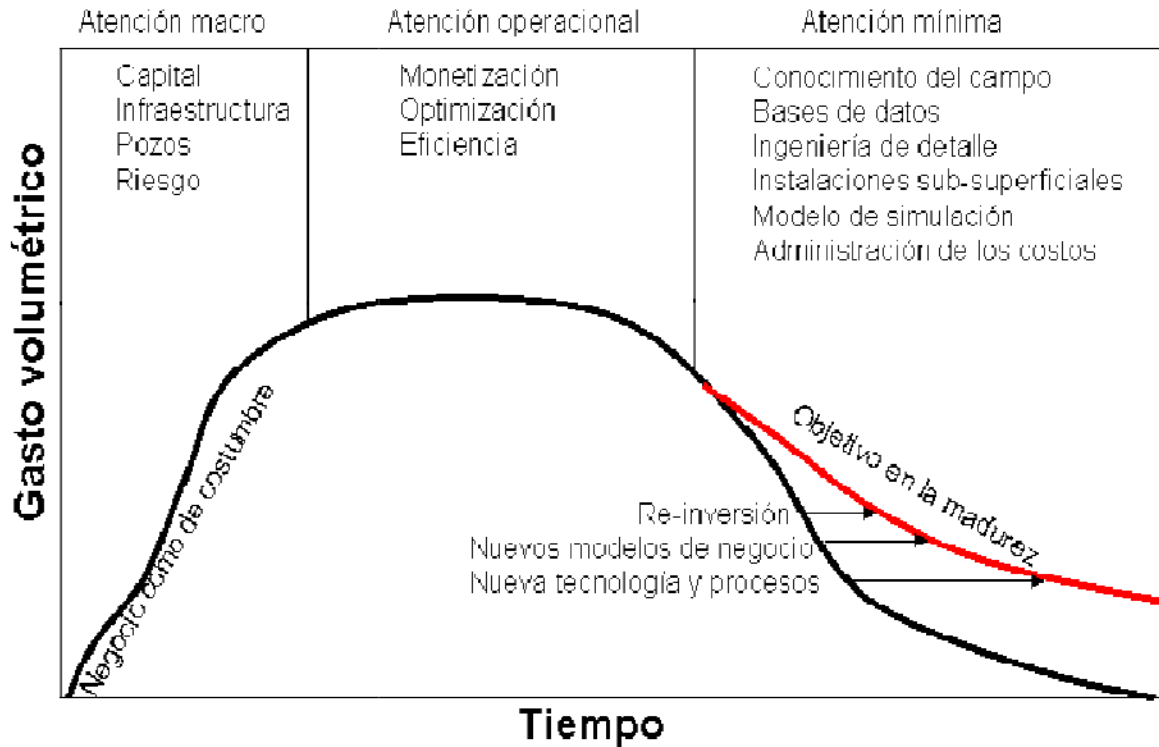


Figura 1.2-1 Rejuvenecer un campo maduro es el principal objetivo de una compañía petrolera.

1.2.1 Marco operativo de un campo maduro.

Los problemas típicos que presenta un campo maduro en explotación son los siguientes:

- Declinación de la presión.
- Declinación de la producción.
- Altos valores en el corte de agua.
- Altos valores de su relación gas-aceite.
- Alta producción de finos.
- Lagunas de información de las primeras etapas de explotación.
- No se ha tirado sísmica 3D, incluso ni siquiera 2D.
- Pobre caracterización geológica.
- Ausencia de mapas estructurales.
- Ausencia de registros viejos.
- Gran número de campos alejados con infraestructura obsoleta.
- Campos que están fuera del portafolio de proyectos de inversión por baja rentabilidad.

1.3 Fortalezas y oportunidades en México con campos maduros (Narváez²⁷, 2004).

- ✓ México cuenta con un alto valor de sus activos existentes (reservas, operación, áreas, instalaciones de producción).
- ✓ Conocimiento local (experiencia de sus ingenieros petroleros, geólogos y geofísicos).
- ✓ Conocimiento de las diferentes cuencas y subcuencas productoras.
- ✓ Mercado doméstico e internacional.
- ✓ Un gran número de campos terrestres y marinos aún con producción primaria.

1.4 Objetivo de revitalizar un campo maduro.

El objetivo principal de revitalizar campos maduros es maximizar la recuperación final y minimizar el riesgo asociado a la explotación a través de:

1. Re inversiones.
2. Nuevos modelos de negocio.
3. Nueva tecnología.
4. Nuevos procesos.
5. Considerar siempre que el corazón de una compañía petrolera es su cartera de proyectos.

En la figura 1.4-1, a manera de diagrama de bloques se modeló la secuencia de actividades para revitalizar un campo maduro, que incluye las siguientes etapas:

- i. Descubrimiento.
- ii. Desarrollo.
- iii. Producción.
- iv. Madurez.
- v. Marginalidad.
- vi. Intensificación de actividades asociadas a mejorar las condiciones.
- vii. Extensión del área del campo, si así lo fuera.

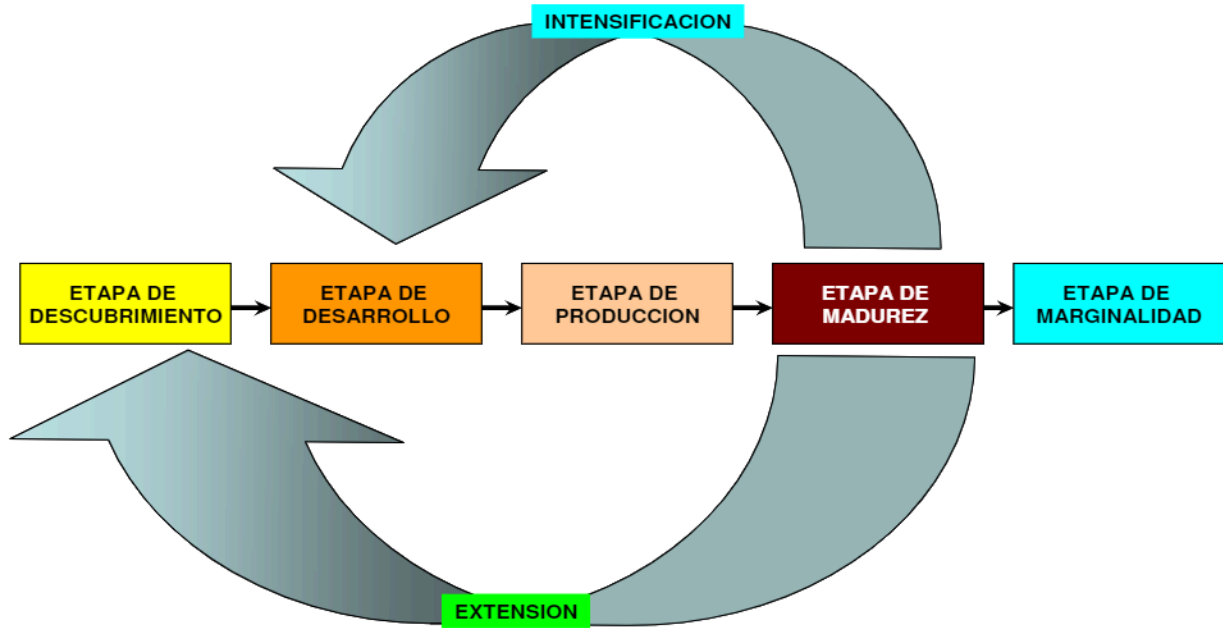


Figura 1.4-1 Secuencia de actividades para revitalización de campos en explotación

1.5 Campos maduros y marginales de México.

En México los primeros campos productores de aceite en escala comercial fueron descubiertos en los años 1900, como ejemplo se tienen documentado el pozo La Pez -1, perforado en 1904 y taponado en 1925 en San Luis Potosí, ver figura 1.5-1.



Figura 1.5-1 Pozo “La Pez No.1” uno de los primeros pozos perforados en México que tuvieron producción comercial (PEP 2008).

1.5.1 Registro de campos longevos en México.

Las compañías petroleras transnacionales durante su hegemonía en México realizaron importantes descubrimientos de campos como se muestra en la tabla 1.5-1 algunos hasta la fecha aún se encuentran como campos productores, obviamente con producción marginal, ya sea por longevos o bien por falta de inversiones asociadas a volúmenes incrementales.

Tabla 1.5-1 Primeros descubrimientos en el Norte y Sur de México (PEP 2008).

CAMPO	CUENCA	AÑO DE DESCUBRIMIENTO
Cacalilao	Tampico Misantla	1904
San Diego Chiconcillo	Tampico Misantla	1908
Potrero del Llano Horcones	Cuenca del Sureste	1910
Ixhuatlán	Cuenca del Sureste	1911
Sólis Tierra Amarilla	Tampico Misantla	1911
Alazán	Tampico Misantla	1912
Juan Felipe	Tampico Misantla	1913
Sur Chinampa Norte de Amatlán	Tampico Misantla	1914
Sur de Amatlán	Tampico Misantla	1914
Toteco Cerro Azul	Tampico Misantla	1916
Altamira	Tampico Misantla	1920
Corcovado	Tampico Misantla	1920
Ébano Chapacao	Tampico Misantla	1920
Limón	Tampico Misantla	1920
Pánuco	Tampico Misantla	1920
Salinas Barco Caracol	Tampico Misantla	1920
Zacamixtle	Tampico Misantla	1920
Filisola	Cuenca del Sureste	1922
Tierra Blanca Chapopote Nuñez	Tampico Misantla	1922
Tepetate Norte Chinampa	Tampico Misantla	1923
Nuevo Teapa	Cuenca del Sureste	1928
Tonalá	Cuenca del Sureste	1928
Poza Rica	Tampico Misantla	1930
El Burro	Cuenca del Sureste	1931
El Plan	Cuenca del Sureste	1931
Mecatepec Norte	Tampico Misantla	1932
Tópila	Tampico Misantla	1934
Cuichapa - Poniente	Cuenca del Sureste	1935
Aguacate	Tampico Misantla	1935

CAMPO	CUENCA	AÑO DE DESCUBRIMIENTO
Atlapexco	Tampico Misantla	1935
Camaitlán	Tampico Misantla	1935
Candelaria	Tampico Misantla	1935
Cardona	Tampico Misantla	1935
Chimolar	Tampico Misantla	1935
Higuerón	Tampico Misantla	1935
Pecero	Tampico Misantla	1935
Pitahaya	Tampico Misantla	1935
San Nicolas	Tampico Misantla	1935
Tametute	Tampico Misantla	1935
Chicontepec	Tampico Misantla	1935
Ahuatepec	Tampico Misantla	1935
Amatitlán	Tampico Misantla	1935
Aragón	Tampico Misantla	1935
Coyotes	Tampico Misantla	1935
Gallo	Tampico Misantla	1935
Horcones	Tampico Misantla	1935
Pastoría	Tampico Misantla	1935
Sábana Grande	Tampico Misantla	1935
Sitio	Tampico Misantla	1935
Soledad Norte	Tampico Misantla	1935
Tenexcutla	Tampico Misantla	1935
Tlacolula	Tampico Misantla	1935
Agua Fría	Tampico Misantla	1935
Agua Nacida	Tampico Misantla	1935
Cacahuatengo	Tampico Misantla	1935
Coapechaca	Tampico Misantla	1935
Coralillo	Tampico Misantla	1935
Coyol	Tampico Misantla	1935
Escobal	Tampico Misantla	1935
Furbero	Tampico Misantla	1935
Humapa	Tampico Misantla	1935
Mihuapán	Tampico Misantla	1935
Miquetita	Tampico Misantla	1935
Palo Blanco	Tampico Misantla	1935
Presidente Alemán	Tampico Misantla	1935
Remolino	Tampico Misantla	1935
Soledad	Tampico Misantla	1935
Tajín	Tampico Misantla	1935

La tabla 1.5-1 contiene los descubrimientos documentados en la historia de la industria petrolera de México antes de su nacionalización en 1938. La mayoría de estos campos están localizados en la cuenca Tampico-Misantla y sólo 7 de estos campos se encuentran en la cuenca del Sureste. También en esta lista se encuentran campos agotados abandonados y en vías de abandono como los campos el Burro y el Plan

Las figura 1.5-2 es un mapa de la ubicación de pozos en un campo con madurez. Los marcadores en rojo indican el status de pozo cerrado sin posibilidades y el marcador en azul indica el status de pozo operando.

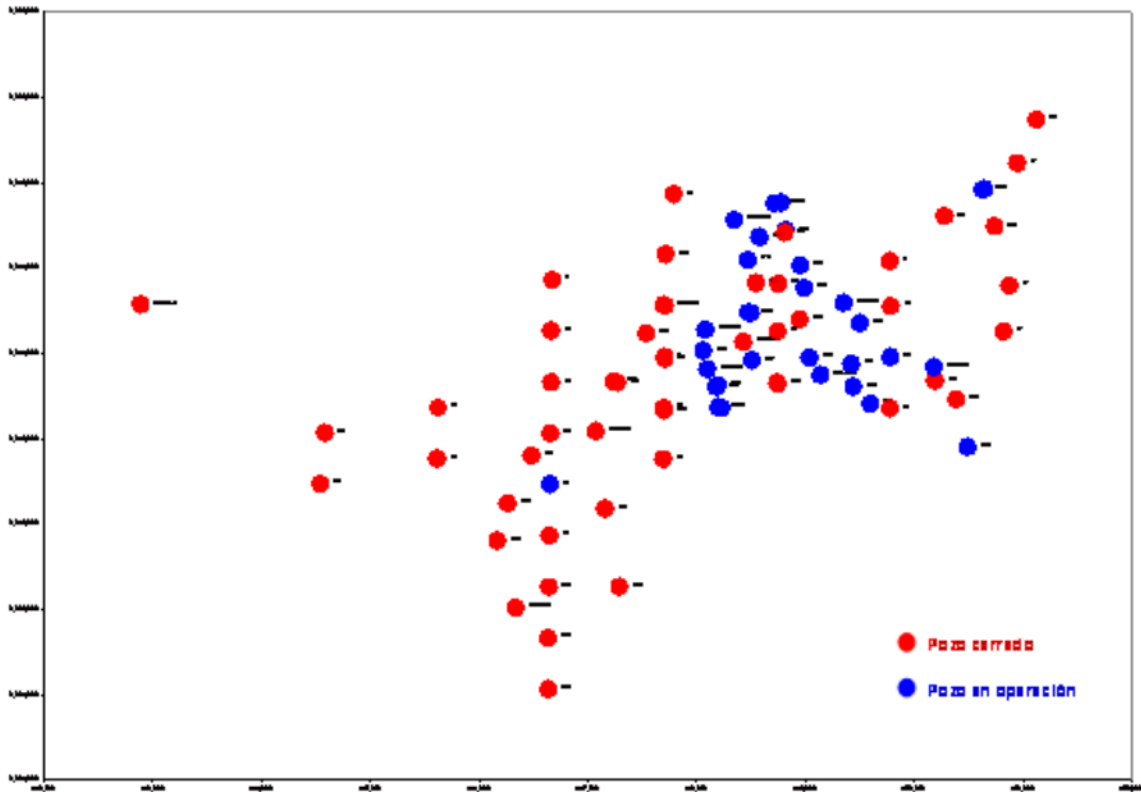


Fig. 1.5-2 Ejemplo de un campo maduro con 83 pozos, 52 se encuentran cerrados y 31 están operando al 01-07-2008 (PEP 2008).

Posterior a la nacionalización de la industria petrolera mexicana en 1938, nació Petróleos Mexicanos como compañía estatal y en la transición de la privatización y la estabilización no se tienen registrados descubrimientos en el periodo 1936-1944. Hasta 1945 aparecen registrados descubrimientos de campos gasíferos en una cuenca nueva para ese tiempo, la cuenca de Burgos, también se registra el descubrimiento de la cuenca de Veracruz, inicialmente como aceitífera, por que en la actualidad es gasífera.

La tabla 1.5-2 contiene los descubrimientos que realizó PEMEX ya como compañía estatal hasta 1955. Además de las cuencas Tampico-Misantla y del Sureste, en este periodo

aparecen la cuenca de Burgos y la cuenca de Veracruz, siendo la cuenca de Burgos la de mayor actividad, seguida de las cuencas de Tampico-Misantla y del Sureste.

Tabla 1.5-2 Primeros descubrimientos de PEMEX como compañía nacional (PEP 2008).

CAMPO	CUENCA	AÑO DE DESCUBRIMIENTO
Misión	Cuenca de Burgos	1945
Camargo	Cuenca de Burgos	1947
Reynosa	Cuenca de Burgos	1948
Valadeces	Cuenca de Burgos	1948
Sarlat	Cuenca del Sureste	1948
Moloacán	Cuenca del Sureste	1948
Moralillo	Tampico Misantla	1948
Brasil	Cuenca de Burgos	1949
Ferreiro	Cuenca de Burgos	1949
Fortuna Nacional	Cuenca del Sureste	1949
Monterrey	Cuenca de Burgos	1950
Xicalango	Cuenca del Sureste	1950
Lomitas	Cuenca de Burgos	1951
Treviño	Cuenca de Burgos	1951
José Colomo	Cuenca del Sureste	1951
Concepción	Cuenca del Sureste	1951
Rabón Grande	Cuenca del Sureste	1951
Tamiahua	Tampico Misantla	1951
Cañón Oriente	Cuenca de Burgos	1952
Arroyo Blanco	Cuenca del Sureste	1952
Ezequiel Ordóñez	Tampico Misantla	1952
Horcón	Tampico Misantla	1952
Río Bravo	Cuenca de Burgos	1953
Angostura	Cuenca de Veracruz	1953
Bitzal	Cuenca del Sureste	1953
Cantémoc	Cuenca del Sureste	1953
Vernet	Cuenca del Sureste	1953
Los Soldados	Cuenca del Sureste	1953
Cabo Rojo	Tampico Misantla	1953
Mozutla	Tampico Misantla	1953
Ocotepc	Tampico Misantla	1953
Santa Agueda	Tampico Misantla	1953
Xacotla	Tampico Misantla	1953
Cabeza	Cuenca de Burgos	1954
Dieciocho de Marzo	Cuenca de Burgos	1954
Presita	Cuenca de Burgos	1954

CAMPO	CUENCA	AÑO DE DESCUBRIMIENTO
Villa Cárdenas Zacate	Cuenca de Burgos	1954
Zacate	Cuenca de Burgos	1954
La Venta	Cuenca del Sureste	1954
Miguel Hidalgo	Tampico Misantla	1954
Cañón	Cuenca de Burgos	1955
Culebra	Cuenca de Burgos	1955
Tres Higueras	Cuenca de Veracruz	1955
Tacuilolapa	Cuenca del Sureste	1955
Acuatempa	Tampico Misantla	1955
Chichimantla	Tampico Misantla	1955
Igancio Allende	Tampico Misantla	1955
Nuevo Progreso	Tampico Misantla	1955
Vicente Guerrero	Tampico Misantla	1955

1.6 Marginalidad.

Desde el inicio de la industria petrolera mexicana, dominada por compañías privadas hace 100 años y orgullosamente estatal desde hace setenta años, se ha tenido producción de hidrocarburos líquidos y gaseosos, pero por la explotación intensa a que estuvieron sometidos los campos bajo el control de las compañías, muchos de esos campos productores, actualmente están abandonados o se encuentran en una etapa de marginalidad enorme, al grado de que algunos de estos campos han quedado fuera del portafolio de inversiones para los próximos diez años, o bien forman parte del selecto grupo denominado campos menores, cuya importancia es mínima en el ranking de producción, pero alta en el ranking de reservas remanentes en varias categorías.

A nivel mundial y nacional, grandes porcentajes de la producción total se deben a los pozos bajo condiciones de marginalidad, paradójicamente se les invierte nada y aún producen, tal es el caso de los campos ubicados en el área de Cerro Azul, Veracruz.

1.6.1 Definición de marginalidad a nivel de campo (propuesta).

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, 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 (Narváez²⁷, 2004).

Un caso especial de campo marginal son aquellos campos nuevos con poca reserva y alejados geográficamente de instalaciones, lo cual implica altas inversiones para su desarrollo con índices de rentabilidad muy bajos. Por el contrario, campos con más de 20 años operando y con producción marginal se han cerrado y abandonado y a los que les ha ido mejor en esta clasificación, han recibido el término campos alejados o de baja rentabilidad.

El término marginal fue introducido para identificar campos donde la inversión para el desarrollo es crítica. Más específicamente es posible definir un campo marginal como un campo que es económicamente difícil de desarrollar con perforación y terminación convencional.

La marginalidad de un campo puede ser debida a la combinación de.

1. Reservas muy pequeñas.
2. Locaciones remotas.
3. Aguas profundas.
4. Estrictas limitaciones ambientales.
5. Aceite muy pesado.
6. Alto corte de agua.
7. Complejidad estratigráfica y estructural.

Un campo que a la fecha de la evaluación económica no produce suficientes ingresos para realizar su explotación, si las condiciones económicas cambian, tal campo podría llegar a ser comercial. La definición de marginal depende de una mezcla de: Las situaciones técnicas, comerciales y reguladoras, pero también se relaciona a menudo con el tamaño individual de la cartera de proyectos de la compañía.

La figura 1.6-1 muestra el comportamiento de producción de un campo marginal, el cual empezó a producir en promedio con 3,178 bpd, conforme se desarrolló su máximo de producción alcanzó un promedio de 17,895 bpd. El número de pozos que tiene registrados este campo es de 36, de los cuales al 31 de diciembre de 2008 solamente 8 son fluyentes, además hay otros 3 que producen pero con alto porcentaje de agua y 25 pozos ya están taponados.

La producción promedio de este campo al 31 de diciembre de 2008 fue de 236 bpd, que dividido entre los 8 fluyentes, da un promedio de 29.5 bpd por pozo. Este valor resulta marginal y así se encuentran muchos campos en México, sobre todo en la región Norte. La

producción acumulada de aceite de este campo ha sido de 28.946 millones de barriles y 4.150 miles de millones de pies cúbicos de gas.

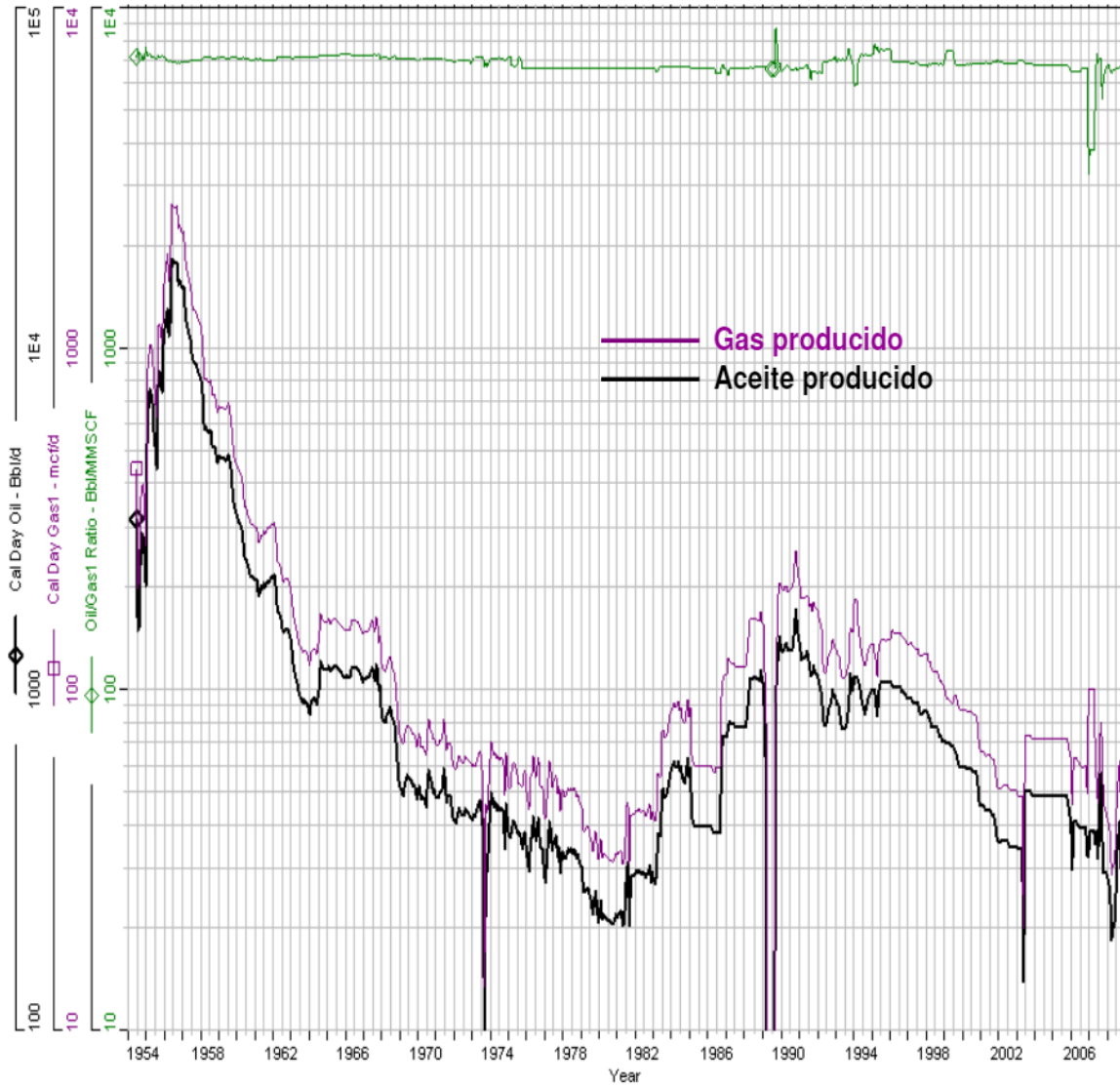


Figura 1.6-1 Comportamiento de producción de un campo productor de aceite en condiciones de marginalidad (Generado de Merak Peep¹², Schlumberger).

De acuerdo a la estrategia de PEP (Narvez²⁷, 2004), un campo marginal es aquel cuyo margen de utilidad, aunque rentable; no es lo suficientemente competitivo comparado con otros proyectos de la empresa PEP. El concepto de marginalidad es dinámico; es decir, puede ser temporal en función de las condiciones de mercado y del nivel de los costos.

En EEUU, se consideran pozos marginales, aquellos cuya producción de aceite es menor o igual 10 bpd, según la Interstate Oil and Gas Compact Commission (IOGCC). También se consideran marginales aquellos cuyo margen de utilidad es negativo.

1.6.2 Definición de Marginalidad a nivel de pozo (propuesta).

Para identificar como marginal a un pozo se requiere utilizar el mismo criterio de marginalidad usado a nivel de campo, un pozo es marginal cuando por razones de su declinación o por la baja productividad natural debido a la pobreza en las propiedades del o de los yacimientos que atraviese, está cerca de alcanzar el límite entre la producción viable y la rentabilidad económica.

La figura 1.6-2 muestra el comportamiento de producción de un pozo de aceite, este pozo ya está considerado como marginal. Este pozo ha producido una acumulada de aceite de 0.75 millones de barriles de aceite y una acumulada de gas de 0.11 miles de millones de pies cúbicos de gas. Al 31 de diciembre de 2008 este pozo estaba produciendo en promedio 28 barriles por día. En función de su comportamiento de producción es evidente que seguirá declinando y tal vez llegue a producir en el orden de los 10 barriles por día en el futuro.

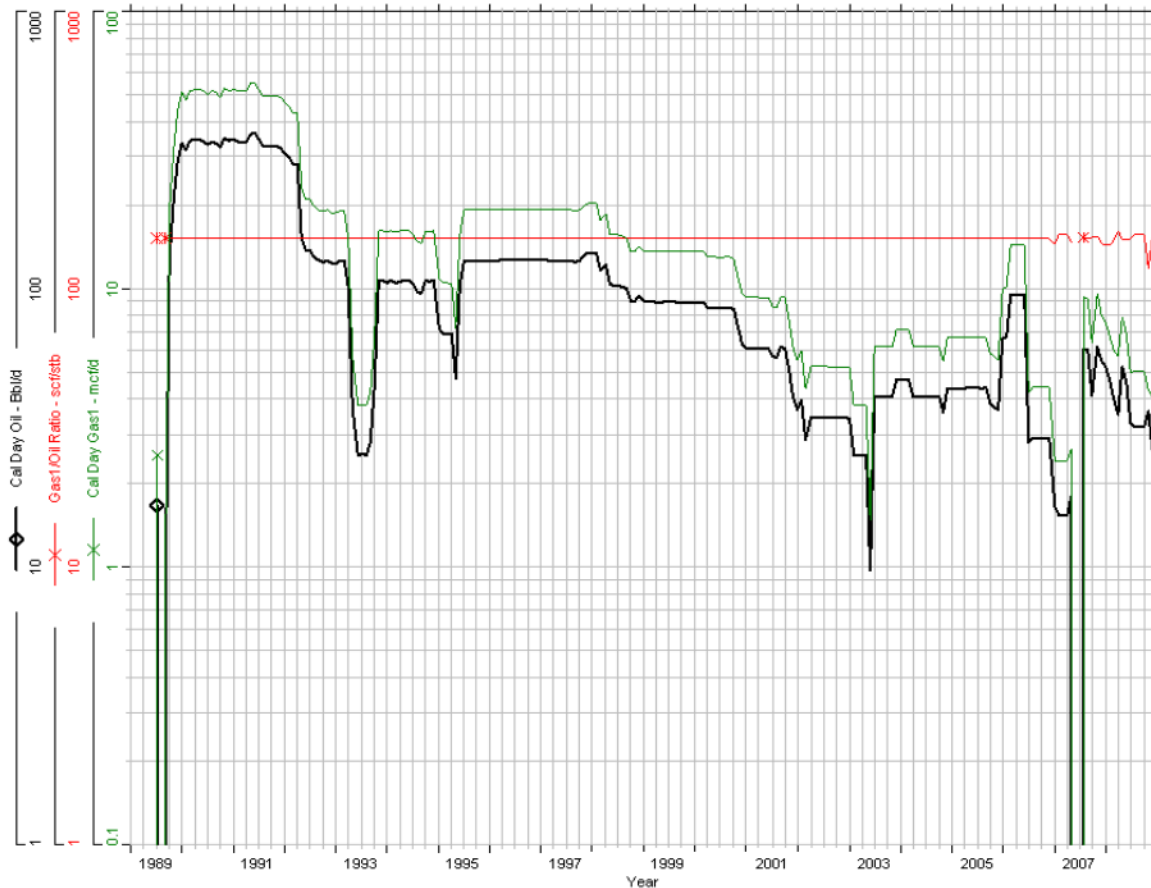


Figura 1.6-2 Comportamiento de producción de un pozo productor de aceite en condiciones de marginalidad (Generado de Merak Peep¹², Schlumberger).

En la tabla 1.6-1 se muestra una comparación entre los conceptos de madurez y marginalidad, para propósitos de asignación de este tipo de condiciones a los campos.

Adicionalmente en un campo maduro el rejuvenecimiento es costoso y menos atractivo que obtener producción de campos en desarrollo; y campo marginal es aquel cuyos ingresos son menores a los gastos para mantenerlo en producción.

Tabla 1.6-1 Parámetros de comparación para determinar madurez o marginalidad.

	Madurez	Marginalidad
Recuperación	Alta o baja dependiendo del esquema	Baja
Presión del yacimiento	Declinando	Alcanzando la presión de abandono
Producción de agua o gas	Aumentando	Alta
Instalaciones e infraestructura	Funcionales con mantenimiento	Obsoletas
Volumen de reservas	Alto	Bajo
Localización	Conocida	Remota o difícil acceso (aguas profundas)
Densidad °API	Variable	°API<20
Producción (aceite o gas)	Declinando	10<Np<15 (bpd)
Expectativa de producción(Años)	15 - 25	25 – 50
Legislación o Esquema Fiscal	Funcional o existente	No existe
Esquema de explotación	Compañías Grandes o Estatales	Compañías Independientes
Información y datos históricos	Conocida y corregida	Poca
Riesgo de inversión	Alto o bajo dependiendo del esquema	Alto

1.6.3 Producción marginal.

Una producción de petróleo o de gas se considera marginal, si se produce a un ritmo tal que entre en el margen de rentabilidad. Por supuesto, esta tasa varía en función de muchos factores, como los costos de operación, los precios de los productos, la viabilidad fiscal de la empresa, la recuperación de los costos de capital, los costos ambientales, los costos de cierre y de abandono. Un pozo puede producir a tasas relativamente altas, pero aún así se considera marginal, debido a factores como el alto corte de agua congénita.

1.7 Definiciones de reservas en sus diferentes categorías.

Debido a que el tema de la tesis está relacionado con las reservas, a continuación se presenta las definiciones vigentes de las diferentes categorías de éstas. Las definiciones fueron tomadas del libro "Las reservas de Hidrocarburos de México" (PEP, GR³⁴, 2008).

1.7.1 Reservas.

Son definidas como aquellas cantidades de hidrocarburos que se anticipa serán recuperadas comercialmente de acumulaciones conocidas a una fecha dada. Todas las reservas estimadas involucran algún grado de incertidumbre. La incertidumbre depende principalmente de la cantidad y calidad de datos de geología e ingeniería disponibles al tiempo de la estimación, e interpretación de esos datos.

El nivel de incertidumbre puede ser usado para colocar reservas en una de dos clasificaciones principales, probadas o no probadas. La figura 1.7-1 ilustra la clasificación de las reservas. Las cantidades recuperables estimadas de acumulaciones conocidas que no satisfagan los requerimientos de comercialización deben ser clasificadas como recursos contingentes. La definición de comercialización para una acumulación variará de acuerdo a las condiciones y circunstancias específicas de cada lugar.

Así, las reservas probadas son acumulaciones de hidrocarburos cuya rentabilidad ha sido establecida bajo las actuales condiciones económicas; las reservas probables y posibles podrán estar basadas en futuras condiciones económicas. En general, las cantidades no deben ser clasificadas como reservas a menos que haya una expectativa de que la acumulación será desarrollada y puesta en producción en un tiempo razonable.

Volumen original de hidrocarburos total								
Volumen Original de hidrocarburos no descubierto			Volumen original de hidrocarburos descubierto					
			No económico			Económico		
Incertidumbre	No recuperable	Estimación Baja	No recuperable	Estimación Baja	Reservas	Probada	Producción	
		Estimación Central		Estimación Central		Probada + probable		
		Estimación alta		Estimación alta		Probada + probable + posible		

Figura 1.7-1 Clasificación de los recursos y reservas de hidrocarburos. (Modificado de Petroleum Resources Classification and Definitions, SPE 2000).

1.7.1.1 Reservas probadas.

Son volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones atmosféricas y bajo condiciones económicas actuales, que se estima serán comercialmente recuperables en una fecha específica, con una certidumbre razonable, cuya extracción cumple con las normas gubernamentales establecidas, y que han sido identificados por medio del análisis de información geológica y de ingeniería. Las reservas probadas pueden ser clasificadas como desarrolladas o no desarrolladas.

El establecimiento de las condiciones económicas actuales incluye la consideración de los precios, de los costos de extracción, y de los costos históricos en un periodo de tiempo consistente con el proyecto. Además, si en la evaluación se utiliza un método determinístico, es decir, sin una connotación probabilística, el término de certidumbre razonable se refiere a que existe una confiabilidad alta de que los volúmenes de hidrocarburos serán recuperados. Por el contrario, si se emplea un método probabilístico, entonces la probabilidad de recuperación de la cantidad estimada será de 90 por ciento o más.

En general, las reservas son consideradas probadas si la productividad comercial del yacimiento está apoyada por datos reales de presión y producción. En este contexto, el término probado se refiere a las cantidades de reservas de hidrocarburos recuperables y no a la productividad del pozo o yacimiento.

En ciertos casos, las reservas probadas pueden asignarse de acuerdo a registros de pozos y/o análisis de núcleos, o pruebas de formación que indican que el yacimiento en estudio está impregnado de hidrocarburos, y es análogo a yacimientos productores en la misma

área o a yacimientos que han demostrado la capacidad para producir en pruebas de formación. Sin embargo, un requerimiento importante para clasificar a las reservas como probadas es asegurar que las instalaciones para su comercialización existan, o que se tenga la certeza de que serán instaladas.

El volumen considerado como probado incluye el volumen delimitado por la perforación y definido por los contactos de fluidos, si existen. Además, incluye las porciones no perforadas del yacimiento que puedan ser razonablemente juzgadas como comercialmente productoras, de acuerdo a la información de geología e ingeniería disponible. Sin embargo, si los contactos de los fluidos son desconocidos, la ocurrencia de hidrocarburos conocida más profunda controla el límite de reserva probada, a menos que datos de comportamiento o de ingeniería, indiquen lo contrario.

Es importante señalar también, que las reservas que serán producidas a través de la aplicación de métodos de recuperación secundaria y/o mejorada se incluyen en la categoría de probadas cuando se tenga un resultado exitoso por una prueba piloto representativa, o cuando exista respuesta favorable de un proceso de recuperación funcionando en el mismo yacimiento, o en uno análogo, con propiedades de roca y fluidos similares que proporcione evidencia documental al estudio de viabilidad técnica en el cual el proyecto está basado.

1.7.1.1.1 Reservas probadas desarrolladas.

Son aquellas reservas que se espera sean recuperadas de pozos existentes, incluyendo las reservas atrás de la tubería, que pueden ser extraídas con la infraestructura actual mediante actividades adicionales con costos moderados de inversión. En el caso de las reservas asociadas a procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, serán consideradas desarrolladas únicamente cuando la infraestructura requerida para el proceso esté instalada o cuando los costos requeridos para ello, sean considerablemente menores.

1.7.1.1.2 Reservas probadas no desarrolladas.

Son reservas que se espera serán recuperadas a través de la perforación de nuevos pozos en áreas no perforadas, o donde se requiere un gasto relativamente grande para terminar los pozos existentes y/o construir las instalaciones de producción y transporte. Lo anterior aplica tanto en procesos de recuperación primaria como recuperación secundaria y mejorada.

1.7.1.2 Reservas probables.

Son aquellas reservas en donde el análisis de la información geológica y de ingeniería de estos yacimientos sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de no serlo. Si métodos probabilísticos son usados para su evaluación, existirá una

probabilidad de al menos 50 por ciento de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores a la suma de las reservas probadas más probables.

Las reservas probables incluyen aquellas reservas más allá del volumen probado, y donde el conocimiento del horizonte productor es insuficiente para clasificar estas reservas como probadas. También, se incluyen aquellas reservas en formaciones que parecen ser productoras e inferidas a través de registros geofísicos pero que carecen de datos de núcleos, o pruebas definitivas, y no son análogas a formaciones probadas en otros yacimientos.

En cuanto a los procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, las reservas atribuibles a estos procesos son probables cuando un proyecto o prueba piloto ha sido planeado pero aún no se encuentra en operación, y cuando las características del yacimiento parecen favorables para una aplicación comercial. Otros casos de reservas probables surgen en diferentes situaciones. Las siguientes condiciones conducen a clasificar las reservas mencionadas como probables:

- i. Reservas asociadas a áreas donde la formación productora aparece separada por fallas geológicas, y la interpretación correspondiente indica que este volumen se encuentra en una posición estructural más alta que la del área probada.
- ii. Reservas atribuibles a futuras intervenciones, estimulaciones, cambio de equipo u otros procedimientos mecánicos, donde tales procedimientos no han tenido éxito en pozos que exhiben comportamiento similar en pozos análogos.
- iii. Reservas incrementales en formaciones productoras donde una reinterpretación del comportamiento, o de los datos volumétricos, indican reservas adicionales a las que fueron clasificadas como probadas.
- iv. Reservas adicionales atribuibles a pozos intermedios, y que pudieran haber sido clasificadas como probadas si se hubiera autorizado un desarrollo con espaciamiento menor al tiempo de la evaluación.

1.7.1.3 Reservas posibles.

Son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos segura su recuperación comercial que las reservas probables. De acuerdo con esta definición, cuando son utilizados métodos probabilísticos, la suma de las reservas probadas, probables más posibles tendrá al menos una probabilidad de 10 por ciento de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores. En general, las reservas posibles pueden incluir los siguientes casos:

- a) Reservas que están basadas en interpretaciones geológicas y que pueden existir en áreas adyacentes (contiguas) a las áreas clasificadas como probables y en el mismo yacimiento.
- b) Reservas en formaciones que parecen estar impregnadas de hidrocarburos, basados en análisis de núcleos y registros de pozos, pero pueden no ser comercialmente productivas.
- c) Reservas adicionales por perforación intermedia que está sujeta a incertidumbre técnica.
- d) Reservas incrementales atribuidas a mecanismos de recuperación mejorada cuando un proyecto o prueba piloto está planeado pero no en operación, y las características de roca y fluido del yacimiento son tales que una razonable duda existe de que el proyecto será comercial.
- e) Reservas en un área de la formación productora que parece estar separada del área probada por fallas geológicas, y que la interpretación indica que el área de estudio está estructuralmente más baja que el área probada.

1.7.1.4 Reservas marginales.

Son aquellas acumulaciones pequeñas de hidrocarburos o que son difíciles de recuperar económicamente por si mismas, bajo premisas económicas y condiciones fiscales actuales. Los yacimientos que contienen este tipo de reservas a menudo son despreciados a favor de zonas más prolíficas que contengan volúmenes económicamente más atractivos (Haynes¹⁵, 1994).

1.8 Investigación de situación real.

De acuerdo a la estrategia de PEP (Narváez²⁷, 2004), hay una gran variedad de Activos de Producción: unos producen principalmente aceite; otros son gasíferos, los hay terrestres y marinos y también hay activos cuya actividad principal es el desarrollo de campos. Entre todos éstos se distingue un grupo de Activos que se caracteriza por producir de campos maduros y marginales.

Este selecto grupo de activos tiene ciertas particularidades como: tener yacimientos antiguos en avanzado estado de explotación, ser productores de aceite con bajas productividades por pozo, producción en franca declinación, altos porcentajes de agua y 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 reservas, habilidades personales, pozos “campeones” e instalaciones estratégicas.

Actualmente algunas actividades como la evaluación de proyectos, asignación de recursos y evaluación del desempeño se realizan con un enfoque genérico y la organización y sus metodologías no distinguen si los activos son gasíferos, aceiteros, terrestres, marinos, maduros o marginales; como si lo hacen las mejores prácticas internacionales.

En años posteriores el Ing. Antonio Narváez ha propuesto el rejuvenecimiento en la administración de los campos maduros, con la finalidad de mejorar la organización, metodologías y habilidades, recuperando así el valor económico que aún poseen estos activos. Propuestas sobre recursos humanos, evaluación y financiamiento de proyectos, operación de instalaciones y reformas al régimen fiscal son planteadas por él en sus investigaciones. Una conclusión general de sus investigaciones se orienta a que de no emprender un plan de mejoramiento a mediano plazo, la destrucción de valor aumentaría dañando no sólo a PEP, sino a PEMEX y a México.

Comparado con el gas, el negocio del aceite en los campos maduros es pequeño y en algunos años no rentable, aún con precios razonables. Las figuras 1.8-1 y 1.8-2 muestran respectivamente el comportamiento del precio promedio de la mezcla mexicana de aceite y del gas natural de los últimos 3 años, en estas gráficas se puede observar como el precio de ambos hidrocarburos estuvo a la alza, pero que a partir de agosto de 2008, los precios se desplomaron, afectando la rentabilidad de los proyectos documentados en la cartera de proyectos de PEMEX, siendo los más afectados aquéllos proyectos con baja productividad por resultar directamente etiquetados como de baja rentabilidad.

Aceite crudo
 dólares por barril

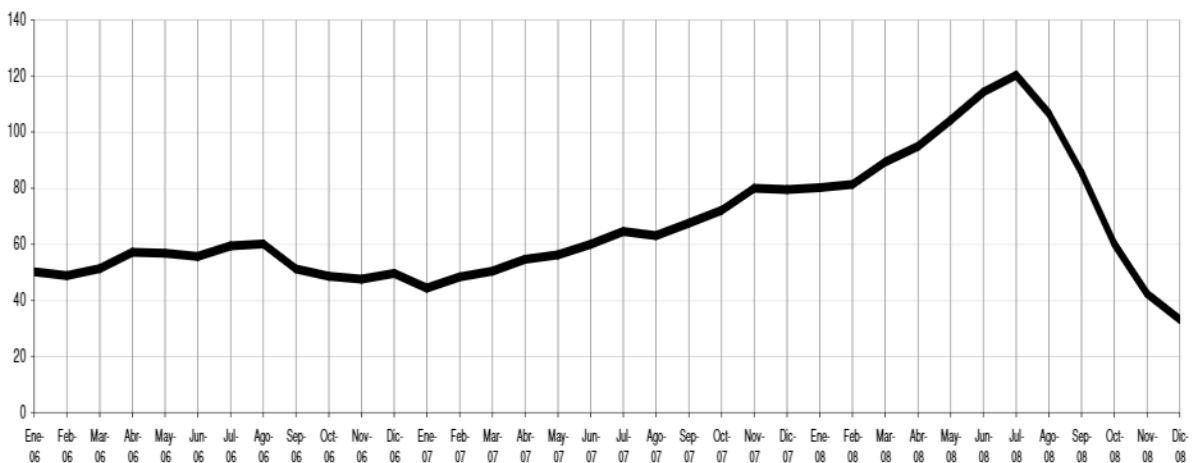


Figura 1.8-1 Comportamiento de los precios históricos de la mezcla mexicana de petróleo.
 (PEP 2008)

Gas húmedo amargo
 dólares por miles de pies cúbicos

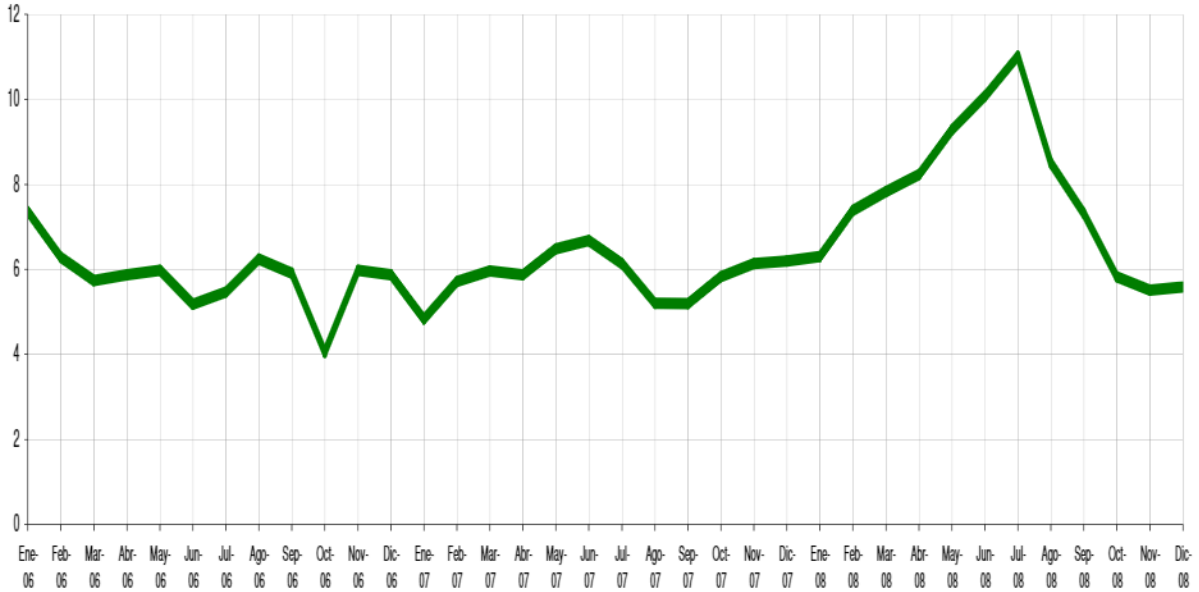


Figura 1.8-2 Comportamiento de los precios históricos del gas húmedo amargo (PEP 2008).

1.8.1 Puntos clave sobre madurez y marginalidad (Observados en la Región Norte).

- Los proyectos en campos maduros compiten por recursos con los “grandes”.
- Bajo el actual esquema de asignación de recursos por parte de la Secretaría de Hacienda; los proyectos en campos maduros son continuamente diferidos.
- Los campos marginales se incrementan constantemente.
- Existe gran capacidad de almacenamiento y proceso ociosa.
- El número de Personal se incrementa de sobremanera en activos donde la producción va a la baja.
- En general la industria petrolera en México cuenta con pocos procesos de recuperación mejorada y secundaria.
- En México las instalaciones de los campo marginales son rudimentarias y antiguas, aunque en buen estado de mantenimiento a nivel estación colectora y batería.

- México cuenta con tramos de control extensos por dispersión de las instalaciones.
- Además en los campos hay falta de control y telemetría. Personal de producción insuficiente para operación manual.
- No existe supervisión de ingeniería de campo.
- Terminaciones a pozo abierto sin segregar horizontes productivos.
- Acerca del Bombeo mecánico este mas efectivo y no está generalizado. Precisa también ser optimizado en cuanto a hp, carreras y golpes por minuto.
- Bombeo neumático no funcional, sin circuito cerrado de gas, bajas presiones.
- Flujo natural estrangulado para evitar producción de agua.
- Falta de intervenciones regulares de limpieza y ensanchado de pozo.
- Niveles de fluido altos (p.e., 19 m), indicando que pozos no se bombean eficientemente para minimizar la presión de fondo de pozo.
- Pozos empatados que fluyen a un solo cabezal, con consiguiente efectos de contrapresión.
- El porcentaje promedio de agua es solamente 20%.
- Existen pozos fluyentes sin vecinos a menos de 2.5 Km. de distancia.
- Muchos de estos puntos que se han observado en los campos petroleros de la Región Norte se han presentado en otros países y con inversiones y decisiones se ha revertido.

1.8.2 Análisis de PEP respecto a los campos marginales (Narváez²⁷, 2004).

En Estados Unidos es rentable operar pozos que producen medio barril de crudo por día, y en México pozos que producen 68 bpd tienen pérdidas, esto nos lleva indudablemente a preguntarnos las causas posibles.

La probable respuesta es que la rentabilidad no sólo depende de la productividad del pozo sino de "como nos organizamos" para operarlo y cuánto nos cuesta hacerlo. Las mejores prácticas indican que la organización para administrar un campo petrolero depende de la naturaleza del campo y de la fase del proceso exploración - producción en la que se encuentre ubicado (Narváez²⁷, 2004).

En materia de metodologías es conveniente por ejemplo que éstas reconozcan el trato especial en la asignación de recursos y en la evaluación de proyectos para campos marginales. En habilidades y tecnología es muy natural que en un campo en desarrollo la tecnología y las habilidades estén orientadas a la perforación de pozos y a la construcción de infraestructura y en campos en declinación éstas se enfoquen hacia la optimización de recursos, recuperación secundaria, automatización de instalaciones, negociación con el sindicato, etc.

En la Región Norte los Activos Poza Rica y Altamira tienen predominantemente campos maduros y además se están incrementando gradualmente los campos marginales.

Los Activos Poza Rica y Altamira tienen las siguientes características:

1. Su producción está en declinación y la obtienen principalmente de campos maduros y marginales.
2. Tiene bajos niveles de inversión tanto en exploración como en explotación.
3. Altísimos costos de producción y utilidades inciertas.
4. Alto nivel de reservas probadas, probables y posibles.
5. En la Región Norte los bajos niveles de inversión fueron producto de recursos limitados de inversión, que privilegiaron mayormente proyectos con indicadores de rentabilidad aceptables y estratégicos como los gasíferos. Desafortunadamente los proyectos de inversión en campos maduros no siempre tienen indicadores competitivos a nivel nacional, por tal razón no fueron favorecidos con recursos.

Los Activos Altamira y Poza Rica tienen a nivel nacional los más altos costos de producción. Éstos han aumentado en los últimos años el alto costo es debido a una combinación de los siguientes factores:

- a) Yacimientos muy antiguos con bajas productividades por pozo.
- b) Gran cantidad de instalaciones obsoletas, antiguas y con exceso de capacidad instalada (recolección, separación, almacenamiento y bombeo) que demandan exceso de personal.
- c) Producción de un 50% de crudo pesado y semipesado.
- d) Poca automatización y demasiadas operaciones manuales.
- e) Estructura administrativa sobredimensionada y mal distribuida.

Lo anterior, ocasiona que para operar estos campos se tenga que ocupar gran cantidad de personal (subutilizado), y realizar cuantiosas erogaciones por concepto de vehículos, combustibles, mantenimiento y materiales. Aunado a lo anterior, la estructura organizacional en los Activos ha favorecido la concentración de excesivo personal no sustantivo en las cabeceras del Activo (administración y finanzas, mantenimiento y logística, etc.).

1.8.2.1 Régimen fiscal desmotivante.

Bajo el régimen fiscal actual, los impuestos y derechos, se ajustan en la llamada red fiscal al DSH (Derecho Sobre Hidrocarburos), que es del 60.8% sobre los ingresos brutos por ventas a terceros. Este régimen fiscal, al basarse únicamente en los ingresos brutos, afecta por igual y de manera indirecta a todas las subsidiarias y actividades de éstas (Up-stream y Down stream). Es equivalente a tener en la práctica un impuesto plano que no depende del tipo de actividad, de los costos ni del riesgo.

En otras palabras, no es buena práctica aplicar el mismo régimen fiscal a una refinería que a un campo petrolero; o a campos altamente rentables, que a campos marginales.

El régimen fiscal petrolero de México no contempla criterios de eficiencia ni para la operación ni para la selección de inversiones. Al basarse tan sólo en los ingresos, tiende a desalentar toda actividad que no sea de muy alta rentabilidad.

1.8.2.2 Situación compleja en los campos maduros y marginales (Factores Internos y Externos).

Los Activos con campos maduros y marginales enfrentan una situación crítica, causado por factores internos y externos que se enuncian a continuación:

Factores internos.

- a. Costos de producción elevados y mayormente fijos (70%); no dependen del nivel de producción.
- b. Campos en franca declinación y transformándose gradualmente en marginales
- c. Estructura de personal excesiva no acorde a los niveles de producción y mal distribuida.
- d. Exceso de capacidad instalada de recolección, separación, almacenamiento, bombeo, compresión y transporte con bajo nivel de automatización de operaciones

- e. Bajo aprovechamiento de gas, por un gran número de campos con instalaciones dispersas.
- f. Bajos niveles de inversión debido a proyectos con baja competitividad a nivel nacional.
- g. Capacidad de maniobra limitada para ajustes en los conceptos que más impactan los costos (mano de obra).

Factores externos.

- a. Régimen fiscal regresivo, no estimulante y depredador.
- b. Incertidumbre en los precios del crudo; que afecta fuertemente los campos con costos de producción elevados

1.8.3 Estrategia de PEP respecto a los campos marginales.

La estrategia de PEP (Narváez²⁷, 2004) propone que para el manejo eficiente de los campos marginales en México es necesario la optimización de instalaciones, la reactivación de proyectos y la correcta administración de campos y la creación de una partida de financiamiento para el desempeño de actividades.

1.8.3.1 Manejo de instalaciones.

La operación de pozos e instalaciones debe optimizarse; de tal forma que requiera la menor cantidad de mano de obra, energías y mantenimiento. Para esto se propone:

1. Automatizar la operación de las baterías e instalaciones complementarias instalando controles automáticos para la medición y manejo de fluidos.
2. Disminuir al mínimo la supervisión personal a pozos, instalando dispositivos de control automático de fluidos producidos.
3. Redimensionar gradualmente y bajo un programa de mediano plazo las capacidades de separación, almacenamiento, bombeo, transporte, inyección y compresión.
4. Eficientar las operaciones de bombeo de crudo al aprovechar las altas capacidades de almacenamiento y bombeo disponibles.
5. Contratar los servicios de mantenimiento y operación, reduciendo al personal propio que hace estos trabajos.

6. Cambiar la filosofía en la supervisión de pozos, al destinar vehículos más ligeros.

1.8.3.2 Reactivación de proyectos.

Otra variable que mejora de manera importante los costos de producción, es el incremento de la producción. De antemano se sabe que para incrementarla se requieren importantes recursos y que los resultados de los proyectos no son siempre 100% seguros; sin embargo, la presencia de reservas probadas y probables en aquellos campos que así lo reporten, hacen viable las opciones de reactivar los proyectos de desarrollo y de recuperación mejorada más rentables.

1.8.3.3 Financiamiento de actividades y administración de campos.

En Estados Unidos las compañías que operan campos maduros y marginales son pequeñísimas; en muchos casos son particulares y es el mismo personal que atiende el rancho y el ganado, el que opera y administra los pozos que tiene la propiedad; es decir, prácticamente no tienen ninguna estructura administrativa de soporte, subcontratando todos los servicios, a excepción de la operación del pozo y de la batería, la cual se encuentra automatizada (Olds³², 1993). Como opciones para obtener los recursos necesarios se propone lo indicado en la tabla 1.8-1.

Tabla 1.8-1 Actividades para financiamiento de proyectos.

- | | |
|--|--|
| <ul style="list-style-type: none"> ➤ Destinar recursos multianuales para proyectos de baja rentabilidad sin someterlo estrictamente a las llaves técnicas actuales. ➤ Promover con el Gobierno Federal que a PEP se le permita al utilizar los recursos de la reserva para exploración y declinación de campos con el objetivo de reactivar los campos con mayor cantidad de reservas. | <ul style="list-style-type: none"> ➤ Seleccionar para que PEMEX administre de manera directa sólo algunos campos con cierto nivel de producción y reservas. ➤ Obtener los recursos mediante contratos de asistencia técnica en los que se les permita a compañías cien por ciento mexicanas operar los campos marginales y algunos maduros, motivándolas a invertir y modernizar las instalaciones y a la vez generar empleos productivos. |
|--|--|

1.9 Régimen fiscal actual de México.

Las mejores prácticas en el mundo indican que los gobiernos estimulan fiscalmente la inversión en actividades riesgosas o poco atractivas (exploración, campos marginales o proyectos riesgosos).

El régimen fiscal petrolero vigente en México es uno de los más regresivos en el mundo. No permite en la práctica que PEMEX funcione como una empresa real. No es aconsejable aplicar el mismo régimen a todas las fases de la actividad petrolera, (Up Stream y Down Stream); ni tampoco es conveniente valorar de la misma manera el destino de las inversiones para la exploración de recursos que para el desarrollo de un campo altamente productivo como Cantarell, o un campo marginal como Ébano. La variedad y riqueza de los diversos sistemas fiscales en el mundo, la aplicación inteligente que hacen sus gobiernos para capturar la máxima cantidad de renta económica, y nuestro obsoleto régimen fiscal actual, demandan la necesidad de reformar responsablemente el sistema fiscal petrolero de México.

1.10 ¿Y qué hacer con los campos marginales (retos)?

La experiencia y la práctica internacional muestran que existe en la administración de campos marginales retos contables, tecnológicos, operativos, financieros, laborales y normativos que habrán que enfrentarlos si deseamos administrarlos adecuadamente y así evitar la pérdida de valor derivada de éstos; la tabla 1.10-1 resume los retos mencionados.

Tabla 1.10-1 Retos en los campos marginales.

<p>Contables</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Diseñar herramientas adecuadas para identificar oportunamente estos campos en una empresa cuyos registros tienden a estar centralizados, dificultándose la apropiada determinación de costos, gastos incluso a nivel campo - pozo. ▪ Carencia de lineamientos en manejo de activos fijos y capitalización 	<p>Operativos</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Bajas productividades por pozo ▪ Campos dispersos y aislados, alejados ▪ Personal arraigado con alta tradición petrolera ▪ Instalaciones grandes y antiguas <p>Financieros</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Nula rentabilidad y altos costos de producción ▪ Dificultad para la obtención de recursos de operación e inversión
--	---

Tecnológicos

- Taponamiento de pozos antiguos y depresionamiento de áreas con yacimientos someros
- Desmantelamiento de instalaciones y saneamiento de áreas, bajo estricta normatividad de PROFEPA
- Optimización de instalaciones, automatización y mantenimiento terminal.
- Rejuvenecimiento de los campos con condiciones de explotación avanzadas.

Laborales

- Reducción / reubicación de personal
- Aumento de productividad laboral

Normativos

- Contabilidad de reservas
- Reglamento de trabajos petroleros
- Capitalización del activo fijo
- Amortización y depreciación

La naturaleza de los campos marginales exige que éstos se administren de una manera especial, donde con toda anticipación y planeación adecuada, se observe una filosofía para la operación, mantenimiento, abandono y manejo contable y normativo. La figura 1.10-1 muestra el modelo de administración de campos marginales propuesto por el Ing. Antonio Narváez Ramírez.

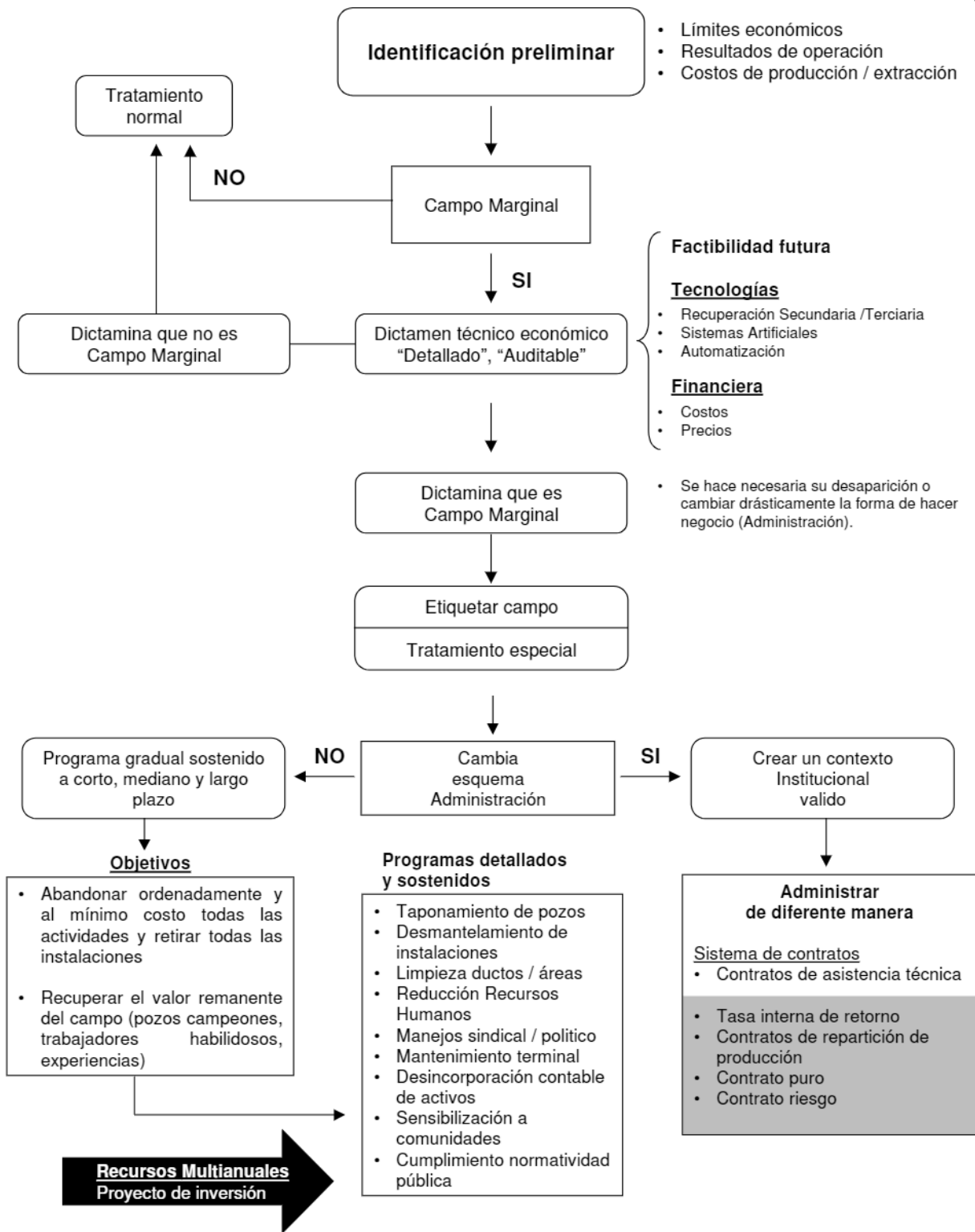


Figura 1.10-1 Proceso propuesto para administrar campos marginales (Tomado de Narváez²⁷ 2004).

1.11 Límites de marginalidad en los Estados Unidos de América.

Con el propósito de visualizar los límites de la producción marginal de aceite se investigó cual es el gasto volumétrico que estadísticamente producen los pozos de petróleo en los Estados Unidos de América y se encontró que son aquellos que producen en promedio una cifra menor o igual a 10 barriles de petróleo por día. Para el caso del gas se encontró que son aquellos que producen en promedio una cifra menor o igual a 60 mpc de gas natural por día¹³.

1.12 ¿Qué hace el gobierno de Estados Unidos de América para ayudar a los pozos productores marginales?

La importancia de los pozos marginales no se ha perdido en la industria y el gobierno de EE.UU. La mayor amenaza para los pozos marginales son los bajos precios del aceite y el gas y la mejor manera de compensar este efecto es a través de la reducción de costos¹⁶.

Los gobiernos estatales y Federal han proporcionado ayuda en la reducción de costos a productores marginales a través de programas que permiten la reducción de impuestos, créditos fiscales, y programas de regalías. Otra forma de prolongar la vida útil de los pozos marginales es la investigación, dedicada a cumplir los requisitos específicos de estos pozos o yacimientos con baja tasa de producción.

Una vez más, los dos gobiernos, federal y estatal, así como la industria han prestado apoyo a consorcios y asociaciones dedicadas a ayudar a los operadores de pozos marginales y han proporcionado una financiación directa para la investigación y la transferencia de tecnología destinada a mejorar la viabilidad de los pozos marginales. Una lista de algunos de los programas actuales marginales y de apoyo o programas de incentivos es el siguiente:

1.12.1 Incentivos Federales.

- Crédito a Pozos Marginales (Countercyclical Well Marginal Tax Credit) - Este crédito recientemente aprobado por el Congreso de EEUU se aplica a los pozos marginales y a pozos de alto corte de agua. Pozos con alto corte de agua son aquellos que producen 25 barriles de petróleo crudo equivalente por día o una cifra menor a esa y producen 95% de agua⁷.

El crédito se aplica a los tres primeros barriles por día de producción. El crédito es de un máximo de 3 dólares por barril (0.50 dólares por mpc) aplicado proporcionalmente cuando el precio cae por debajo del punto de activación, es decir; se inicia cuando el primer precio interno anual de compra del petróleo cae por debajo de 18 dólares por barril (2 dólares por mpc) y se aplica si el precio cae por debajo de los 15 dólares por barril (1.67 dólares por mpc). Este crédito ofrece una red de seguridad para los productores marginales.

- Permiso para el Aumento del Porcentaje de Agotamiento (Increased Percentage Depletion Allowance) – Impuesto fiscal federal que permite un aumento en el porcentaje de agotamiento en la tasa marginal para propiedades de los operadores independientes. El porcentaje de agotamiento normal de asignación de un operador independiente es del 15% de la producción bruta. A los propietarios marginales de los derechos de propiedad se les da un porcentaje extra por cada dólar cuando el precio de referencia sea de 20 dólares menor que el año anterior⁷.
- Programa de Reducción de Tarifa (Stripper Oil Royalty Rate Reduction Program) - Esta norma publicada por el Departamento del Interior de EE.UU. y la Oficina de Ordenamiento Territorial en 1992, concede una reducción en las regalías pagadas por el petróleo producido en zonas marginales en zonas federales⁷.

1.12.2 Incentivos Estatales (Olds³², 1993).

- Alabama - reducción de impuestos fiscales por producción del 6% al 8%.
- Arizona - la reducción de impuestos del 4% al 5%.
- Colorado - exentos de impuestos, crédito fiscal para el 87.5% de impuesto ad valorem.
- Florida - reducción de impuestos del 5% al 8% para el petróleo, el gas de producción marginal grava a 0.12 dólares por MCF.
- Kansas - exención de impuestos, la cantidad de exentos está sujeta a una compleja lista de normas que dependen de la profundidad y de los precios del petróleo.
- Louisiana - exención total de impuestos por petróleo si los precios del petróleo están por debajo de los 20 dólares. Por encima de 20 dólares la exención de impuestos es del 50%.
- Michigan - reducción de impuestos del 4% al 6.6% por petróleo y del 4% al 5% para el gas natural.
- Mississippi - la devolución de las dos terceras partes del pago de impuestos si el precio del petróleo es menor a los 12 dólares.
- Montana - reducción de impuestos del 5.5% al 10.5% si el precio del petróleo está por debajo de los 30 dólares.
- Nebraska - reducción de los impuestos del 2% al 3%.
- Nuevo Mexico - reducción de impuestos de 1.875% a tan bajo como 3.75% y el impuesto de emergencia escolar se reduce de 2% al nivel más bajo del 4% para el gas natural y de 1.58% a tan bajo como 3.15% para el petróleo. La reducción es llevada a cabo cuando el precio cae por debajo de los 18 dólares para el petróleo y 1.35 dólares para el gas natural. Reducción máxima de 15 dólares para el petróleo y 1.15 dólares para el gas.
- Dakota del Norte- exento de impuestos.
- Texas - la reducción de regalías por dos años para la situación marginal económica de arrendamiento.

- Utah - exención del impuesto.
- West Virginia - exención del impuesto.
- Wyoming - si el precio del petróleo es menor a los 20 dólares, los pozos que producen menos de 15 barriles / día recibirán 2% de reducción en el pago de impuestos. Si el precio del petróleo es superior a los 20 dólares, los pozos que produzcan menos de 10 barriles / día recibirán un 2% de reducción en el pago de impuestos.

1.12.3 Industria y Gobierno, consorcios y asociaciones.

+ Comisión de Pozos Marginales de Oklahoma (Oklahoma Marginal Well Comisión) - La Comisión Marginal de Pozos es una agencia del estado de Oklahoma, financiado por la industria del petróleo y del gas a través de un pequeño impuesto sobre el petróleo y el gas producido en el estado, con el fin de proteger y promover la producción de petróleo y de gas en Oklahoma. Patrocina programas de transferencia de tecnología para ayudar a los operadores de pozos marginales.

+ Asociación Nacional de Pozos Marginales (National Stripper Well Association) - Un grupo de presión que opera en conjunción con la Asociación Independiente de Petróleo de Estados Unidos (IPAA) para asegurar que las voces de productores independientes y los operadores de pozos marginales sean escuchados por los legisladores en Washington DC.

+ Consorcio de Pozos Marginales (Stripper Well Consortium) – Es una industria impulsada por investigadores del consorcio, financiada principalmente por Departamento de Energía de los EE.UU. (DOE). Este consorcio fue creado en el 2000 por un acuerdo de cooperación entre el DOE y la Universidad de Pensylvania (Penn State University).

La empresa fue creada para ayudar a los pequeños operadores independientes, propietarios de la gran mayoría de los pozos marginales, hace desarrollo, demostración y comercialización de tecnologías para mejorar el rendimiento de la producción de los pozos marginales. Los aproximadamente 50 miembros se coordinan en proyectos de investigación en tres grandes áreas: rehabilitación de yacimientos, limpieza de pozos, y optimización del sistema en superficie. Los proyectos son desarrollados por los miembros del consorcio y requieren un mínimo del 30% en la participación de los costos para el participante⁷.

CAPITULO II EL CICLO DE VIDA DE UN CAMPO.

2.1 Definición del ciclo de vida de un campo petrolero (propuesta).

El Ciclo de Vida de un Campo Petrolero es la relación que existe entre el tiempo y la producción de los hidrocarburos desde el descubrimiento del campo hasta el abandono del mismo. En la figura 2.1-1 se muestra tal relación, las distintas fases del ciclo de vida de un campo, las actividades correspondientes a cada una de las fases así como la duración de las fases, la vida promedio del ciclo de vida de un campo petrolero puede variar, pero muchos factores determinan si este periodo se amplía o se reduce, la duración por lo tanto es una ejemplificación. Para fines de ingeniería petrolera el ciclo de vida de un campo está dividido en cinco fases:

1. Fase de Exploración.
2. Fase de Evaluación o Valoración.
3. Fase de Desarrollo.
4. Fase de Producción.
5. Fase de Abandono.

Fases y actividades del ciclo de vida de un campo petrolero.

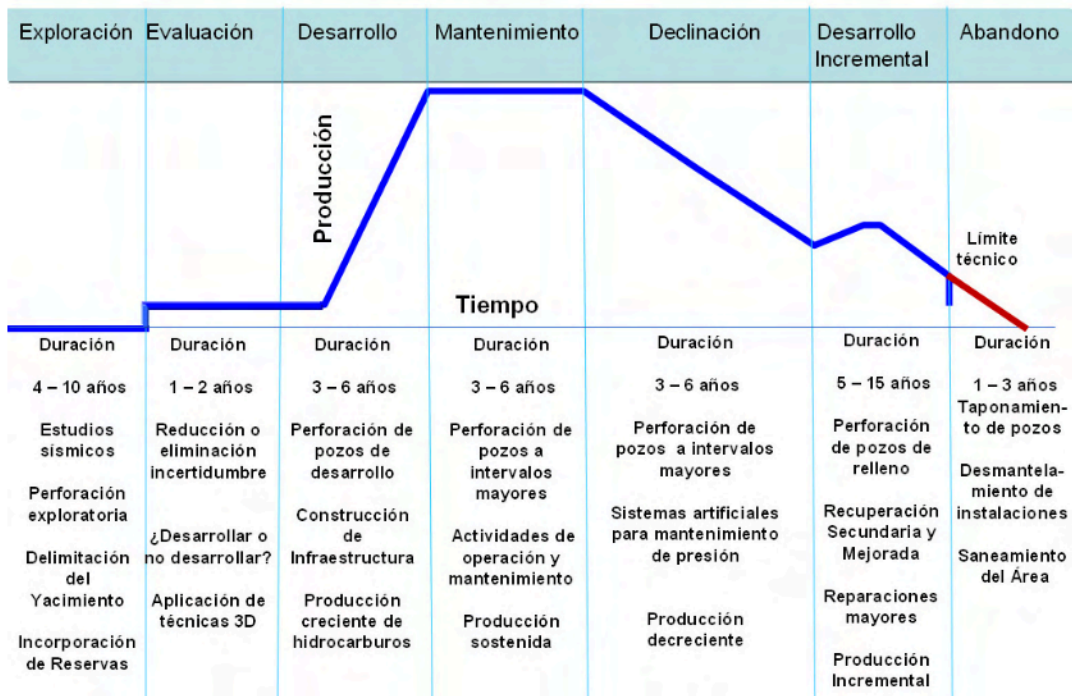


Figura 2.1-1 Ciclo de vida de un campo petrolero incluyendo fases y actividades.

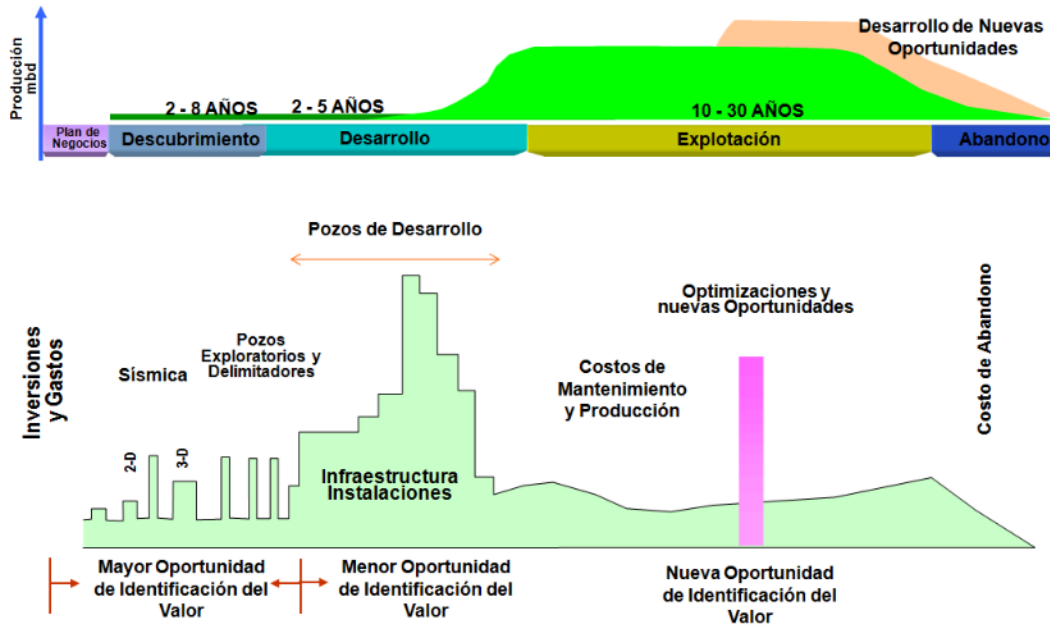


Figura 2.1-2 Horizonte acumulado del ciclo de vida de un campo petrolero que incluye inversiones y gastos durante el tiempo de vida del mismo (Modificado de PEP 2007).

Los propósitos, actividades y productos de cada fase del proceso completo responden a características, y necesidades muy particulares y específicas, de tal manera que los recursos invertidos en cada una de estas fases tienen que ser maximizados. En la figura 2.1-2 se puede observar que a lo largo del tiempo de vida del campo se realizan diversos gastos e inversiones en cada una de las fases del ciclo de vida del campo, cada uno con necesidades y características propias. En cada una de las fases del ciclo se realizan actividades subsecuentes e interdependientes, y en cualquiera de las fases pueden retomarse. El ciclo es vital para la cadena de valor de una empresa petrolera ya que a través del tiempo y de un esquema de planeación y desarrollo se puede obtener la máxima recuperación y el máximo rendimiento de la producción. El ciclo de vida es muy importante para poder entender los procesos de exploración y explotación de hidrocarburos ya que nos da una referencia en el tiempo de dónde estamos situados y de esta manera tomar decisiones operativas, técnicas, económicas, ambientales y de seguridad.

En la siguiente sección se hace una descripción general de las actividades llevadas a cabo en varias de las etapas del desarrollo de campos. Cada actividad es manejada por una necesidad de negocio relativa a cada fase en particular.

2.2 Fase de exploración.

Por más de un siglo geólogos y petroleros han dedicado años de estudio en la búsqueda de aceite y gas. Hubo un periodo de descubrimientos mayores a lo largo de todo el mundo desde finales de los años 60's y principios de los 90's. Sin embargo los campos petroleros más grandes o gigantes ya han sido descubiertos y los futuros descubrimientos serán cada día más pequeños y cada vez más complejos.

Afortunadamente, el desarrollo de nuevas técnicas de exploración ha permitido y ha aumentado el entendimiento geológico y la eficiencia en la exploración. Aunque los objetivos o descubrimientos son cada vez más pequeños, la exploración y la evaluación de campos pueden hacerse con mayor precisión y con mayores oportunidades de éxito.

A pesar de tales mejoras, la exploración sigue siendo una actividad de alto riesgo. Muchas compañías petroleras tienen grandes portafolios de interés exploratorio, cada uno con sus características físicas y geológicas particulares y con diferentes probabilidades de encontrar hidrocarburos. Administrar tales activos de exploración y operaciones representa un reto mayor en diferentes países petroleros.

Incluso si las condiciones geológicas son prometedoras, y se infiere la presencia de hidrocarburos, las condiciones políticas y fiscales de los países en los que se realice el descubrimiento, deben ser favorables para el éxito comercial de las empresas de exploración (Sherrard et al.⁴³, 2001). En la figura 2.2-1 se presentan los tiempos aproximados de las actividades de exploración, también se muestra una gráfica que muestra el incremento en los gastos conforme avanza el tiempo debido a esas mismas actividades. La distancia a los mercados potenciales, la existencia de una infraestructura, y la disponibilidad de mano de obra calificada son los parámetros más recurrentes que se necesitan evaluar antes de que se realice cualquier aprobación, portafolio, trato o negociación referente a la exploración.

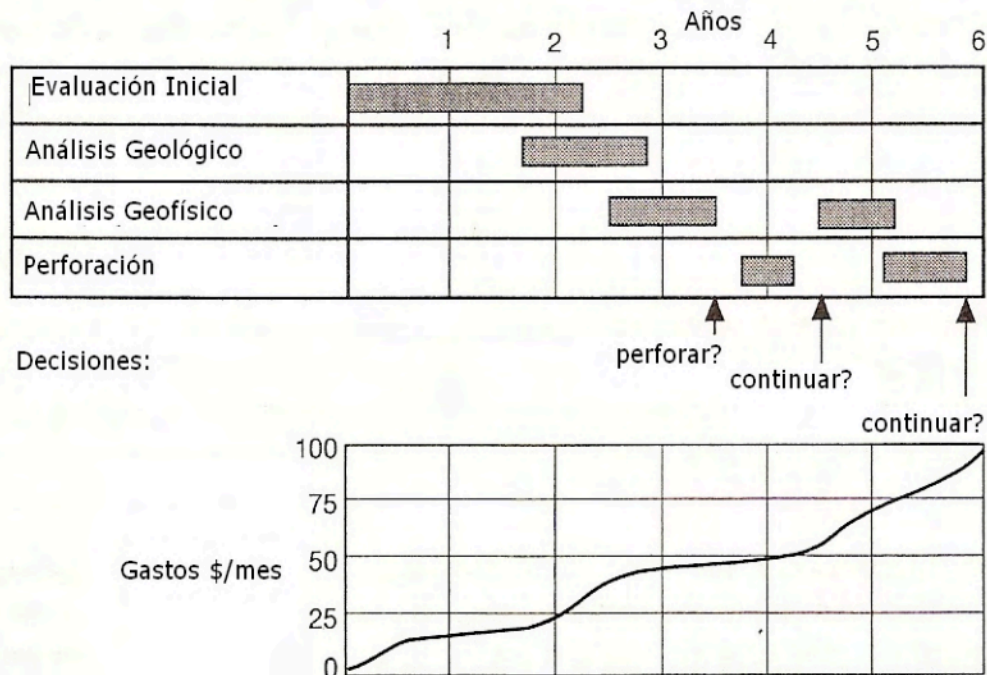


Figura 2.2-1 Fases y gastos en un programa típico de exploración.

Tradicionalmente, las inversiones en exploración son hechas años antes de que exista alguna oportunidad de producir hidrocarburos. En tales situaciones las compañías deberán predecir al menos un escenario; en donde las recompensas potenciales de producciones eventuales justifiquen las inversiones en exploración. Es común para las compañías petroleras trabajar años atrás en áreas prospectivas antes de que se realice la perforación del primer pozo exploratorio. Durante este periodo la historia geológica, y el área serán examinadas, y la zona con mayor probabilidad será cuantificada.

Previo a la perforación del primer pozo exploratorio debe hacerse un programa de trabajo. El trabajo de campo, la prospección magnética, gravimétrica, y sísmica son las herramientas más comunes. Las actividades de exploración están encaminadas a encontrar nuevos volúmenes de hidrocarburos que pueden reponer los volúmenes que han sido producidos. El éxito de que tenga una compañía de exploración determinará las perspectivas de permanecer o no, en el negocio a largo plazo.

El objetivo de cualquier empresa de exploración es encontrar nuevos volúmenes de hidrocarburos a bajos costos en un periodo muy corto de tiempo. Los presupuestos para exploración están en directa competencia con las oportunidades de adquisición. La adquisición está referida a la oportunidad que tiene una empresa petrolera de gastar más dinero en la exploración que lo podría gastar en la cantidad equivalente a comprar, extraer o vender el petróleo a precios de mercado. 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.

La secuencia usual de actividades una vez que el área ha sido seleccionada para que la exploración se lleve a cabo, comienza con la definición de una cuenca. En la figura 2.2-2 se muestran actividades primarias de la exploración como lo son el reconocimiento aéreo y satelital, para encontrar las localizaciones o las manifestaciones superficiales de hidrocarburos. El mapeo de las anomalías magnéticas y gravimétricas serán los dos primeros métodos aplicados. Después se traza una malla gruesa en dos dimensiones (2D), cubriendo el área, definiendo áreas en específico o con la afinidad de mostrar estructuras cuyo potencial pueda contener acumulaciones.



Figura 2.2-2 Actividades primarias de exploración: 1. Reconocimiento aéreo
 2 .Reconocimiento satelital (Tomado de PEP 2004).

Después se integrarán investigaciones más detalladas para definir un prospecto, una estructura sub-superficial con una probabilidad razonable de que contenga todos los elementos de una acumulación como se muestra en la figura 2.2-3 donde existen las condiciones esenciales tanto de presión, temperatura y condiciones geológicas para la presencia de un prospecto.

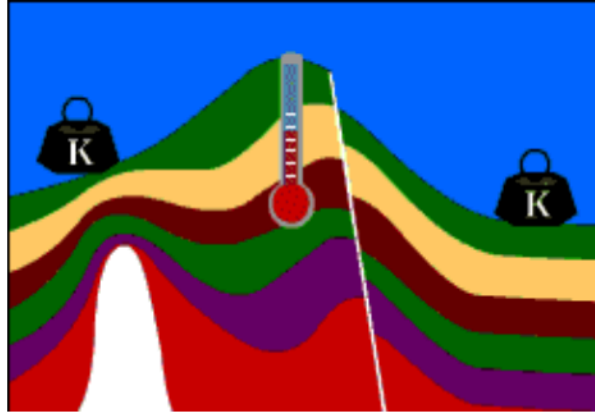


Figura 2.2-3 Estructura sub-superficial (Tomado de PEP 2004).

Eventualmente, solo la perforación de un pozo exploratorio probará la validez o existencia de acumulaciones de hidrocarburos como lo muestra la imagen de la figura 2.2-4. Los pozos resultarán en descubrimientos de aceite o gas, y si no es así; se encontrarán las zonas de agua por debajo de la estructura en cuyo caso los pozos serán llamados pozos secos.

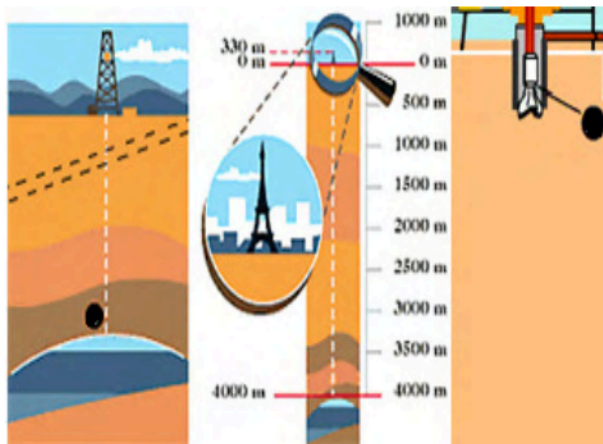


Figura 2.2-4 Perforación de pozo exploratorio (Tomado de PEP 2004).

Debido a los costos de exploración es claro que mucho del esfuerzo será desplegado para evitar equivocaciones o fallas. Una variedad de disciplinas se unen como la geología, geofísica, matemática y geoquímica para analizar las áreas prospectivas. Sin embargo en las áreas de perforación de pozos exploratorios, donde las cuencas no han sido previamente perforadas, solamente uno de cada diez pozos perforado es en promedio a nivel mundial productor o exitoso. En la siguiente sección se describen algunos de los métodos más recurrentemente usados durante la fase de exploración.

2.2.1 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 alta-mar; o pulsos registrados como aceleración en geófonos en tierra como se muestran en la figura 2.2-5. Estas señales son digitalizadas y almacenadas para procesamiento, los datos resultantes de este procesamiento arrojarán una imagen acústica de la formación, después deberá realizarse una interpretación de éstas imágenes.



Figura 2.2-5 Exploración en tierra a través de geófonos y sensores remotos (emisión y captura de señales sísmicas).

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 sub-superficial. En la figura 2.2-6 se muestra una imagen sísmica que después de interpretarse se genera una imagen estructural del subsuelo. Esto es en sí lo ideal; sin embargo ahora las imágenes con técnicas modernas 3D y 4D nos permiten aproximarnos a ese ideal.

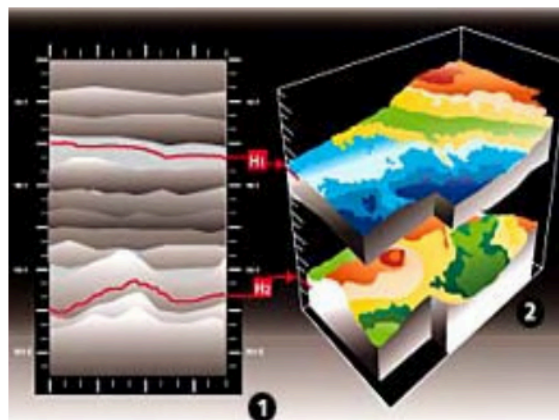


Figura 2.2-6 Imágenes sísmicas 1. Procesamiento de la información. 2. Imagen estructural del subsuelo (Tomado de PEP 2004).

La sísmica se utiliza para:

- En la exploración para determinar las estructuras geológicas y trampas estratigráficas que serán después perforadas.
- En la fase de evaluación y desarrollo para la estimación de reservas y formulación de planes de desarrollo de campo.
- 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. Claro ejemplo es que muchos de los campos marginales y maduros no tienen estudios 2D y 3D en estructuras adyacentes para poderlas evaluar y abrir la posibilidad de nuevas acumulaciones que no han sido evaluadas y por lo tanto explotadas (Kroll et al.¹⁸, 1999).

2.2.2 Geoquímica.

Analizando la distribución de elementos y componentes del petróleo se pueden tener varias aplicaciones, algunas son útiles para el monitoreo de la producción como la geoquímica, que es empleada en los siguientes casos:

- Para detectar anomalías causadas por la acumulación de hidrocarburos, es decir; a menudo muy pequeñas cantidades de componentes de petróleo se han filtrado o migrado a los estratos superpuestos en la superficie.
- Para evaluar el rendimiento potencial y la madurez de la roca generadora además de su clasificación.
- Para clasificar el tipo de "aceite". El método utiliza un análisis composicional para determinar la fuente y posible ruta de migración. Como resultado es posible distinguir no solo los aceites individualmente en una región, sino incluso los aceites de diferentes unidades de drenaje dentro del campo. En otra etapa de la vida del campo además de la fase de exploración de un campo, la geoquímica permite verificar el flujo cruzado y las unidades de declinación preferenciales durante la producción.

2.2.3 Estudios de campo.

Solo hay un método disponible que permite el estudio de relaciones verticales y laterales de los diferentes tipos de roca de un yacimiento en una escala 1:1. Este es el estudio de afloramientos, canteras, acantilados y minas que consisten en una secuencia conocida o parecida a la del yacimiento en la vecindad o el equivalente lateral. Las investigaciones adecuadamente detalladas de los afloramientos pueden ser usadas como una herramienta de predicción para modelar:

- Presencia, madurez y distribución de la roca generadora.
- Porosidad y permeabilidad de un yacimiento.

- Distribución detallada del yacimiento, incluyendo unidades de flujo, barreras y deflectoras para el flujo de fluidos.
- Frecuencia, orientación e historia geológica de fracturas y fallas sub-sísmicas.
- Continuidad lateral de lutitas y areniscas.
- Descripción cuantitativa de todas las mencionadas a través de simulaciones numéricas del yacimiento.

2.2.4 Análisis de recortes durante la perforación.

La técnica para el análisis de recortes es uno de los métodos directos de evaluación disponible durante la perforación del pozo exploratorio. Como tal esta técnica es muy importante y es subestimada pero resulta ser una fuente de información confiable, barata y disponible a cualquier tiempo de la perforación del pozo.

Esta es la primera información del yacimiento que se analiza y guarda, como una función de la profundidad, a través de objetivos en varias columnas. Aunque es bastante cualitativa en algunos aspectos, es una importante técnica de recopilación de datos. Es de importancia como base para decisiones operacionales, como por ejemplo: a qué profundidad instalar las tuberías de revestimiento, o dónde obtener la muestra de un núcleo. Y los datos recopilados se arrojan durante la perforación.

La velocidad de penetración a la cual la barrena perfora la formación arrojará resultados cualitativos de la litología que está siendo perforada, así, los recortes de la formación que son capturados y acarreados hacia la superficie serán analizados y también arrojarán información cualitativa de datos de porosidad. Si hay presencia de hidrocarburos se mostraran en los recortes como manchas de aceite, y en el lodo como huellas de aceite y gas. El gas en el lodo se mide constantemente a través de detectores de gas.

De esta manera el análisis de recortes arroja sólo información cualitativa, por lo tanto, es inadecuado para una evaluación de la formación precisa y ha estado siendo sustituido por la técnica (LWD) o “toma de registros mientras se perfora”.

Tabla 2.2-1 Resumen de objetivos y métodos de exploración. Las (X) marcadas son los métodos que arrojan información en la de fase de exploración.

Objetivo Método	Roca						Fluidos Aceite Gas y Agua
	Cuencas	Generadora	Maduración	Migración	Litología	Trampas	
	(X)			(X)	X	X	(X)
Gravimetría	X						
Magnetometría	X						
Análisis de Recortes		X	X	X	X	X	X
Estudios de Campo	(X)	X	X	X	X	(X)	
Geoquímica		X	X	X			

En resumen, las actividades de exploración requieren la integración de diferentes técnicas y disciplinas. En la tabla 2-2.1 se hace un resumen de las actividades de exploración y los objetivos de la misma. Cuando se está planeando y ejecutando una campaña de exploración la duración, recopilación de los datos y la interpretación tienen un papel fundamental dentro de esta fase.

2.3 Fase de evaluación.

Una vez transcurrida la fase de exploración y ya que se han encontrado hidrocarburos, se requerirá de un esfuerzo considerable para precisar el potencial de la búsqueda. La cantidad de datos adquiridos no arroja una imagen exacta del tamaño, tipo y productividad de la acumulación.

De esta manera surgen dos posibles opciones a considerarse en esta fase:

- Proceder con el desarrollo y generar ingresos en un periodo relativo de tiempo. El riesgo es que el campo pueda ser más grande o pequeño que lo previsto, y las instalaciones pueden estar sobredimensionadas o subdimensionadas y las ganancias del proyecto se verán afectadas.
- Llevar a cabo la evaluación en la fase de desarrollo con el objetivo de optimizar el desarrollo técnico. La producción del primer barril del campo se retrasará 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 del proyecto.

El propósito de la fase de evaluación es reducir las incertidumbres, en particular aquellos volúmenes contenidos dentro de la estructura del yacimiento o campo. El propósito de la evaluación en el del desarrollo del campo no es encontrar volúmenes adicionales de aceite y gas, el verdadero objetivo de realizar actividades de evaluación en acumulaciones ya descubiertas es el de reducir la incertidumbre en la descripción del yacimiento, y proveer información con la cual se puedan tomar decisiones o acciones subsecuentes.

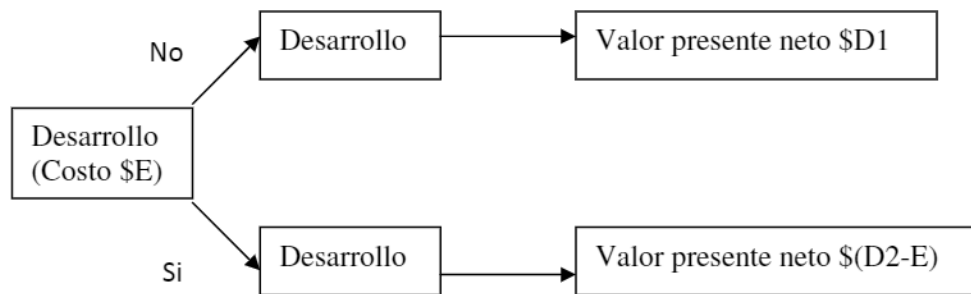
Las acciones pudieran ser, por ejemplo, interrumpir actividades, seguir con la evaluación, iniciar el desarrollo o vender el prospecto. En cualquier caso, las actividades de evaluación deben llevarnos a una decisión, ésta debe tener un mejor rendimiento que el resultado de una decisión hecha con la ausencia 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 reflejado en el valor derivado de las acciones subsecuentes. Las actividades de evaluación buscan necesariamente probar la existencia de más hidrocarburos. Por ejemplo, si la evaluación determina que un descubrimiento no es comercial, se debe considerar si realmente vale la pena, a fin

de salvar las pérdidas financieras si la decisión fuera la de desarrollar el descubrimiento sin una valoración previa.

2.3.1 El rol de la evaluación en el ciclo de vida del campo.

Las actividades de evaluación son el paso en el ciclo de vida del campo entre el descubrimiento de la acumulación de hidrocarburos y su desarrollo. El rol de la evaluación es el de proveer información de costo-beneficio con la cual puedan realizarse acciones y decisiones subsecuentes. El costo-beneficio es aquel valor de una decisión tomada con información de la evaluación más prolfica en comparación con la decisión tomada sin la información. Esto se puede representare a través de un simple diagrama de flujo como el de la figura 2.3-2 en donde el costo de la valoración es \$E, la ganancia (valor presente neto) del desarrollo con la información de la propia evaluación es \$(D2-E), y la ganancia del desarrollo sin evaluación es \$D1.



Así:
 $\$(D2 - E) > \$D1$ ó $\$E < \$(D2 - D1)$

Figura 2.3-2 Valor presente neto con y sin evaluación.

En otras palabras el valor presente neto debe ser mayor con evaluación al que se exhibe sin evaluación o el costo de desarrollo debe ser menor que el valor incrementado del desarrollo.

2.3.2 Identificando y cuantificando las fuentes de la incertidumbre.

La evaluación del campo se enfoca en la reducción de la incertidumbre del volumen de hidrocarburos en el yacimiento, la localización de los mismos, y la predicción del comportamiento del yacimiento durante la producción. En la tabla 2.3-1 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 de reservas.

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 los volúmenes de aceite contenido bajo condiciones de presión y temperatura superficiales $P = 14.7 \text{ lb/pg}^2$ y $T = 60 \text{ }^\circ\text{F}$, 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 el equivalente a la expresión del gas inicial producido a condiciones de superficie) y reservas.

Tabla 2.3-1 Factores de control que influyen en la estimación de 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 Hidrocarburos	Calidad del yacimiento Presiones capilares
Factor de 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 de acuífero Volumen de la capa de gas

2.3.3 Herramientas de la evaluación.

Las actividades de evaluación incluyen el reprocesamiento de sísmica en 2D y 3D, usando nuevas técnicas. No es necesario reprocesar nuevamente todos los datos, en algunos casos una muestra representativa es la más factible a ser evaluada. Como se mencionó en la fase de exploración la sísmica 3D es ahora una herramienta más ampliamente usada aplicada en la selección de locaciones de pozos, e incluso en la identificación del aceite remanente en un campo maduro o marginal.

La actividad de evaluación debe estar basada en la información requerida. El primer paso es determinar cuáles incertidumbres se pretenden reducir, y luego cual información es necesaria para eliminar esas incertidumbres. Otros ejemplos de herramientas de valoración son:

- Una prueba de interferencia entre dos pozos para determinar la presión que está siendo comunicada a través de una falla mediante el uso de análisis de pruebas de presión-producción como se muestra en la figura 2.3-3.
- Un pozo perforado en el flanco de un campo para incrementar el control de los buzamientos observados en la sísmica.
- Una prueba de producción en un pozo para determinar la productividad de futuros pozos de desarrollo.

- Muestreo de núcleos y pruebas de producción de agua en un campo para predecir el comportamiento del acuífero durante la producción, o para pruebas de inyectividad.
- Profundización de un pozo para investigar posibles yacimientos subyacentes.
- Toma de núcleos para determinar los efectos diagenéticos.

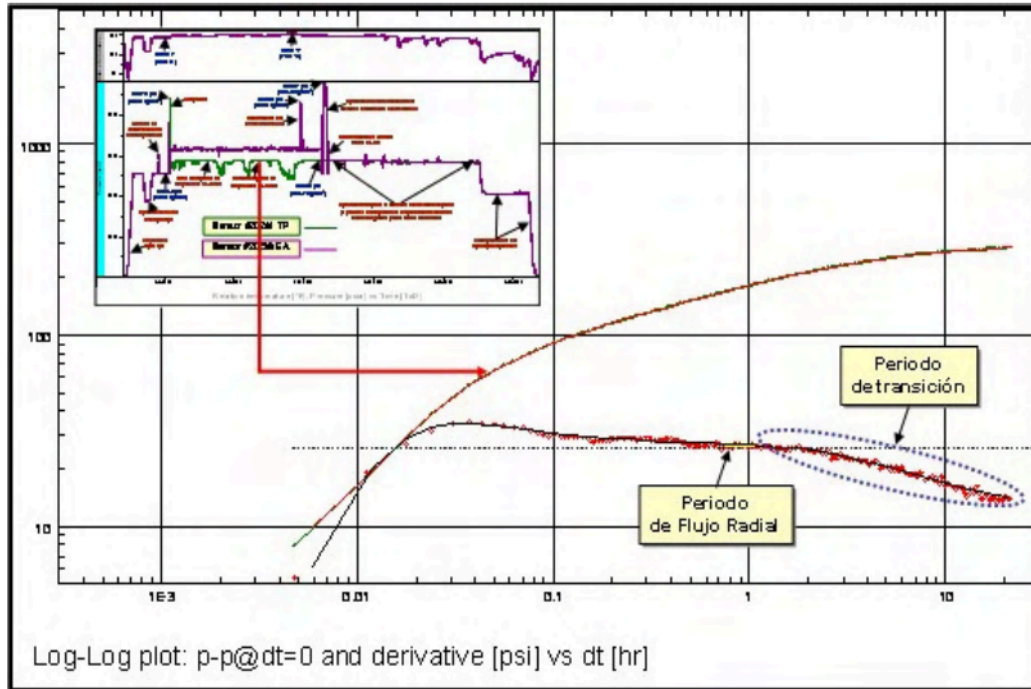


Figura 2.3-3 Pruebas de presión herramienta clave de la evaluación (Tomado de PEP 2008).

2.3.4 Aspectos prácticos de la evaluación.

Además de los aspectos de costo-beneficio en las actividades de evaluación, hay otras consideraciones prácticas que afectan el plan de evaluación como:

- Presión en el tiempo para iniciar el desarrollo.
- El punto de vista de los inversionistas.
- Disponibilidad de fondos de operadores e inversionistas.
- Incremento en los incentivos para la evaluación.
- Disponibilidad de torres de perforación.

Los pozos evaluados son a menudo abandonados después de que los datos requeridos han sido tomados, instalando tapones de cemento en el pozo. Si el desarrollo del campo parece prometedor, los instrumentos para el taponamiento de pozos deben ser revisados e instalados de una manera tal que después permitan ser removidos, permitiendo que los pozos sean usados en la producción o en la inyección durante la etapa de desarrollo. Estas acciones se llevan a cabo por la

autoridad o gobierno local de manera tal que puedan salvar parte del costo si se perforara un nuevo pozo de desarrollo.

En algunos lugares donde la adición de instalaciones de producción es relativamente barata, la fase de desarrollo de un campo puede ser una opción. En lugar de reducir las incertidumbres para optimizar el plan de desarrollo antes de que éste de inicio, la evaluación y el desarrollo deben ser realizados simultáneamente. Los resultados de la evaluación durante el desarrollo temprano son usados para determinar la acción siguiente en el plan de desarrollo. Así se tiene la ventaja de combinar los datos colectados que reincidirán directamente en el flujo de efectivo del proyecto. La fase de desarrollo con evaluación simultánea es más apropiada en aguas someras y en tierra, donde los costos de las instalaciones son menores. En aguas profundas, usando plataformas integradas de producción y perforación, existe un incentivo más fuerte de obtener instalaciones diseñadas a una etapa temprana, debido a que las adecuaciones tardías a menudo son mucho más costosas.

2.4 Fase de desarrollo.

Teniendo definido y recopilados los datos adecuados para una estimación inicial de las reservas, el próximo paso es analizar varias de las opciones para desarrollar el campo. Entonces 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. Tal documento da una descripción general de todos los requerimientos, oportunidades riesgos y limitaciones.

2.4.1 Planeación del desarrollo.

Basado en los resultados del estudio de factibilidad, y asumiendo que alguna de las opciones es económicamente viable, el plan para el desarrollo del campo puede ser formulado y subsecuentemente ejecutado. El plan es el documento clave para lograr una adecuada comunicación, discusión y acuerdos en las actividades requeridos para el desarrollo del nuevo campo, o extensión de un plan existente.

El principal propósito del plan de desarrollo es servir como una especificación conceptual para instalaciones superficiales y sub-superficiales, y la filosofía operacional y de mantenimiento requerida para mantener el propósito requerido por los inversionistas. Este 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 (Motaal²⁵, 1994). Los puntos que integran el documento del plan de desarrollo se muestran en la figura 2.4-1.



Figura 2.4-1. Puntos del documento del plan de desarrollo.

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

- Diseño detallado de instalaciones.
- Adquisición de los materiales de construcción.
- Construcción de las Instalaciones.
- Encargo o pedido de todas las plantas y equipo.

2.5 Fase de producción

La fase 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 de caja, pues desde ahora el efectivo puede ser usado y se empieza a recuperar parte de la inversión, o pueden hacerse tangibles otros proyectos. Reduciendo así, el tiempo entre el comienzo de una campaña de exploración y el

primer aceite producido que es uno de los objetivos más importantes en cualquier empresa petrolera.

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 2.5-1 está caracterizado por tres fases:

1. Periodo de Desarrollo: Durante este periodo los pozos recientemente perforados son progresivamente convertidos a productores.
2. Periodo de Mantenimiento o Estabilización: Inicialmente los nuevos pozos comenzarán a producir pero los viejos comenzarán a declinar. Se mantiene un gasto de producción. Este periodo típicamente es de 2 a 5 años para un campo de aceite, pero es más grande para uno de gas.
3. Periodo de Declinación: Durante este periodo final, todos los pozos productores exhibirán declinación.

Durante el desarrollo de un proyecto, 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 del proyecto puede tener un periodo de cinco o seis años, pero la producción típica del campo puede ser de 25 años. 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. El diagrama de la figura 2.5-1 expone el periodo operacional en perspectiva:

Responsabilidad Tradicional de:

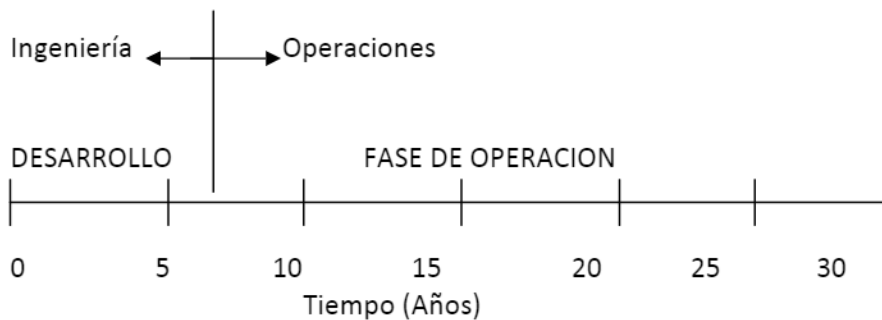


Figura 2.5-1 Perspectiva de la fase operativa.

Durante el diseño y construcción las actividades son realizadas por el departamento de ingeniería de pozos mientras que las operaciones y mantenimiento son llevadas a cabo por un grupo separado. Dentro de la vida del campo es esencial que el modo de

producción y mantenimiento sean considerados en el diseño de las instalaciones. Otro factor importante a lo largo de la vida del campo es que las inversiones operacionales con sus siglas en inglés (opex) no excedan las inversiones estratégicas o en sus siglas en inglés (capex) que más adelante en el Capítulo III serán descritas. Por lo tanto es importante controlar las inversiones operacionales (opex) en la etapa de diseño y durante la producción.

El grupo de operaciones desarrollará objetivos generales de operación y mantenimiento para las instalaciones, que incluirán calidad del producto, costos, seguridad y aspectos ambientales.

2.5.1 Objetivos de operación y mantenimiento.

El grupo encargado de las operaciones de producción y mantenimiento desarrollarán los objetivos de operación y mantenimiento del proyecto. Éste será una guía para especificar el modo de operación y mantenimiento de los equipos y sistemas e incorporarán elementos de:

- Objetivos de negocio.
- Responsabilidades hacia el cliente.
- Sistemas de administración de seguridad y medio ambiente.
- Administración de yacimientos.
- Costos de control.

Un ejemplo de los objetivos de operación y mantenimiento podría incluir estatutos sobre cobertura técnica, principios ambientales y de negocios como:

- Realización de los objetivos de la compañía como podría ser: “Maximizar el valor económico de los hidrocarburos”.
- Asegurarse que los volúmenes acordados de hidrocarburos sean entregados y especificados de una manera segura en tiempo y forma.
- Asegurar que el equipo de plataformas sea utilizado el máximo tiempo acordado, al menos el 98% dentro del contrato.
- Minimizar el personal en aguas profundas.
- Proveer las condiciones necesarias de seguridad y de protección ambiental a los empleados y contratistas.
- Estar acorde con las leyes locales.
- Entrega de hidrocarburos con una medición precisa y especificada al cliente.
- Proveer empleos o niveles de empleo en la comunidad local.

2.5.2 Factores a considerar dentro del plan de desarrollo del campo durante las operaciones de producción.

Cuando se prepara el plan de desarrollo, el departamento encargado de las operaciones de producción tendrá que verse envuelto de tal manera; que establezca la

forma de cómo será operado el campo, y las actividades con referencias específicas a las áreas tal como se muestra en la tabla 2.5-1.

Área	Actividades específicas del área
Producción	Especificación en la calidad del producto Acuerdos contractuales Capacidad y disponibilidad Operaciones concurrentes Monitoreo y control Pruebas y medición Estandarización Quema y venteo Eliminación de residuos Sistemas utilitarios
Manejo de Personal	Operaciones con o sin personal Ubicación de personal
Logística	Transporte Suministro de materiales Almacenamiento
Comunicaciones	Requerimientos para operaciones Evacuación y rutas de emergencia
Control de Costos	Medición y control de los gastos operacionales (opex)

Tabla 2.5-1 Áreas y actividades específicas del departamento de producción.

2.5.3 Mantenimiento pieza clave en el plan de desarrollo del campo.

En conjunción con las operaciones de producción, la ingeniería de mantenimiento esbozará la manera de cómo el equipo será sostenido. El mantenimiento es requerido para asegurar que el equipo sea capaz de seguir funcionando y lleve a cabo las tareas para lo cual fue adquirido o diseñado. A menudo es también referido como la “integridad técnica” del equipo.

El comportamiento mecánico del equipo es el de deteriorarse con el uso, corrosión, erosión, vibración, contaminación y fracturamiento que sin duda alguna repercutirá en alguna falla. Debido a que esto es un objetivo de la producción, el mantenimiento proveerá la ayuda necesaria para mantener esa producción.

El servicio tradicional que se daba a los equipos cuando se requería de la ingeniería de mantenimiento era el de reparar los equipos cuando estos fallaban, éste no será o es ya el caso en ésta industria; ahora el departamento de mantenimiento es pro-activo a las circunstancias más que reactivo. El mantenimiento debe estar plasmado en el Plan de Desarrollo del Campo debido a que los costos de mantenimiento por equipos juegan un papel muy importante en el diseño de instalaciones y en el modo de operación.

Los ingenieros encargados del mantenimiento deben de pensar en términos del comportamiento y la debida revisión periódica del equipo durante la vida del campo. Esto es a menudo, el centro de las decisiones cuando se hacen los contratos por inversiones operacionales (opex) e inversiones estratégicas (capex), por ejemplo, gastar más en capital en una pieza de equipo con anticipación tendrá menor costo de mantenimiento después a lo largo de la vida del equipo.

2.6 Fase de Abandono.

El límite económico de un proyecto normalmente termina una vez que el flujo de caja 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 tienen al menos dos caminos para diferir sobre el abandono de una instalación o campo:

1. Reducir los costos de operación.
2. 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 operación y mantenimiento 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 la producción en pie. 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 del ciclo 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. La viabilidad 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. Mucho del conocimiento ahora se enfoca en el plan de abandono para 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 algún tiempo. En tierra, los pozos pueden ser taponados y las instalaciones desmanteladas en un plan de fases, 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.

2.7 Campos gigantes.

Para poder entender las fases del ciclo de vida de un campo petrolero, en la siguiente sección se analizó la situación actual de los Campos Gigantes a nivel mundial. En esta sección visualizaremos en qué etapa del ciclo de vida se encuentran los Campos Gigantes, a excepción de Ghawar del que los últimos datos no están disponibles por razones estratégicas; los campos de los cuales se tiene el análisis se encuentran en fase de declinación. Si bien la situación parece alarmante en la mayoría se han realizado esfuerzos tecnológicos y técnicos y se ha logrado mantener la producción o se ha podido extender la vida de los campos.

2.7.1 Campo Ghawar.

Es el yacimiento de aceite en su mayoría y gas más grande del mundo, midiendo 175 millas de largo por 20 millas de ancho estimadas en una superficie de 8.400 km² (280 km de largo por 30 km de ancho). Recientemente se dice que el campo produce entre 4.5 y 5 millones de barriles por día, se piensa que el campo por sí solo aporta el 6% de la producción mundial.

La capacidad máxima sostenida oficialmente indicada de la producción es 8.5 millones de barriles por día, aunque la producción real diaria es un secreto de estado guardado. Las reservas probadas totales de Ghawar, o el aceite recuperable todavía en la tierra, han sido evaluadas sobre 70 mil millones de barriles por Saudi Aramco, la compañía nacional petrolera de Arabia Saudita, en la actualidad la empresa se encuentra bajo el escrutinio mundial debido a su importancia en la producción que repercute en los mercados de aceite del mundo.

El campo es reconocido como el productor más grande de aceite del mundo, y ha actuado como un “productor de oscilación,” es decir, la extracción del aceite obtenida

de este campo es el parámetro que regula en gran medida el mercado global, y los otros miembros de la OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo) en donde Arabia Saudita tiene la mayor influencia. La figura 2.7-1 muestra los volúmenes de producción del campo Ghawar así como las etapas que ha transcurrido y la etapa actual de producción que actualmente se encuentra en la etapa de mantenimiento de la producción.

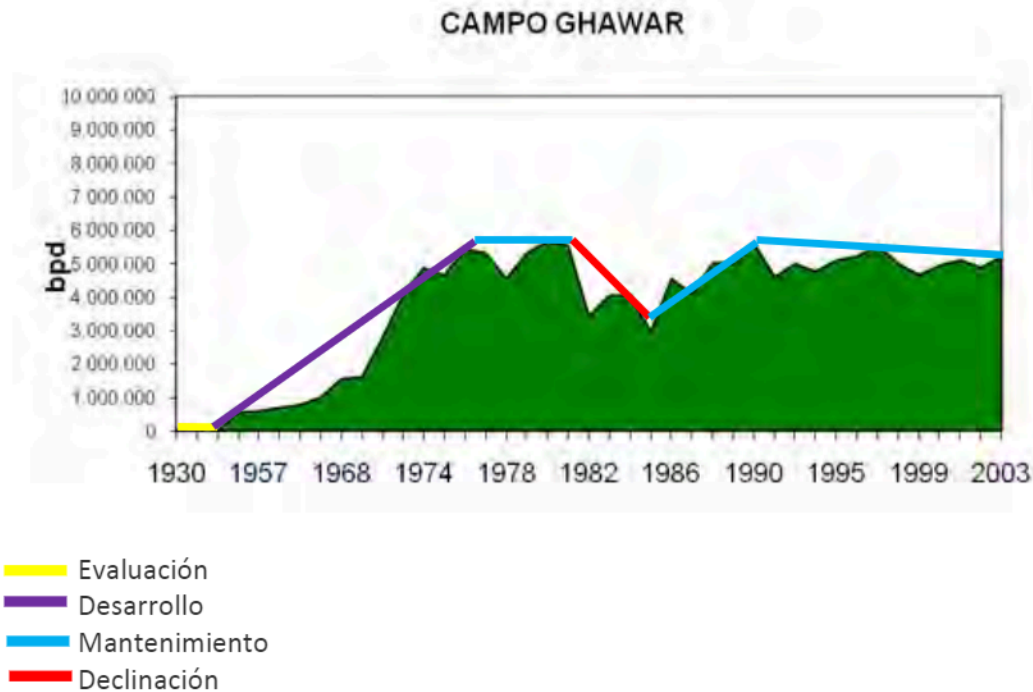


Figura 2.7-1 Campo Ghawar, Arabia Saudita (Robelius⁴⁰, 2007).

Algunas muestras preocupantes indican claramente que Ghawar puede ya estar en declinación permanente. En abril de 2006, un portavoz de Saudi Aramco dio una observación en la que sus campos más viejos ahora están declinando en un índice de 8% anual. La implicación directa es que Ghawar está más allá de su “pico” de producción.

2.7.2 Campo Yibal.

El campo Yibal Shuaiba, es el mayor yacimiento petrolífero en Omán. Se inició la producción en 1968, y en su apogeo tuvo una producción de casi 250 mbd. En los últimos años, ha comenzado a declinar y desde 1999 la declinación es del 18% anual.

Situado en Omán, el campo ha sido desarrollado por patrón de inundación de agua y perforación de relleno. El campo ha producido 1160 mmb (30% del volumen original) con respecto a 1996 la producción media es de 213 mbd, el 60% de los pozos son horizontales. Tiene una estructura en domo y presencia de carbonatos y se caracteriza por complejos sistemas de afallamiento lateral y limitado movimiento de los fluidos. En el presente la extracción ha desarrollado complejos movimientos del depósito de

agua que tiene un gran impacto sobre futuras oportunidades de desarrollo, además de la de la congestión en superficie y los riesgos asociados con las formaciones.

Omán (productor no OPEP) ha adjudicado contratos a Halliburton por un valor comprendido entre 400 y 500 millones de dólares para ayudar a levantar la producción de crudo. La producción de Omán cayó un 6.1%, pasando de 836.8 mbd durante los 4 primeros meses de 2003 a 785.5 mbd en el mismo cuatrimestre del 2004. Este declive ha hecho que la exportación caiga un 7.6%. La Royal Dutch/Shell es propietaria de Petroleum Development Oman en un 34%, que es la empresa que produce el 95% de las actuales extracciones con un nivel de 700 mbd, un 11% inferior a la producción de enero de 2004 y un 27% inferior al pico de producción en 2001 con 961 mbd. La figura 2.7-2 muestra las etapas de producción del campo Yibal y la etapa de producción actual.

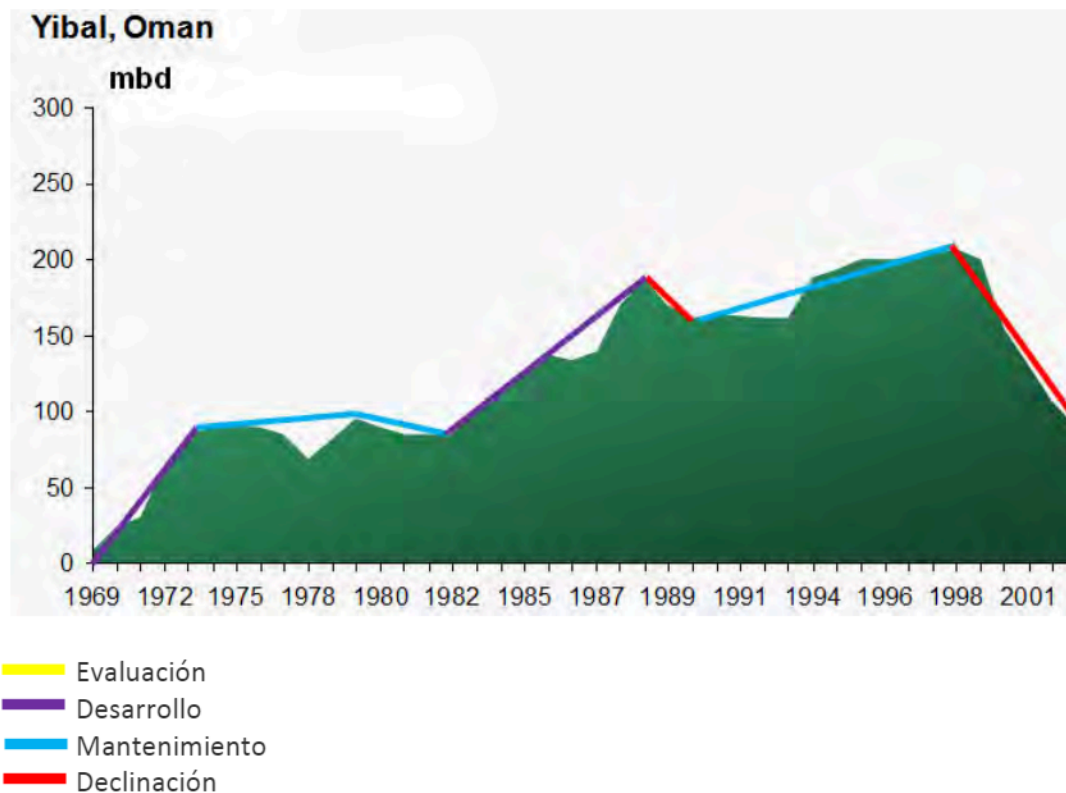


Figura 2.7-2 Campo Yibal, Omán (Robelius⁴⁰, 2007).

Si analizamos el declive de producción Omán nos encontramos la relación directa con el colapso del gigante Yibal a pesar de mantenerse e incluso aumentar la extracción en otros yacimientos menores.

Los datos internos de la compañía RoyalDutch/Shell y diferentes informes técnicos muestran que el campo Yibal comenzó a declinar rápidamente a partir de 1997. Y aunque el anterior presidente Sir Philip Watts dijo de forma optimista en el 2000 que los avances tecnológicos permitirían mayores extracciones de los campos maduros, la cruda realidad ha demostrado dos cosas: las reservas de Shell estaban sobreestimadas

en Omán en torno a un 40% y las inyecciones de agua han encarecido de manera considerable la extracción de crudo por el bajo rendimiento del campo Yibal en su fase final.

El colapso de este gigante fue una sorpresa absoluta para los técnicos que trabajaban en la producción, pues su producción tardó tan sólo cuatro años en caer un 65%. Mientras el declive de la zona se estima sobre un 5%, el gigante ha caído con una tasa anual del 12% durante los últimos años. Según dos informes presentados por directivos de Petroleum Development Oman y que fueron publicados en 2003 por la SPE (Society of Petroleum Engineers), el campo tuvo su cenit en 1997 con 251.592 mbd y en el 2000 sólo producía 88.057 mbd. Además, el 90% del líquido que asciende por los pozos es agua y sólo el 10% es petróleo.

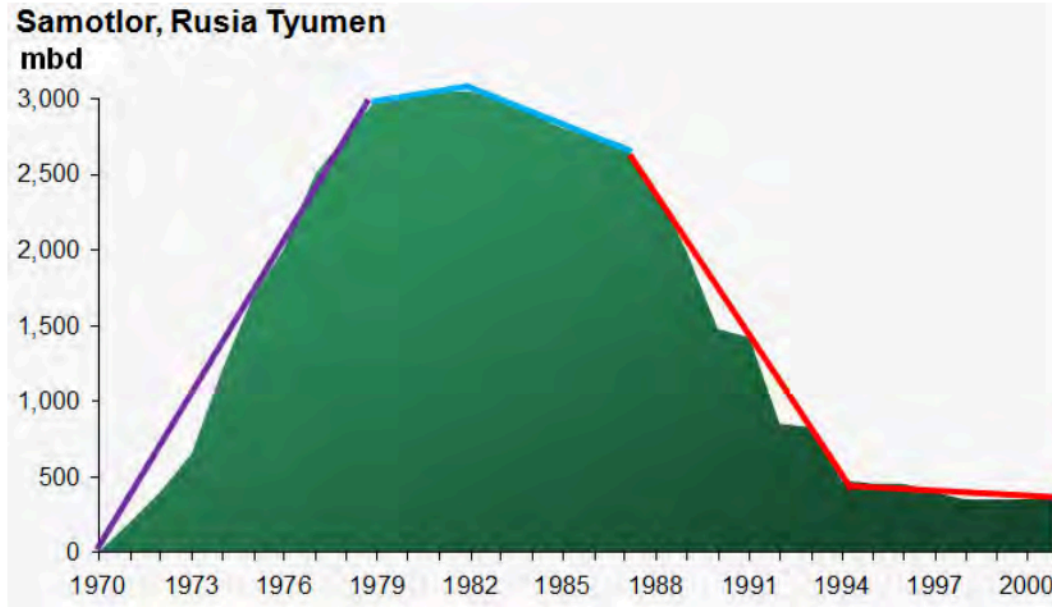
2.7.3 Campo Samotlor.

Samotlor es el campo de Rusia más grande, fue descubierto en el Oeste de Siberia en 1961 y la producción de petróleo comenzó en 1964. La producción aumentó rápidamente y alcanzó un pico de más de 3 millones de barriles por día en 1980, un nivel que sólo ha superado Ghawar. Desde mediados del decenio de 1980, la producción se redujo drásticamente y ha llegado a un punto relativamente bajo de alrededor de 0.3 mbpd en 2001. La caída se debió en parte al colapso de la Unión Soviética. Los esfuerzos durante los últimos años han ayudado a alcanzar el nivel de producción a casi 250 mbd y se piensa se puede prolongar por unos años más.

Es el mayor campo petrolero de Rusia, situado en el lago Samotlor en el Distrito Federal de los Urales, Siberia. Samotlor solía ser la más importante base de producción de petróleo de la Unión Soviética. Al tratar de mantener la producción mediante la inyección de agua en el campo dio lugar a la mezcla de agua con el aceite remanente. La producción ha venido disminuyendo desde entonces. La figura 2.7-3 muestra la producción anual a través del tiempo así como las fases de vida del campo Samotlor así como la etapa de declinación actual.

En 1997 el campo, luego de treinta años, había producido más de 16 mil millones de barriles. El gasto de producción se había reducido a 300 mbd. Las reservas de este campo petrolero se consideraban casi agotadas. Sin embargo, las tecnologías occidentales avanzadas permitieron la extracción de más petróleo gracias a la alta calidad de los estudios sísmicos 3D proporcionados por las empresas de servicios de EE.UU. De esta manera rejuvenecieron el campo con un ambicioso plan para perforar 4,500 pozos horizontales, además de los 17,000 pozos existentes, lo que permitió que la tasa de producción se mantuviera de 450 mbd a 500 mbd. La declinación en el campo en el periodo de 1987 a 1990 es de aproximadamente 18% anual, y posteriormente en el periodo 1991 a 1995 alcanzó 25%.

Las reservas de Samotlor, estimadas por el Servicio Geológico de EE.UU. en 2000, eran de unos 20 mil millones de barriles. Asimismo, muchos grandes campos petroleros actualmente se encuentran en la zona adyacente, y hacen que la Cuenca Oeste de Siberia sea una de las principales regiones de producción de petróleo del mundo.



- Evaluación
- Desarrollo
- Mantenimiento
- Declinación

Figura 2.7-3 Campo Samotlor, Rusia (Robelius⁴⁰, 2007).

2.7.4 Campo Prudhoe Bay.

El campo petrolero Prudhoe Bay se encuentra en Alaska. Es el más grande en los Estados Unidos abarca 213,543 ha que contenía inicialmente unos 25 mil millones de barriles de petróleo. El campo es operado por BP; sus socios son Exxon Mobil y Conoco Phillips. El campo está situado 400 millas al norte de Fairbanks y 650 millas al norte de Anchorage, a 250 millas al norte del Círculo Polar Ártico, y 1200 millas del Polo Norte. La exploración petrolera se inició en la Bahía de Prudhoe en la década de 1960 y el campo fue descubierto el 12 de marzo de 1968 por la Atlantic Richfield Company (ARCO) y Exxon. En 1974 la División Geológica y Geofísica de EEUU estimó reservas en 10 mil millones de barriles de petróleo. La producción comenzó hasta el mes de junio de 1977, cuando el gasoducto de Alaska se terminó. La figura 2.7-4 muestra la producción acumulada a través del tiempo así como las fases del campo Prudhoe Bay y la etapa de de declinación en la que se encuentra actualmente.

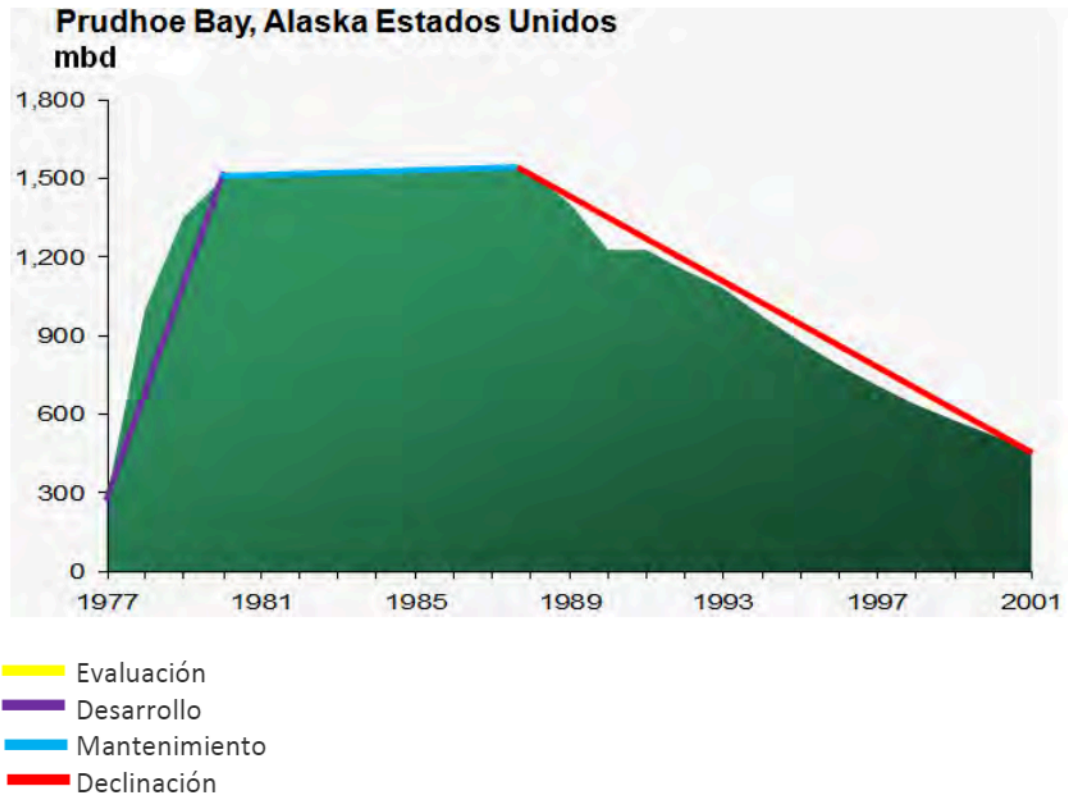


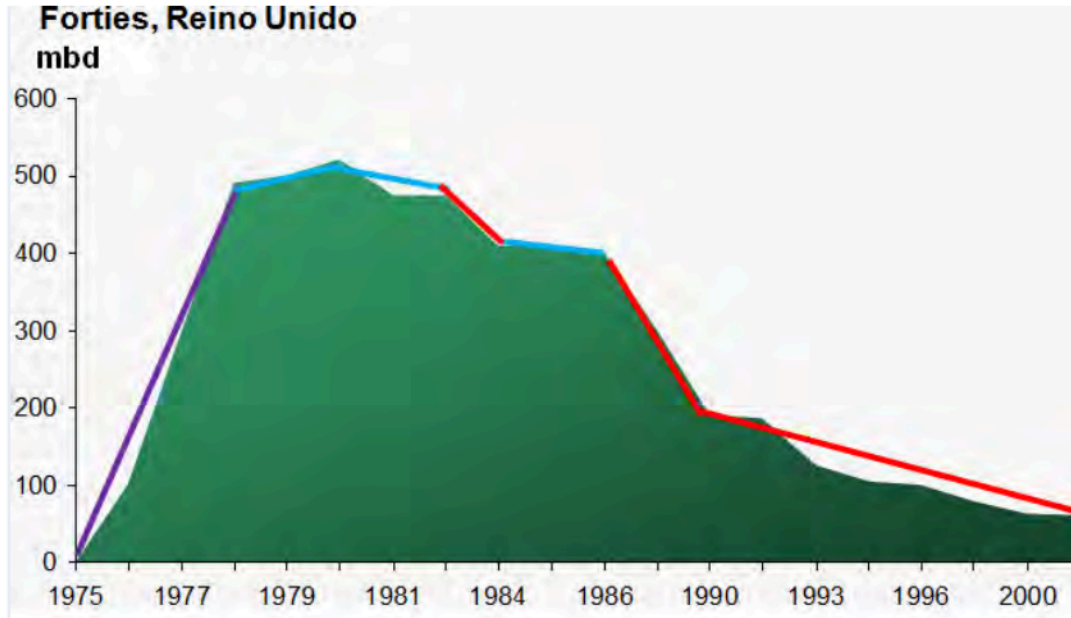
Figura 2.7-4 Campo Prudhoe Bay, Alaska Estados Unidos (Robelius⁴⁰, 2007).

Su producción acumulada alcanzó su máximo en 1998 a un gasto de producción de 2 mmbd. La producción total desde 1977 hasta 2005 fue de 13 mmb. A partir de agosto de 2006, BP (British Petroleum) calcula que todavía 2 mmb son recuperables y pueden ser explotados con la tecnología actual. El petróleo, es del tipo de gas y condensado y se producen a partir de arenas del Triásico, Este ambiente es una combinación de deltas y abanicos aluviales. El aceite se ve atrapado en la formación del Sadlerochit, la grava y piedra arenisca se estructuran casi 9000 ft bajo la superficie. La declinación de la producción una vez alcanzado su nivel máximo tiene dos fases distintivas. En el periodo de 1988 a 1990 se tiene una declinación promedio anual de 10%, y en particular se tiene una declinación de 13% en 1990. La segunda etapa de 1991 a 2001, la declinación promedio anual fue del 9%.

2.7.5 Campo Forties.

El campo Forties es el yacimiento petrolífero más grande jamás descubierto en el Mar del Norte. Fue descubierto en la década de 1960 y la primera producción en 1975 bajo la propiedad de BP. En el momento en que se vendió el terreno en 2003, el estimado de volumen original fue de 4.2 mmb. La máxima producción que alcanzó fue de 520 mbd por día en 1980. La producción tiene dos etapas importantes. La primera se tiene en el periodo de 1980 a 1984 donde la declinación promedio anual fue de 8%. La segunda se tiene en el periodo 1986 a 1990 donde la declinación promedio anual se ubicó en 31%. La Figura 2.7-5 muestra las fases transcurridas del ciclo de vida del

campo Forties y el horizonte de producción acumulado así como la etapa de declinación actual en la que se encuentra.



- Evaluación
- Desarrollo
- Mantenimiento
- Declinación

Figura 2.7-5 Campo Forties, Reino Unido (Blanchard⁸, 2002).

La Apache Corporation que compró el terreno, inició de inmediato un intenso programa de exploración en la zona madura y encontró un nuevo volumen de 800 mil barriles, por lo que amplió la vida del campo al menos 20 años, con lo que la inversión de Apache es muy rentable. BP sigue beneficiándose, ya que mantuvo el sistema de ductos, por lo que Apache Corp debe utilizarlos.

Hay cinco plataformas fijas en todo el campo, cuyo tamaño es similar al de Manhattan y son: Fortie Alpha, Fortie Bravo, Fortie Charlie, Fortie Delta y Fortie Eco. Una plataforma ascendente se encuentra más al oeste, la Fortie Unit, y sigue siendo propiedad de BP como un activo estratégico para acceder a las plataformas fijas Fortie al sistema de ductos de BP. La importancia del campo se ha convertido en símbolo de status en el Mar del Norte. Al retener a los FPS, BP hizo una inteligente decisión comercial y los beneficios de BP al vender a Apache continúan sin tener que invertir nada.

2.7.6 Campo Brent.

El yacimiento Brent operado por Shell UK Limited fue una vez uno de los activos más productivos del Reino Unido, pero ahora llegando al final de su vida. Inició su producción en 1977, alcanzando su producción máxima de 483 mbd en 1985. La

declinación en el campo tiene dos fases importantes. En la primera, la declinación de 1985 a 1987 es de 11% promedio anual. Sin embargo en el periodo de 1988 a 1990 se tuvo una declinación de 53% promedio anual. La figura 2.7-6 muestra las fases dentro del ciclo de vida del campo Brent y su producción anualizada a través del tiempo.

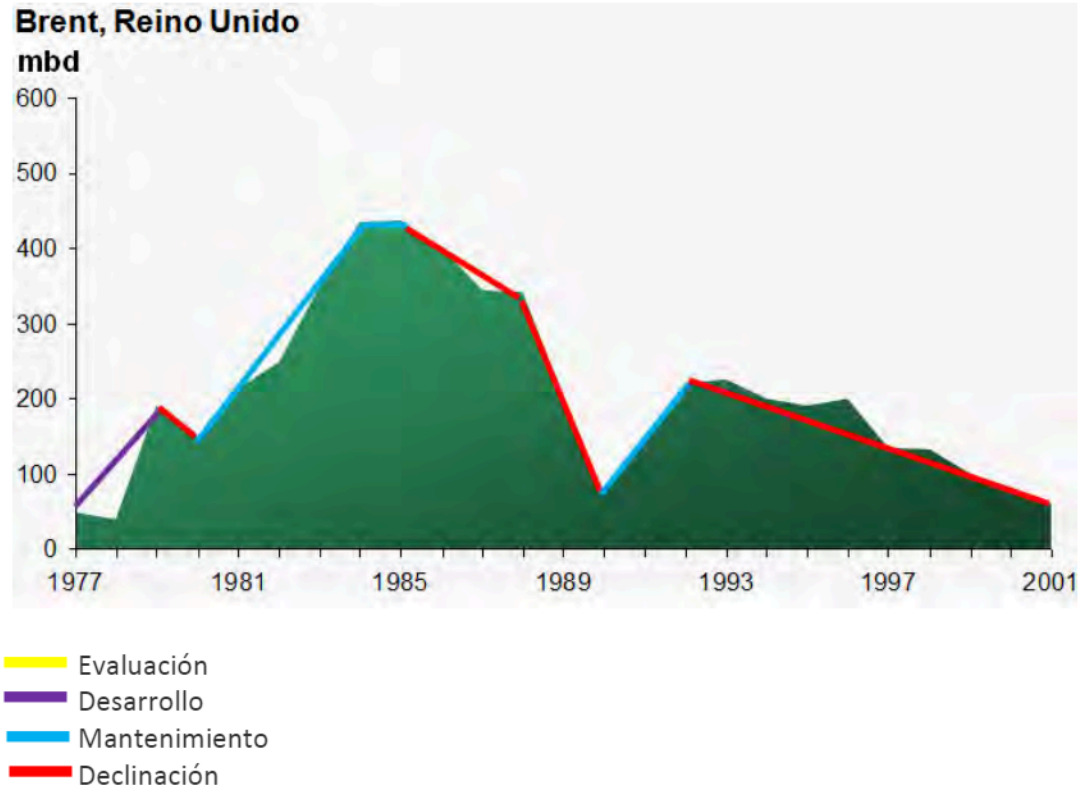


Figura 2.7-6 Campo Brent, Reino Unido (Blanchard⁸, 2002).

La producción de petróleo de Europa, África y el Medio Oeste tienden a fijar un precio en base a la calidad del petróleo Brent del mismo campo. Shell inicialmente nombró todos los campos de petróleo del Reino Unido con nombres de aves acuáticas en orden alfabético por el descubrimiento - Auk, Brent, Cormoranes, Dunlin, Eider, Fulmar y así sucesivamente. Brent se refiere al Ganso Brent, aunque también es un acrónimo para los miembros del Jurásico de la formación Brent que componen el terreno: Broom, Rannoch, Etive, Ness y Tarbert.

El campo Brent es explotado por 4 plataformas en forma intermitente. La primera en el lugar fue la "Condeep" Brent Bravo con patas de concreto en 1975, seguida por la Brent Delta de patas de hormigón, la Brent Charlie y la de camisa de acero- (a partir de 2004, la plataforma sigue produciendo petróleo a través de un colector de todos los fluidos de la producción y Brent Alpha que se produce a través de Brent Bravo).

El campo recibió un apoyo de £ 1.3 mil millones para actualizar el proyecto a mediados de 1990 para evitar la declinación haciendo modificaciones a tres de las cuatro plataformas de Brent para convertirlas a operación con baja presión ampliando la vida del campo a 2010.

2.7.7 Campo Statfjord.

Statfjord es un campo de petróleo y gas sobre el sector noruego del Mar del Norte operado por Statoil-Hydro. Se trata de un yacimiento "trans-fronterizo" sobre el cruce de Reino Unido y el Mar del Norte, alrededor del 15% está en el Reino Unido en aguas de Plataforma Continental. El pico de su producción llegó a más de 700 mbd barriles de petróleo por día. La figura 2.7-7 muestra la relación entre la producción histórica y el tiempo de producción así como las fases dentro de su ciclo de vida del campo Statfjord. El campo se encuentra actualmente en etapa de declinación.

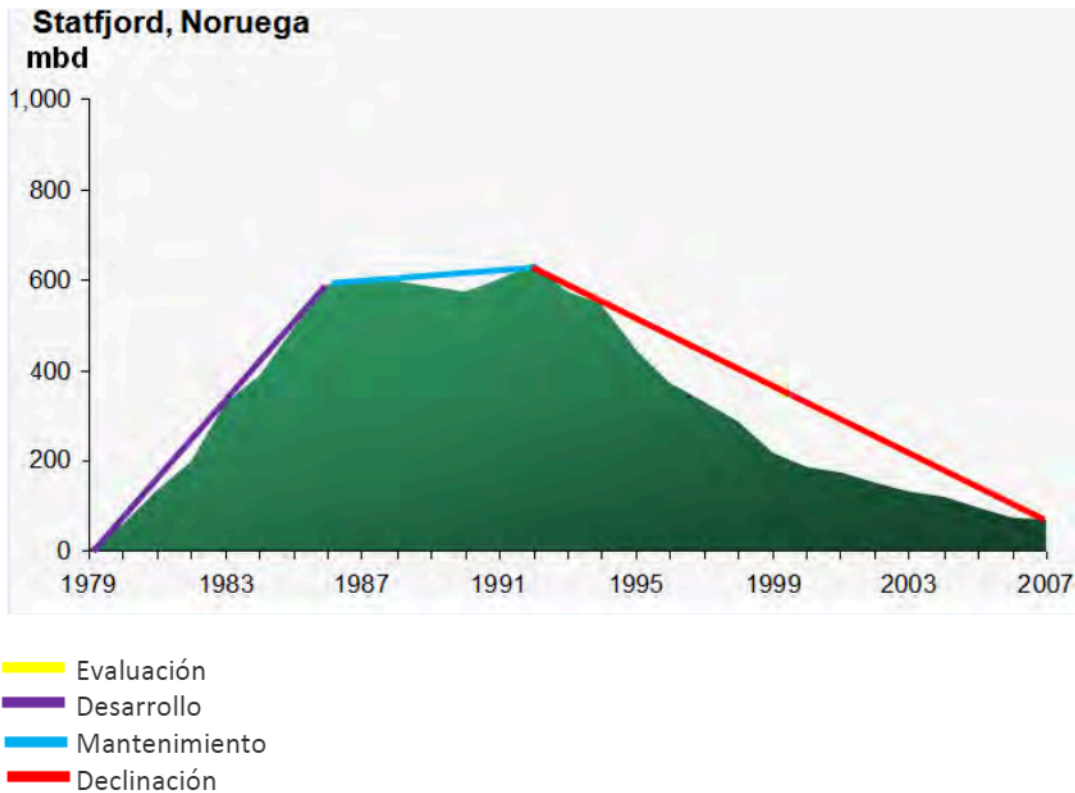


Figura 2.7-7 Campo Statfjord, Noruega (Blanchard⁸, 2002).

El petróleo es cargado en alta mar y llevado directamente a las refinerías; el gas es transportado a través del oleoducto Statpipe a Noruega continental. El campo Statfjord tiene tres plataformas Condeep de producción de hormigón, A, B y C. Cada plataforma se compone de alrededor de 250,000 toneladas de concreto. El procesamiento y alojamiento del campo Statfjord tiene el récord de la producción diaria más alta nunca registrada para un campo de petróleo de la Unión Europea (fuera de Rusia): 850,204 mbd (crudo + líquidos de gas natural) que fueron producidos el 16 de enero de 1987. Ahora se está produciendo menos de 70 mbd.

La declinación en el campo es de aproximadamente el 13% anual. Statoil tiene previsto en la "edad avanzada" del campo recuperar el 68% del petróleo del total (una cifra excepcionalmente alta) pero más del 60% se ha producido ya, dejando modestas

reservas de petróleo del orden de 300 mmb, por lo que la atención ahora se coloca en la extracción del gas natural asociado que ha sido re-inyectado en el campo en todo su vida. Como todo productor de gas natural, se prevé que Statfjord permanecerá activo hasta 2019.

2.7.8 Campo Gullfaks.

Fue descubierto en 1979, a una profundidad de 135 m bajo el nivel del mar. Inició su producción en 1986, alcanzando una máxima producción de 530 mbd en 1994. La reserva inicial calculada fue de 2.1 miles de millones de barriles, las reservas recuperables en el año 2004 son 234 millones de barriles. Gullfaks está situado en el área Tampen en la parte septentrional del Mar del Norte. La profundidad del mar en la zona es de 130 m a 220 m. El campo se ha desarrollado con tres plataformas integradas: de procesamiento, perforación y las instalaciones de alojamiento que son en su mayoría de hormigón y acero llamados "topsides".

En diciembre de 2005, se modifica el plan de desarrollo para el campo Gullfaks. Este plan abarca nuevas perspectivas y pequeños descubrimientos en los alrededores del campo, que pudo ser perforado y producido a partir de las instalaciones existentes. Con este plan, la recuperación de los recursos de la zona se logra de manera más eficiente. Los depósitos de Gullfaks consisten en areniscas del Jurásico Medio de la formación Brent, Jurásico Inferior y areniscas del Triásico Superior en la formación Cook. Los horizontes productores van desde 1700 m a 2000 m por debajo del nivel del mar.

La declinación en el campo en el periodo de 1995-2000 es de aproximadamente 14% anual como se muestra en la figura 2.7.8, alcanzado 23% en el año 2000. La figura 2.7-8 muestra las fases del ciclo de vida del campo Gullfaks así como la producción anualizada extraída del campo.

La eficiencia de los mecanismos de inyección de agua, y la inyección alterna de gas varían entre las áreas de drene en el campo, pero la inyección de agua constituye la estrategia principal. La exportación de aceite de Gullfaks se hace a través de barcas de carga a buques cisterna. La parte de los hidrocarburos ricos en gas que no es re-inyectada es enviada a través del oleoducto de exportación a Statpipe para su transformación en crudo Kårstø (tipo de crudo) y la exportación al continente como gas seco.

La producción de Gullfaks se encuentra en la fase de declive. Se están haciendo esfuerzos para aumentar la recuperación, en parte por la localización de zonas de drene y bolsas de aceite restante en las zonas invadidas de agua, y en parte mediante la circulación masiva de agua. Un nuevo proyecto también se ha iniciado para evaluar las actualizaciones necesarias de las instalaciones para la extensión de vida hacia 2030.

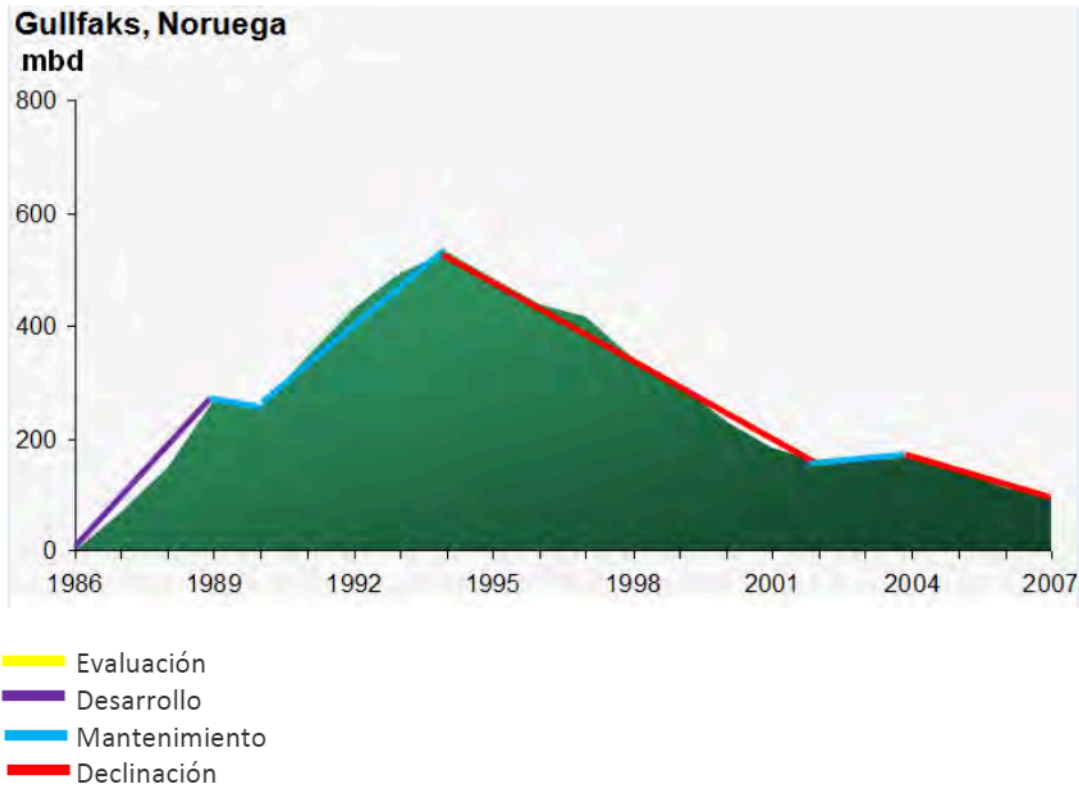


Figura 2.7-8 Campo Gullfaks, Noruega (Blanchard⁸, 2002).

2.7.9 Campo Oseberg.

El campo de Oseberg se ubica en el Mar del Norte se encuentra aproximadamente a 150 m bajo el nivel del mar, al oeste de Bergen, Noruega. Statoil-Hydro empresa noruega es operador con un 34% de la participación. Oseberg comenzó la producción en 1988 en dos plataformas Oseberg A y B unidas por un puente. En años posteriores la plataforma Oseberg D se añadió en una conexión con Oseberg A. El campo consta de varios depósitos de arenisca en el Jurásico Medio pertenecientes a la formación Brent, y está dividido en varias estructuras. El campo Oseberg produce a través de mantenimiento de presión con la inyección de gas y agua alternado (WAG). La inyección de gas ha permitido un buen desplazamiento del aceite, por lo que se esperan buenas recuperaciones en un futuro. Anteriormente, la inyección de gas fue importado de Troll Øst (TOGI) y Oseberg Vest.

El aceite es enviado a través del Sistema de Transporte Oseberg (OET) a la terminal de Sture. La exportación de gas comenzó en el año 2000 a través de un nuevo gasoducto, Transporte de Gas Oseberg (OGT), y el aceite se conecta a la Statpipe del sistema a través de la instalación de Heimdal. Se probaron recursos adicionales en la estructura principal Gamma Statfjord en 2007. La producción de esta estructura estaba prevista para comenzar en la primavera de 2008 con dos pozos perforados al centro del campo.

El reto en Oseberg será producir el petróleo restante, y equilibrar la producción de gas y de petróleo, por lo tanto se instaló un módulo de producción de baja presión en el centro del campo. Los ensayos de producción de un yacimiento próximo a Tiza en el grupo de las arenas Shetland se han iniciado en el campo de Oseberg para evaluar las características de flujo. Oseberg Delta comenzará la producción en 2008. El campo Oseberg tuvo su máxima producción de aceite el año 2001 como se muestra en la figura 2.7-9 y ha tenido una declinación promedio anual de 13%, alcanzando en este último año una declinación de 29%. La figura 2.7-9 muestra las fases de vida transcurridas del campo Oseberg así como su producción histórica.

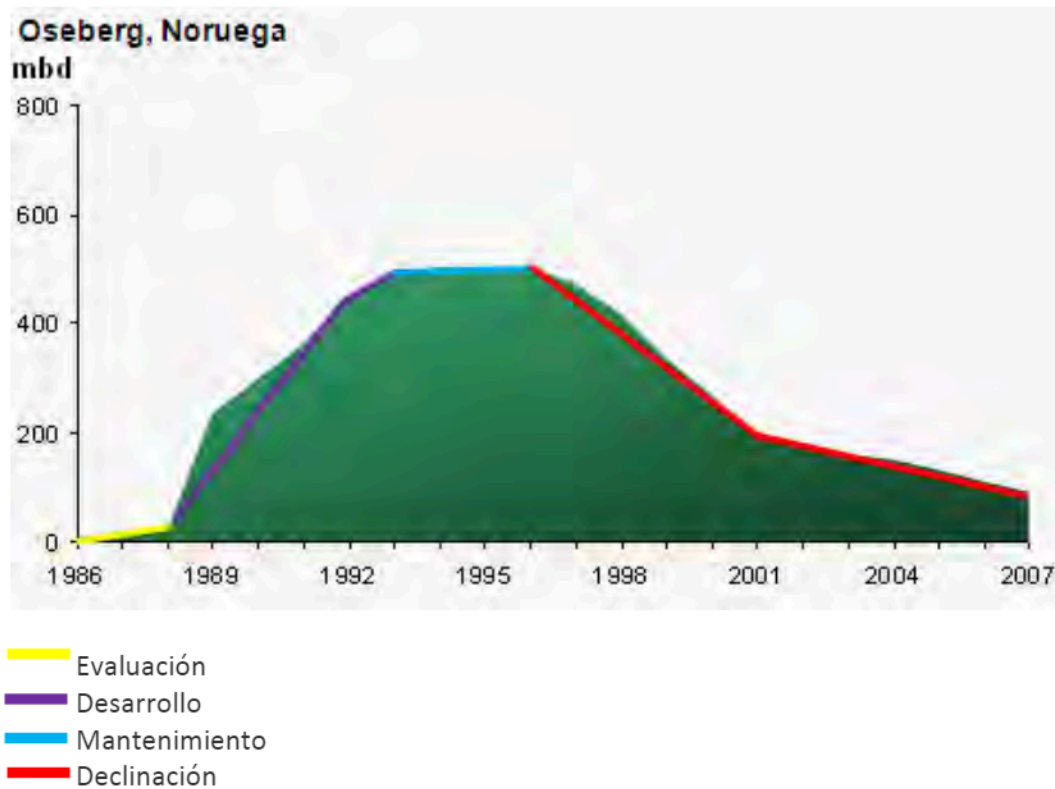


Figura 2.7-9 Campo Oseberg, Noruega (Blanchard⁸, 2002).

CAPITULO III MANEJO DE LA PRODUCCIÓN.

3.1 Introducción.

Durante la fase de producción en el ciclo de vida del campo, el operador deberá aplicar las técnicas de administración enfocadas a la maximización de las ganancias del proyecto y a la realización de la recuperación económica de los hidrocarburos, mientras se concentran todas las obligaciones contractuales trabajando con ciertas restricciones. Las restricciones físicas incluyen el comportamiento del yacimiento, el comportamiento del pozo, y la capacidad y operabilidad de las instalaciones superficiales. La compañía o el operador tendrán que manejar factores internos como lo son el manejo de personal, suministros y la estructura de la organización. También serán un factor importante los factores externos como los acuerdos y contratos de la compañía que tenga con el gobierno, o con las compañías de servicio, la legislación ambiental y las fuerzas del mercado, que deberán administrarse a través del tiempo de producción. En la figura 3.1-1 se muestran las restricciones físicas y los factores externos e internos que son limitantes de la producción (Nygard et al.²⁹, 2001)

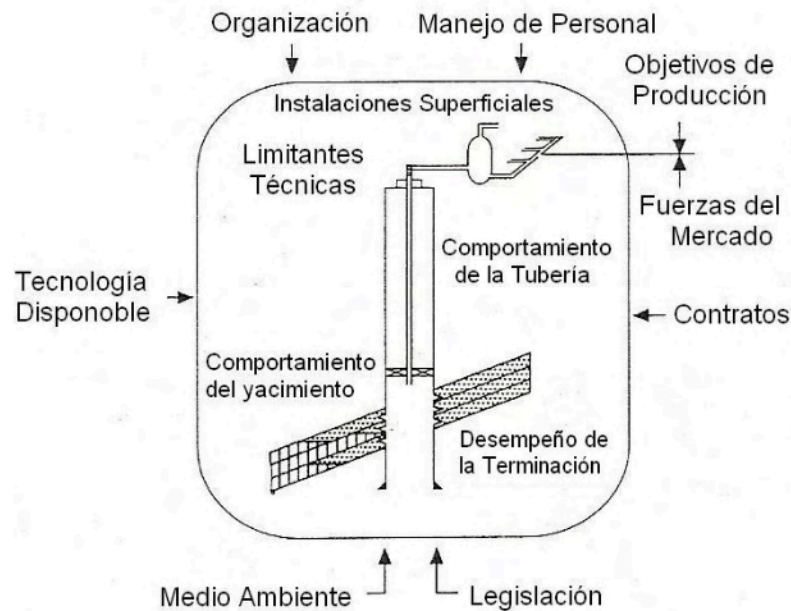


Figura 3.1-1 Las limitantes de la producción.

En este capítulo se mencionarán algunas técnicas para el manejo de las restricciones de las instalaciones superficiales y sub-superficiales. Primero trataremos las restricciones, que son más efectivamente administradas en un enfoque integrado, debido a que todas actúan simultáneamente en la rentabilidad del campo productor. Esto requiere una meticulosa planeación y el control de un equipo centralizado e integrado.

3.2 Manejo Sub-superficial.

3.2.1 El comportamiento del yacimiento.

En la etapa de desarrollo, se recomienda construir un modelo de simulación para la determinación del método óptimo de recuperación de hidrocarburos del yacimiento. El criterio para la óptima solución debe estar basado en la rentabilidad y la certidumbre. El modelo estará inicialmente basado en un conjunto de datos limitado y por lo tanto será una aproximación de la verdadera descripción del campo. Conforme transcurre el desarrollo de la perforación y el inicio de la producción, se colectan y se usan nuevos datos para actualizar el modelo geológico, el cual incluye la descripción de la estructura, ambiente de depósito, diagénesis, distribución de fluidos y la simulación del yacimiento que incluya la descripción del yacimiento bajo condiciones dinámicas. También se llevará a cabo un programa de monitoreo del yacimiento, en donde se realizarán mediciones con los datos conjuntados (Richardson³⁹, 1971). La figura 3.2-1 ilustra algunas de las herramientas más comúnmente usadas para recolectar datos, la información que estos arrojan actualizan los modelos que posteriormente se usarán para refinar la estrategia de desarrollo del yacimiento.

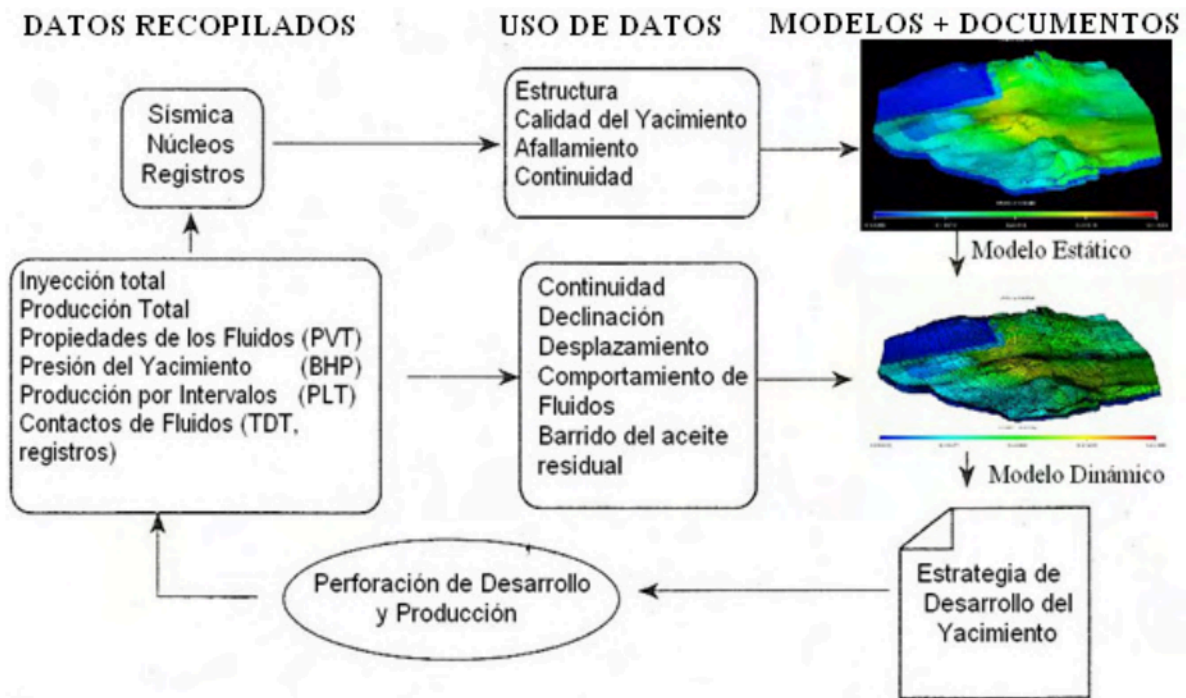


Figura 3.2-1 Actualizando la estrategia de desarrollo del yacimiento.

El modelo del yacimiento estará basado en un modelo de simulación computarizado. Conforme la producción avanza, el programa de monitoreo genera una base de datos que contiene información del comportamiento del campo.

en la zona de barrido. La figura 3.2.3 muestra el resultado de la petrofísica de núcleos que arroja datos de permeabilidad y porosidad de varios pozos que después serán reinterpretados para el cálculo de saturaciones residuales en la zona de barrido de los mismos pozos.

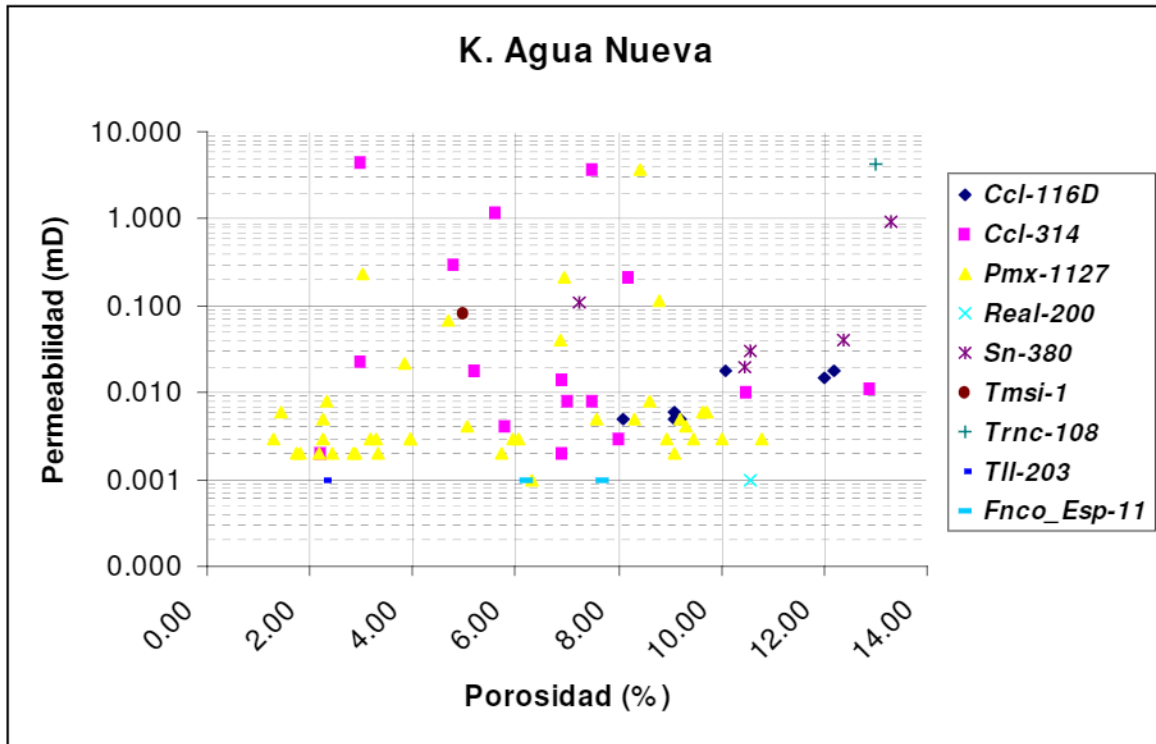


Figura 3.2-3 Petrofísica de núcleos datos de permeabilidad vs porosidad (PEP, RN, 2007).

Los gastos de producción y de inyección de los fluidos serán monitoreados diariamente. Por ejemplo, en un campo de aceite se necesita evaluar no sólo la producción del campo que representa los ingresos brutos del campo, también la RGA y el corte de agua. En el caso de un esquema de inyección de agua, un pozo productor con altos cortes de agua, tendrá que realizarse una reducción en su gasto de producción para minimizar la producción de agua, que no sólo causa más caídas de presión del yacimiento sino que también da lugar a altos costos en la eliminación de agua. La producción total y los volúmenes de inyección son importantes para la ingeniería de yacimientos para determinar si la política de producción e inyección van de acuerdo al plan. Combinado los datos de presión una vez colectados, esta información se usa para el cálculo de balance de materia como el de la figura 3.2-4 y así determinar la contribución de varios de los mecanismos de empuje (expansión de aceite, expansión de gas, acuífero).

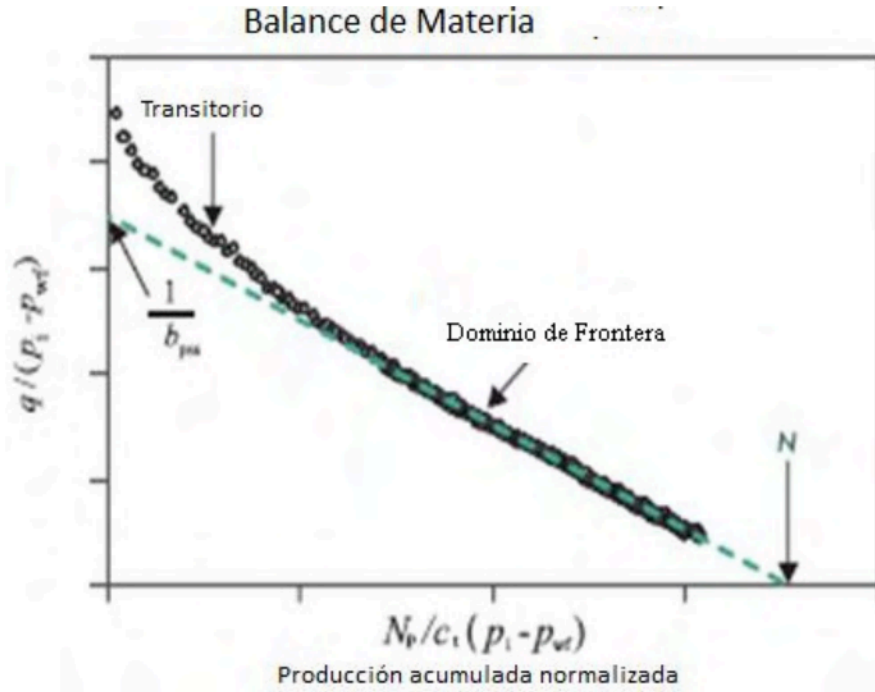


Figura 3.2-4 Balance de materia (Tomado de PEP 2008).

Las muestras de fluidos serán tomadas usando muestras de agujero o con la herramienta MDT en pozos de desarrollo para confirmar las propiedades PVT como se muestran en la figura 3.2-5 generadas en el plan de desarrollo, y para checar las variaciones verticales y areales en el yacimiento. En columnas largas de alrededor de 1000 ft es común observar la variación vertical de las propiedades de los fluidos debido a la segregación gravitacional.

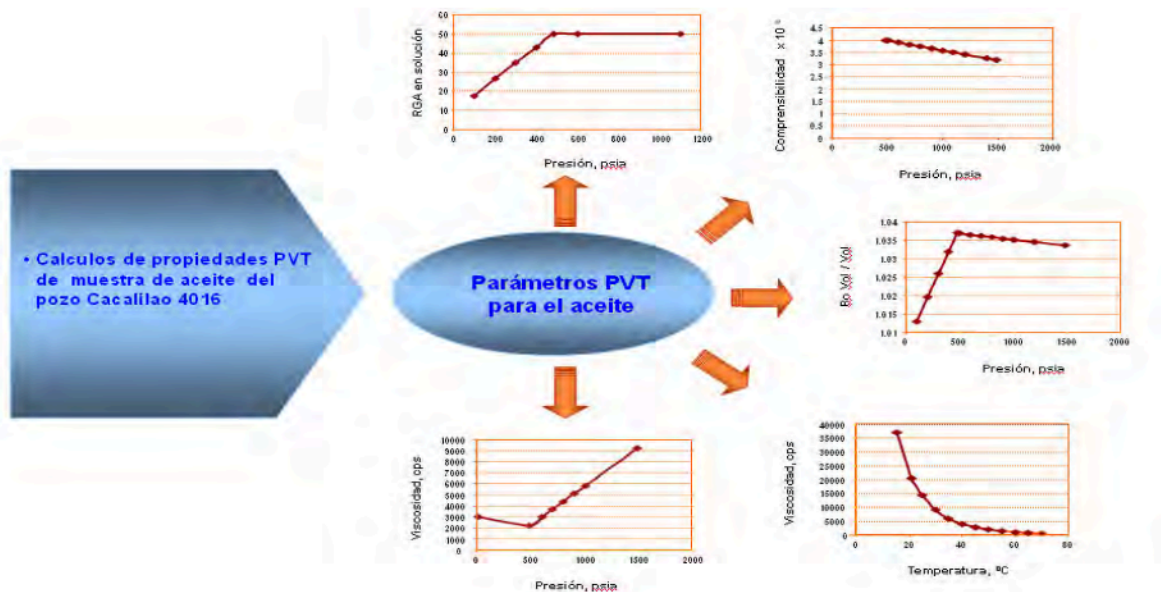


Figura 3.2-5 Obtención de las propiedades PVT del aceite (PEP, RN, 2007).

La presión del yacimiento es medida en pozos seleccionados usando medidores de presión de fondo permanentes como no permanentes o herramientas tipo cable en nuevos pozos para determinar el perfil de caída de presiones en el yacimiento. Las presiones indican la continuidad del yacimiento y la conectividad de las capas de arenas que posteriormente serán usadas en cálculos de balance de materia y en un modelo de simulación de yacimientos para confirmar el volumen de fluidos en el yacimiento y flujo natural de agua proveniente del acuífero. La figura 3.2-6 es un ejemplo de un registro de presión de un pozo de desarrollo en un campo que produce por determinado tiempo. Comparando las presiones con las del régimen original de presión en el yacimiento se observa que hay información sobre la continuidad del yacimiento y de las caídas de presión. Las discontinuidades en la presión indican que existe una arcilla o una falla entre las arenas A y B que están al menos parcialmente selladas. Las capas de arcillas (o fallas) entre las arenas C y D y entre D y E deben estar completamente selladas, debido a que la arena D se encuentra a la presión original. La comunicación vertical del yacimiento está limitada debido a estas características. Si se asume que el yacimiento en este ejemplo produce por mecanismo primario, se puede observar que la producción de las capas B y C (que se encuentran en comunicación vertical) es más rápida que las otras arenas, mostrando que también tienen mejor permeabilidad, ó están limitadas en extensión. Por otro lado no hay producción en la arena D debido a que la presión todavía no cae en esta área.

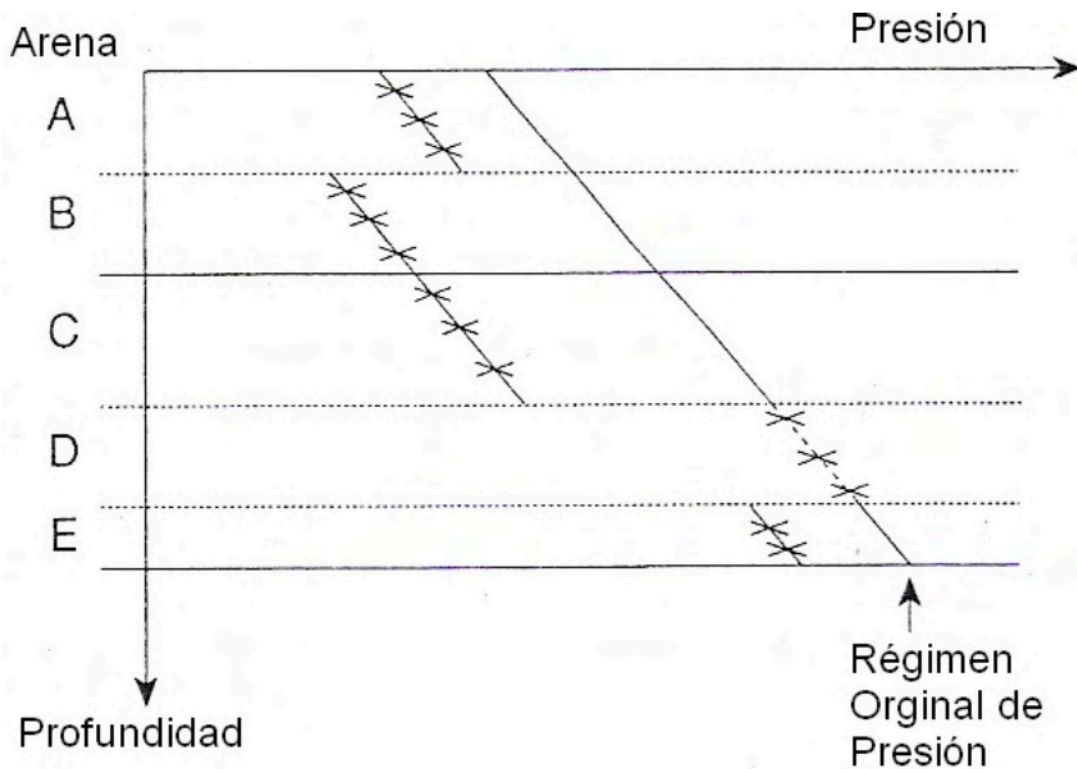


Figura 3.2-6 Medición de presión en un pozo de desarrollo.

Al monitorear la presión del yacimiento también se puede comprobar si la política de declinación se ha logrado. Por ejemplo, si el plan de desarrollo fue trazado para mantener la presión del yacimiento a un cierto nivel durante la inyección de agua, las mediciones de la presión en pozos clave mostrarán si todas las áreas están recibiendo la presión necesaria, y se puede dar lugar a la redistribución de la inyección de agua o poner de manifiesto la necesidad de inyecciones adicionales de agua. Si el mecanismo de empuje seleccionado fuera empuje hidráulico, la presión del yacimiento en pozos clave indicaría si la caída está distribuida de manera uniforme alrededor del campo. La presencia de un acuífero natural activo puede ser detectada también por la medición de la presión del yacimiento y los volúmenes producidos, la contribución del acuífero a la presión del yacimiento será calculada por la ingeniería de yacimientos usando balance de materia.

En un yacimiento consistente de capas de arena, el barrido del mismo puede ser estimado por la medición de los gastos de producción de cada capa usando la herramienta o registro de producción (PLT)³. Esta es una herramienta que se corre con cable y que contiene un espirómetro y un gradiomanómetro que puede determinar el flujo de producción que pasa a través de la herramienta así como la densidad del fluido. Al pasar la herramienta por las series de capas que fluyen, se determina el caudal y el tipo de fluido de cada capa productora. Esto es útil en la confirmación de la medición del caudal total en la superficie de cada capa, así como un indicador de las capas de gas y de los avances de agua que puedan ocurrir.

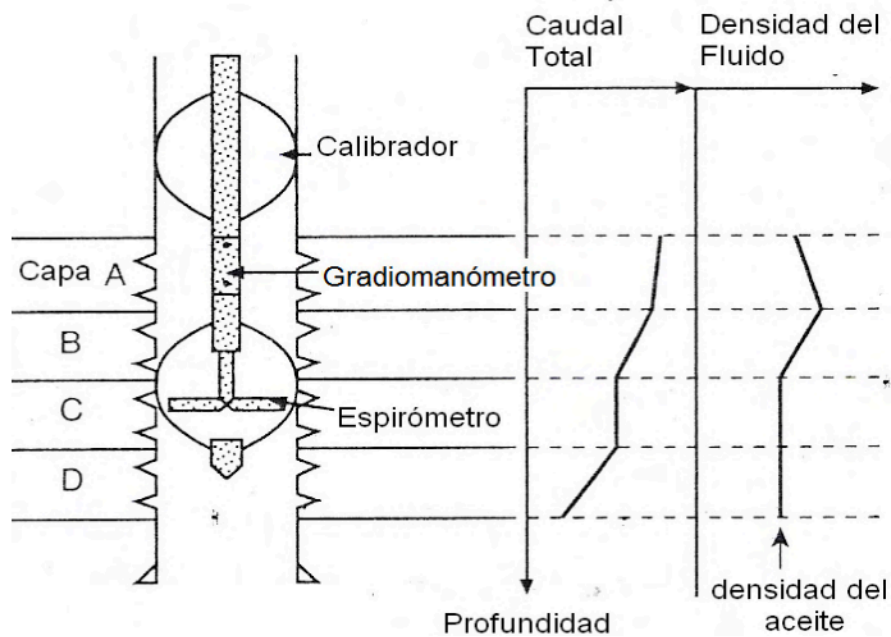


Figura 3.2-7 La herramienta de registro de Producción (PLT).

El ejemplo de la figura 3.2-7 revela que la capa C no está contribuyendo a fluir del todo (cero incremento de la producción total mientras la herramienta pasa esta capa), y que el

fluido más denso (agua) está siendo producido por la capa B, el cual es el mayor contribuyente al caudal total en el pozo.

Estos resultados serán interpretados mostrando que el avance de agua ha ocurrido tempranamente en la capa B y más que en cualquier otra capa, esto podría dar razones para disparar en esta capa. La falta de producción en la capa C puede indicar ineficiencia en la perforación, en tal caso el intervalo deberá ser re-perforado. También puede ser causa a la baja permeabilidad, en tal caso, sólo se esperan pequeñas recuperaciones en esta capa.

El movimiento del contacto hidrocarburo-agua en el yacimiento puede ser determinado de los registros de agujero descubierto de nuevos pozos perforados después del inicio de la producción o en una corrida de un registro de caída térmica (TDT)³ en una tubería de revestimiento usada como productora. El TDT es capaz de diferenciar entre hidrocarburos y aguas saladas midiendo la decadencia del pulso de neutrones de la formación hacia la herramienta. Corriendo la herramienta TDT en el mismo pozo a intervalos durante uno o dos años por decir, la tasa de movimiento del contacto aceite-agua puede ser rastreada. Esto es útil en determinar el desplazamiento en el yacimiento así como la invasión de un acuífero.

Durante la etapa de producción, los datos son colectados continuamente para actualizar el modelo del yacimiento, y reducir las incertidumbres en la estimación de las reservas y el volumen original del yacimiento. El siguiente diagrama de la figura 3.2-8 indica como la tasa de incertidumbre en la estimación de reservas puede cambiar a través del ciclo de vida del campo. Una mejora en el entendimiento del yacimiento ayuda en la selección de mejores planes para posteriores desarrollos, y nos puede llevar a incrementos en las estimaciones de reservas. Esto, no es siempre el caso; el descubrimiento de un yacimiento más complejo que el previamente descrito, puede reducir el estimado de reservas (Shogaa et al.⁴⁵, 1994).

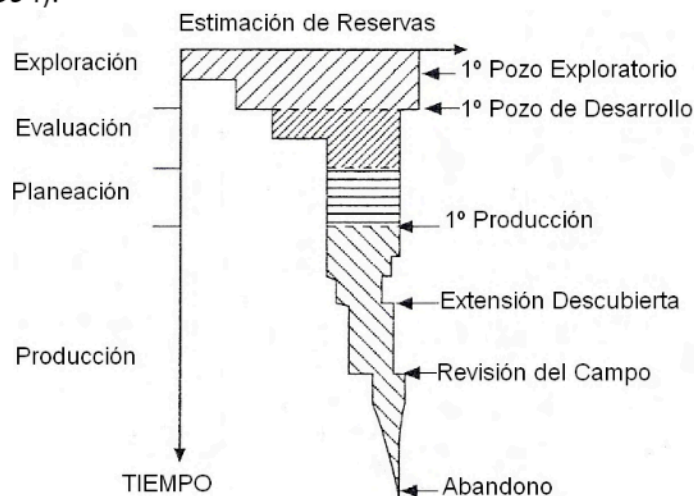


Figura 3.2-8 Cambios en la estimación de Reservas durante la vida del campo.

3.2.2 El comportamiento del pozo.

El objetivo del manejo del comportamiento del pozo en el esquema de flujo de la tabla 3.2-1 es el de reducir las limitaciones en donde el pozo puede influir en la producción de hidrocarburos desde el yacimiento. Las limitaciones del pozo pueden limitar el potencial del yacimiento y pueden dividirse en dos categorías; el intervalo terminado y la tubería de producción. La siguiente tabla indica algunas de las limitaciones:

Tabla 3.2-1 Limitaciones del intervalo terminado y limitaciones en la tubería de producción.

Limitaciones del Intervalo Terminado	Limitaciones de la Tubería de Producción
Daño a la formación	Diseño de sarta de producción
Daño a la geometría de la formación	Tamaño
Producción de arenas	Restricciones al flujo
Formación de incrustaciones	Optimización de bombeo neumático
Formación de emulsiones	Producción de arenas
Formación de asfaltenos	Formación de precipitados
Producción de fluidos no deseados	Tamaño del estrangulador

Para que se logre el potencial del yacimiento, estas limitaciones del pozo deben ser reducidas siempre y cuando exista la justificación económica correspondiente. Por ejemplo el daño a la formación debe ser reducido por la acidificación, mientras que el daño a la geometría de la formación se reduce añadiendo más disparos. La formación de incrustaciones puede ocurrir durante la inyección de agua cuando el agua inyectada se junta con el agua de formación precipitándose tanto en el yacimiento como en la tubería de producción, estas incrustaciones deben de ser removidas del yacimiento y la tubería de producción químicamente o mecánicamente raspando la tubería.

Los fluidos no deseados son aquellos fluidos sin valor comercial como el agua, y cantidades no comerciales de gas en un campo de desarrollo. En yacimientos estratificados con permeabilidades contrastantes en los estratos, los fluidos no deseados son producidos primero de los estratos más permeables en donde el desplazamiento es más rápido. Esto reduce la producción actual de aceite y hace que el yacimiento pierda presión. Los estratos que muestran producción de fluidos no deseados pueden ser aislados o taponados re-terminando los pozos. Una zona de agua subyacente puede ser aislada con un empacador puesto por encima de la zona de agua; esto se puede realizar sin remover la tubería instalando un empacador como se muestra en la figura 3.2-9. Una

zona productora de gas subyacente puede ser aislada vertiendo un tapón de cemento a través de los disparos, una operación en la cual tendría que ser removida la tubería de producción en primer lugar. A esta operación se le puede llamar reparación mayor de un pozo.

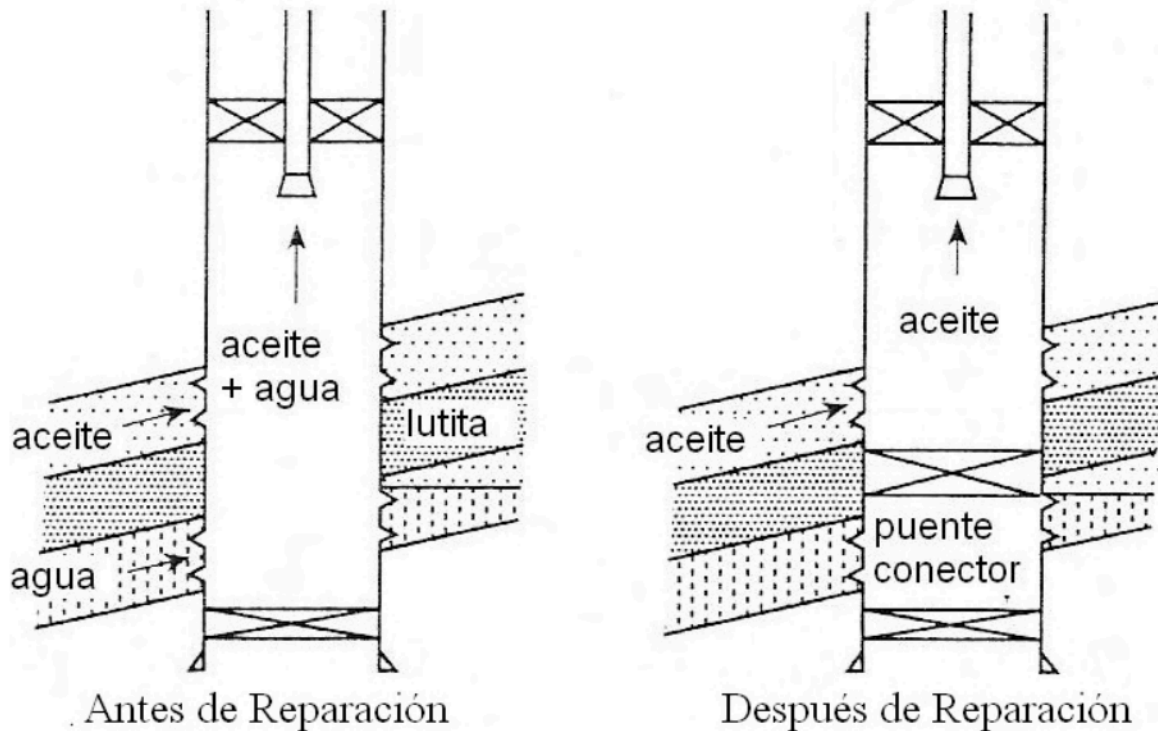


Figura 3.2-9 Reparación de un pozo.

Las intervenciones o reparaciones mayores se realizan para reparar equipo de fondo, válvulas de superficie y líneas de flujo, implican el cierre de la producción del pozo, y la posibilidad de extraer y volver a poner en funcionamiento la tubería de producción. Debido a que esto no es deseable desde el punto de vista de la producción, las intervenciones son usualmente programadas para llevarse a cabo en un proceso simultáneo; es decir la realización de dos tareas al mismo tiempo, como lo sería la renovación de tuberías junto con el cambio del intervalo productor.

La corrosión en tuberías debido a los efectos de H_2S (corrosión amarga) o CO_2 (corrosión dulce) puede llegar a ser tan grave como la pérdidas en tuberías. Esto también requerirá de una intervención. El monitoreo de las condiciones de la tubería se realiza para dar seguimiento al ritmo de corrosión, que posteriormente puede anticipar fallas en la tubería y permitir un reemplazo en la tubería antes de que ocurra una fuga.

El diseño de la sarta de producción debe minimizar las restricciones de flujo. El tamaño en la tubería debería maximizar el potencial del yacimiento. El ejemplo mostrado en la figura 3.2-10 muestra que al principio de la vida del campo, cuando la presión del yacimiento es

Pi, el tamaño óptimo de la tubería es 5 1/2". Sin embargo, conforme la presión del yacimiento declina la tubería inicial ya no es suficiente para producir en superficie, una tubería más pequeña (2 7/8") es la indicada. El cambio de tuberías requerirá una intervención, aunque en algunas situaciones es preferible instalar una tubería de menor diámetro al inicio de la producción, sin embargo esto es una decisión económica.

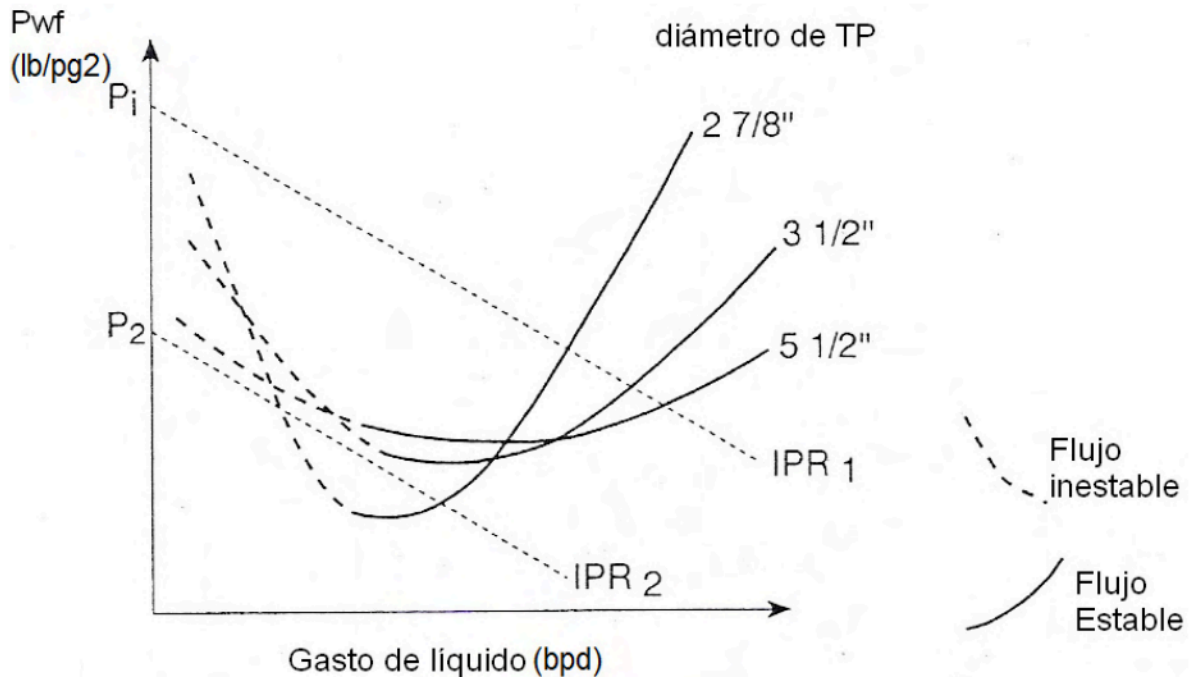


Figura 3.2-10 Selección del tamaño del diámetro de las tuberías.

Durante la producción, las condiciones de operación de cualquier sistema artificial de producción serán optimizadas con el objetivo de maximizar la producción. Por ejemplo, la relación óptima de gas-líquido se aplicará en el bombeo neumático. El sistema artificial no será instalado desde el principio del desarrollo, será en el momento en que la energía del yacimiento no es suficiente para poder llevar los hidrocarburos a la superficie. La implementación de los sistemas artificiales como cualquier otro proyecto incremental se justifica en base al valor del valor presente neto positivo en la evaluación del proyecto. Pero esto no es siempre la realidad en algunas ocasiones la implantación de sistemas artificiales de producción en algunos pozos puede ser justificado técnica y económicamente desde el inicio de la producción⁹.

La producción de arenas de formaciones poco consolidadas puede provocar erosión en las tuberías y válvulas y llenarse de arena el fondo del pozo y los separadores en superficie. En resumen, las arenas pueden afectar severamente restringiendo el flujo. La presencia de arenas puede ser monitoreada a través de monitores en línea. Si las cantidades de arena producidas se convierten en inaceptables se puede considerar el uso

de un cedazo de fondo. Durante la producción la salud del pozo se va monitoreando midiendo:

- Gastos de producción (aceite, gas y agua).
- Presiones (cabeza del pozo y de fondo).
- Producción de arenas.
- Depositación de asfaltenos.

De las presiones de fondo se obtienen los datos de permeabilidad, el índice de productividad, y el daño a la formación por efectos de terminación. Cualquier desviación de estas medidas o de los valores teóricamente calculados deben de ser investigados para determinar si la causa debe ser tratada.

La nueva tecnología es aplicada a campos existentes para mejorar la producción. Por ejemplo, la perforación de pozos de desarrollo horizontales en campos maduros y marginales como se muestra en la figura 3.2-11 para la recuperación de aceite remanente, especialmente donde el aceite remanente está presente en columnas de aceite delgadas; después de que la capa de gas o el acuífero han barrido la gran mayoría del aceite. Recientemente, el advenimiento de pozos multilaterales con tubería flexible ha proveído una opción de bajo costo para producir el aceite remanente en pozos de baja productividad.

La sísmica 3-D se ha convertido en una herramienta muy usada en la exploración, el desarrollo y la evaluación. Una corrida 3-D en un campo maduro puede identificar áreas no barridas de aceite, y puede ser útil en la localización de pozos de relleno (definidos como aquellos pozos perforados después del desarrollo con el objeto de producir el aceite remanente).

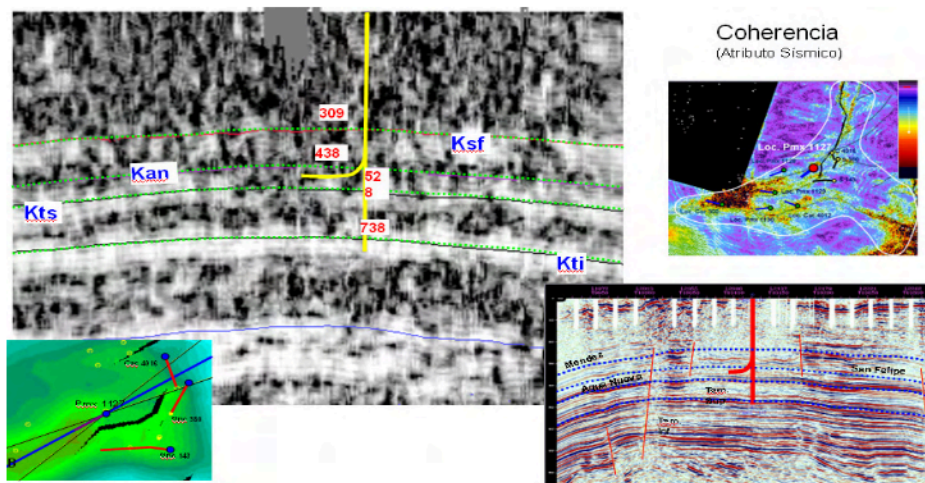


Figura 3.2-11 Perforación horizontal con atributos sísmicos.

3.3 Manejo superficial.

El propósito del manejo superficial es el de entregar hidrocarburos comerciales de la cabeza del pozo a los clientes, en tiempo, a especificación y de una manera ambientalmente aceptable (Morales²⁴, 2007). Las funciones principales de las instalaciones de superficie son:

- Colectar (conectar los pozos productores al manifold).
- Separar (gas del líquido, agua del aceite, arena del líquido).
- Transportar (de plataformas a través de ductos a las terminales).
- Almacenar (en tanques de aceite para abastecer la producción de un buque cisterna).

Esta sección se enfoca en la optimización del comportamiento del sistema de producción diseñado e instalado en la fase desarrollo. Este sistema necesita ser administrado durante el periodo de producción para maximizar la capacidad del sistema (posibles salidas) y disponibilidad (la fracción del tiempo por el cual el sistema está disponible).

3.3.1 Limitaciones de capacidad.

Durante la fase de diseño, las instalaciones están calibradas anticipadamente para condiciones de operación basadas en la información recolectada durante la fase de evaluación, y en los resultados de los estudios como la información de la simulación de yacimientos. Los parámetros de diseño se basan en:

- Caudal de fluidos (aceite, agua, gas) y sus variaciones en el tiempo.
- Presiones y temperaturas de fluidos y sus variaciones en el tiempo.
- Propiedades de los fluidos (densidad, viscosidad).
- Calidad del producto requerido.

Durante el periodo de producción del campo, el manejo superficial de las instalaciones implica optimizar el comportamiento existente de un sistema de producción. El rango de operación de cualquier equipo dependerá de los tipos de elementos que componen a todo el equipo y de la selección de los mismos en la etapa de diseño, pero habrá condiciones operativas máximas y mínimas así como el rendimiento de los mismos. El rendimiento de un equipo puede ser descrito por:

$$\text{Rendimiento de un equipo o elemento} = \frac{\text{Mínimo rendimiento}}{\text{Rendimiento de diseño}} \times 100 \%$$

Por debajo del mínimo rendimiento cualquier elemento del equipo como un compresor de gas no funcionará. El proceso debe, por tanto administrarse de un modo tal que se mantenga la producción por encima del mínimo rendimiento del elemento.

Una preocupación muy común es la capacidad máxima de cada uno de los elementos del equipo, debido a que la optimización del comportamiento usualmente significa maximizar la producción posible. Para un elemento individual del equipo como lo puede ser un separador, se pueden lograr incrementos en la capacidad máxima monitoreando las condiciones de operación (temperatura, presión, altura). La refinación de los elementos específicos del equipo que se encuentran en curso, es vital debido a que las propiedades del alimentador cambian en el tiempo, esto es realizado por el ingeniero de proceso y el operador. Los documentos de las condiciones de operación de los elementos del equipo se mantienen y actualizan para determinar las condiciones óptimas, y para indicar cuando el equipo se está comportando de manera anormal.

El sistema de producción de superficie consiste en una serie de elementos como se muestra en la figura 3.3-1, el cual muestra la máxima capacidad de manejo de los elementos. La capacidad máxima del sistema se determina por los componentes del sistema con la capacidad de rendimiento más pequeña.

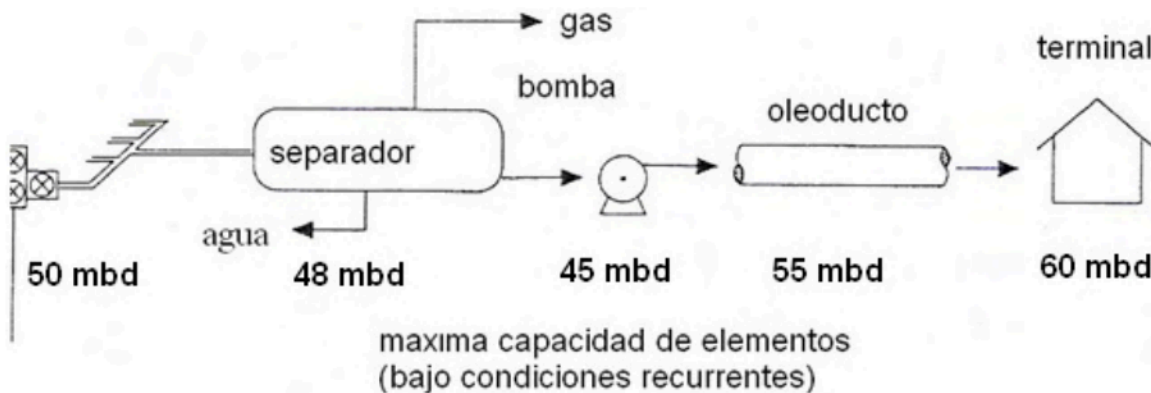


Figura 3.3-1 Sistema superficial de producción.

Este ejemplo muy simplificado indica que la bomba está limitando el rendimiento del sistema a 45 mbd, sin embargo el potencial de producción de los pozos es de 50 mbd. Si la bomba fuera actualizada o se instalara una bomba paralela para una nueva capacidad de digamos 80 mbd obtendríamos un mejor rendimiento, pero luego la capacidad del sistema se vería limitada por el separador. Al proceso de identificación y calibración del elemento que este limitando la capacidad se llama “eliminación de cuellos de botella”. Es común que una vez solucionado un problema con las restricciones en la capacidad se encuentre una nueva restricción.

En cuestiones económicas vale la pena determinar los “cuellos de botellas” tratándolos como un proyecto incremental calculando su valor presente neto. Los ingenieros y operadores deberían estar constantemente tratando de identificar la oportunidades de eliminación de “cuellos de botella” en el sistema de producción.

La eliminación de cuellos de botella es particularmente importante cuando el campo productor se encuentra en la etapa de mantenimiento de presión, debido a que provee un medio de temprana recuperación de hidrocarburos que incrementa el flujo de efectivo y el valor presente neto.

3.3.2 Limitaciones disponibles.

Disponibilidad se refiere a la fracción del tiempo en la cual las instalaciones están disponibles para producir a máxima capacidad. La figura 3.3-2 muestra las principales fuentes de no disponibilidad de un elemento del equipo.



Figura 3.3-2 Disponibilidad de un equipo.

Cualquier elemento del equipo está diseñado para ciertos estándares y condiciones de operación. Para asegurarse que el equipo es capaz de comportarse de manera confiable respecto a los límites de diseño, deberá inspeccionarse o probarse periódicamente. Por ejemplo, un sistema de bombas de agua contra incendio deberá probarse periódicamente para asegurar que funcione a la debida señal, y bombee agua a la presión indicada. Si los elementos del equipo tienen que ser apagados o suspendidos para probarse o para inspeccionarse provocará que el equipo no esté disponible temporáneamente.

Si el elemento del equipo es un sistema de proceso, como el de la figura 3.3-1 el tren de producción será apagado por completo. Esto también será en el caso cuando un sistema

de prueba es diseñado para apagarse durante una emergencia. Esto causa una pérdida en la producción.

Donde sea posible, la inspección y las pruebas se programan para ser realizadas en línea para evitar interrupciones en la producción, pero por lo demás tales inspecciones se planean para coincidir. Los periodos de las pruebas de proceso de equipo a veces están legislados.

La prestación de servicios de los equipos es una actividad programada de manera rutinaria que se maneja del mismo modo que la inspección, y los periodos entre servicios dependerán del diseño del equipo. Los periodos deberán ser propuestos en base a un calendario (cada 24 meses) o respecto a las horas de servicio (cada 10,000 horas de operación).

Los daños y subsecuentes reparaciones no están claramente calendarizados, pero dan lugar a la no disponibilidad de los equipos. Algunos elementos no críticos podrían ser mantenidos de distinta manera. Sin embargo, un equipo que es crítico para mantener la producción del sistema deberá ser diseñado y mantenido para hacer que la probabilidad de falla sea muy pequeña, o que exista un soporte mientras se restablece el equipo.

Las mejoras para el proceso deberán ser plasmables, debido al diseño inicial sub-óptimo del equipo, o para implementar nueva tecnología, o porque una idea nueva para mejorar el sistema ha nacido. La eliminación de cuellos de botella es un ejemplo de una mejora, y mientras se realizan los cambios necesarios para la mejora, el sistema estará temporáneamente no disponible.

Todas las actividades mencionadas reducen la disponibilidad total de elementos, y posiblemente la disponibilidad de los sistemas de producción. El manejo de la disponibilidad depende la programación y de la planeación de actividades así como de la inspección, prestación de servicios y mejoras para minimizar la interrupción en el tiempo de producción. Durante una suspensión planeada, que puede ser por uno o dos meses cada dos o tres años, la gran mayoría del trabajo debe estar completado. Reducir la no disponibilidad debido a una suspensión se hace a través de las etapas iniciales de diseño, mantenimiento y soporte del equipo. Si se excluyen las suspensiones, el tiempo en el que el sistema estará disponible será alrededor del 98%.

3.3.3 Manejo de los gastos de operación (opex).

El Manejo del opex o los gastos operacionales durante la vida productiva del campo, incluyen costos como:

- Mantenimiento de equipo tanto en tierra como en costa afuera.
- Transporte.

Un método más sofisticado para calcular el opex es en base al cálculo de las actividades actuales esperadas durante el tiempo de vida del campo. Este requiere de estimaciones de los costos de operación del campo basadas en la planeación a la cual las instalaciones se encuentran en el momento, y las predicciones de manejo de personal durante el ciclo de vida del campo (Griffith¹⁴, 1986). Esto significa que el ingeniero petrolero interactuará con mantenimiento, los operadores y los departamentos de manejo de personal para realizar las estimaciones de las actividades y costos históricos. Esta actividad de costos se sigue desarrollando, pero permite una evaluación más precisa del verdadero opex durante el desarrollo.

La diferencia mostrada en la figura 3.3-3 ocurre muy comúnmente y debe de ser manejada. El objetivo es mantener la producción de una manera responsable y amigable para el medio ambiente, mientras se contienen o se reducen los costos. El enfoque para la administración de este problema se basa en:

- Uso de nueva tecnología.
- Uso efectivo del manejo de personal y servicios de soporte (automatización, supervisión).
- Instalaciones compartidas entre operadores y compañías (ductos, barcos de soporte, terminales, plataformas).
- Logística (Suministro de materiales, transporte).
- Reducción del tiempo en las operaciones de producción.
- Incremento de las técnicas de control de costos (medición, especificaciones, control de calidad).

Es justo decir que el personal y logística representan del 30% al 50% de los costos de operación mientras que los costos de mantenimiento representan entre el 20% y 40% de los costos de operación. Estas son áreas particulares en donde la reducción de costos es de vital importancia. Esto significa que la filosofía de las operaciones y el mantenimiento deben ser revisadas para actualizarse y ser aplicadas en tiempo y forma.

3.4 Manejo de los factores externos.

Los niveles de producción son influenciados por factores externos como lo son objetivos comunes acordados como la producción, la demanda del mercado, el nivel de la demanda para un producto en particular, acuerdo con los contratistas y legislación. Estos factores son administrados por la planeación de gastos de producción y el manejo de las operaciones de producción.

Por ejemplo, un objetivo de producción es acordado entre la compañía y el gobierno. El gasto de producción promedio para un año será acordado y los gastos de producción actuales serán revisados por el gobierno cada tres meses. Para determinar la máxima producción realizable para el próximo año, la compañía debe calcular el potencial del

yacimiento, y luego las limitaciones ya mencionadas anteriormente, antes de que se le proponga al gobierno en turno el objetivo de la producción. Después de una discusión técnica entre la compañía y el gobierno, se fija una meta de producción. Se incurrirá en penalizaciones si la meta no está dentro de la tolerancia típica de entre $\pm 5\%$.

La compañía requerirá también de la elaboración de reportes de la compañía de aceite al gobierno, y socios de la empresa. Estos reportes incluyen:

- Propuestas de pozos.
- Planes de desarrollo de campo.
- Reporte anual de reservas remanentes por campo.
- Resumen semestral de la producción y desarrollo de cada campo.
- Planes para proyectos incrementales mayores.

Las fuerzas del mercado determinarán la demanda del producto, y la demanda será usada para pronosticar las ventas de hidrocarburos. Este será uno de los factores considerados por algunos de los gobiernos cuando se fijan las metas de producción. Por ejemplo, mucho del gas producido en el Sur de China es licuado y exportado por tanque a Japón para uso industrial y doméstico, el contrato acordado con el comprador japonés manejará los niveles de producción fijados por la compañía nacional.

La demanda de gas doméstico cambia temporalmente dependiendo del clima, y los niveles de producción reflejan este cambio. Por ejemplo, un súbito día frío en el Norte de Europa causará un incremento brusco en la demanda, y los contratos de gas en esta región permitirán al comprador exigir un aumento instantáneo (hasta un cierto máximo) para el proveedor. Para asegurar las oscilaciones de temporada, el gas importado se almacena bajo el suelo en yacimientos, durante los meses de verano (cavernas, pozos depresionados) y luego es retirado durante el tiempo en que se presenta el pico en la demanda.

Los contratos hechos entre la compañía y las compañías proveedoras son un factor que afectan el costo y la eficiencia del desarrollo y producción. Esta es la razón por la cual las compañías están revisando los tipos de contrato continuamente en la industria del petróleo. La legislación en el país anfitrión dictará las prácticas laborales y ambientales de la compañía petrolera, y es una de las limitaciones que debe de ser manejada. La legislación puede ir desde la concentración permisible para la eliminación de agua, el máximo de horas de trabajo por semana de los empleados, la contratación de seguro social para el empleado y sus familiares. La compañía petrolera debe establecer una organización interna que verifique la legislación actual para la aplicación en cada una de sus áreas: ingeniero de diseño, operadores, departamento de recursos humanos, etc. La herramientas tecnológicas y las prácticas de la compañía deberán al menos de conocer los requerimientos legislativos, así la compañía tratará de anticipar la legislación futura cuando se esté formulando el plan de desarrollo⁶.

Una pieza particular común de la legislación son los requerimientos o evaluaciones de impacto ambiental que tienen que llevarse a cabo antes de cualquier actividad de evaluación o de desarrollo. Esta evaluación es usada para determinar qué impacto tendrán las actividades en el medio ambiente (flora, fauna, población local), y será usado para modificar las actividades del plan para que no haya impacto negativo.

3.5 Manejo de los factores internos.

Durante la producción, la compañía necesitará estructurar sus operaciones para manejar un número de factores internos, tales como:

- Estructura organizacional y manejo de personal.
- Planeación y programación.
- Directrices para los reportes.
- Revisiones y auditorías.
- Fondeo de proyectos.

Para que el funcionamiento sea efectivo, la estructura organizacional deberá hacer que el flujo de información para el desarrollo del campo y manejo sea lo más fácil posible. Por ejemplo, tratando de coordinar operaciones diarias, la información se requiere en:

- Limitaciones externas para la producción (metas de producción).
- Planes para suspensiones en la producción.
- Disponibilidad presupuestaria.
- Plazos de entrega al cliente.
- Requerimientos de inyección.
- Intervenciones y operaciones de mantenimiento.
- Programas rutinarios de inspección.
- Tiempos de entrega para equipo y suministros.
- Programas de capacitación.
- Disponibilidad de transporte.

No hay una solución simple para la estructura organizacional requerida para alcanzar estos objetivos, y las compañías periódicamente cambian su organización para tratar de incrementar la eficiencia. Las listas de arriba muestran la información requerida para las operaciones diarias y una lista diferente se elaborará para el plan de desarrollo. A menudo las tareas requeridas para la producción y el desarrollo se dividen, y esto es reflejo de la información. La siguiente estructura de la figura 3.5-1 es un ejemplo sólo de una parte de la organización de la compañía.

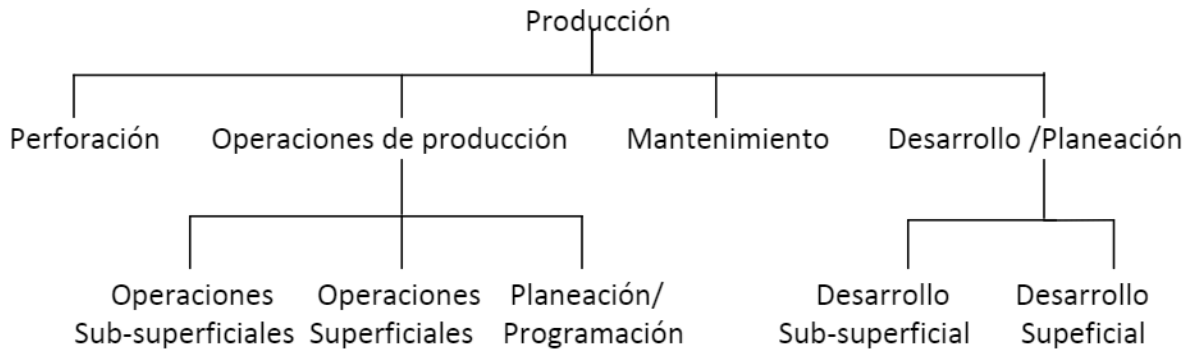


Figura 3.5-1 Estructura organizacional para operaciones y plan de desarrollo.

La planificación se lleva a cabo para dirigir los negocios de la compañía y las operaciones, de esta manera, se establece cuáles actividades quiere realizar la compañía. Es muy típico que exista un plan de negocios de quince años donde se establecen los términos de los objetivos a largo plazo, un plan de operaciones y actividades de un año, y un programa de operaciones trimestral estableciendo los tiempos de trabajo (POA = Programa Operativo Anual). A partir del plan trimestral, se elabora un programa de 30 días (POM = Programa Operativo Mensual) que establece actividades a realizar que incluye la producción esperada de cada pozo, corridas de registros y trabajo de mantenimiento, y la coordinación de operaciones de sub-superficie y superficie. Cada uno de estos planes involucra un presupuesto que describe los gastos necesarios.

En adición a los requerimientos, se elaborarán reportes internos para distribuir la información en la organización. Estos incluirán:

- Reportes mensuales de los campos productores.
- Gestión de la documentación presentada para los campos.
- Estadísticas de seguridad.
- Reportes presupuestales mensuales.

Una razón importante para los reportes internos es proveer una base de datos de las actividades que analizadas pueden determinar si hay una mejora continua en la compañía. Aunque el proceso de evaluación del progreso e implementación de mejoras debe estar en curso. Se sugieren auditorías en áreas específicas en donde se tendrá la retroalimentación para verificar si se están logrando los objetivos de negocio. Esto sólo es parte del ciclo de aprendizaje que es uno de los principios básicos de la administración. La obtención de los fondos para las actividades de la compañía es realizada por el departamento de finanzas, pero el gasto de los fondos se maneja por un comité técnico. Los reportes presupuestarios son el mecanismo por el cual el administrador sigue la pista de cómo los actuales ingresos y egresos se comportan respecto plan tal como se establece en el presupuesto.

CAPITULO IV MANEJO DE LA DECLINACIÓN

La fase de declinación de un campo petrolero es definida como la etapa donde el gasto de producción del campo cae después del pico de producción máximo. Los gastos de producción de los pozos individuales caen después del máximo pico de producción. En éste capítulo haremos un análisis de algunas de las opciones que pueden estar disponibles, para contrarrestar la declinación, y subsecuentemente el manejo de la misma haciendo que los costos para su manejo sean optimizados. También se hace mención de los principales métodos de cálculo para generar pronósticos futuros de producción con curvas de declinación.

Un campo entra dentro de una etapa de declinación económica cuando los ingresos caen (declina la producción) o los costos se incrementan, y en muchos casos ambas situaciones suceden al mismo tiempo. Mientras que pueda haber un mayor margen de inversión en la fase de declinación del campo, los fondos que pueden ser usados en nuevos proyectos deben vincularse con los proyectos para la fase de declinación. Un campo maduro que se encuentra en fase declinación debería continuar con un flujo de caja positivo y competitivo con respecto a otros proyectos nuevos para así recibir fondos. Las opciones que se discuten en éste capítulo son algunas ideas o alternativas disponibles para el manejo del inevitable proceso de la declinación económica, y de esta manera extender la vida del yacimiento y de las instalaciones (Nelson²⁶, 1996).

4.1 Perforación de pozos de relleno.

Las reservas de aceite y gas están raramente disponibles como lo muestran los mapas y las secciones sísmicas. Sin embargo esto es común y el desarrollo de los campos procede con una cobertura de datos limitada. Conforme se van perforando más pozos y se obtiene más datos e información de la producción, los modelos geológicos se vuelven más detallados y hay un mejor entendimiento del yacimiento. Después será posible identificar las reservas que no fueron drenadas efectivamente y también las potenciales áreas candidatas para la perforación de pozos de relleno. La perforación de relleno significa perforar pozos adicionales entre los pozos originales de desarrollo. Su objetivo es producir el aceite remanente no recuperado.

Los hidrocarburos pueden no ser drenados por varios motivos:

- i) Los entrampamientos pueden haberse quedado por abajo o por arriba de los pozos productores.
- ii) El aceite o el gas pueden estar entrampados en fallas, bloques o en capas aisladas como se muestra en la figura 4.1-1.
- iii) El aceite puede ser marginado por el flujo de agua o por el flujo de gas.
- iv) Los pozos pueden estar demasiado distantes o poco accesibles para convertirse en reservas.

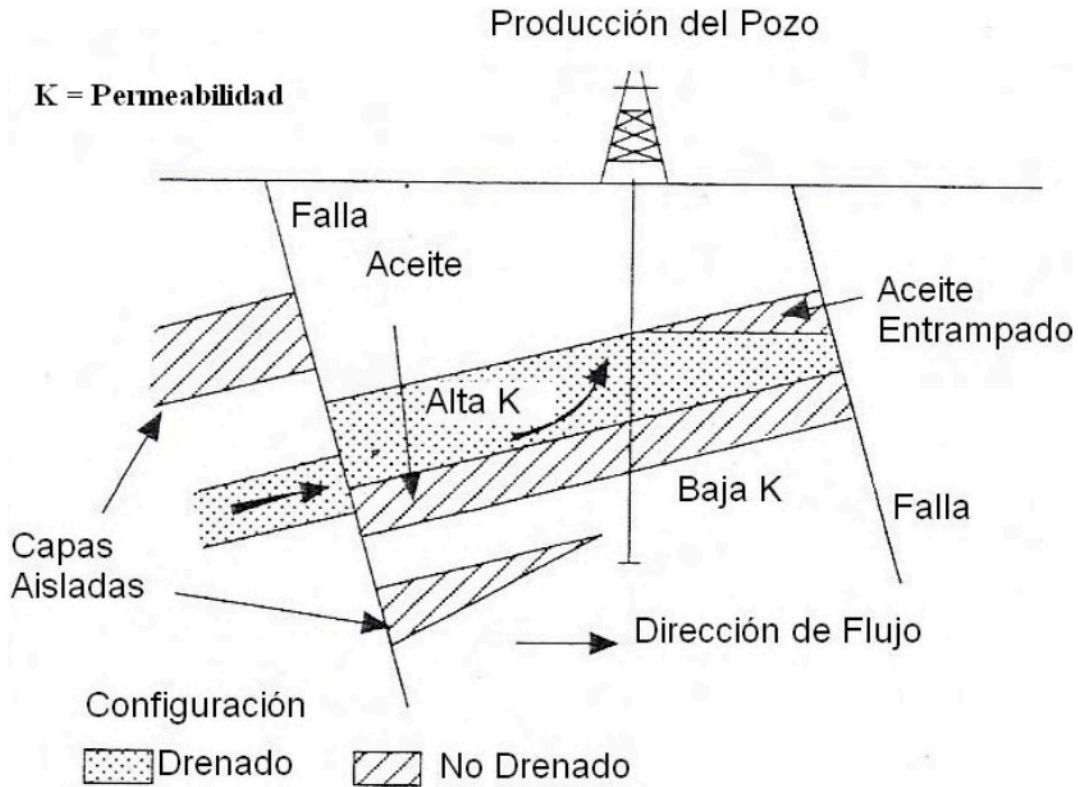


Figura 4.1-1 Hidrocarburos no drenados.

En el caso de los atrapamientos, en un bloque de fallas o capas; las reservas de hidrocarburos no serán recuperables a menos que se tenga acceso a través de un pozo. La economía de los pozos de relleno puede ser muy sencilla; una simple comparación del costo de los pozos (incluyendo mantenimiento) vs los ingresos de las reservas incrementales podría ser un parámetro tentador. Las reservas que hayan sido marginadas por un frente de invasión son más difíciles de recuperar. El agua tomará la ruta más fácil a través del yacimiento. En arenas no homogéneas, el agua inyectada o el gas pueden alcanzar los pozos productores a través de las capas de alta permeabilidad si barren las secciones más pobres.

Con el tiempo una proporción del aceite de las secciones marginadas podrán recuperarse, aunque ineficientemente en términos de barriles producidos por barril inyectado. La perforación de un pozo de relleno, se realiza para recuperar el aceite marginal y de esta manera generar reservas extras así como producción acelerada (de reservas que eventualmente de alguna u otra manera no han sido recuperadas). Para decidir si se perforan pozos adicionales es necesario estimar el extra de reservas recuperadas, así como el valor de las reservas existentes tal como se muestra en la Figura 4.1-2.

4.2 Actividades de intervención.

Los pozos son intervenidos para reducir los costos de operación o para reiniciar su integridad técnica. En términos económicos, (eliminado los aspectos de seguridad) una intervención puede justificarse si el valor presente neto de la intervención es positivo (y asumiendo que no existen otras limitaciones). El potencial absoluto de un pozo es el gasto al cual un pozo puede producir sin limitaciones y daño debido a las restricciones de flujo. La producción actual puede caer por debajo del potencial del pozo debido a diversas razones que se muestran en la figura 4.2-1, que incluyen:

- a) Daño mecánico como corrosión en la tubería o equipo atorado.
- b) Deterioro en la productividad alrededor del espacio poroso.
- c) Restricción del flujo debido a la producción de arenas o finos.
- d) Avance de gas o agua en capas de alta permeabilidad.
- e) Flujo cruzado en el pozo o por debajo del revestimiento.

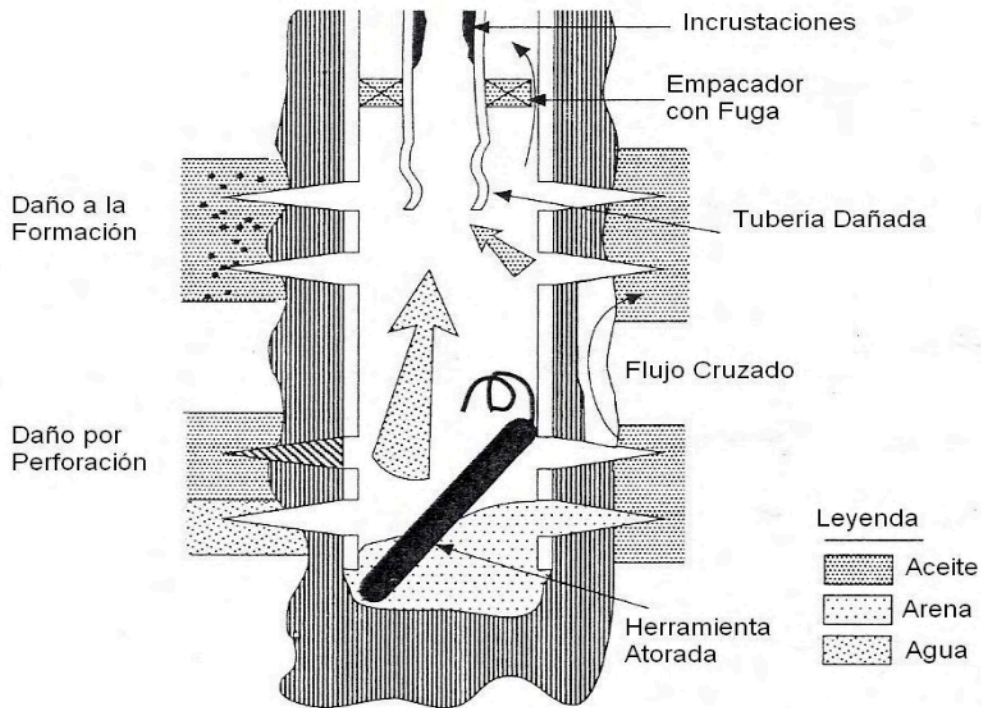


Figura 4.2-1 Un aparejo candidato de intervención.

Si el daño mecánico es lo suficientemente severo para garantizar la intervención, la tubería de producción tendrá que ser removida, para reemplazar la sección dañada o tener acceso para una reparación de tubería de revestimiento. Tal operación requerirá de una torre de perforación o en el caso del área marina, de una plataforma de servicio que involucraría el cierre de los pozos vecinos por razones de seguridad. Donde el daño no es muy severo es muy posible usar técnicas para instalar parches o enchufes a través de cables o tubería flexible ya que ambas opciones son más baratas.

El daño a la formación es usualmente causado por obturar la garganta de poro. Y puede ser el resultado de partículas finas como barro solido, partículas de cemento o productos de corrosión que invaden la formación. También puede ser causado por una emulsión o una precipitación química.

El deterioro puede ser causado por disparos profundos o fracturamientos a través de las capas dañadas, o removidas por tratamientos con ácidos. El tratamiento con ácido se lleva a cabo a través de la tubería de producción o usando tubería flexible, normalmente el ácido puede ser remojado por algún tiempo y nuevamente producido; y si es posible sólo con los productos afectados tal como se muestra en la figura 4.2-2. Uno de los avances de usar tubería flexible es que puede ser insertada teniendo en contra la presión de la cabeza del pozo de tal manera que el pozo no pueda matarse.

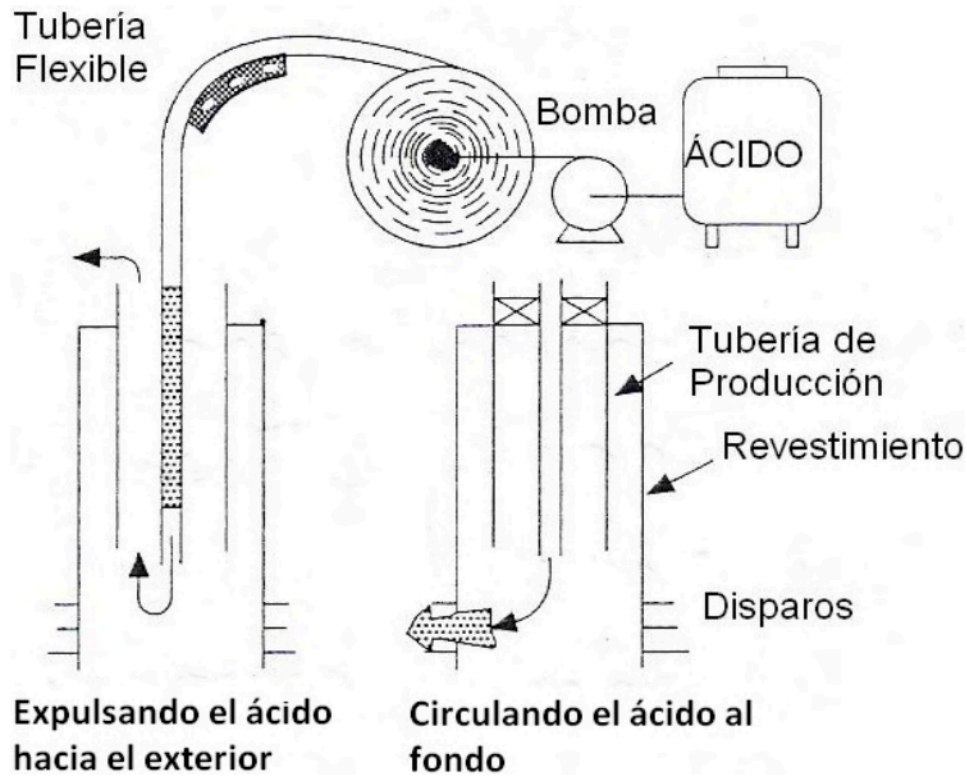


Figura 4.2-2 Desplazamiento de ácido a través de tubería flexible.

La tubería flexible puede usarse para remover puentes de arena e impurezas. A veces un lavado basta, pero en casos más difíciles una inyección de ácido es lo más adecuado. Para arenas consolidadas y depósitos masivos, la inyección de un fluido de perforación de baja densidad es una alternativa eficiente a través de tubería flexible. En casos extremos la tubería de producción tiene que ser removida y el revestimiento molido.

Cuando pequeñas cantidades de arenas o incrustaciones se presentan en la tubería, la contención se realiza con escareadores y centradores, que se corren dentro de la tubería como parte del programa de mantenimiento de pozos.

Si existe la invasión de agua o gas desde una capa de alta permeabilidad puede pasar que esta invasión de fluidos domine a la producción del aceite de los otros intervalos. Los problemas como estos pueden ser prevenidos instalando un paquete de terminación selectivo, pero en una sola terminación en capas múltiples se considera la aislación de ciertas zonas.

Las opciones mecánicas incluyen enchufes y parches en la TR que pueden ser instalados por cable o través de la misma tubería. Las opciones químicas, que se ya se han vuelto muy comunes, funcionan inyectando en primer instancia un gel de polímeros que llena el espacio poroso y destruye la permeabilidad en la capas permeables más porosas como se muestra en la figura 4.2-3. Estos químicos pueden inyectarse a través de tubería flexible. Taponar zonas de agua y gas usando cemento es una opción barata pero a menudo es una opción insatisfactoria.

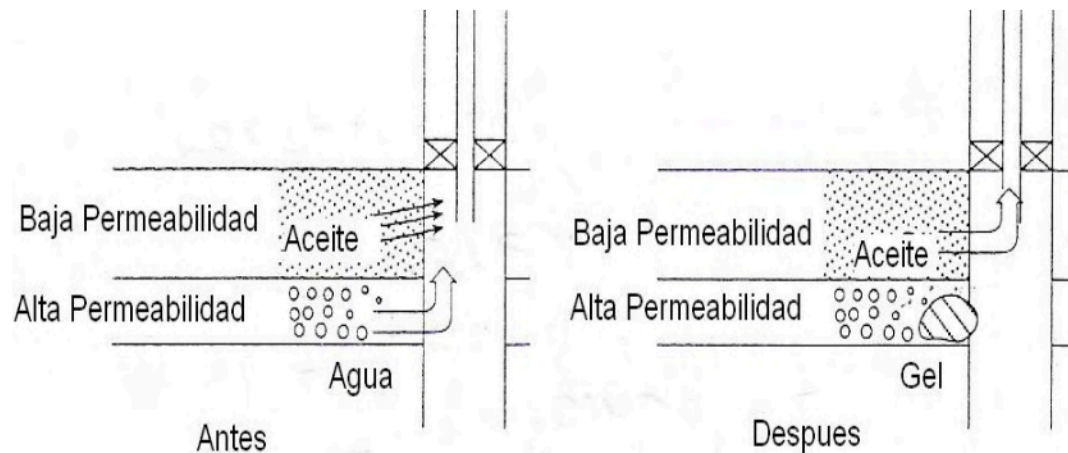


Figura 4.2-3 Bloqueo de agua con químicos.

El flujo cruzado dentro del revestimiento puede ser prevenido aislando la zona. Sin embargo, esto puede resultar en una reducción en la producción. Instalando una terminación selectiva se puede solucionar el problema, pero es una opción muy cara; para reparar el flujo cruzado en la TR normalmente se requiere de una intervención total con un equipo de reparación. El cemento tiene que ser circulado por detrás de la tubería de revestimiento y después fijarse, después el cemento dentro del revestimiento se muele, y las zonas productoras son perforadas y nuevamente terminadas.

En situaciones muy difíciles el intervalo de producción es reconectado, a través de la perforación de un pozo adyacente al agujero viejo, y la sección se termina como si fuera una terminación nueva.

4.3 Recuperación mejorada.

Un porcentaje considerable (40% - 85%) de los hidrocarburos no son recuperados a través de mecanismos de empuje primarios, o por métodos suplementarios de recuperación como la invasión de agua y la inyección de gas. Esto es una realidad para la mayoría de los campos de aceite. El aceite remanente después de la explotación primaria y secundaria, es recuperado a través de métodos de recuperación mejorada que pueden potencialmente disminuir la declinación. Desafortunadamente el costo por barril de la mayoría de los métodos de recuperación mejorada es considerablemente mayor que las técnicas de recuperación convencionales, así la aplicación de métodos de recuperación mejorada es generalmente mucho más sensible al costo del barril de petróleo.

Las técnicas de recuperación ya han sido exitosamente aplicadas en tierra, en yacimientos someros que contienen crudos viscosos, donde las recuperaciones bajo métodos convencionales son muy bajas. La Society of Petroleum Engineers SPE publica un reporte regular actualizado de proyectos de recuperación mejorada, incluyendo esquemas pilotos y totalmente comerciales (la mayoría de los cuales se encuentran en EEUU).

Los métodos de recuperación mejorada pueden ser divididos de la siguiente maneras:

- I. Procesos térmicos.
 - a. Inyección de vapor.
 - b. Combustión in-situ.
- II. Procesos químicos.
 - a. Inyección de polímeros.
 - b. Inyección de surfactantes.
 - c. Inyección alcalina o caústica.
- III. Procesos miscibles.
 - a. Inyección de hidrocarburo Miscible.
 - b. Inyección de Nitrógeno y Metano.
 - c. Inyección de CO₂.
- IV. Proceso o recuperación microbiana.

Los métodos mencionados se aplican a fluidos de:

- (a) Aceite con viscosidad moderada.
- (b) Aceite pesado o altamente viscoso.
- (c) Yacimientos depresionados en donde la energía del yacimiento no es suficiente para levantar los fluidos.

4.3.1 Inyección de vapor.

El vapor es inyectado dentro de un yacimiento para reducir la viscosidad del aceite y hacerlo fluir más fácilmente. Esta técnica es usada en yacimientos que contienen crudos de alta viscosidad donde los métodos convencionales solo producen bajas

recuperaciones. El vapor puede ser inyectado en un proceso cíclico en donde el mismo pozo es usado para la inyección y producción, en donde el vapor remoja la zona de aceite antes de volverse a producir (conocido como "Huff and Puff"). De manera alternativa el vapor es inyectado para crear una invasión, barriendo el aceite desde los pozos inyectores hacia los pozos productores tal como se hace con la invasión de agua. En tales casos resulta benéfico incrementar el tiempo de residencia (o relajación) del vapor para calentar un mayor volumen del yacimiento.

La inyección de vapor se lleva a cabo comercialmente en varios países (EEUU, Alemania, Indonesia y Venezuela), es típico de campos en tierra, en yacimientos someros donde la densidad del pozo es alta (el espacio entre pozos está en el orden de los 100 ft – 500 ft). Usualmente existe una relación entre permeabilidad y viscosidad, por ejemplo yacimientos de alta permeabilidad contiene aceites de alta viscosidad. Consideraciones especiales asociadas con el proceso incluyen el asilamiento de la tubería para prevenir las pérdidas de calor durante la inyección, y la presencia de altas temperaturas si la residencia del vapor es demasiado lenta. También se incluyen medidas de seguridad para operar el equipo en la generación e inyección de vapor a altas temperaturas.

4.3.2 Combustión in-situ.

Como la inyección de vapor, la combustión in-situ es un proceso térmico diseñado para reducir la viscosidad del aceite y por tanto, incrementar el comportamiento del flujo. La combustión de las fracciones más ligeras del aceite en el yacimiento son quemadas por una continua inyección de aire. Aunque ha habido algunos éxitos económicos usando este método, no ha sido ampliamente usado. Bajo las condiciones adecuadas, la combustión puede iniciarse espontáneamente inyectando aire dentro del yacimiento. Sin embargo, un número de proyectos ha experimentado explosiones en los compresores de superficie y pozos de inyección.

4.3.3 Inyección de polímeros.

El propósito de los polímeros es el de proveer una mejor eficiencia de desplazamiento y de barrido durante la inyección de agua. La solución polimérica afecta el flujo relativo de aceite y agua, y barre una fracción más grande del yacimiento que el agua por sí sola, haciendo que la mayoría del aceite sea removido hacia las zonas productoras.

4.3.4 Inyección de surfactantes.

La inyección de surfactantes es un proceso múltiple que incluye la adición de surfactantes químicos al agua. Estos químicos reducen las fuerzas capilares que entranpan el aceite en los poros de la roca. Los surfactantes desplazan la mayoría del aceite del contacto agua-aceite, formando un flujo de aceite o un banco de agua que se propaga por delante del surfactante.

4.3.5 Inyección alcalina o cáustica.

La inyección alcalina añade químicos alcalinos inorgánicos como el hidróxido de sodio, carbonato de sodio, u orto-silicatos de sodio al patrón de inyección de agua para incrementar la recuperación de aceite.

La inyección alcalina es similar a la inyección de surfactantes, excepto porque mucho del surfactante es reemplazado por alcalinos de bajo costo. Para la inyección alcalina, la mayoría del agua inyectada es tratada con bajas concentraciones de agentes alcalinos y los surfactantes que se encuentran en constante interacción con el aceite y la roca.

4.3.6 Desplazamiento de fluidos–miscibles.

El desplazamiento de fluidos–miscibles es un proceso en el cual un fluido, que es miscible con el aceite a presión y temperatura del yacimiento, es inyectado dentro de un yacimiento para desplazar el aceite. El fluido miscible (gas o líquido) permite atrapar el aceite y disolverlo en él, y entonces el aceite es movilizado (Ershagi et al.¹⁰, 1984).

El solvente más comúnmente utilizado es el dióxido de carbono, que puede ser inyectado entre dos bloques de agua, en un proceso llamado “Proceso alternado de gas-agua” (Figura 4.3-1) WAG en sus siglas en inglés “Water Alternative Gas” (Hanafy et al.¹⁶, 1999). En la mayoría de los esquemas comerciales el gas es recuperado y re-inyectado, algunas veces produciendo gas, después de que los componentes más pesados hayan sido removidos. Otros solventes incluyen el nitrógeno y el metano.

Los tres métodos previos tienden a producir mejores rendimientos económicos en yacimientos que contienen crudos pesados y viscosos, y son a menudo aplicados en conjunción con técnicas de recuperación secundaria. Sin embargo, la invasión de agua con polímeros se considera de mejor manera al inicio del desarrollo del proyecto y no está restringida para crudos viscosos.

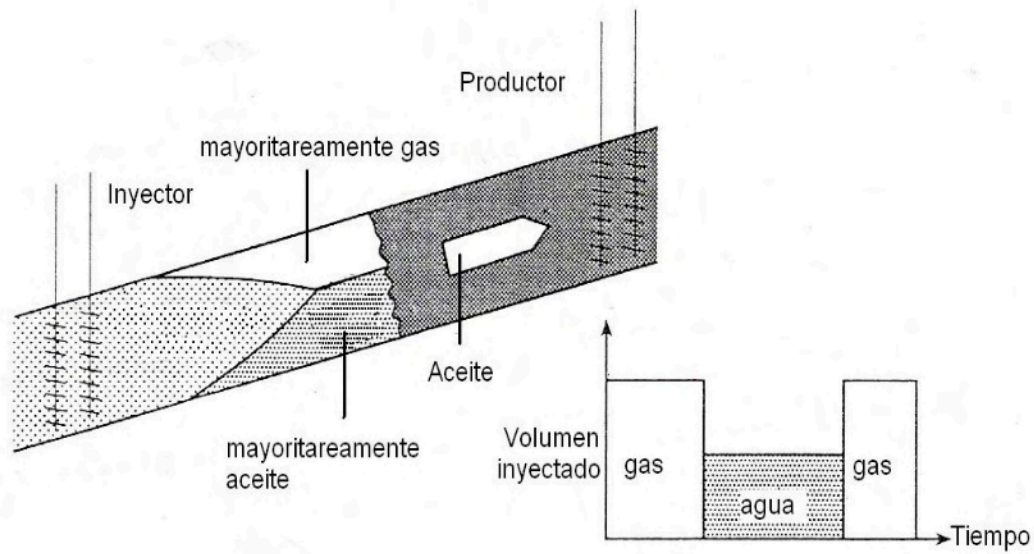


Figura 4.3-1 "Proceso alternado de gas-agua" WAG.

4.3.7 Proceso de recuperación microbiana.

La recuperación microbiana consiste en la introducción y estimulación de microorganismos en los yacimientos de aceite para incrementar la recuperación. Las bacterias son los únicos microorganismos que han sido propuestos para la recuperación de aceite. Son pequeñas en tamaño, crecen exponencialmente y producen componentes metabólicos como surfactantes, gases, ácidos y polímeros. Las bacterias también toleran ambientes adversos, como formaciones con alta salinidad, alta presión y alta temperatura.

4.4 Producción a partir de la eliminación de cuellos de botella.

Como ya se mencionó en el capítulo anterior los "cuellos de botella" en los procesos de las instalaciones pueden ocurrir en varias etapas del ciclo de vida del campo petrolero. Un cuello de botella en las instalaciones de producción es causado cuando cualquiera de los elementos del equipo falla o tiene alguna complicación que impida su óptimo rendimiento. En las etapas tempranas del desarrollo, la producción estará a menudo restringida por la capacidad de procesamiento de las instalaciones en el manejo de hidrocarburos. Si el yacimiento se comporta mejor de lo esperado tendrá que pagar para incrementar la capacidad. Sin embargo, si es una producción pico temporal tal modificación no valdrá el costo de la inversión.



Figura 4.4-1 Cuellos de botella en instalaciones de producción.

Conforme el campo se desarrolla, los cuellos de botella pueden aparecer en otras áreas, como en el tratamiento de agua (Figura 4.4-1) o procesos de compresión de gas, y se convierten en factores que limitan la producción de aceite o gas. Este fenómeno se presenta en instalaciones superficiales y sub-superficiales, aunque la justificación subyacente sigue siendo la misma; el valor presente neto en el ejercicio de los cuellos de botella debe ser positivo.

Esto parece obvio, pero no es siempre fácil de predecir, debido a que todo cambio en cualquier parte del proceso afectará a todo el proceso (siempre existirá un cuello de botella en alguna parte del sistema). Así, estimar el costo extra en términos de capacidad y mantenimiento, donde exista un incremento en la demanda de capacidad para un equipo adicional es vital. Para estar seguro al hacer una decisión es importante calcular el costo incremental y el perfil de ingresos, para juzgar las consecuencias de la acción o la no acción. En la figura 4.4-2 podemos observar que si aumenta la demanda en la capacidad el gasto capital (capex) y el costo operativo (opex) aumentan a través del tiempo, pero al analizar los ingresos en el tiempo en la gráfica contigua, estos también aumentan.

El tipo de instalaciones en los cuellos de botella que aparecen tardíamente en la vida del campo dependen del esquema de desarrollo y de las instalaciones actuales. Dos de las limitaciones en capacidad son:

- Tratamiento de agua producida.
- Manejo del gas.

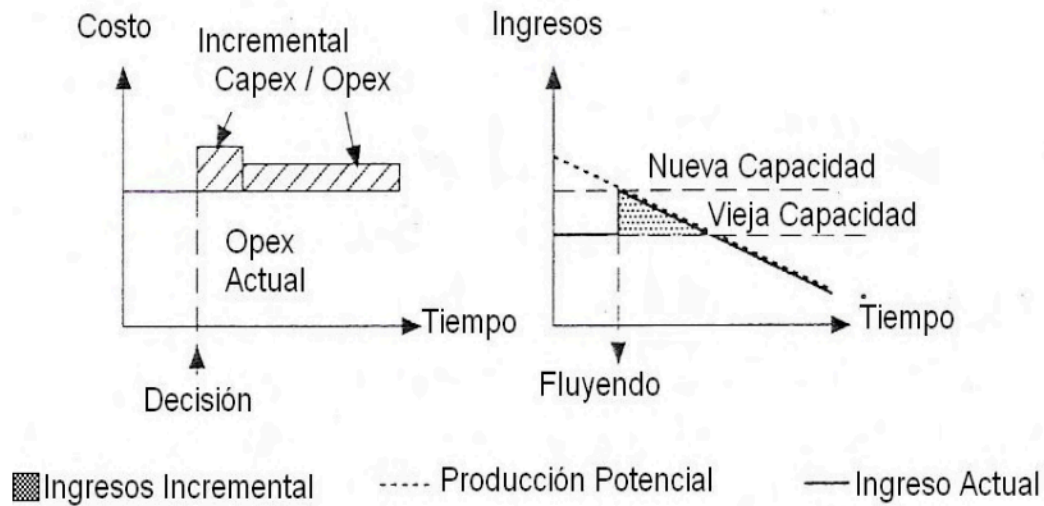


Figura 4.4-2 Perfiles de costo incremental e ingresos.

4.4.1 Tratamiento de aguas producidas.

El tratamiento de aguas producidas es más difícil de manejar en costa-afuera que en tierra, donde la capacidad de carga es menor y se presentan mayores restricciones. El tratamiento de agua producida es un caso típico en donde la presencia de tanques extras para su tratamiento puede representar un gran problema por el poco espacio existente en las instalaciones. La capacidad adicional de tanques en forma de hidrociclónica puede ser una opción técnica viable, pero incrementará los costos de operación y mantenimiento, en un tiempo cuando del manejo el opex es particularmente importante. En muchas áreas maduras el tratamiento de aguas producidas se está convirtiendo en un factor clave en la reducción de los costos de operación. En el Mar del Norte hoy en día se produce más agua que aceite.

Si la capacidad extra en el tratamiento no es efectiva en el costo, otra opción puede ser usada para manejar el agua de diferente manera. El proceso en el tratamiento de agua está definido por el flujo de producción y las especificaciones en la eliminación de la misma. Si la eliminación es relajada, se utilizará menos tratamiento o una capacidad más grande de agua puede ser tratada. Es poco probable que las regulaciones ambientales toleren un incremento en el contenido de aceite, pero si mucho del agua puede ser re-inyectado dentro de los límites ambientales del yacimiento puede ser benéfico.

La inyección del agua producida no es una idea nueva, pero la técnica ha encontrado resistencia debido al deterioro del yacimiento (sólidos o aceite en el agua pueden bloquear los poros del yacimiento y reducir la permeabilidad). Sin embargo, conforme un campo produce a altos cortes de agua, los ahorros potenciales a través de costos reducidos en el tratamiento comparados con las consecuencias del deterioro se vuelven más atractivos.

En lugar de intentar tratar de incrementar las cantidades de agua, es posible en algunas situaciones reducir la producción de agua por métodos de intervención de pozos. Si existen varios pozos drenando en la misma capa productora, los cortes de agua de las capas en los pozos con mayor corte de agua pueden ser aislados con válvulas puente o "scab liners". A menos que un pozo produzca otra cosa más que agua, los altos cortes agua reducirán la producción de aceite. Se pueden considerar operaciones similares en pozos inyectoros de agua para eliminar la alta permeabilidad de las zonas si el agua está distribuida ineficientemente.

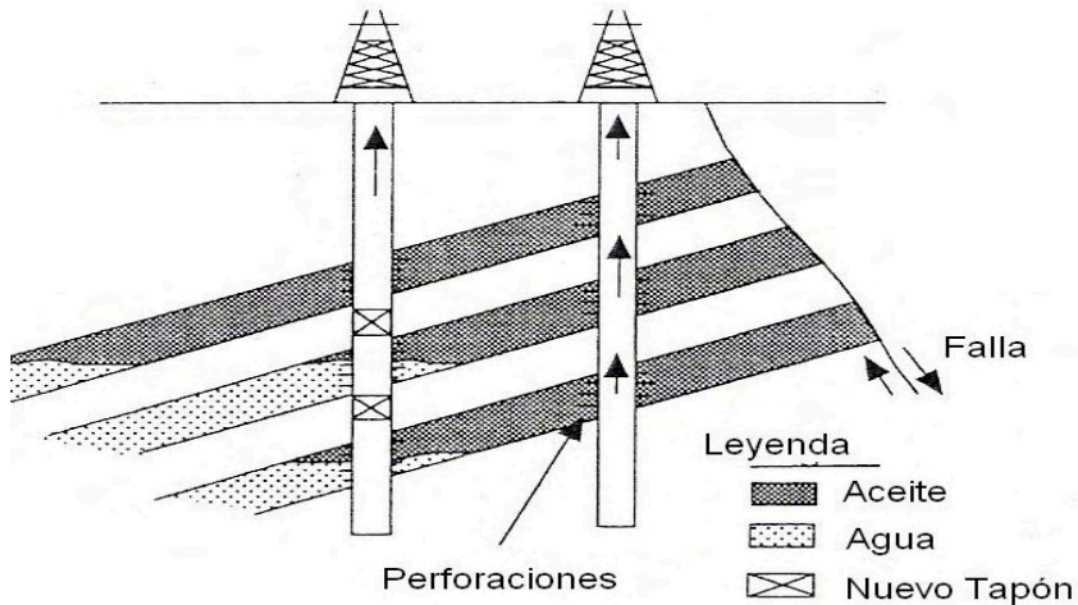


Figura 4.4-3 Intervención de pozos para reducir el corte de agua.

Una técnica actualmente en desarrollo es la separación en el fondo; donde un dispositivo similar al separador hidrociclón separa al aceite y al agua pero todo dentro del espacio poroso. El agua es subsecuentemente comprimida en una zona bajo el intervalo de producción y solamente el aceite se produce en superficie.

En yacimientos estratificados, como aquellos que se encuentran en zonas deltaicas, es común encontrar zonas que no están drenadas eficientemente. A través de registros como el neutrón térmico, rayos gamma o dispositivos espectroscópicos, se investiga si cualquiera de las capas contiene saturaciones de aceite remanente. Tales zonas pueden ser perforadas para incrementar la producción de aceite.

En yacimientos de alta permeabilidad, los pozos pueden producir aceite por un tiempo limitado seguido de un periodo de cierre, durante el cual las fuerzas de gravedad han segregado aceite y agua cerca del espacio poroso. En campos con mayor potencial de producción que capacidad de producción, los pozos pueden ser alternados produciendo en una etapa y cerrados en otra (producción intermitente) para reducir el

corte de agua del campo. Esta puede ser una opción atractiva a gastos muy reducidos en la vida tardía del campo.

4.4.2 Manejo del gas.

Los yacimientos con casquete de gas pierden presión, produciendo con altas RGA y largos volúmenes de gas que requieren ser procesados. La producción del aceite puede estar limitada por la capacidad de manejo de gas, por ejemplo, por la limitada compresión en las instalaciones. La producción de gas puede ser reducida usando métodos de intervención de pozos similares a los descritos para reducir el corte de agua, aunque en este caso los pozos se encuentran por arriba de la zona productora; éstos pueden ser aislados para cortar el flujo de gas. Muchas de las opciones mencionadas en el tratamiento de agua aplican también para el caso del manejo de gas.

En algunos de los yacimientos bajo saturados con pequeñas cantidades de gas comercial pero con el suficiente para irse a quemador, el gas se usa en las turbinas para generar electricidad en las propias turbinas para el consumo local.

4.5 Desarrollo incremental.

La mayoría de las cuencas de aceite y gas se desarrollan explotando los campos más grandes primero, debido a que son los primeros que se descubren. El desarrollo del área incluye la instalación de infraestructura o instalaciones de producción, sistemas de exportación y plantas de procesos. Conforme los campos más grandes van declinando, existirá todavía trabajo por hacer en la infraestructura que puede ser explotada para desarrollar campos más pequeños, que pueden ser económicamente no rentables si se explotan de manera individual. Si el desarrollo satelital utiliza una proporción de los procesos de las instalaciones (y conlleva los costos operativos asociados), puede permitir que la fase de abandono se suavice y que el campo maduro o marginal extienda su vida económica (Kieft et al¹⁷, 1995).

Ya sea en tierra o costa-afuera, el principio del desarrollo satelital es el mismo. Un nuevo campo se accesa con pozos, y se vincula una plataforma de exportación a las instalaciones existentes. El desarrollo no siempre es fácil en tierra, debido a las restricciones ambientales; esto significa que algunos de los campos en tierra tienen que ser desarrollados utilizando técnicas de perforación direccional. Un pozo vertical puede ser perforado costa-afuera aparte de las instalaciones de producción y el pozo puede ser terminado usando una cabeza de pozo marina.

El rol de las instalaciones ya existentes o huéspedes puede variar tremendamente en el desarrollo incremental. En un extremo toda la producción y el soporte deben ser proveídos por el huésped (como el bombeo neumático y el tratamiento de agua). Y por otro lado el huésped puede convertirse en una línea de acceso a la línea de exportación como se muestra en la Figura 4.5-1 (si las instalaciones de proceso y producción están instaladas en el nuevo campo).

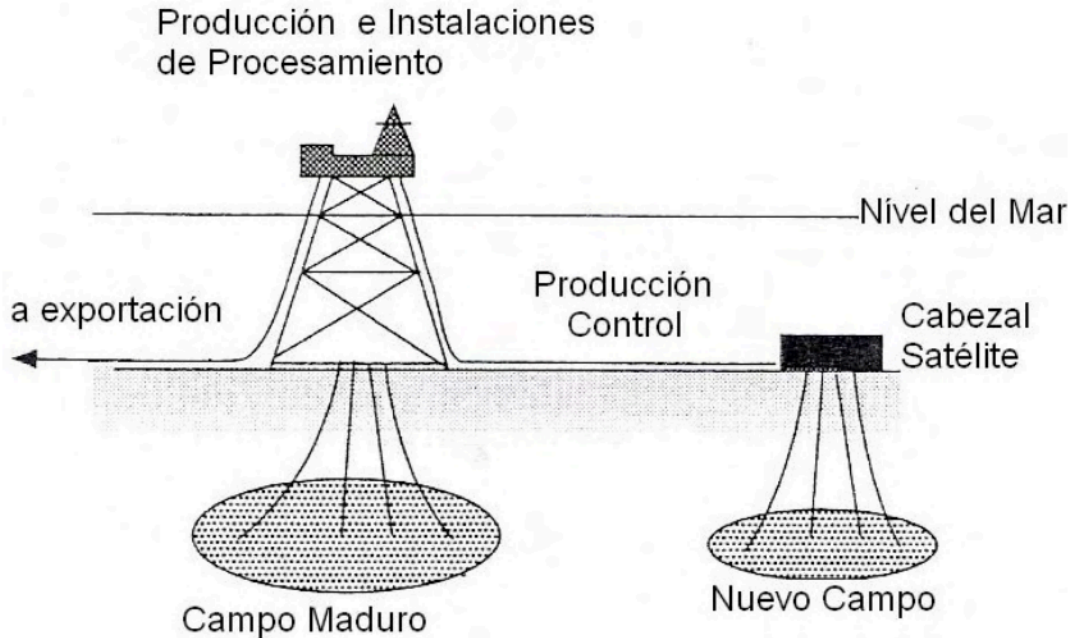


Figura 4.5-1 Desarrollo satelital.

El carácter del desarrollo satelital tiene implicaciones considerables para un campo que se encuentra en fase madura, marginal o en declinación, pero no siempre tendrá un efecto económico positivo en la vida del campo huésped. El resto de esta sección direccionará las ventajas del desarrollo incremental desde la perspectiva del manejo de la declinación.

4.5.1 Desarrollo incremental extendido.

Una de las más recientes formas de desarrollo incremental es la del alcance ampliado de la perforación, tanto para acceder a las reservas remotas en un yacimiento existente o acumulaciones de reservas adyacentes. Debido a que los nuevos hidrocarburos son similares a aquellos que los del campo en declinación, la producción puede ser procesada usando las instalaciones existentes sin una actualización significativa. Si no hay recambios de perforación, los slots del árbol de válvulas de los pozos estarán disponibles, los pozos viejos tendrán que taponarse y abandonarse para proveer los slots para los nuevos pozos de alcance extendido como se muestra en la figura 4.5-2.



Figura 4.5-2 Desarrollo incremental extendido.

En tales casos el esquema de desarrollo para las reservas originales tendrá que ser modificado para hacer procesar la capacidad disponible para los nuevos hidrocarburos. La economía de tal esquema puede ser afectada negativamente si se realizan modificaciones sustanciales de ingeniería para estar en congruencia con la nueva legislación de seguridad (Pan et al³³, 2000).

4.5.2 Desarrollo satelital.

Manejando la producción de un campo satélite y darle soporte a partir de una instalación vieja es un primer vistazo hacia una alternativa atractiva para un nuevo desarrollo por separado. Sin embargo, mientras los ahorros se hacen en la inversión, los costos de operación y de instalaciones de procesamiento serán demasiado costosos si se llevan a cabo en instalaciones pequeñas (McLean²², 2005).

Inicialmente, los costos de operación pueden ser divididos en base al rendimiento de la producción, así, el desarrollo satelital puede parecer atractivo. Sin embargo, el costo unitario de la declinación del campo huésped eventualmente excederá los ingresos y el desarrollo satelital no será capaz de mantener el costo de mantenimiento de las instalaciones anteriores. Si las instalaciones anteriores pueden ser en parte abandonadas, y se crea una partida para el costo de abandono, entonces el desarrollo satelital lucirá todavía atractivo. La opción de desarrollo satelital deberá siempre estar comparado contra otras opciones para desarrollo independiente.

En ambientes costa-afuera, el desarrollo de pozos satélite submarinos, puede tener las mismas implicaciones que en tierra con respecto al árbol de válvulas, aunque la actividad de mantenimiento será más cara. Sin embargo, si se instala una plataforma de procesamiento individual sobre un nuevo campo y la plataforma huésped es requerida solamente para los picos de producción o para la exportación, un número

de opciones y desarrollos pueden convertirse en atractivos. La plataforma huésped puede cesar toda la producción y tener un nuevo rol como una estación de bombeo y centro de acomodo, cargando una tarifa por sus servicios. Puede haber ahorros significativos en la construcción de la nueva plataforma si puede ser construida para ser operada sin personal. El viejo yacimiento puede incluso en algunos casos ser convertido en un depósito de agua ó una instalación de mantenimiento de gas.

Cualquier forma de desarrollo incremental se considerará, si los costos de operación de las instalaciones huéspedes no exceden al final de la evaluación las ganancias obtenidas a partir de la producción por el desarrollo satelital. El desarrollo incremental y satelital pueden en muchas situaciones ayudar a extender el tiempo de vida de un campo y de sus instalaciones, pero ciertas acciones deben tomarse para asegurarse de que se desarrolle de manera transparente.

4.6 Métodos de curvas de declinación.

4.6.1 Introducción.

Las curvas de declinación son una herramienta básica para estimar las reservas remanentes, y pueden ser aplicadas una vez que hay una historia de producción suficiente para mostrar una tendencia en el comportamiento variable, que es una función continua del tiempo y de la producción acumulada. Los pronósticos son hechos extrapolando las tendencias a un punto final donde se espera que la producción cese (por ejemplo el límite económico o un parámetro relativo como el gasto aceite-agua). Tales pronósticos son particularmente útiles en las etapas más largas de la fase de declinación cuando las tendencias son claramente evidentes y hay suficientes ingresos para justificar un análisis más comprensivo.

El origen de las curvas de declinación es incierto, pero su utilidad para monitorear día a día las operaciones la convierte en una herramienta eficiente para pronosticar comportamientos. De hecho, antes de la tendencia general de centralizar y utilizar software especializado para el conteo de la producción y las funciones ingenieriles, era práctica común en las oficinas de los campos mantener las gráficas de producción para asistir las operaciones día a día.

El método de curvas de declinación tiene un atractivo universal porque provee una representación visual del complejo proceso de producción. Aunque en algunos casos es una interpretación visual muy simplista, y se requieren algunos conocimientos básicos para sacar conclusiones fiables. Cabe destacar que los pronósticos se basan usualmente en extrapolaciones lineales de tendencias históricas. Tales extrapolaciones están fuertemente afectadas por cualquier transformación usada para obtener una relación lineal. Lo implícito de los factores causantes de la declinación histórica continuará durante el periodo donde se realiza el pronóstico. Algunos factores causantes de la declinación son factores físicos (caída de presión, conificación, movimiento de contactos) que no cambian fácilmente. Sin embargo, otros factores como la regulación ambiental (espacio entre pozos, penalidades en la relación gas-aceite, máximos gastos) y prácticas operacionales (tipo y tamaño del

sistema artificial, horas de operación, frecuencia de intervenciones, sistemas de recolección de gas a presión) pueden rápidamente cambiar de tiempo a tiempo y afectar el análisis.

4.6.2 Fuente y precisión de los datos de producción.

Es de gran validez revisar la fuente de los datos básicos usados para realizar las curvas de declinación. Los reportes de producción diaria, pruebas de gastos, sistemas de presión y otras variables operacionales se tienen pendientes para realizar reportes. Pero a menudo, estos reportes son descartados o mandados a archivo muerto después de algunos meses. El acceso permanente a los archivos de producción y datos de inyección de las producciones mensuales de gas, aceite y producción de agua (inyección), horas de operación y presión en la cabeza son indispensables para su análisis. Los totales mensuales usualmente se convierten en producciones diarias para propósitos gráficos debido a la capacidad de las instalaciones, contrato de gastos y límites económicos que usualmente se expresan en gastos diarios.

La frecuencia y la calidad de las pruebas de pozo son los factores más importantes que afectan las producciones oficiales de los archivos. Para pozos de gas, es práctica común que se mida la producción por cada pozo y que se lleve a cabo una prueba anual de entrega de cada pozo de gas. Las mediciones de la producción contribuyen a la fiabilidad de la producción acumulada pozo por pozo; sin embargo, la demanda temporal y variable de gas puede resultar en altos gastos variables, y esto tiende a complicar el análisis de declinación.

Para pozos de aceite, es práctica común medir la producción en grupos, y hacer pruebas de producción individuales por pozo de manera mensual. La demanda día a día por aceite es afectada menos por los mercados y muchos pozos de aceite se producen a capacidad, lo que tiende a simplificar el análisis de declinación.

La instalación de producción menos compleja es aquella en la cual un solo pozo desemboca en una sola batería. En tal instalación, no hay duda acerca de la fuente de producción. La precisión en la medición será fiable si la instalación está debidamente dimensionada. Entre las instalaciones más complejas están las centrales de procesamiento que sirven a las múltiples baterías satélites, que están equipadas con separadores de tres fases operando a altas presiones. En este caso, la producción total global de aceite, gas y agua es asignada a pozos individuales en base a las horas de operación y las pruebas de producción. La precisión de esta asignación depende de la frecuencia de las pruebas de pozo y la variación de los gastos de aceite, gas y agua entre todos los pozos. Un buen indicador de la precisión en la asignación está dado por el coeficiente de la producción teórica y la medición en la producción para cada fluido.

La producción teórica es pieza clave, y se refiere a la suma de la prueba de producción en un intervalo de tiempo. Estos cocientes (llamados pro-rateo o factor de asignación) son usualmente considerados para ser aceptables si están en el rango de 0.95 a 1.05. Se entiende que los errores en las pruebas u horas de producción causarían asignaciones indebidas entre los pozos y los yacimientos. Los errores entre las

relaciones gas-aceite y aceite-agua pueden ser mayores debido a que el factor de asignación para cada fluido puede diferir (por ejemplo: en una asignación de aceite, factores menores de 1.0 y factores de asignación de agua mayores a 1.0). Así, la relación gas-aceite y la relación agua-aceite a menudo muestran más “interferencia” que sus correspondientes curvas.

4.6.3 Terminología.

Curva de Declinación: La etiqueta genérica aplicada a diferentes tipos de gráficos, tabulaciones y representación de datos. Las curvas de declinación más básicas muestran el cambio en el aceite, gas o producción de agua contra el tiempo (gráficas gasto-tiempo). El gasto de producción es usualmente expresado como el volumen por día para facilitar el entendimiento; sin embargo, por hora, semanal, mensual y anual también son gastos comúnmente usados. Las gráficas con el tiempo como variable independiente son fácilmente entendibles y los datos de gasto-tiempo son directamente aplicables a la evaluación económica. La otra variable común independiente es la producción acumulada de aceite o gas (gráficas gasto-producción acumulada). La ventaja de esta es que una extrapolación al límite económico resulta en una estimación directa de la reserva probada.

Gasto calendarizado: La producción mensual total (inyección) dividida por el número de días en el mes. También se aplica para el volumen inyectado.

Gasto Operativo Diario: El cociente de la producción mensual (inyección) y las horas actuales operadas en el mes multiplicadas por 24. Si el gasto calendarizado y los gastos operativos diarios son graficados en la misma gráfica, cualquier separación de las curvas es una medición de cierre en el tiempo. Si no existieran los controles de gastos, el área entre las gráficas es una medida de la “pérdida de producción”. El gasto operativo diario puede definir una mejor tendencia de la declinación que los gastos calendarizados debido a que la variación es más suave cuando avanza el tiempo.

Curvas de Relación: Las curvas de relación gas-aceite (RGA) y gas-agua (RGW) son comúnmente graficadas para pozos de aceite. Estos gastos son una medida de la eficiencia del proceso de producción de aceite. Un incremento en cualquiera de estos gastos es usualmente acompañado por un decremento en el gasto de aceite. A menudo se aplican sanciones a las producciones con altas RGA, como medida de control en la medición para limitar el vaciamiento del yacimiento causado por los pozos con altas RGA. Para los pozos de gas, las correspondientes relaciones son condensado-gas (RGC), la relación gas-líquido (RGL), y la relación aceite-agua (WOR). La RGC es una medida de la riqueza del gas. En los esquemas del ciclo del gas, la RGC decrece cuando se incrementa la cantidad de gas seco. La WOR es una medición de los problemas asociados a la producción cuando el líquido se acumula en los pozos, debido a los hidratos y a la conificación del agua.

Curvas de Corte: El corte de agua en la fracción de aceite o agua de la producción líquida proveniente de pozos de aceite. Estas curvas son otra medida de eficiencia en

el proceso de producción de aceite. Su rango compuesto (de 0 a 1) provee un criterio alternativo para el límite económico.

Gráficos del Comportamiento del Yacimiento: La composición de este tipo de gráficas es un complemento a las gráficas de gasto-tiempo aunando a datos del yacimiento (por ejemplo presión del yacimiento, interface de profundidad) y variables de comportamiento (relación gas-aceite, corte de agua, número de pozos productores, inyección de agua, aceite producido acumulado). Estos gráficos son a menudo mantenidos por el operador, y para un campo o acumulación por una agencia reguladora. La figura 4.6-1 es un ejemplo del gráfico del comportamiento del yacimiento.

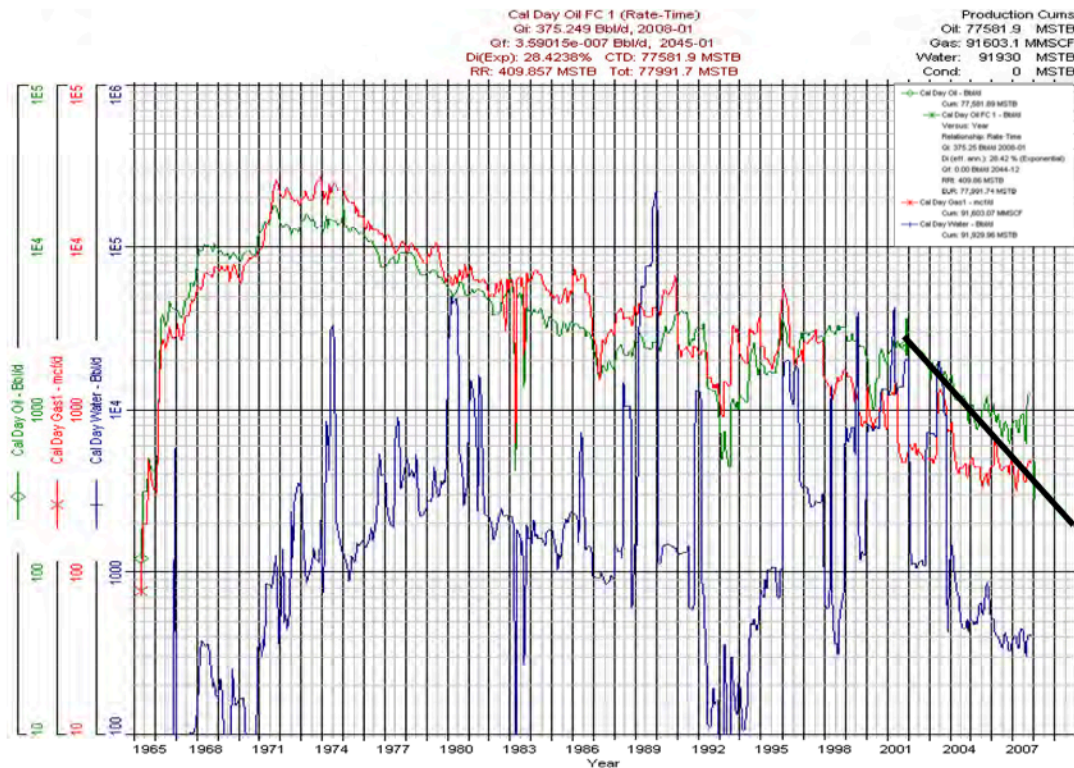


Figura 4.6-1 Gráfico de comportamiento del yacimiento (Generado de Merak Peep¹², Schlumberger).

Gráficos del Comportamiento de Producción: Se grafican en papel semi-logarítmico el cual utiliza el principio de que el producto o cociente de dos líneas rectas en papel semi-logarítmico es otra línea recta con pendiente relativa a las pendientes de las otras dos líneas rectas. La idea es usar esta interdependencia de la pendiente para estimar la declinación. La ventaja es que la declinación puede ser más precisa porque la mayoría de los datos han sido usados para estimarla. La figura 4.6-2 es un ejemplo de una gráfica del comportamiento de producción para un pozo de bombeo donde la producción es controlada por un sistema artificial. La producción de gas no se muestra

porque no es un factor en la declinación. Las pendientes del aceite, agua y la relación aceite-agua (WOR) están interrelacionadas.

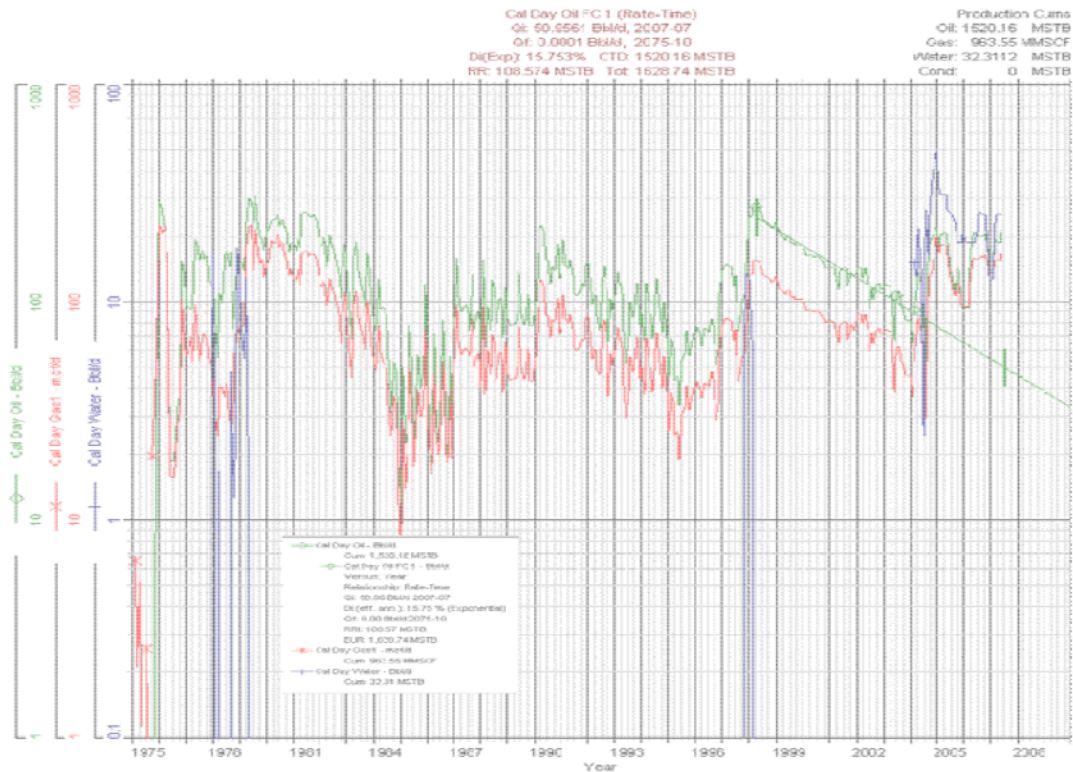


Figura 4.6-2 Gráfico de comportamiento de producción (Generado de Merak Peep¹², Schlumberger).

4.6.4 Comparación entre el método de pozo individual y el método de producciones de pozos agregadas o de pozo tipo.

Los métodos de declinación de curvas pueden ser clasificados de diversas maneras, sin embargo, cualquier clasificación debe reconocer la diferencia entre el análisis de un pozo individual y los análisis de la producción agregada de un grupo de pozos. El análisis de declinación para un solo pozo es ampliamente usado e interpretado porque tiene las siguientes ventajas:

- Todos los datos pueden ser desplegados.
- Las tendencias son fáciles de reconocer y a menudo correlacionar con el gasto total de la producción de fluidos.
- El límite económico puede ser aplicado directamente para estimar las reservas.
- Las ecuaciones de declinación convencional han demostrado tener fundamentos basadas en los principios de ingeniería de yacimientos.

Por otro lado, los análisis de curvas de declinación y pronósticos para la producción agregada de un grupo de pozos son ampliamente usados, pero pueden ser malinterpretadas por las siguientes razones:

- Solo una parte de los datos pueden ser desplegados.
- Las tendencias en la declinación pueden estar enmascaradas por el número y la variabilidad de los pozos contribuyentes de la producción agregada.
- El límite económico no puede ser aplicado para estimar las reservas.
- Los análisis son ampliamente empíricos (pueden ser mejorados por métodos estadísticos).

4.6.5 Método de curvas de declinación para un solo pozo.

Las curvas de declinación son una herramienta visual y es fácil pasar por alto que las tendencias y extrapolaciones (lineales o curvas) están definidas por ecuaciones matemáticas. Las ecuaciones más comunes fueron desarrolladas en papel normal por Arps⁶ (1945-1956) de la Figura 4.6-3.

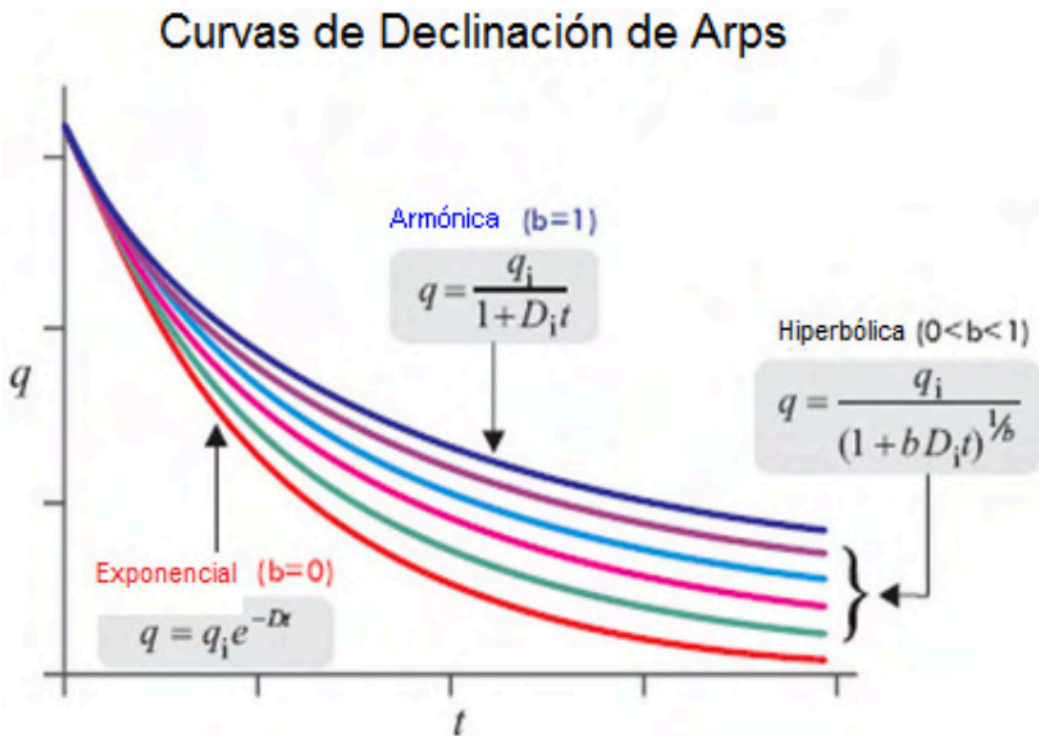


Figura 4.6-3 Ecuaciones de Arps⁶.

La Tabla 4.6-1 resume las ecuaciones de Arps⁶ de gasto-tiempo y gasto con producción acumulada a lo largo del tiempo adimensional y los grupos de producción propuestos por Gentry¹³ (1972). Las relaciones de la declinación en el primer documento de Arps⁶ estaban basadas en los gastos entre intervalos de tiempo

iguales. Mientras que estas relaciones eran útiles para la tabulación de datos, hoy en día son de menos interés gracias al acceso a las computadoras que cuentan con programas que grafican en mayores rangos y escalas. Mead²³ (1956) redefinió el gasto perdido y la metodología y fue el primero entre otros en atreverse en asociar el tipo de declinación con el mecanismo de empuje, Las ecuaciones de la tabla 4.6-1 son las soluciones para la siguiente ecuación diferencial (4.1):

$$\boxed{-b = \frac{d\left(\frac{q}{dq/dt}\right)}{dt}} \text{----- (4.1)}$$

Donde b = exponente de declinación

q = gasto de producción

t = tiempo

En el tiempo cuando ellos lo formularon, estas ecuaciones estaban consideradas como empíricas y estaban clasificadas como exponencial, hiperbólica o armónica. La clasificación estaba basada en el valor del exponente, b, usado para caracterizar el cambio en el gasto de la declinación con el gasto de producción. La clasificación aún hoy es ampliamente usada, pero se reconoce que el valor de b no está limitado a $0 \leq b \leq 1$.

4.6.5.1 Declinación exponencial.

La declinación exponencial es el método más comúnmente usado porque las gráficas de gasto vs la producción acumulada son lineales. La figura 4.6-4 es una adaptación del gasto normalizado q/q_i contra la relación normalizada acumulada, $N_p/(N_p)_{1 \text{ anual}}$. Schoemaker⁴² (1967) tomó como parámetros declinación, d, y tiempo, t. El diagrama utiliza un año como referencia de tiempo, y los gastos de declinación están expresados en porcentaje por año. La gráfica ilustra una diferencia substancial entre la pendiente, a, y la declinación anual d, varias combinaciones del gasto de declinación y tiempo (d=5%, t=10 años; d=10%, t=5 años; d=50% t=1 año) no resultan en el mismo gasto final, q/q_i . Los valores de 0.6, 0.59 y 0.5 pueden ser leídos en la figura 4.6-4. La diferencia en el gasto es debido al número de veces que el gasto de declinación anual es aplicado (debido a la similitud de los cálculos de curvas de declinación para componentes de interés o cálculos de depreciación). La pendiente a, corresponde a componentes de periodos muy cortos, y en el proceso matemático la limitante es llamada composición continua. El gasto de declinación, d, es relativo a la pendiente de declinación por la ecuación (4.2):

$$\boxed{d = 1 - e^{-a}} \text{----- (4.2)}$$

Tabla 4.6-1 Ecuaciones de curvas de declinación (Después de Arps⁶, 1956; Gentry¹³, 1972)

	Tipo de Declinación		
	Exponencial	Hiperbólica	Armónica
Características	La declinación es constante	La declinación varía con el gasto instantáneo	La declinación es directamente proporcional al gasto instantáneo
Exponente	$b = 0$	$b \neq 0, b \neq 1.0$	$b = 1.0$
Relación Gasto-Tiempo	$q = q_i e^{-a_i t}$	$q = q_i (1 + ba_i t)^{-\frac{1}{b}}$	$q = q_i (1 + a_i t)^{-1}$
Relación Gasto-Producción Acumulada	$N_p = \frac{(q_i - q)}{a_i}$	$N_p = \frac{q_i^b}{(1 - b) a_i} (q_i^{1-b} - q^{1-b})$	$N_p = \frac{q_i}{a_i} \ln \left(\frac{q_i}{q} \right)$
Tiempo Adimensional t_d	$a_i t = \ln \left(\frac{q_i}{q} \right)$	$a_i t = \frac{\left(\frac{q_i}{q} \right)^b - 1}{b}$	$a_i t = \left(\frac{q_i}{q} \right) - 1$
Producción Adimensional, q_d	$\frac{N_p}{q_i t} = \frac{1 - \left(\frac{q_i}{q} \right)^{-1}}{\ln \left(\frac{q_i}{q} \right)}$	$\frac{N_p}{q_i t} = \frac{1 - \left(\frac{q_i}{q} \right)^{b-1}}{\left(\frac{q_i}{q} \right)^b - 1} \left(\frac{b}{1 - b} \right)$	$\frac{N_p}{q_i t} = \frac{\ln \left(\frac{q_i}{q} \right)}{\left(\frac{q_i}{q} \right) - 1}$

donde: a = Declinación como fracción del gasto de producción (pendiente de la línea)
 a_i = Gasto inicial de declinación
 b = Exponente de declinación
 e = Logaritmo natural base 2.71828
 N_p = Producción Acumulada
 q = Gasto de Producción al tiempo (t)
 q_i = Gasto de Producción al inicio de la declinación
 t = tiempo

Schoemaker⁴² demostró como la tabla 4.6-1 puede ser usada para solucionar los problemas prácticos de declinación exponencial. El puntualiza cinco parámetros en las ecuaciones (q_i, q, N_p, t , y también a o d) y, cuando cualquiera de los tres son conocidos, los otros dos pueden ser determinados de la figura 4.6-4.

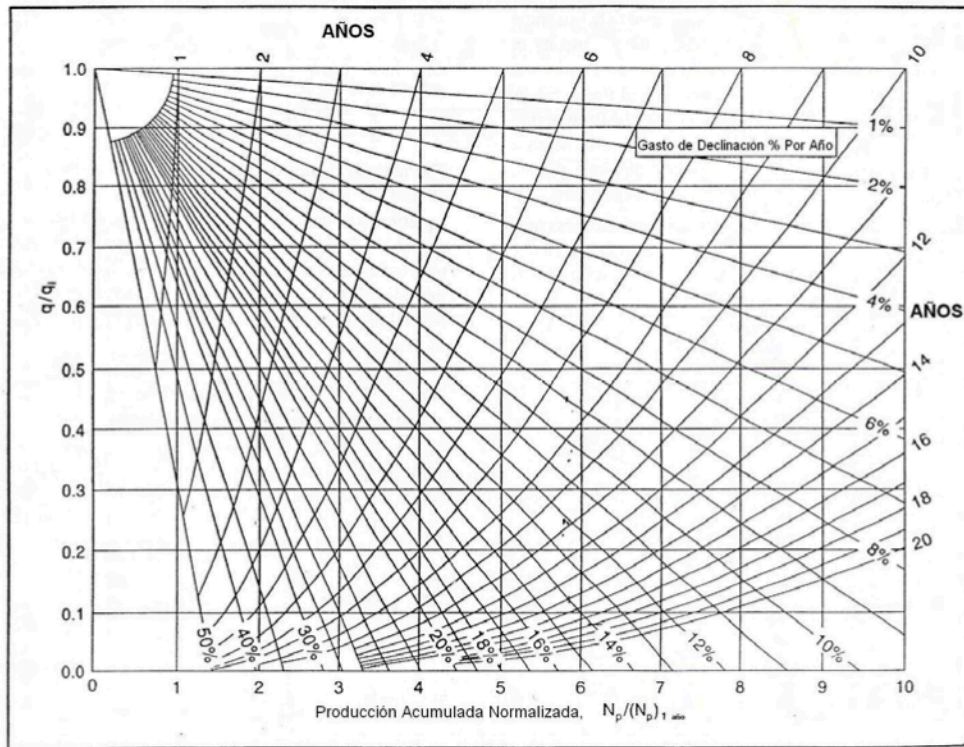


Figura 4.6-4 Curva normalizada de q/q_i vs $N_p/(N_p)_1$ anual. (Después de Schoemaker⁴², 1967)

Como la forma lógica de graficar la producción es trazarla contra el tiempo, éste fue el primer método utilizado. Después de un periodo durante el cual se estabilizó la producción (en la producción permisible del pozo, cerca de ella o según la demanda del mercado), se encontró que hubo un momento en que el pozo no podía sostener su producción y su capacidad fue decayendo regularmente, es decir, comenzó a declinar mes tras mes. En la figura 4.6-5 se muestra una curva típica de producción contra tiempo en el cual se ha trazado una curva promedio usando líneas punteadas. Evidentemente, si se le puede dar una forma regular (matemática) a la parte curva de la línea punteada, será posible extrapolar en el futuro, y predecir la producción del pozo, por ejemplo 1, 2, 5 ó 10 años. Si se grafican los datos se observa que la parte de la curva que declina se puede convertir en línea recta, la cual es por supuesto, fácil de extrapolar (Figura 4.6-5). Si q es la producción y Q es la producción acumulativa la ecuación de esta línea recta es:

$$q = mQ + c \text{-----} (4.3)$$

Donde m y c son constantes. Si la producción q se mantiene durante un corto tiempo δt , la producción acumulativa en ese tiempo es $q \delta t$ desde el inicio de la producción al día presente (tiempo t). En términos matemáticos:

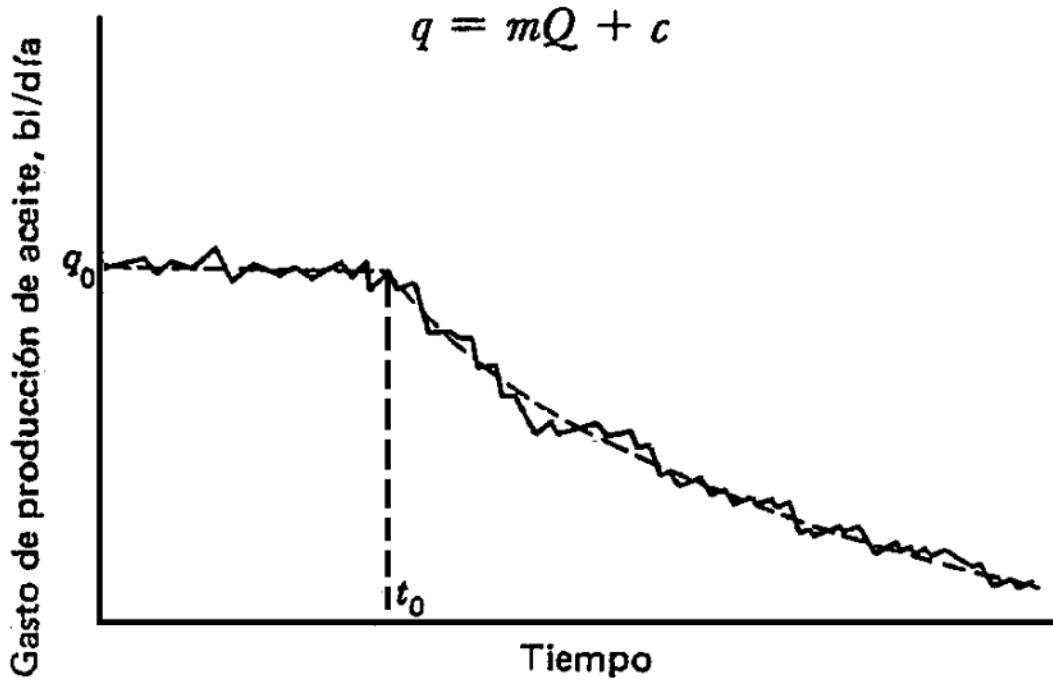


Figura 4.6-5 Gráfica típica del gasto de aceite contra tiempo.

$$Q = \int_0^t q dt \quad (4.4)$$

$$q = \frac{dQ}{dt} \quad (4.5)$$

Si se deriva la ecuación (4.3) con respecto al tiempo t ,

$$\frac{dq}{dt} = m \frac{dQ}{dt}$$

De tal manera que a partir de la ecuación (4.5)

$$\frac{dq}{dt} = mq$$

$$\boxed{\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} = m} \text{----- (4.6)}$$

En la figura 4.6-5 se observa que la pendiente de la línea obtenida es negativa en el periodo de declinación de la producción y m puede escribirse como $-b$, donde b es positiva. Sustituyendo en la ecuación (4.6) queda:

$$\boxed{\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} = -b} \text{----- (4.7)}$$

La constante positiva b se llama *relación de la declinación de la producción continua o nominal*. De la ecuación (4.3):

$$\boxed{q = -bQ + c} \text{----- (4.8)}$$

Si la declinación de la producción comienza cuando la producción acumulativa del pozo es Q_o (figura 4.6-5) y si la producción estabilizada antes de ese tiempo es q_o , entonces:

$$q_o = -bQ_o + c$$

$$c = q_o + bQ_o$$

Sustituyendo en la ecuación (4.8) y ordenando los términos se obtiene:

$$\boxed{Q - Q_o = \frac{q_o - q}{b}} \text{----- (4.9)}$$

Es decir: *la producción acumulativa durante el periodo de declinación es igual a la diferencia entre la producción inicial y la producción actual dividida entre la relación de la declinación continua*. De la ecuación (4.7):

$$\frac{dq}{q} = -bdt$$

O integrando:

$$\boxed{\ln q = -bt + a} \text{----- (4.10)}$$

Donde a es la constante de integración. Si el periodo de declinación comienza en el tiempo t_o (figura 4.6-5) y si la producción estabilizada anterior a ese tiempo fue q_o , por lo que:

$$\ln q_o = -bt_o + a$$

$$a = bt_o + \ln q_o$$

Sustituyendo en la Ecuación (4.10) se obtiene:

$$\boxed{\ln q = \ln q_o - b(t - t_o)} \text{----- (4.11) ó}$$

$$\boxed{q = q_o \exp[-b(t - t_o)]} \text{----- (4.12)}$$

La ecuación (4-11) muestra que, para este tipo de declinación en la producción, *la gráfica de la producción contra el tiempo en papel semilogarítmico es una línea recta, siendo la pendiente de la recta igual a menos la recta de declinación continua, ver figura 4.6-6.*

La Ecuación (4.12) permite encontrar la producción en cualquier momento, cuando se conoce la producción inicial q_o . Supóngase que, para simplificar, la declinación de la producción comienza tan pronto entra en producción, de tal manera que t_o es cero. La ecuación (4.12) se reduce a:

$$q = q_o \exp(-bt)$$

La producción después de 1 año es:

$$q_1 = q_o \exp(-bt)$$

La producción después de 2 años es:

$$q_2 = q_o \exp(-2b)$$

$$q_2 = q_o \exp(-b) \exp(-b)$$

$$q_2 = q_1 \exp(-b)$$

Por lo tanto:

$$\boxed{\frac{q_1}{q_0} = \frac{q_1}{q_0} = \frac{q_1}{q_0} = \dots = \exp(-b)} \text{----- (4.13)}$$

Lo cual implica que *la relación entre la producción al final de cualquier año y la del inicio del mismo año es siempre la misma.* Esta relación se escribe frecuentemente como $1 - d$, y d es el ritmo de declinación de la producción anual (puede expresarse como decimal o porcentaje). Evidentemente a ecuación que relaciona los ritmos de declinación anual y continua es:

$$\boxed{\exp(-b) = 1 - d} \text{----- (4.14)}$$

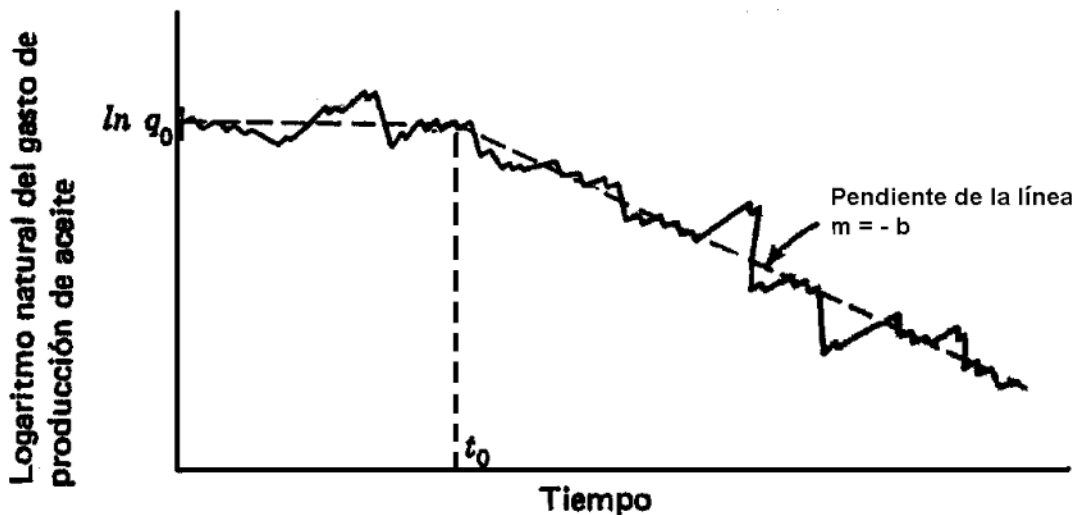


Figura 4.6-6. Gráfica típica de logaritmo natural del gasto de aceite contra el tiempo.

Este tipo de declinación de la producción y alguna propiedades que se ha probado en las ecuaciones anteriores se conocen bajo los nombres de: declinación *logarítmica*, [de la ecuación (4.11) y figura 4.6-6] declinación *exponencial* [de la ecuación (4.10) y su figura 4.6-5]; declinación *en línea recta* (de la figura 4.6-5 o figura 4.6-6); declinación *de ritmo constante* (por el hecho de que el ritmo de declinación b o d es una constante) o *declinación proporcional* [según la ecuación (4.13)].

El análisis que condujo a la ecuación (4.13) se usa un intervalo de un año. Desde luego, no es limitación del método. Es válido para días, semanas, meses o siglos. Es, importante sin embargo, que las unidades sean consistentes al hacer los cálculos. Si se seleccionan años, los gastos de producción son anuales, es decir, la producción por 365; si se prefiere los meses, entonces la producción debe ser mensual, y la producción diaria debe multiplicarse por 30.42 y así sucesivamente. Vale la pena hacer notar la relación existente entre los ritmos de declinación anual y mensual, d y entre los ritmos de declinación anuales y mensuales, b . Si d_m es el ritmo de declinación mensual, entonces a partir de la ecuación (4.13) la producción al final del primer mes es $q_0(1 - d_m)$; al final del segundo es $q_1(1 - d_m)$ el cual se vuelve igual a $q_0(1 - d_m)(1 - d_m)$, o lo que es lo mismo $q_0(1 - d_m)^2$ y así sucesivamente. De esta manera, al final de los doce meses la relación de la producción es $q_0(1 - d_a)$, donde d_a es el ritmo de declinación anual, entonces:

$$1 - d_a = (1 - d_m)^{12} \quad \text{-----} \quad (4.15)$$

En forma similar, si b_m es el ritmo de declinación, continuo y mensual, y b_a anual se tiene:

$$\exp(-b_a) = [\exp(-b_m)]^{12}$$

$$\exp(-b_a) = \exp(-12b_m)$$

Por lo tanto:

$$b_a = 12b_m \text{----- (4.16)}$$

4.6.5.2 Declinación hiperbólica.

Con la declinación hiperbólica, la declinación es proporcional al gasto de producción elevado a la potencia b . Desafortunadamente, la declinación hiperbólica no se grafica como una relación lineal en papel común (es decir, se hace en papel semilogarítmico, o log-log). Antes de la generalización del uso de computadoras personales, la falta de linealidad era la principal razón del uso restrictivo de la declinación hiperbólica (Robertson⁴¹, 1988).

Slider⁴⁵ (1968) preparo superposiciones con papel acetato (cada superposición tenía un valor fijo de b y una familia de gastos de declinación) que puede ser visualizado graficando en el eje de log (gasto) vs tiempo. Una vez que las superposiciones fueron preparadas, la técnica gráfica visual puede ser aplicada con la misma facilidad como la de una extrapolación de la declinación exponencial.

El próximo desarrollo en el manejo de declinaciones hiperbólicas estaba basado en los grupos de curvas adimensionales mostradas en la tabla 4.6-1. Gentry¹³ uso estos grupos para desarrollar las gráficas generalizadas de gasto contra tiempo y gasto contra producción acumulada mostradas en las figuras 4.6-7 y 4.6-8, respectivamente. La figura 4.6-7 es simplemente la familia de gráficas de gasto-tiempo por unidad de gasto de declinación ($a_i=1.0$). Se verifica que el exponente de declinación ($b=0$) se grafica como una línea recta en la grafica semilogarítmica.

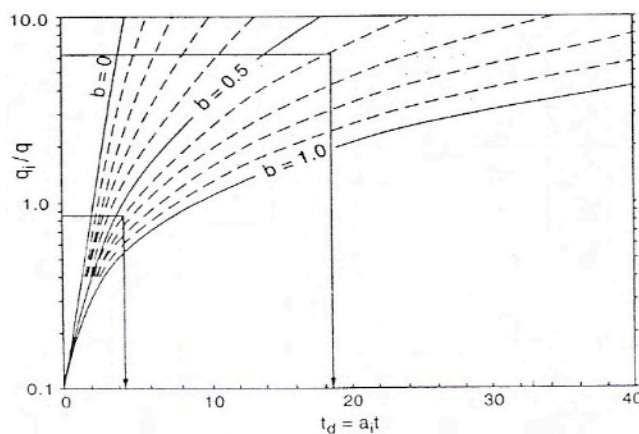


Figura 4.6-7 Gráfico del análisis de curvas de declinación con el gasto de producción relativo al tiempo.

La figura 4.6-8 es más difícil de entender porque la transformación a producción adimensional cambia el carácter de la gráfica. Esta figura no se compara directamente a las gráficas estándar de gasto-producción acumulado. Se puede observar que la declinación armónica ($b=1$) no se grafica como la línea recta esperada en la gráfica log-log.

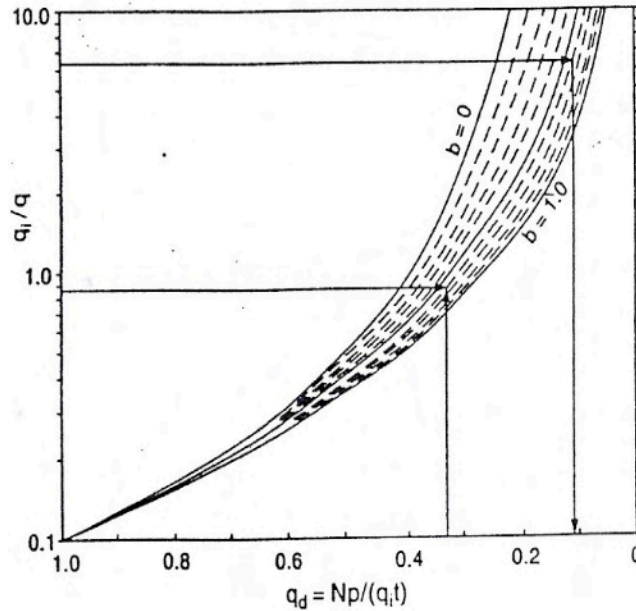


Figura 4.6-8 Gráfico del análisis de curvas de declinación con el gasto de producción relativo a la producción acumulada.

La figura 4.6-8 muestra que la producción acumulada es fuertemente relativa a b , pero se requieren algunos cálculos para cuantificar la sensibilidad en cada caso. Para aplicar el método de Gentry¹³, dos pares de datos se leen de la gráfica de declinación de gasto-tiempo, y estos valores junto con la producción acumulada sobre el periodo de tiempo se aplican a la figura 4.6-8 para determinar b . Con el conocimiento de b y el periodo de tiempo entre los puntos, de la figura 4.6-7 se calcula el gasto de declinación.

Agbi y Ng¹ (1987) mostraron que la ecuación de declinación hiperbólica para la producción adimensional de la tabla 4.6-1 puede ser expresada como una ecuación no lineal con “ b ” como la única variable conocida.

$$b = y(x^b - 1)(1 - b) - b(1 - x^{b-1}) \text{----- (4.17)}$$

Donde:

$$x = q_i / q \text{----- (4.18)}$$

$$y = N_p / (q_i t) \text{----- (4.19)}$$

b = exponente de declinación

Los autores luego usaron técnicas numéricas estándar para encontrar las raíces de esta ecuación (es decir, $f(b)=0$). La ecuación ha demostrado tener al menos dos raíces, una donde $b = 0$ y otra donde $b = 1$. Si la declinación es realmente exponencial o armónica, los datos satisfacen las ecuaciones de producción adimensional para estas declinaciones en la tabla 4.6-1. El valor de "b" no debe estar entre los valores de 0 y 1. Debido a que esta es una solución general, se muestra que los valores negativos son también posibles. El método es el equivalente numérico de la solución gráfica de Gentry¹³ basado en las figuras 4.6-7 y 4.6-8. Se puede ver que ambos métodos asumen que para cualquier tipo de declinación se especifican dos gastos, la producción acumulada y el tiempo actual en producción (q_i, q, N_p, t). Si la producción sigue rigurosamente las ecuaciones de Arps⁶ y si no existieran mediciones o reportes de errores, cualquiera que use el método puede obtener la misma respuesta. Desafortunadamente, debido a que los datos reales no necesariamente siguen las ecuaciones y tienen alguna interferencia, el método es dependiente de los datos. Cuando pares de datos diferentes se usan, se calculan diferentes valores tanto para a como para b. El método no es un criterio de calidad, pero si la curva teórica se grafica en la misma escala así como los datos, siempre es posible una comparación visual.

En muchos casos el análisis de la declinación consiste en estimar el valor de la producción futura. Los evaluadores experimentados evitan extrapolar las declinaciones hiperbólicas sobre grandes periodos de tiempo debido a que estas frecuentemente resultan en valores no realistas que son muy altos en la estimación de reservas. La característica de la declinación hiperbólica (es decir, continuamente decrece el gasto de declinación) puede resultar en tiempos de producción extremadamente largos que son incompatibles con las expectativas del tiempo de vida del equipo. Muchos pozos observan una tendencia hacia la declinación exponencial en su vida tardía. La figura 4.6-9 es una gráfica semilogarítmica del gasto contra el tiempo superpuesta y desarrollada por Long y Davis²¹ (1988) para hacer frente a este problema. Cada línea en la figura 4.6-9 es un valor fijo de b. El rango va desde 0.3 a 1.7, y permite el manejo de aquellos pozos donde los valores mayores a b se han presentado. Los puntos numerados en la figura 4.6-9 corresponden a los puntos tangentes donde comienza una declinación exponencial con el gasto de declinación exponencial especificado.

El poder de éste método es que usa todos los datos para establecer la naturaleza de la declinación, la cual es la esperada para mantener el gasto de declinación siguiendo una declinación exponencial. El método es particularmente adecuado cuando el gasto de producción es graficado en papel semilogarítmico de tres ciclos.

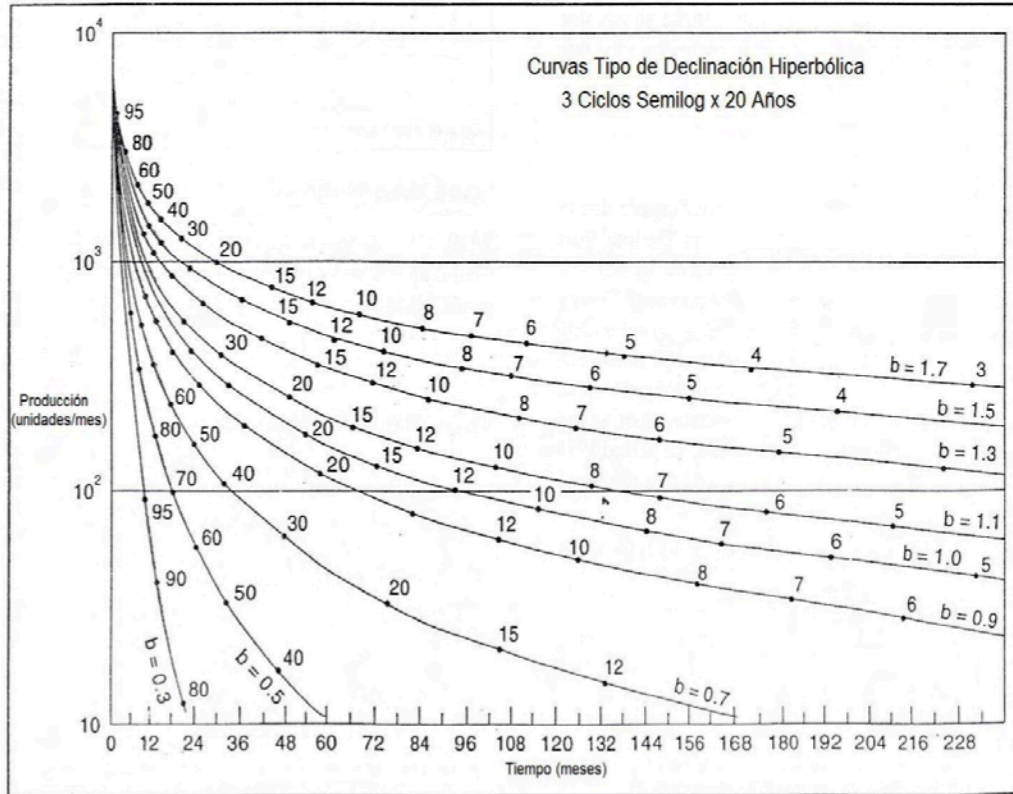


Figura 4.6-9 Curva hiperbólica superpuesta (Tomado de Long y Davis²¹, 1988).

Robertson (1988) desarrolló la siguiente ecuación de gasto de producción, que es hiperbólica inicialmente, pero exponencialmente asintótica en el tiempo:

$$q = q_i \frac{(1 - \beta)^b e^{-at}}{[(1 - \beta)^b e^{-at}]^b} \quad (4.20)$$

Donde β es una constante adimensional para controlar que tan fuerte es inicialmente la declinación hiperbólica antes de que se convierta en asintótica exponencial.

Los valores de β van desde 0 a 1.0 y es relativa a la presión de abandono y a las propiedades de la roca y el fluido. Esta ecuación provee otro parámetro para encajar los datos actuales a una ecuación de declinación analítica. Aunque el autor no lo recomienda, la ecuación provee un soporte matemático para realizar una curva de ajuste numérico con resultados muy similares a los procesos manuales y visuales de Long y Davis (es decir, similares a los de Agbi y Ng¹ y la solución gráfica de Gentry¹³).

La falta de linealidad de la declinación hiperbólica no es más un obstáculo cuando los datos son arrojados y procesados por la computadora. Hay un gran número de softwares de bajo costo para realizar el análisis de curvas de declinación. La mayoría de los programas aplican criterios para encontrar el valor de "b" donde el mejor encaja

en los datos de producción reportados. Una vez que los valores de “b” han sido determinados, los datos de producción se despliegan en la misma gráfica con la declinación teórica y el pronóstico. Algunos programas permiten cambios manuales a los parámetros para obtener el encaje visual personalizado de los datos.

4.6.5.3 Declinación armónica.

La declinación armónica es un caso especial de la declinación hiperbólica en la cual el gasto de declinación es directamente proporcional al gasto de producción instantáneo. La relación de la producción acumulada de la tabla 4.6-1 muestra que la declinación armónica se grafica como una línea recta en una gráfica semilogarítmica de gasto vs producción acumulada. La figura 4.6-10 es una gráfica del comportamiento de producción que muestra varios segmentos de producción de declinación armónica. La figura 4.6-10 es una gráfica de comportamiento de producción de un pozo de aceite, el cual ilustra varios segmentos de declinación armónica.

Una característica de la figura 4.6-10, es que el gasto de la gráfica es el gasto acumulado de agua más el gasto acumulado de aceite (Q_w+Q_o). La gráfica es inicialmente cóncava hacia abajo, pero después de un periodo continuo de producción de agua, la tendencia de la gráfica es hacia una línea recta. De hecho, las tres secciones lineales de esta gráfica son evidentes. Las pendientes de estos tres segmentos fueron transferidos de la gráfica de WOR + 1. Esta es una característica útil de la declinación armónica, que puede ser aplicada después de un periodo continuo de producción de agua. La razón particular es que la derivada, $d(Q_w+Q_o)/d(Q_o)$, es igual a $WOR + 1$. La relación funcional puede ser demostrada en las siguientes ecuaciones. Cualquier segmento lineal de la gráfica Q_w+Q_o tiene la forma funcional:

$$Q_w + Q_o = 10^{c_1+c_2Q_o} \text{-----} (4.21)$$

Donde, cuando derivamos con respecto a Q_o tenemos:

$$\frac{d(Q_w + Q_o)}{d(Q_o)} = WOR + 1 = c_3 \cdot 10^{c_1+c_2Q_o} \text{-----} (4.22)$$

Donde c_1, c_2, c_3 = son los coeficientes de los datos específicos

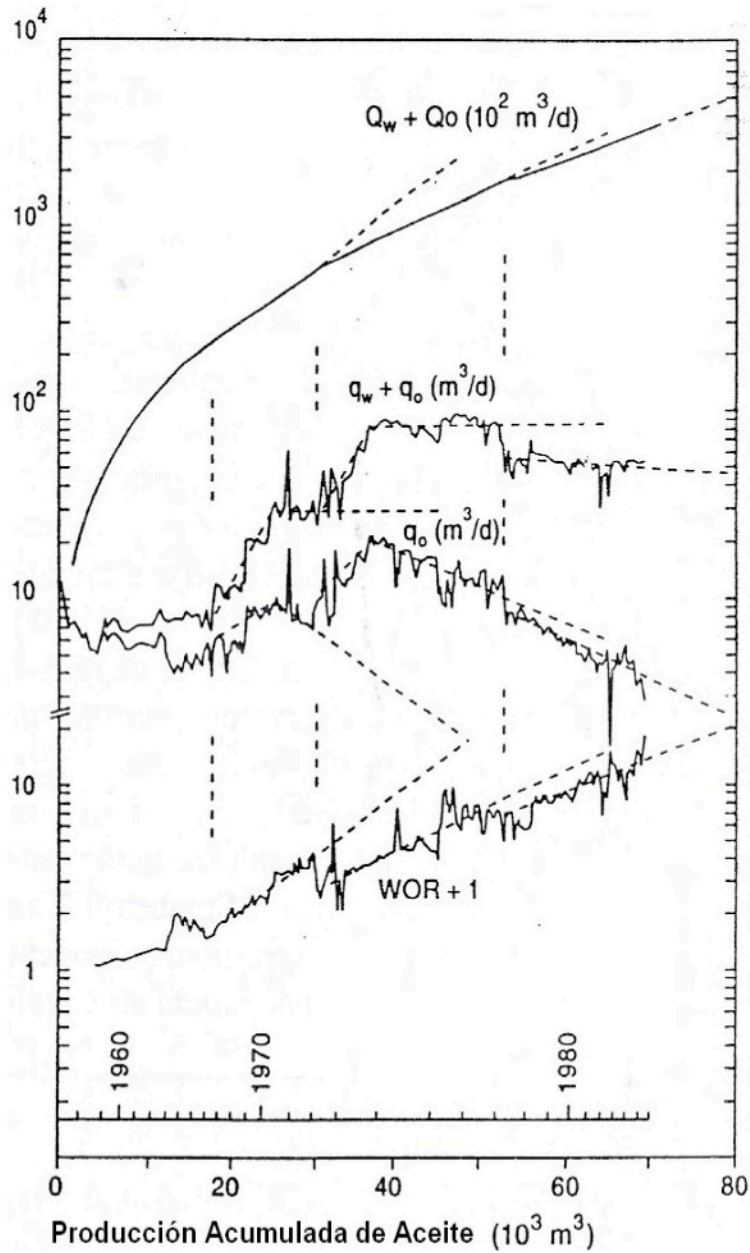


Figura 4.6-10 Grafica de comportamiento de producción acumulada.

Las líneas punteadas son una aproximación de la gráfica de q_o dibujada para hacer mención de la interdependencia de las pendientes entre las gráficas. Porque el pozo es parte de un yacimiento con múltiples pozos, y no se obtiene ninguna conclusión del efecto que el gasto del pozo tiene en la recuperación del yacimiento. Sin embargo, es claro que el incremento en el gasto ha aumentado la recuperación de este pozo en particular.

4.6.5.4 Soluciones adimensionales y curvas tipo.

Fetkovich¹² (1980) usó un balance de materia simplificado y relaciones de comportamiento de flujo para pozos de gas y aceite para mostrar que las ecuaciones empíricas de Arps⁶ están a la altura de algunas de las soluciones clásicas de la ecuación de difusividad de flujo radial. La declinación exponencial mostró ser una solución para largos periodos a una presión de fondo constante. La solución para periodos cortos (transitorio) es una función del yacimiento expresada como r_e/r_w (r_e =radio de la frontera externa, r_w =radio del pozo). Fetkovich¹² demostró que para pozos de aceite (fluido ligeramente compresible y una sola fase) el tipo de declinación no cambia con la caída. Por otro lado, para pozos de gas (fluido compresible de una sola fase) se demostró que el cambio en las presiones cambia el tipo de declinación. Esto ayuda a encontrar una explicación de la precisión de los análisis de declinación para pozos de aceite. En muchos casos prácticos, los pozos se producen a capacidad y la presión de fondo no cambia significativamente a través del tiempo. Fetkovich¹² demostró que el análisis empírico de curvas de declinación tiene una base teórica sólida.

La figura 4.6-11 muestra este método de curvas tipo del periodo transitorio combinado con las curvas empíricas de declinación de Arps. Las curvas tipo de la declinación son esencialmente la relación de q/q_i y usan coordenadas log-log para facilitar la elaboración de la gráfica. La utilización del método de ajuste por curvas tipo fue usada primeramente para interpretar los datos de las pruebas de incremento y decremento de presión. El procedimiento incluye la comparación de los datos presión – tiempo de un pozo con una familia de soluciones adimensionales. El mismo procedimiento general se usa para los datos de declinación.

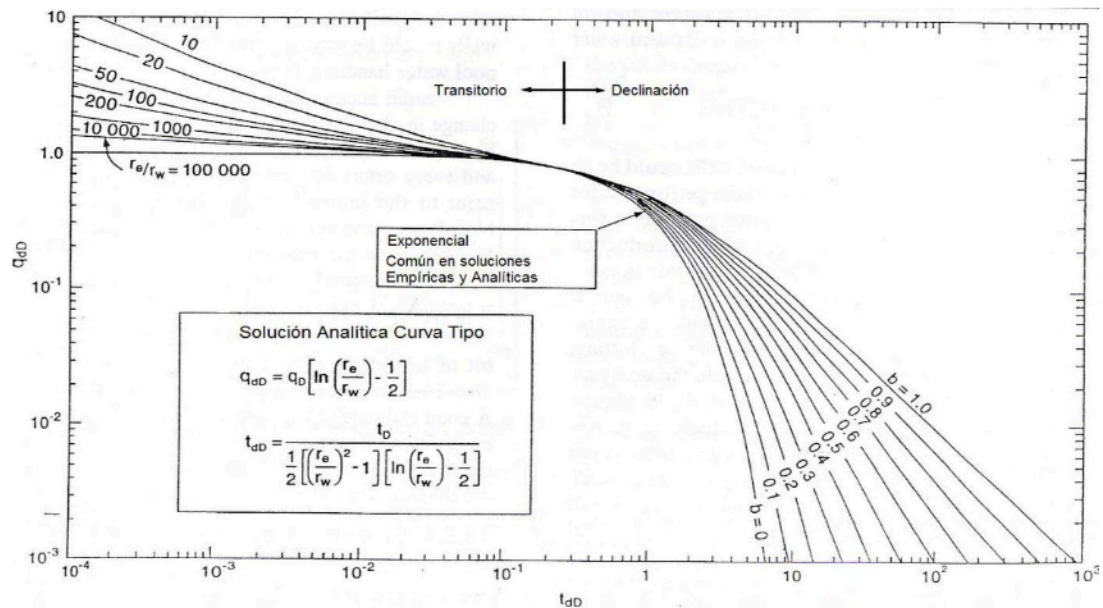


Figura 4.6-11 Composición analítica y empírica de curvas tipo. (Después de Fetkovich¹², 1980)

Muchos softwares que hacen el análisis del comportamiento de la declinación facilitan el cómputo del método superpuesto de Fetkovich. Estos programas realmente permiten coincidir los datos actuales a cualquiera de las numerosas curvas tipo y son particularmente útiles para analizar pozos de gas y otros pozos con comportamiento transitorio extendido.

4.6.6 Métodos de curvas de declinación para un grupo de pozos.

Estimar las reservas de un grupo de pozos puede ser una tarea onerosa si el análisis de declinación fuera realizado para cada pozo. Consecuentemente, es práctica común realizar un análisis de declinación para la producción agregada de todos los pozos. Mientras que esto es práctica común, no es tan fiable como uno podría suponer. Cuando la producción de un grupo de pozos es agregada (sumada), solamente el total está disponible para graficarse, y muchos de los datos se omiten del análisis. Algunas veces el gasto promedio se grafica para hacer que el análisis se parezca al análisis para un solo pozo. Otra dificultad mayor es que el límite económico no está claramente definido para la producción agregada. Esta dificultad facilita la creación de pronósticos peligrosos debido a que algunos de los pozos serán abandonados durante el pronóstico y no contribuirán a la producción agregada. Claramente, la base teórica para la producción agregada no es tan sólida como la de pozos individuales.

A pesar de los problemas anteriores, el análisis de declinación de curvas puede ser aplicado exitosamente a la producción consolidada de un grupo de pozos. Por ejemplo, si existe una amplia variación en los gastos, el análisis puede ser mejorado por la división de pozos en pocos grupos que tengan características similares (por ejemplo: cortes de agua, vida productiva restante, espacio entre pozos, RGA). Haciendo sub-grupos de pozos con tiempos de vida similares, se puede aplicar el límite económico con más seguridad. Para establecer una declinación fiable para pozos de gas, los pozos deben ser agrupados en base a sus fechas de producción y gasto inicial de producción. En general, las curvas de gasto agregado vs curvas de producción acumulada exhiben tendencias de declinación que son más fáciles de interpretar que las gráficas gasto agregado vs tiempo.

La figura 4.6-12 es una gráfica del comportamiento de producción de un grupo de pozos que muestran sus últimos 19 años de producción de aceite. El área donde están los pozos inicialmente tiene una columna impregnada de aceite de 11.6 m entre la zona del casquete de gas y un acuífero. En 1974 el espesor de la zona de aceite había decrecido cerca de 2.5m, por efecto de la capa de gas en noviembre de 1989, la zona de aceite era de menos de 1 m de espesor.

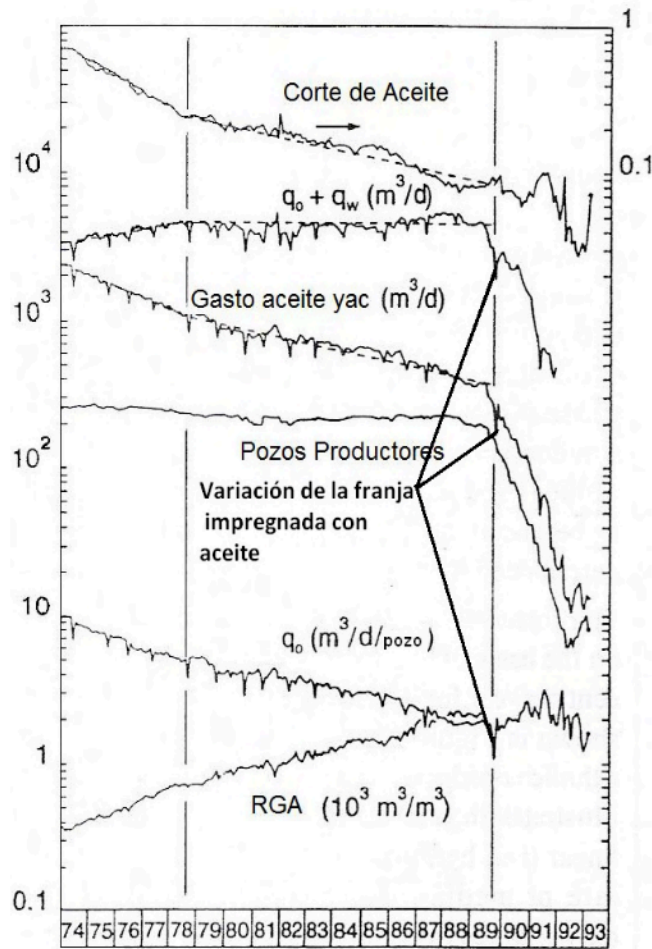


Figura 4.6-12 Gráfica comportamiento de producción para varios pozos.

La figura 4.6-12 muestra que los tres segmentos correlacionados requieren de un conteo para los distintos cambios en las pendientes de las curvas relativas del grupo de pozos. La producción de gas de los pozos de aceite fue limitada por la planta de procesamiento disponible para el grupo de pozos. Así dependiendo de la capacidad disponible, muchos de los pozos con altas RGA serán disparados. También en septiembre de 1978, el manejo del agua fue otra limitante que contribuyó directamente al cambio en la pendiente de q_o , q_o+q_w , y las curvas de corte. De 1984 a 1988, diversos pozos fueron intervenidos, y se hicieron esfuerzos para maximizar la recuperación de aceite y minimizar el efecto del casquete de gas. Después que el efecto del casquete de gas comenzó, algunos pozos fueron disparados mientras que el acuífero desplazó la zona de aceite más delgada de la zona de terminación.

Es aparente que la linealidad de las líneas punteadas que validan los gastos pronosticados, pudieron haber sido hechas después de un periodo dentro de la historia en cada segmento correlacionado. La figura 4.6-13 es la gráfica correspondiente del gasto correspondiente vs la producción acumulada. Una buena estimación de las reservas pudo haber sido hecha de esta gráfica desde 1975.

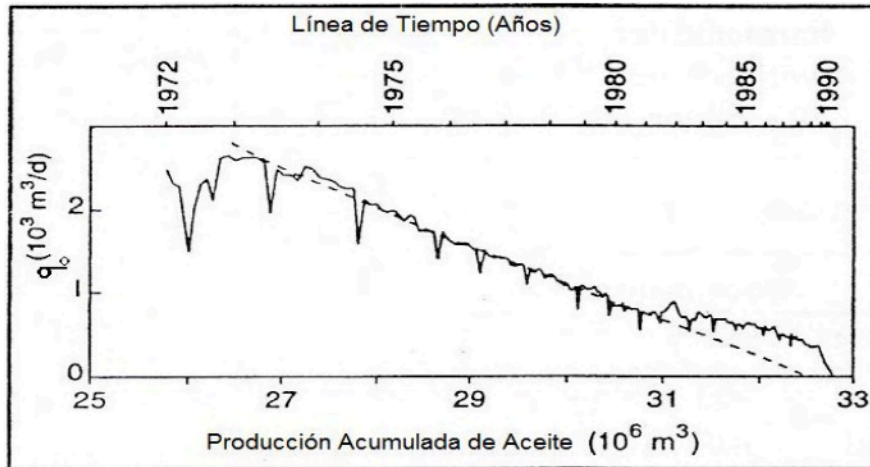


Figura 4.6-13 Grafica gasto-producción acumulada del grupo de pozos.

4.6.7 Método estadístico.

Purvis³⁷ (1990) mostró que muchas de las deficiencias del análisis de declinación de un grupo de pozos puede ser superado usando una distribución logarítmica-normal para cuantificar los cambios en los gastos de los pozos a través del tiempo. El método provee un medio de pronósticos futuros que hace conteo de pozos a través de aplicación correcta del límite económico.

La figura 4.6-14 muestra algunas distribuciones históricas y de pronósticos de los gastos de pozos para un grupo de pozos. La zona fue perforada por más de 5000 pozos. En junio de 1990, existían 3411 pozos productores y 1426 pozos inyectoros, pero sólo 2716 productores y 1037 inyectoros estaban operando. El número de pozos productores e inyectoros inactivos era un indicativo de la maduración del campo y de la invasión de agua y el hecho de que, a los precios de esa época, no era rentable operar más de 1000 pozos. En diciembre de 1970, la media del gasto de los pozos era de 4.25 m³/d, y para Octubre de 1990, decreció a 1.53 m³/d. Las líneas punteadas muestran que la producción promedio está pronosticada a declinar a 0.45 m³/d para el año 2030. La varianza de la distribución ha decrecido continuamente, como se muestra en la pendiente decreciente de las distribuciones. Una característica de la figura 4.6-14 es que la línea de los años 1982, 1986 y 1990 tienden a enfocarse y pivotear en valores de 0.3 m³/d/pozo y ese 2 por ciento de los pozos están por debajo del límite económico en cualquier tiempo.

Las coordenadas de la figura 4.6-14 son representativas de la distribución logarítmica-normal. La linealidad de la distribución indica que es aproximada a la distribución logarítmica-normal. La media para la distribución logarítmica-normal es el promedio aritmético de los logaritmos de la muestra (es decir, numéricamente el promedio geométrico). Los pequeños círculos en el 50% de los pozos en la figura 4.6-14 son los promedios geométricos de los valores numéricos usados para graficar las distribuciones. Estos valores están en sintonía con los valores que serían leídos de la gráfica. Indirectamente, los círculos muestran que la distribución es logarítmica-

normal aproximada. La tabla 4.6-2 resume otros valores promedio e incluso divide los datos en 13 marcas de clase.

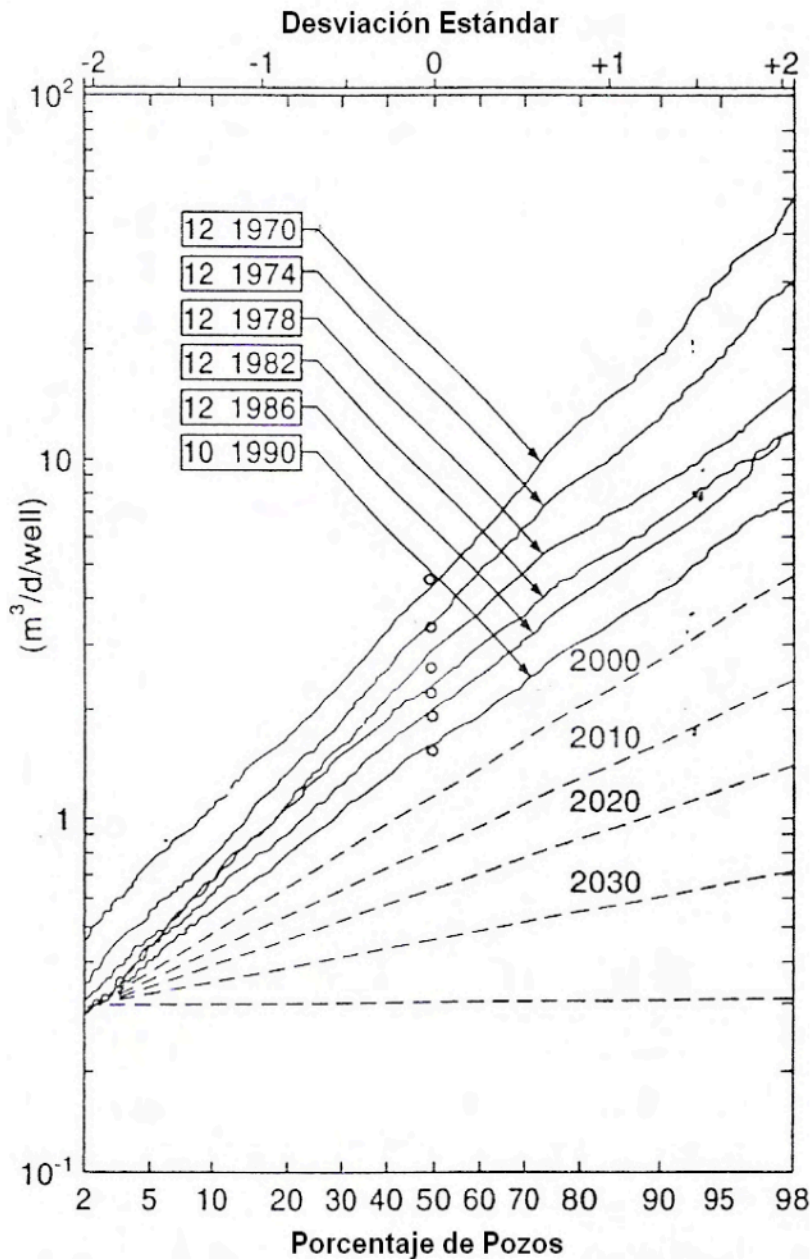


Figura 4.6-14 Distribución de gastos de pozos.

La distribución logarítmica normal es característica de fenómenos o procesos definidos por multiplicación (o división). Ejemplos de distribuciones log-normal es la petrología sedimentaria¹. Existen buenas razones para esperar que los gastos de producción tengan una distribución logarítmica normal. La ecuación de flujo radial que define el estado de equilibrio de gastos de producción simplemente multiplica y divide los parámetros que son constantes o cambian muy lentamente. Los términos

más importantes son el espesor y la permeabilidad que están distribuidas de manera log-normal. Esto resulta en una grafica log-normal porque el producto de dos distribuciones log-normal es otra distribución log-normal.

Tabla 4.6-2 Parámetros estadísticos.

Parámetros Estadísticos del Grupo de Pozos

Estadísticas de los Datos	Fecha (mes-año)					
	12-1970	12-1974	12-1978	10-1982	12-1986	10-1990
Número de Pozos	2 681	2 490	2 481	2 514	2 658	2 615
Promedio Aritmético	8.61	5.89	4.01	3.20	2.77	2.07
Promedio Geométrico	4.25	3.33	2.57	2.20	1.90	1.53
Promedio Harmónico	2.43	1.88	1.58	1.45	1.30	1.13
Desviación Estándar	13.35	7.79	4.84	3.33	2.90	1.84
Coefficiente de Variación	1.55	1.32	1.21	1.04	1.05	0.89
Varianza	0.68	0.65	0.60	0.57	0.58	0.54
Media de Lorenz	0.59	0.55	0.48	0.45	0.46	0.42
χ^2 (intervalo de clase 13)						
log-normal	4.15	17.15	14.53	16.79	6.48	7.87

La gráfica gasto-producción acumulada en la figura 4.6-12 muestra que el grupo de pozos ha estado declinando por 20 años. La linealidad de cualquiera de las gráficas de gasto en las coordenadas lineales es la característica de la declinación exponencial. El cambio más notable en la figura 4.6-15 es la nivelación de la producción de agua a 20,000 m³/d en 1975. La nivelación ocurrió después que el grupo de pozos se puso a producir bajo buenas prácticas de producción. El gasto del grupo de pozos exhibió diferentes gastos de declinación antes y después de que la producción de agua se nivelará.

La media de declinación del pozo fue menos afectada por el cambio. No está claro de la figura 4.6-15 si la declinación en varios de los segmentos es exponencial o si en la nivelación de los gastos de aceite es debida a la declinación armónica. La mitigación de 1980 a 1986 fue debida al incremento en el conteo de pozos (re-activación y nuevas perforaciones) y a través de un criterio de selección de pozos a operar. Desde 1986 el comportamiento de los pozos ha deteriorado significativamente.

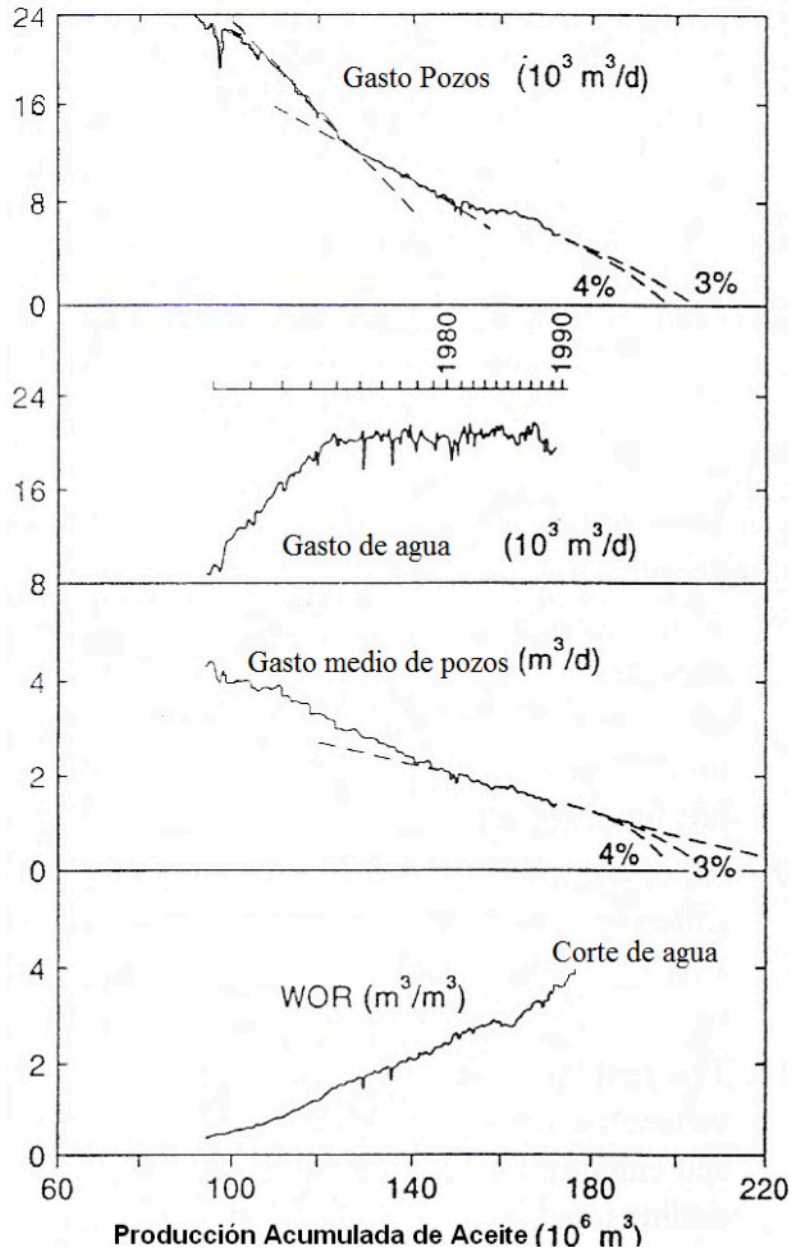


Figura 4.6-15 Gráfica de comportamiento de producción del grupo de pozos.

Los pronósticos mostrados por la línea punteada fueron calculados en la base de declinación exponencial de 3% y 4% por año para la media del gasto del pozo y el punto pivote mostrado en la figura 4.6-16. Los mismos pronósticos en coordenadas logarítmicas se muestran en la figura 4.6-16 el cual ilustra que no es realista asumir una extrapolación lineal (armónica). La media del gasto solo cambia de 4.25 a 1.53 m^3/d así que parece lineal en ambas coordenadas lineales y logarítmicas. Los pronósticos basados en declinaciones armónicas de 3 y 4 % para la media del gasto resultan en reservas de 212 y 207 millones de metros cúbicos, respectivamente. Los pronósticos no son tan acertados debido al largo periodo de vida de los pozos.

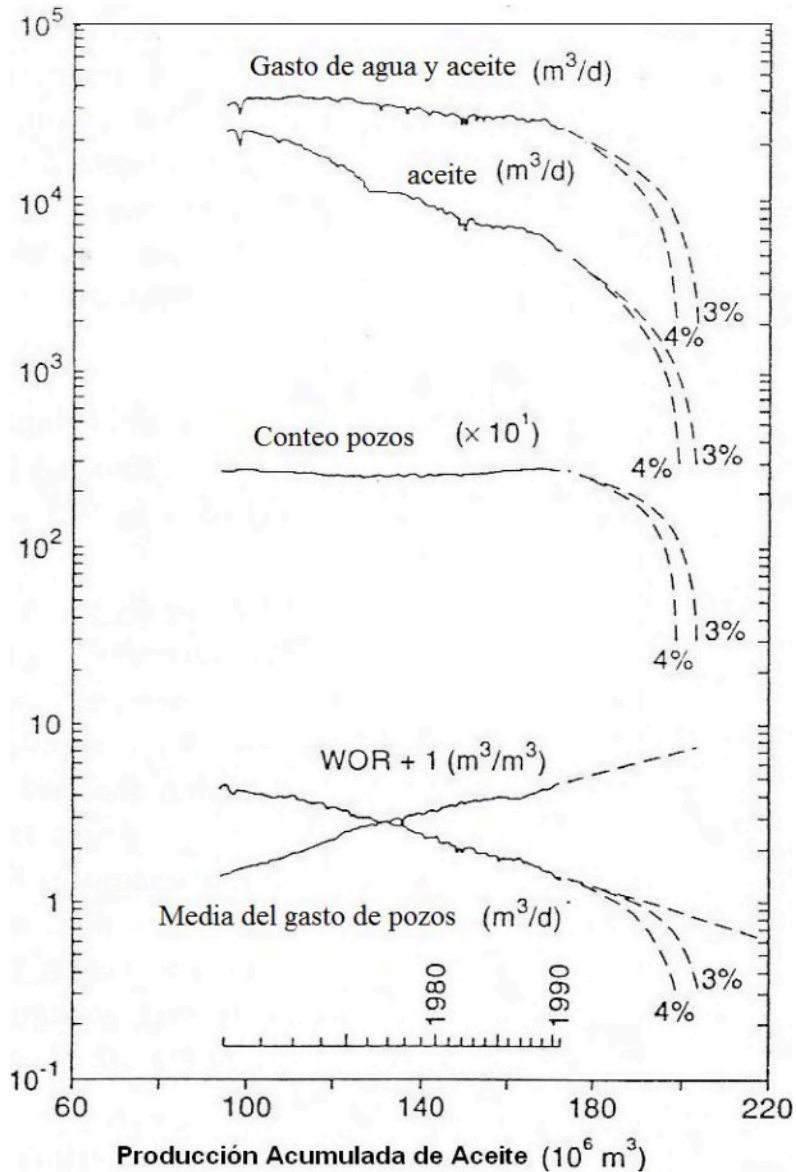


Figura 4.6-16 Grafica de gasto-producción acumulada.

4.6.8 Modelos teóricos.

Los modelos teóricos son simples y a menudo se usan para hacer pronósticos de producción de campos. Estos modelos se reorganizan en gasto-tiempo o ecuaciones de gasto-producción acumulado, para preparar una familia de pronósticos clave, pero son inciertas. La familia de pronósticos puede luego ser usada para coincidir con la producción agregada de pozos (es decir, similar al tipo de curva que coincide con el pozo de producción individual).

El comportamiento de los pozos donde el aceite es desplazado por mecanismos naturales de empuje o por inyección de agua puede ser caracterizado por una gráfica semilogarítmica de la relación aceite-agua, corte de aceite, o corte de agua vs

recuperación acumulada. Para proveer una base teórica de estas curvas de corte, Ershagi y Abdassah¹⁰ (1984) propusieron una transformación basada en el flujo fraccional y la fórmula de recuperación de Welge.

Lohec²⁰ (1984) demostró que el efecto de la geometría del yacimiento en el gasto de producción en yacimientos envuelve diferentes tipos de mecanismos de desplazamiento. Él observó que la geometría del yacimiento es una de las primeras características de un yacimiento para poderlo entender y definirlo (es decir, definición de estructuras sísmicas, control de pozos, contactos gas-aceite y aceite-agua). Si el desplazamiento frontal es dominado por la segregación gravitacional, el volumen remanente de hidrocarburos a menudo se aproxima al tipo de geometría simple (por ejemplo: un cono, cuña o cilindro) y de esta manera, expresiones simples pueden ser desarrolladas por el cambio en el volumen de hidrocarburos con la recuperación de hidrocarburos. Después, el gasto de producción se asume que tenga una relación de poder simple respecto volumen de hidrocarburos remanente. Estas simples expresiones proveen una base teórica para el cálculo del comportamiento del gasto-producción acumulada y gasto-tiempo (es decir, el mismo rol que el balance de materia y el comportamiento de flujo juega en el desarrollo de curvas tipos para pozos).

CAPITULO V ABANDONO.

Eventualmente cada campo alcanzará el final de su tiempo de vida económico, esto se deberá a que las opciones para extender el tiempo de vida ya han sido agotadas. El abandono es el proceso en el cual el operador de las instalaciones de aceite o gas natural planeará e implementará la remoción, eliminación o re-utilización de una instalación cuando su propósito ya no cumple con los objetivos planteados. Aunque se supone que el abandono significa la terminación permanente, algunas prácticas de abandono pueden tener efectos que se hacen sentir años después.

El costo de abandono puede ser considerable, y se presenta justo en el momento cuando el proyecto no está generando ingresos. Algunos fondos serán requeridos, y deberán estar disponibles a partir de los beneficios de otros proyectos, de un fondo de abandono fijado durante la vida del campo o a través de exenciones fiscales en la vida tardía del campo en producción. El costo de dismantelar las 6500 plataformas marinas existentes en el mundo, se estima entre 29 y 40 mil millones de dólares estadounidenses para las próximas tres décadas. En tierra miles de pozos habrán de abandonarse algún día.

El abandono es a menudo complejo y riesgoso. Las cinco consideraciones claves son: 1) el impacto potencial en el ambiente, 2) impacto potencial en la salud y seguridad humana, 3) la viabilidad técnica, 4) el costo de planificación y 5) la aceptación pública.

El abandono puede ser alcanzado en diferentes formas, dependiendo del tipo de instalación y la localización. Este capítulo examinará los métodos de cómo se debe diferir el abandono extendiendo la vida del campo, y luego los métodos de abandono de pozos y de instalaciones tanto en tierra como costa-afuera.

La industria petrolera anticipa un crecimiento en la actividad de abandono de campos y abandono de pozos tanto en tierra como costa-afuera. Técnicamente la práctica de abandono de pozos es esencial cuando las regulaciones ambientales se vuelvan más estrictas y complejas.

5.1 Legislación.

Los gobiernos nacionales juegan un papel extensivo en la administración y licenciamiento de las opciones de abandono. La mayoría de los países que tienen instalaciones de aceite y gas tienen sus propias leyes de abandono (Nye²⁸, 1987).

La instancia internacional más reconocida es la OMI (Organización Marítima Internacional). Ésta fija los estándares para la remoción de instalaciones marinas. La guía de la organización especifica que las instalaciones que se encuentren a menos de 75 m de profundidad con subestructuras con un peso menor a las 4,000 toneladas pueden ser completamente removidas del sitio. Aquellas instalaciones que se encuentran en aguas profundas, deben ser removidas a una profundidad de 30 m a 55 m por debajo de la superficie para permitir a la navegación como se muestra en la figura 5.1-1. En algunos países la profundidad a la cual las estructuras se tienen que

remover se ha extendido casi a los 100 m. El planteamiento de las actividades de planeación incluye periodos extensivos de consulta con autoridades y los interesados, como grupos de pesca y grupos ambientales. En México existen la NOM-149-SEMARNAT-2006⁸ para abandono en costa-afuera y el Reglamento de Trabajos Petroleros⁵ que legislan y regulan las políticas de abandono.

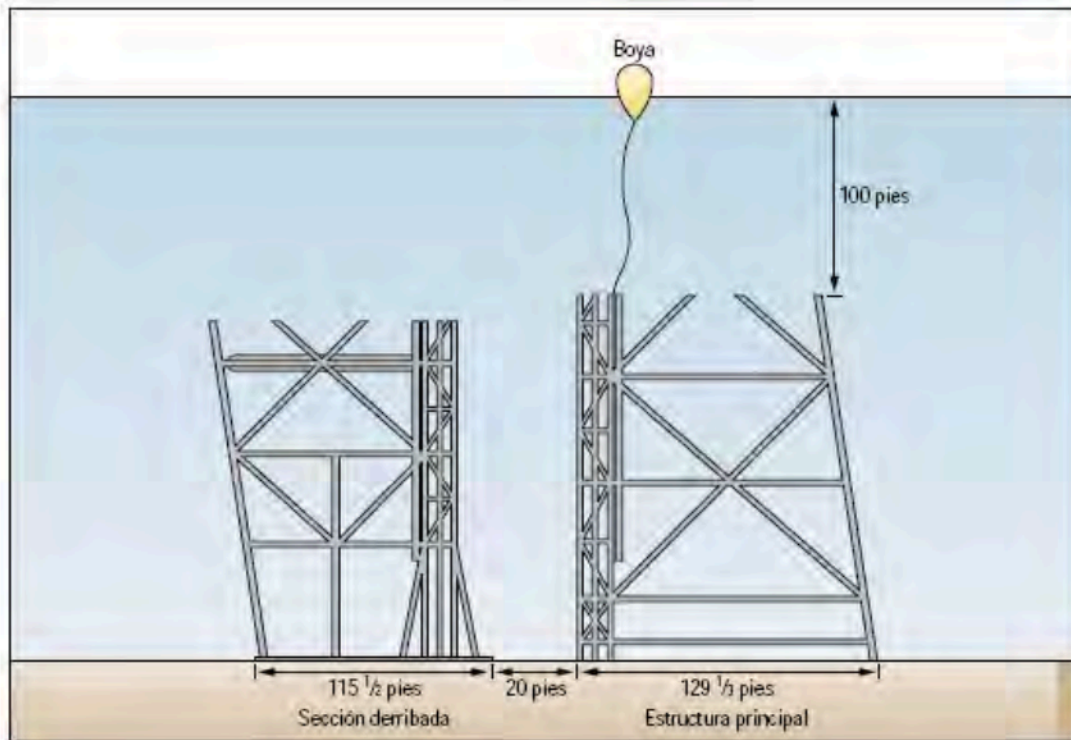


Figura 5.1-1 Plataforma derribada. En este diagrama, preparado después de un estudio posterior al derribamiento, se ilustran las posiciones estables de reposo de la estructura principal y la sección derribada a más de 30 m [100 ft] bajo el nivel del mar (Tomado de Oilfield Review, Schlumberger³⁰, 2007).

5.2 Tiempo de vida económico.

El tiempo de vida económico está definido como el punto en el cual el flujo de caja anual se convierte permanentemente en negativo. También definido como el tiempo al cual los ingresos provenientes de la producción no exceden los costos de producción, y se marca el punto en el cual el abandono debe de ocurrir, debido a que ya no tiene sentido el seguir con un proyecto que sólo genere pérdidas económicas. Técnicamente, la producción de hidrocarburos puede continuar más allá de este punto pero sólo con pérdidas financieras. Hay dos formas de diferir el abandono:

1. Reducir los costos de operación por producción y por pozo.
2. Incrementar el rendimiento de la producción.

Por supuesto el operador se esforzará en usar ambas formas de diferir el abandono. En algunos casos, donde la producción está sujeta a altos impuestos, la exención de

EXPLORACIÓN DE RESERVAS BAJO CONDICIONES DE MARGINALIDAD

impuestos se puede negociar, pero generalmente los gobiernos huéspedes esperarán otras opciones a investigar primero. En la figura 5.2-1 se hace una comparación entre la relación que existe entre los ingresos y los costos contra el tiempo, se puede observar que conforme el tiempo avanza los costos se incrementan y los ingresos disminuyen; llegando a un punto en el cual se unen y en ese momento se hace tangible el abandono económico y a partir de ese momento se empieza a diferir económicamente el abandono.

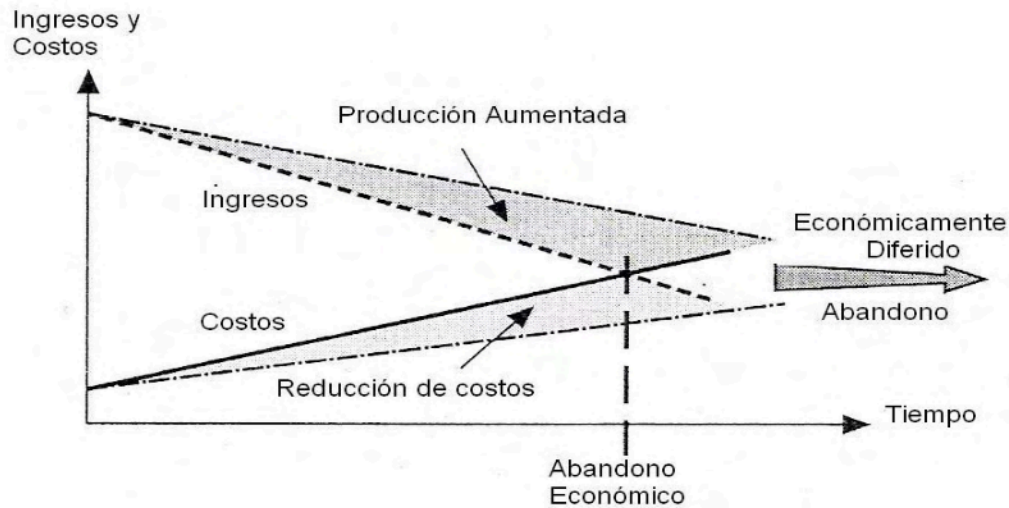


Figura 5.2-1 Difiriendo el abandono.

5.2.1 Reduciendo los costos de operación.

Los costos de operación representan el mayor gasto en la vida tardía del campo. Este costo será relativo al número de personas necesario para operar una instalación y la cantidad de equipo necesario para mantener la producción. Las especificaciones en la calidad del producto y el tiempo de la planeación tendrán un impacto significativo en los costos de operación. Existen variables por producción y variables por pozo que inciden en los costos de operación. Los primeros indican cuánto cuesta producir un barril de petróleo crudo equivalente y los segundos indican cuánto cuesta mantener el pozo produciendo (Pittard³⁵, 1997).

Las estrategias de operación y calidad en el producto deberán ser cuidadosamente re-evaluadas para poder determinar si al existir menos tratamiento y más inactividad, en cuáles de esas actividades puede existir un ahorro. Produciendo en periodos intermitentes se puede ser más eficiente en la fase de declinación. La producción intermitente puede también reducir los costos de tratamiento usando la segregación gravitacional en el yacimiento para reducir los cortes de agua o flujo de gas.

5.2.2 Incrementar el rendimiento de la producción.

Conforme se acerca la fecha de abandono y todas las oportunidades de intervención de pozos ya han sido agotadas, los procesos de recuperación mejorada deben

EXPLOTACIÓN DE RESERVAS BAJO CONDICIONES DE MARGINALIDAD

considerarse como alternativas de recuperación de la proporción de los hidrocarburos remanentes. Sin embargo, tales técnicas son generalmente muy sensibles al precio del petróleo, y mientras que algunas son comunes en el desarrollo en tierra, otras raramente pueden ser justificadas costa-afuera.

Cuando la producción del yacimiento ya no puede sostener los costos de producción, pero la vida operativa de las instalaciones no ha expirado, existirán oportunidades para desarrollar las reservas aledañas a través de la infraestructura existente. Esta metodología se ha convertido en un método muy común como método de desarrollo en campos más pequeños que de alguna u otra manera no sería viable realizar.

Las compañías que poseen las instalaciones y las rutas de conducción, pero no tienen los hidrocarburos para ocuparlas, pueden continuar operándolas con ganancias rentando la capacidad extra y cargando tarifas por el uso de las rutas de exportación.

La relación gas-aceite en muchos pozos de edad madura y marginales ha aumentado y, en función de la calidad del gas, se ha aumentado la declinación natural, provocando que la producción sea más marginal. El contenido multifásico del fluido de muchos pozos incluye diferentes proporciones de aceite, agua y gas. También, en muchos casos, pequeñas cantidades de arenas y parafinas. Esto genera el reto de hacer que los pozos marginales tengan un costo-beneficio atractivo. La transferencia convencional multifásica implica la utilización de compresores y equipos de separación, ya sea en la cabeza del pozo o en las baterías satélites cercanas. Sin embargo, la instalación y los gastos de funcionamiento de dicho equipo podrían no estar justificados económicamente para el pozo, o, para el campo.

5.3 Fondos de abandono.

Los costos de abandono son costos de capital o estratégicos (capex) y están relacionados con el cierre y abandono de un proyecto o de un activo. Esos costos ocurren al final de la vida económica del proyecto. Los costos de abandono son más de tipo ambiental y costos de restauración de sitios como taponamiento de pozos y desmantelamiento de plataformas marinas. Los costos de abandono no cambian la fecha del límite económico pero estos deben ser incluidos en los cálculos del valor presente neto y los indicadores económicos relacionados (Brashear⁹, 1994).

La administración del costo de abandono es un tema que la mayoría de las compañías tiene que encarar en algún tiempo. El costo puede ser muy significativo, típicamente del 10% del costo capital (capex) acumulado para el campo. En los sitios en tierra, los pozos pueden ser taponados y las instalaciones desmanteladas en fases, evitando así gastos fuertes conforme los hidrocarburos se empiezan a agotar. El abandono costa-afuera en costos puede ser muy significativo y las plataformas que se encuentran a distancias más alejadas no pueden ser removidas de manera rápida. La manera en que las provisiones sean hechas, depende en parte, del tamaño de la compañía y de las condiciones de impuestos que estén rigiendo en ese momento.

EXPLOTACIÓN DE RESERVAS BAJO CONDICIONES DE MARGINALIDAD

Debido a las estrictas reglamentaciones ambientales, el costo del abandono y remoción son factores importantes en una empresa petrolera y deberían de tomarse en cuenta desde el inicio de la planificación. La empresa sigue siendo responsable del sitio de regeneración hasta que se les entregue un certificado expedido por las autoridades gubernamentales. Puede tomar años para completar la recuperación.

Si una compañía tiene un número de proyectos en varias etapas del desarrollo, tiene la opción de pagar por el abandono con el flujo de caja generado de los proyectos de los campos nuevos. Una compañía con un solo producto no tendrá esta opción y tendrá la necesidad de escoger un fondo de abandono que es invertido en el mercado hasta que sea requerido. En ambos casos la empresa debe de tener liquidez. Sin embargo, en la primera situación es probable que la compañía prefiera usar el efectivo generado por los primeros proyectos para financiar nuevas inversiones, con la consigna de que la inversión en proyectos genera mejores dividendos en el mercado. Una combinación del uso del efectivo generado de proyectos rentables y el dinero generado por el fondo de abandono son las opciones más viables para obtener recursos para el abandono.

El manejo fiscal de los costos de abandono es un tema actual en muchas áreas maduras y marginales donde el abandono de los desarrollos ha empezado. Los Departamentos de Energía o de Industria con los gobiernos, en el rol de custodios de los activos nacionales (hidrocarburos) tienen la responsabilidad de asegurar que la recuperación de aceite y gas sea maximizada. Las compañías operativas y de servicios tienen la obligación de generar a los accionistas dividendos competitivos respecto a su inversión. El momento preferido del abandono, por lo tanto, será considerado de manera diferente por la compañía petrolera y los gobiernos anfitriones.

En algunas áreas es obligatorio para la compañía contribuir a los fondos de abandono a lo largo de la vida del campo productor. El costo de abandono se considera usualmente como un costo operativo, por lo que se permite el subsidio fiscal. Este se reclama por parte del operador típicamente en el último año de vida del campo. Existen arreglos complejos para hacer frente a los costos del abandono, estos exceden los ingresos brutos al final del último año de la vida del campo. Por ejemplo, los costos pueden ser realizados y volverse a hacer a lo largo de 3 a 5 años contra los ingresos, impuestos o regalías pagadas.

5.4 Métodos de abandono.

El objetivo básico del programa de abandono es el de clausurar los pozos permanentemente de manera segura y remover la mayoría, si no todos, los signos de actividad de producción en superficie o en el fondo marino. Debido a que la mayoría de los sitios deben ser recuperados a su ambiente natural original tal como se muestra en la figura 5.4-2, esto se sujeta a discusión entre el gobierno, el operador y el público. En la figura 5.4-1 se muestra un pozo en Omán en donde se puede observar el equipo móvil de tubería flexible y otras unidades que están a cargo del taponamiento y abandono del campo. La figura 5.4-2 se muestra el mismo pozo después de la remoción del equipo y la limpieza de la superficie donde se encontraba el pozo.



Figura 5.4-1 Sitio típico de taponamiento y abandono en Omán (Tomado de Oilfield Review, Schlumberger³⁰, 2007).



Figura 5.4-2 Sitio del pozo en Omán después del abandono (Tomado de Oilfield Review, Schlumberger³⁰, 2007).

EXPLORACIÓN DE RESERVAS BAJO CONDICIONES DE MARGINALIDAD

Si las pruebas indican que un pozo de desarrollo o de exploración es seco, es decir que no es capaz de producir cantidades comerciales de petróleo y gas, la cuadrilla de perforación tapona el pozo con cemento y limpia el sitio. Un procedimiento similar se sigue en caso de que la producción de un pozo ya no es económicamente rentable.

5.4.1 Abandono de Pozos.

Ya sea en tierra o en mar un programa de abandono de pozos deberá direccionar las siguientes preocupaciones:

- Aislamiento de todos los intervalos de hidrocarburos.
- Contención de todas las zonas sobre-presionadas.
- Protección de los acuíferos adyacentes.
- Remoción de los cabezales de pozos.

Un proceso de abandono tradicional comienza con la operación llamada “matar el pozo” en donde los fluidos se circulan afuera del pozo, o empujados dentro de la formación, y son reemplazados por fluidos de perforación lo suficientemente pesados y densos para contener cualquier presión de la formación. Una vez que el pozo ha sido matado; los árboles de navidad se remueven y son reemplazados por preventores de ariete, la tubería de producción también es removida (Eversoll ¹¹, 2007).

El cemento se vierte a través de los disparos y se extiende parcialmente hacia la formación para sellar todas las zonas de producción. Dependiendo de la configuración del pozo, es práctica común fijar baches de cemento y tapones en el liner y la TR de producción como se muestra en la figura 5.4-3, a una profundidad a la cual el tope del cemento se encuentre por detrás de la TR de producción.

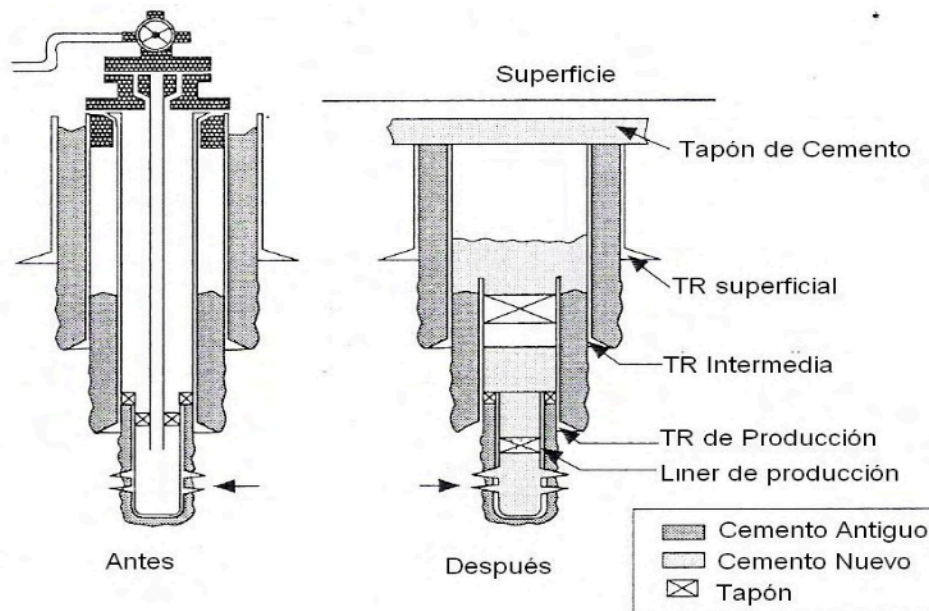


Figura 5.4-3 Un pozo antes y después del abandono.

La TR de producción se corta y se remueve por encima de la cima de cemento, y un tapón de cemento se posiciona sobre la cima de la TR para aislar el espacio anular y en cualquier formación que todavía esté abierta por debajo la zapata de la TR intermedia como se muestra en la figura 5.4-3. Si la TR intermedia no ha sido aun cementada hacia la superficie, la operación puede ser repetida en esta sarta. Alternativamente las TR restantes serán cortadas y removidas hacia la superficie y se pondrá un tapón de cemento a través de todas las tuberías en la cima. En tierra el sitio debe ser cubierto y regresado a su condición original. Las técnicas de abandono tradicional de pozos han sido revisadas en muchas áreas. En algunos casos los pozos han sido abandonados sin soporte de una torre, perforando y moliendo sin cortar ni jalar la TP y la TR (AWWA⁵, 1990).

5.4.2 Consideraciones para el abandono de un pozo.

Los diseños de abandono deben tener en cuenta las características geológicas, tales como el tipo y el estado del yacimiento y de la roca sello del mismo como se muestra en la figura 5.4-4. El diseño también ha de considerar el estado y la configuración del cemento, los disparos, las tuberías y los dispositivos de terminación del pozo. La roca sello, el cemento y los equipos de terminación constituyen frecuentes trayectorias de migración de los fluidos que deben identificarse y sellarse para obtener un aislamiento eficaz a largo plazo (ver figura 5.4-4).

Los niveles y profundidades del pozo pueden ser medidos con una sonda. En situaciones críticas, los detalles de la construcción del pozo e hidrogeología pueden ser determinados con registros geofísicos o una cámara de fondo. Por ejemplo, un registro calibrador, que se usa para determinar el diámetro del pozo, puede ser muy útil localizando zonas cavernosas en pozos de agujero descubierto.

5.4.3 Preparación del pozo.

Si es posible, el espacio poroso debe ser limpiado de obstrucciones previo a un abandono. A obstrucciones en éste caso se refiere a las bombas, tubería, cables o líneas de bombeo neumático que deben ser removidas. La preparación del pozo, incluye la pesca de obstáculos. Se debe de promover un intento para remover el revestimiento siempre y cuando no afecte la integridad del agujero. Antes de que el revestimiento sea removido, el pozo debe ser cementado cerca del fondo del revestimiento. Esto proveerá un sello si el pozo colapsa después de que el revestimiento haya sido removido¹⁵.

La presencia de tuberías de revestimiento anidadas o telescopiadas complica el abandono del pozo. Las sartas interiores deben ser removidas cuando sea posible siempre y cuando no tengan efecto en el proceso de abandono del pozo. Si las sartas interiores no pueden ser removidas y selladas del espacio anular, entonces la sarta interior deberá ser cortada a intervalos necesarios para asegurar el llenado completo del espacio anular¹⁸. Pozos dañados, pozos construidos pobremente o dilapidados tendrán que ser re-perforados para aplicar las técnicas de abandono correctamente.

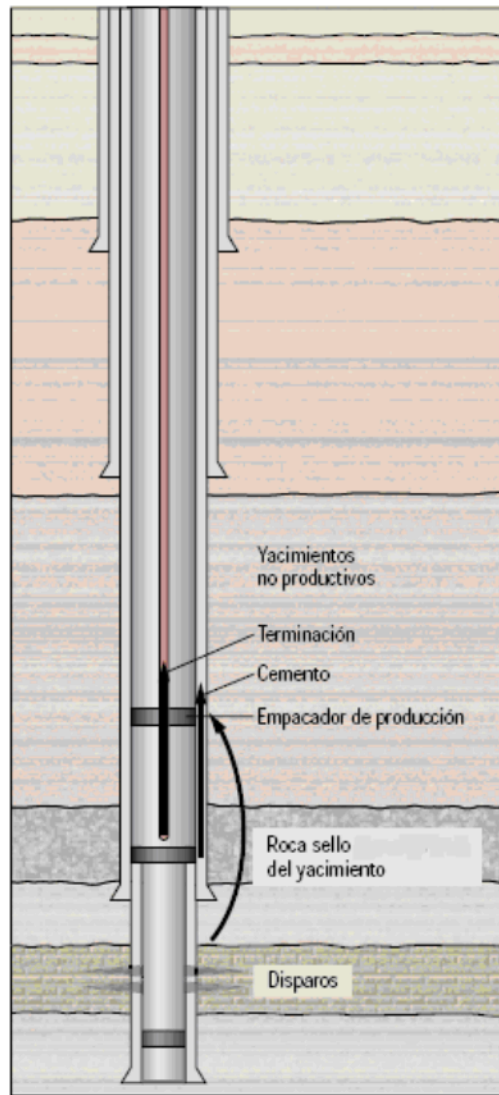


Figura 5.4-4 Consideraciones para el abandono de un pozo ((Tomado de Oilfield Review, Schlumberger³⁰, 2007).

5.4.4 Materiales para el abandono de pozos¹¹.

Agregados.

Materiales que eliminan la amenaza física y el espacio abierto del agujero, pero no previenen el flujo de agua a través del espacio poroso. Los agregados consisten de arena, roca aplastada o materiales similares que se usan para llenar el espacio poroso. Los agregados deben de estar descontaminados y de un tamaño consistente para minimizar el puenteo durante su colocación.

Los agregados no se colocan en pozos más pequeños de 2 pulgadas de diámetro. El tamaño nominal de los agregados no debe de ser de más de de un ¼ del tamaño

mínimo del diámetro del pozo. Debido a que los agregados del pozo se colocan en la cima del pozo, algunas precauciones deben tomarse para prevenir el puenteo cuando se vierte lentamente el agregado monitoreando el progreso con frecuentes mediciones de profundidad.

Los agregados pueden ser usados en las siguientes circunstancias: 1) No hay necesidad de penetrar o sellar las fracturas u otras aberturas en el intervalo a ser llenado 2) No se requiere de un sello en el intervalo a ser llenado 3) el agujero es una caverna 4) el intervalo no requiere penetrar un acuífero confinado y 5) el intervalo no penetra más de un acuífero. Si se usa un agregado, se debe instalar un sello de revestimiento. El uso de agregados y sellos de revestimiento deben ser consistentes con el uso futuro del suelo.

Selladores.

Los selladores se utilizan en el abandono de pozos para proveer una barrera a la migración de agua en el espacio poroso, en los espacios anulares o en las fracturas y aberturas adyacentes en el espacio poroso. Los selladores usualmente consisten de lechadas de cemento Portland¹⁰, bentonita o la combinación de estas sustancias. Los aditivos son frecuentemente usados para acelerar o retardar las propiedades específicas como la viscosidad, fraguado o encogimiento. Las mezclas selladoras deben de ser formuladas para minimizar el encogimiento y asegurar la compatibilidad química del agua del pozo⁴.

Los tipos de sellos se definen como:

Lechadas de cemento ligero. Se formulan generalmente usando un una bolsa de 94 lb de cemento Portland y no más de 6 galones de agua. Esta lechada se usa para sellar pequeñas aberturas, para penetrar cualquier espacio anular por fuera del revestimiento y para llenar los huecos en las rocas circundantes. Cuando se aplica bajo presión, la lechada es favorecida en pozos donde se penetra más de un acuífero. Este tipo de lechadas es más usado que las de concreto debido a que evita el problema de separación de los agregados y del cemento. Esta lechada puede ser susceptible al encogimiento y el calor de la hidratación puede dañar algunos de los materiales plásticos del revestimiento.

Lechadas de concreto. La lechada de concreto consiste de una mezcla de no más de seis galones de agua, un saco de 94 lb de cemento Portland¹⁰ y un volumen original de arena. Esta lechada es generalmente usada para llenar la parte superior del pozo. Esta lechada hace un sello más fuerte que la lechada ligera de cemento.

Aditivos. Algunas bentonitas (del 2 al 8%) pueden ser adicionadas a las lechadas de cemento o de concreto para reducir el encogimiento. Otros aditivos pueden ser usados para alterar el tiempo de fraguado o la permeabilidad de la lechada.

Bentonita con alto contenido de sodio. El contenido de esta lechada está compuesto de un 15 – 20 % de sólidos de sodio cuando se mezcla con agua. Para determinar el

porcentaje, el peso de la bentonita es dividido por el peso del agua más el peso de la bentonita.

Empacadores. Los empacadores pueden ser usados para aislar secciones cavernosas de un pozo, o para proveer la integridad estructural necesaria para soportar los materiales superpuestos, además de proteger a los agregados y selladores de fuerzas excesivas compresivas.

La complejidad del procedimiento de abandono depende primariamente en la hidrogeología, geología, construcción del pozo y calidad del agua asociada al pozo. Se deben tener cuatro factores principales identificados; incluyen 1) estado mecánico del pozo 2) multiplicidad de acuíferos 3) rocas cavernosas y 4) el tratamiento o presencia de contaminantes.

5.4.5 Desafíos y soluciones en el abandono de pozos.

El objetivo principal al abandonar un pozo es el aislamiento permanente de todas las formaciones del subsuelo atravesadas por el pozo. Aunque sellar yacimientos agotados constituye una importante preocupación en los procedimientos de taponamiento y abandono, en las operaciones de abandono lo ideal es aislar tanto las zonas productivas como otras formaciones. El aislamiento total evita que el gas, el petróleo o el agua migren hacia la superficie o fluyan de una formación del subsuelo a otra. Los expertos piensan que una alta proporción de sellos colocados en los pozos pueden ser defectuosos (EUB/Board⁴, 2007).

Las fugas que se presentan en los sellos suponen un riesgo para el medio ambiente, los recursos hídricos subterráneos, el mar o el suelo que los cubre por lo tanto hay que repararlas, pero las operaciones correctivas de taponamiento son difíciles y costosas. El sellado correcto de un pozo resulta mucho más fácil si se planea desde el comienzo, incluso si el costo inicial aparente es más alto. Se debe considerar el abandono del pozo en las etapas iniciales ya que la calidad de las cementaciones primarias entre el revestimiento y las formaciones es un factor clave en el éxito del pozo años más tarde.

Durante décadas, los ingenieros petroleros han confirmado que el cemento Portland¹⁰ es el mejor material para sellar los pozos abandonados. Es duradero, confiable, se encuentra disponible en todo el mundo y es relativamente económico. La remoción completa del lodo de perforación y del enjarre durante las operaciones de cementación primaria, disminuye el riesgo de la creación de un micro anillo o una canalización en la lámina de cemento. Con esto se consigue una mejor adherencia entre las formaciones, el cemento y la tubería de revestimiento. La contracción que se presenta al fraguar el cemento Portland¹⁰ común puede crear pequeñas grietas y espacios que podrían convertirse en trayectorias de flujo.

Cualquier deficiencia en la cementación primaria como se muestra en la secuencia de la figura 5.4-5 tiende a afectar el aislamiento a largo plazo. Asimismo, grandes fluctuaciones en la presión y la temperatura dentro del pozo pueden afectar

negativamente en la integridad del cemento o causar la pérdida de adherencia. Los esfuerzos tectónicos también pueden fracturar el cemento fraguado. Cualquiera que sea la causa, la pérdida de la integridad del cemento puede dar lugar a la migración de fluidos, al deterioro del aislamiento de la formación o al colapso de la tubería de revestimiento, incluso cuando se coloca cemento de alta calidad que inicialmente provee un buen sello. La densidad incorrecta del cemento puede dar lugar a un desequilibrio hidrostático. La eliminación deficiente del lodo y del enjarre permite que el gas fluya hacia arriba por el espacio anular². La gelificación prematura conlleva la pérdida de control de la presión hidrostática. La pérdida excesiva de fluido permite que ingrese gas en la columna de la lechada. Las lechadas altamente permeables conducen a un aislamiento de la formación deficiente y a una baja resistencia al flujo de gas.

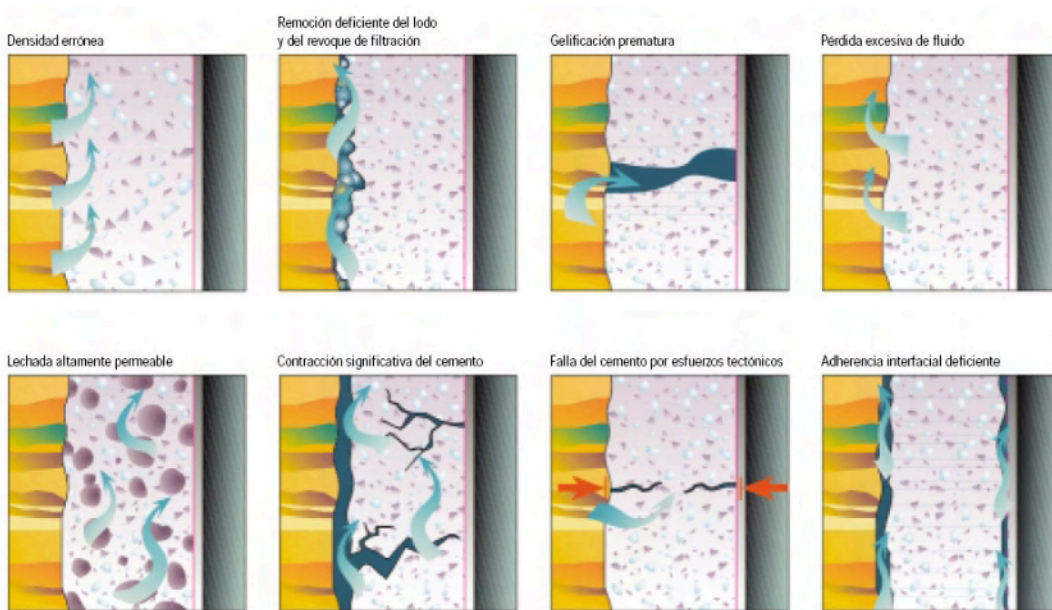


Figura 5.4-5 Parámetros que afectan el sellado durante la cementación primaria (Tomado de Oilfield Review, Schlumberger³⁰, 2007).

Nuevos cementos flexibles brindan una integridad de más largo plazo que el cemento Portland común porque resisten el agrietamiento por esfuerzos tectónicos y la formación de micro-anillos. Si hay migración de fluidos en un pozo que tiene que ser abandonado, el primer desafío consiste en localizar la trayectoria de migración de los fluidos.

Típicamente, los líquidos del subsuelo migran a través de componentes de terminación del pozo, tapones con fugas, cementaciones forzadas (a presión) deficientes, fallas en la cementación primaria o a través de la roca sello. Esta roca de cobertura puede estar deteriorada por la presencia de fracturas naturales o por tratamientos de estimulación por fracturamiento.

Cuando existen múltiples yacimientos, la identificación del punto de fuga permite remediar la situación. El conocimiento del estado de la cementación primaria y de las

reparaciones es de fundamental importancia. Para un abandono exitoso del pozo, el personal que participa en la operación debe entender la geología, la geometría y la accesibilidad del pozo, los dispositivos de terminación de pozo y su estado, la presión del yacimiento y las posibles trayectorias de migración de los fluidos.

Otro desafío en los procedimientos de taponamiento y abandono es que los documentos que detallan la vida del pozo tales como los registros y diagramas esquemáticos de pozos, pueden no encontrarse disponibles. La información sobre la geología puede haberse perdido o ser imposible conseguir debido a que pueden transcurrir décadas entre la primera producción y el abandono de pozos.

Los operadores han de ajustarse estrictamente a las regulaciones locales para el abandono de pozos. En algunas regiones, las agencias reguladoras otorgan el permiso para procedimientos específicos de abandono y supervisan las etapas clave de las operaciones. El cumplimiento exige una planificación cuidadosa y una coordinación apropiada, las cuales, para algunos operadores, pueden verse facilitadas gracias a bases de datos y programas de computación especializados. Las regulaciones han ido cambiando considerablemente con el pasar del tiempo, y para poderles seguir el paso se requiere experiencia en aspectos de ingeniería, medio ambiente, jurídicos y de seguridad.

En muchas regiones existen normas y reglamentos vigentes que constituyen los requisitos para el abandono de pozos. En las áreas en las cuales las autoridades reguladoras no proporcionan las regulaciones mínimas, los operadores tienden a guiarse por sus propias normas internas. La mayoría de estas reglas son similares porque muchas de ellas se originaron en el Mar del Norte, en donde los objetivos de protección del medio ambiente tienen una gran influencia sobre las operaciones.

5.4.6 Abandono de pozos sin equipo de perforación o de reparación.

La preparación es uno de los ingredientes fundamentales para el abandono de un pozo, y comprende una evaluación detallada de la geología de las inmediaciones del pozo, y de las singulares condiciones mecánicas del mismo. En un caso sencillo, el abandono del pozo comienza con la limpieza de la tubería de producción y la cementación, o cementación forzada de los disparos.

Una vez que se dispara la tubería por encima del empacador de producción, se hace circular cemento en todos los espacios anulares abiertos a fin de obtener una barrera de cemento de pared a pared. Por último, se dispara la tubería de producción a una profundidad menor, quizá 150 m (490 ft) y se coloca un tapón de cemento de superficie. Una vez que se han colocado y probado todos los tapones de cemento, se retiran el cabezal del pozo y el muñón de la tubería de revestimiento.

En la realidad, casi todas las operaciones de abandono son mucho más complicadas. Los programas de abandono de varios pozos en tierra firme demuestran tanto la complejidad de las operaciones como las ganancias en eficiencia y el ahorro de costos

EXPLOTACIÓN DE RESERVAS BAJO CONDICIONES DE MARGINALIDAD

que se obtienen cuando se utiliza una unidad de tubería flexible en lugar de un equipo de reparación o de perforación.

Aunque los primeros trabajos se hicieron en tierra en la bahía de Prudhoe en Alaska EEUU, en 1983, los procedimientos de reparación de pozos sin equipos de terminación de pozos se han ido adaptando para ejecutar operaciones de abandono en todo el mundo. Las operaciones de abandono con tubería flexible también se han llevado a cabo en áreas marinas durante más de una década, pero la remoción de las plataformas de producción suele requerir la movilización de equipos pesados para levantar los componentes.

Son claras las ventajas del abandono empleando una unidad de tubería flexible para un programa de abandono de varios pozos. Para áreas marinas, este equipo es menos costoso y a menudo mucho más fácil de movilizar; en tierra, el beneficio reside en el ahorro de tiempo que se obtiene respecto de una operación convencional. La tubería flexible permite el emplazamiento preciso de tapones de cemento, incluso en pozos desviados. Además de las reparaciones con tubería flexible se pueden realizar sin matar el pozo, o sin quitar la tubería de producción o el cabezal del pozo.

5.5 Ductos.

Todos los ductos serán circulados y limpiados y aquellos que están enterrados, en el lecho marino, serán llenados con agua o con cemento. Los ductos de superficie normalmente serán cortados y removidos. Los ductos de tubería flexible podrán ser neutralizados al subirlos en una barcaza y serán eliminados en tierra.

5.6 Abandono de campos e instalaciones costa-afuera.

En la actualidad hay más de 6500 instalaciones de gas y aceite localizadas en los márgenes continentales de 53 países. Cerca de 4000 se encuentra en el Golfo de México, 950 en Asia, 700 en el Medio Oriente y 400 en Europa (Tomado de Oilfield Review Schulemberger 2007)

Una vez que los pozos individuales han sido taponados y abandonados, las tuberías, instalaciones y otras estructuras presentes en el campo deben desmantelarse y trasladarse. La superficie debe regresarse a su condición original; estas operaciones pueden ser difíciles en tierra firme, pero en áreas marinas, especialmente en aguas profundas, los procedimientos de taponamiento y abandono y el desmantelamiento pueden llegar a ser actividades monumentales que exigen una cuidadosa coordinación de varios equipos especializados.

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

plataformas. Lo usual es programar operaciones de manera de poder evitar las malas condiciones climáticas.

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

A continuación se deben desmantelar las instalaciones de superficie y otras estructuras, lo cual puede implicar la remoción parcial o completa, el derrumbamiento en el sitio. Esto se puede comenzar quitando la cubierta o parte de la plataforma, seguido por la remoción de la estructura de soporte –conocida como la estructura metálica de una plataforma colocada sobre pilotes incrustados en el fondo del mar- o se puede desmontar la estructura en trozos. Por último, hay que remediar los daños sufridos en el lecho marino.

La industria del gas y el aceite ha presenciado un cambio en las percepciones acerca del abandono en instalaciones costa-afuera. El Abandono en instalaciones costa-afuera hasta recientemente, era un tópico de la industria que recibía muy poca atención. Es un problema que la mayoría de los operadores no quieren afrontar ya que obtienen muy pocos beneficios de este proceso.

La planeación, ingeniería, investigación eran proyectos que estaban relacionados con el desarrollo de nuevos campos. Pero en esta etapa de abandono los proyectos son planeados a partir de desarrollos de campos existentes, y nuevos conceptos surgen derivados del abandono en costa-afuera como lo son:

- Avanzada planeación.
- Soluciones ingenieriles.
- Desarrollo e investigación
- Re-utilización y reciclaje.
- Incremento en el uso de plataformas hundidas como arrecifes artificiales.
- Eliminación de Instalaciones de Aguas Profundas.

La correcta anticipación del abandono (2 años antes de que cese la producción) es clave para un proyecto de abandono eficiente, seguro y respetuoso de las regulaciones ambientales existentes.

5.6.1 Proyectos de abandono costa-afuera.

El costo anual de abandono de instalaciones costa-afuera para una compañía es considerablemente más alto de lo que lo era en años posteriores. Actualmente, los operadores se encuentran con la problemática de instalaciones de mayor tamaño, mayores profundidades en las que se encuentran situadas, y el creciente número de

EXPLORACIÓN DE RESERVAS BAJO CONDICIONES DE MARGINALIDAD

plataformas que necesitan ser abandonadas. Además del costo incremental de la renta de las grúas y barcasas para realizar el abandono.

Cada tipo de instalación por ejemplo, plataforma fija de acero, de estructura gravitacional, plataforma flotante de piernas de tensión, etcétera; tienen diferentes opciones para el abandono como se muestra en la figura 5.6-1. Los principales factores a ser considerados y en los cuales el impacto en los costos serán: tipo de construcción, tamaño, distancia a la costa, condiciones climáticas y complejidad en la metodología de remoción incluyendo todos los aspectos de seguridad. Las siguientes opciones están disponibles:

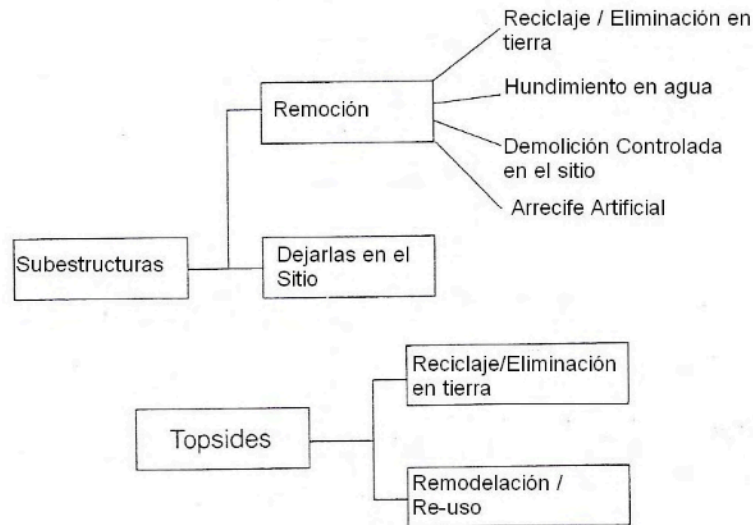


Figura 5.6-1 Opciones de abandono.

Las Plataformas de piernas tensionadas y flotantes pueden ser fácilmente liberadas y levantadas por la grúas de servicio en cualquier lugar, esto es más barato y atractivo. En el caso de las plataformas fijas, los módulos topside son removidos por grandes barcasas y llevadas a la costa para eliminarse. Las plataformas cuyas estructuras *basadas en la gravedad* pueden en teoría ser desmontadas y puestas a flote para ser re-emplazadas en otras actividades o ser hundidas en el océano profundo, y las auto-elevables cortadas y removidas a una profundidad acordada por debajo del nivel del mar. En algunas áreas las plataformas auto-elevables se limpian y se hunden para servir como arrecifes artificiales en el lecho marino. El programa en el Golfo de México "rigs to reef" incluye más de 90 instalaciones abandonadas para ser hundidas y ser usadas como arrecife.

El tiempo y una vez más la avanzada planeación del abandono de las instalaciones costa-afuera han probado ser efectivo en la reducción de pasivos, dándole al operador opciones de remoción y eliminación, así como oportunidades de recuperar algunos gastos a través de la reventa o el reciclaje.

El concepto de planeación avanzada consiste de los siguientes elementos:

- Estimación de los pasivos referentes al abandono.
- Estimación del valor de venta.
- Solicitar candidatos para el arrendamiento de las plataformas abandonadas.
- Advertir la disponibilidad.
- Identificar las opciones de remoción y eliminación.
- Desarrollar estrategias.

El operador deberá conocer el costo de remoción de las plataformas. Para poder obtener pasivos precisos, la compañía operadora debe evaluar correctamente los costos del abandono.

Los costos anticipados del abandono juegan un rol muy importante en la valuación de las instalaciones de producción. Al inicio de la producción, los efectos del abandono en el valor presente neto son pequeños, particularmente si la producción es substancial. Pero mientras los activos maduran, los pasivos del abandono se hacen más significantes.

Nuevas técnicas e innovaciones proveen a los operadores alternativas para reducir los costos de abandono, y la experiencia de la industria crece haciendo que los estimados cada vez sean más precisos. Como resultado, los fondos se han hecho más realistas, la divulgación financiera es más precisa y las decisiones son más sólidas.

El operador debe establecer también el precio de las estructuras en el mercado. La plataforma o estructura puede tener otro precio o valor para otro operador. La cubierta o las instalaciones de producción pueden ser valuadas como componentes individuales, mientras que la estructura completa tendrá un valor determinado para el reciclaje. Además el operador deberá determinar si otra compañía desea asumir la propiedad de la producción. Esto generalmente ocurre cuando las grandes compañías venden sus campos marginales a pequeñas compañías que operan con un costo menor de producción por barril, así, obteniendo un beneficio de la producción marginal (Offshore 61³¹,2001).

Si el operador decide vender las plataformas, productoras o no productoras, se necesita determinar la mejor manera de anunciar los activos en venta. Una creciente tendencia es la de anunciar las plataformas, instalaciones, etc. en la internet.

Otras de las indicaciones que los propietarios deben tener en cuenta son las opciones de remoción o eliminación de plataformas. Nuevas tecnologías como la ruptura través de explosivos, re-flotación de plataformas y re-uso son opciones a ser consideradas.

Después de haber evaluado el costo de abandono, el valor de venta, las opciones de remoción o eliminación, el operador deberá desarrollar una estrategia convincente de costo- de abandono que incluya los aspectos de seguridad y de medio ambiente.

Planear acciones anticipadas le permite al operador reducir los costos de abandono y maximizar el valor de los activos considerando las oportunidades anteriormente mencionadas.

5.6.2 Soluciones ingenieriles.

Las instalaciones tanto del Golfo de México como la mayoría de las instalaciones del Mar del Norte y California no se prestan a los métodos convencionales de abandono debido a las penalizaciones que conllevan.

La remoción de estos equipos con grúas demasiado pesadas y equipo marino tradicional es complejo en la mayoría de los casos como se muestra en la figura 5.6-2, por no decir imposible en otros. Esto ha creado la necesidad de soluciones ingenieriles que pueden reducir los costos y en algunos casos simplemente permitirle a los contratistas realizar su trabajo más efectivamente.



Figura 5.6-2 Una grúa gigante levanta la cubierta de una plataforma previamente derrumbada que servirá de arrecife artificial en el Golfo de México (Tomado de Oilfield Review, Schlumberger³⁰, 2007).

El sistema Versatruss es un sistema alternativo de grúas como se muestra en la figura 5.6-3 de ingeniería aplicada que elimina la necesidad de un conjunto de grúas caras y pesadas. Utiliza barcasas de carga con soportes del tipo "A" para levantar cubiertas y auto-elevables. El derrumbamiento de plataformas en algunos sitios es una práctica común en el Golfo de México. Después de remover la cubierta como se muestra en la figura 5.6-3, se remolca a un nuevo sitio o se lleva a tierra con remolcadores.



Figura 5.6-3 El sistema Versatruss elimina la necesidad de grandes grúas y barcasas. (Tomado de Oilfield Review, Schlumberger³⁰, 2007).

Muchas compañías desarrollan métodos computarizados de ingeniería para encontrar la manera en que las plataformas pueden ser derrumbadas en el sitio con explosivos. El diseño y la investigación de cargas de explosivos y la aplicación de análisis numéricos en el proceso de derrumbamiento mejorará viabilidad de esta opción si encuentra el balance con la seguridad y el medio ambiente.

Otros trabajos relacionados en desarrollo son los dispositivos de flotación externos que permitan que las plataformas puedan ser re-flotadas sin la necesidad de grúas o barcasas. Muchos de estos sistemas pueden ser usados para remover completamente la instalación o mover la cubierta y la auto-elevable por separado.

Todos estos sistemas se basan en el mismo principio de flotabilidad. Después del corte de la estructura se instalan los dispositivos flotables que luego soportan el peso de la estructura.

Después de maniobrar con el peso de la estructura, la carga es preparada para transportarse al sitio planeado por la compañía, ya sea en tierra o en otra locación para su re-uso. Estos sistemas algún día serán muy efectivos conforme la tecnología e investigación avance haciendo que esta opción sea viable en instalaciones costafuera.

La Figura 5.6-4 es la plataforma Maureen en el mar del norte que es reflatada y removida para fijarse en otro pozo después de haber dado servicio a un pozo que actualmente se encuentra depresionado y abandonado.



Figura 5.6-4 Plataforma Maureen reflatada y remolcada hacia una nueva localización. (Tomado de Oilfield Review, Schlumberger³⁰, 2007).

5.6.3 Investigación y desarrollo.

Debido al estimado de alrededor de 5.5 billones de dólares anuales a nivel mundial (Tomado Oil & Gas Journal 2007) en costo por taponar pozos antiguos, remover plataformas y limpiar los sitios, los operadores siempre están en la búsqueda de reducir costos-efectivos de manera segura y responsable con el medio ambiente. En adición con los dispositivos de flotación y la creación de nuevas técnicas de remoción, las tendencias actuales incluyen la investigación de explosivos que incrementen los métodos de de ruptura de pilotes y de conductores.

Los explosivos han estado bajo escrutinio desde 1986 debido a que 53 tortugas marinas murieron después de haber removido 12 plataformas en el Golfo de México. Si las tortugas no son removidas del sitio la remoción se demora, por eso se necesita remover a las tortugas a través de programas de observación marina que incluye la inspección física de la zona sub y superficial.



Figura 5.6-5 Especialistas en explosivos instalando el dispositivo en uno de los pilares de una plataforma en el Golfo de México (Tomado de Oil & Gas Journal⁴⁶, 1997).

En general la remoción de la plataforma es la parte más onerosa de las operaciones de desmantelamiento debido al costo del equipo que se debe de movilizar para manipular las cargas. Los continuos avances en tecnología de levantamiento de carga harán que, en el futuro, la remoción de plataformas se convierta en una operación más segura, rápida y fácil. Casi todas las plataformas marinas han sido diseñadas para un uso determinado por lo que las operaciones de desmantelamiento se planifican para cada configuración y condición específica. La figura 5.6-6 es la secuencia de imágenes del hundimiento de una plataforma en el Golfo de México.

Dentro de los próximos años, es posible que se desarrollen un nuevo rango de productos y servicios. Las agencias reguladoras además de abordar las preocupaciones sobre los efectos de los explosivos, replantean el tiempo y la distancia que tardan en derrumbar la plataforma con los explosivos. Para reducir los costos de abandono en de las estructuras en aguas profundas, los operadores buscan aplicar las técnicas de hundimiento de plataformas que tanto les ha funcionado en aguas someras.



Figura 5.6-6 Hundimiento de una plataforma en el Golfo de México para ser usada como arrecife artificial. (Tomado de Oilfield Review, Schlumberger³⁰, 2007).

5.6-4 Re-utilización.

Aunque las nuevas técnicas han reducido los costos de abandono, los servicios y la renta de los equipos ha ido incrementado con el tiempo, además del costo de las estructuras. Esto ha hecho que los operadores busquen nuevas formas de reducir los pasivos desde la primera producción.

Una tendencia actual para compensar el aumento en los costos, es la re-utilización de una porción de las instalaciones costa-afuera, pero de alguna manera los compradores y vendedores de las instalaciones se deben beneficiar de este negocio. Parte de la

EXPLOTACIÓN DE RESERVAS BAJO CONDICIONES DE MARGINALIDAD

eliminación de las plataformas recuperan los costos acumulados durante las operaciones de abandono.

El precio por tonelada de las nuevas plataformas se incrementa con el tiempo, por esta razón los costos de la re-utilización de las plataformas ya existentes se hacen atractivos en lugar de construir nuevas. A pesar de que los componentes se han incrementado desde 1994 los precios de los componentes usados son de alrededor del 50% al 75% más baratos que los componentes nuevos.

Las instalaciones pre-existentes pueden reducir los programas y el dinero invertido en el desarrollo de campos. Aunque el re-uso ha sido muy frecuentemente usado en el Golfo de México, muchos operadores consideran esta opción para otras locaciones como lo son el Mar del Norte, África Occidental y el Sudeste de Asia. La re-utilización parcial de las plataformas como lo sería convertir una sección de ocho pilares en una de 4 pilares se ha hecho muy común a nivel mundial y expanden el potencial de la re-utilización.

Otra posibilidad para la re-utilización de instalaciones antiguas pueden ser las aplicaciones conceptuales de la conversión en granjas de peces o trampas, prisiones o instalaciones militares de defensa.

5.7 Instalaciones en tierra.

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

La tierra que está por debajo de las instalaciones también tendrá que ser reacondicionada si existieron fugas de contaminantes durante las operaciones. El retorno de estos sitios a condiciones ambientales favorables ha resultado ser muy caro en muchas de las compañías de EEUU, y un sin número de leyes a la medida están correctamente pendientes y vigiladas por autoridades locales y grupos ambientales.

Ya no es aceptable en la mayoría de los países que el abandono se trate como un tema que pueda ser ignorado hasta la etapa final del proyecto. Ahora más operadores realizan un plan de línea base antes de que se ocupe el área para que el impacto de las operaciones pueda ser cuantificado, y en algunos casos no son los responsables de la polución de dueños anteriores pero aún así tendrán que entregar el sitio en condiciones ambientales favorables (Renz³⁸, 1989).

No sellar apropiadamente los pozos puede tener un efecto en el entorno ambiental, y un efecto extendido hacia los acuíferos. Así el abandono efectivo de un pozo es un paso final crítico en la vida de servicio del pozo.

EXPLORACIÓN DE RESERVAS BAJO CONDICIONES DE MARGINALIDAD

Para un correcto abandono del pozo y evitar amenazas a los acuíferos se sugiere: 1) eliminar las vías de contaminación o de migración 2) prevenir los cambios hidrológicos en el sistema del acuífero, como los cambios hidráulicos en la mezcla de agua entre acuíferos.

Cuando los campos marginales son abandonados, la infraestructura como lo son las bombas, tuberías, tanques de almacenamiento, procesamiento y otros equipos se retiran y se finiquita el contrato de arrendamiento. Dado que gran parte de este equipo fue instalado probablemente a lo largo de muchos años, reemplazarlo en el corto tiempo es muy caro. Los precios del petróleo tendrían que permanecer a los niveles récord durante muchos años para que se justifique económicamente la producción de muchos de los campos marginales. De esta manera, una vez que un campo marginal es abandonado, el aceite remanente se pierde para siempre. Los costos de re-perforar un pozo taponado puede ser tan caro como lo sería la perforación de un nuevo pozo. En la Figura 5.7-1 se muestran los pozos abandonados y pozos fluyentes del Campo los Soldados que son un indicativo de la marginalidad del campo y sus pozos al 01-01-2007.

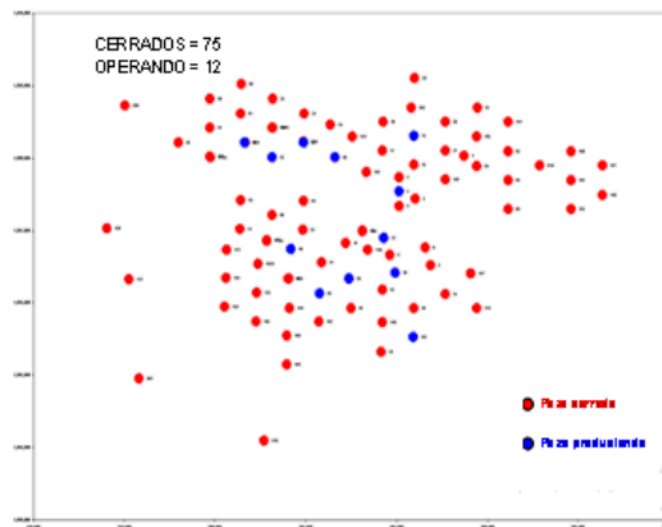


Figura 5.7-1 Ejemplo de un campo en condiciones cercanas al abandono total (PEP 2008)

En la Tabla 5.7-1 se observa el Histórico de Producción de Pozos de PEMEX PEP en un informe de la SEC (Securities and Exchange Commission) hecho en Agosto del 2002, la evaluación es al 31 de Diciembre del 2001. Se hace el cálculo tanto en tierra como en costa-afuera en pozos produciendo, pozos en proceso de construcción, pozos temporalmente cerrados, pozos no productores sujetos a taponamiento y desmantelamiento y pozos no productores completamente desmantelados y taponados. Esto con el fin de tener una estadística del número de pozos taponados y por abandonar en el futuro. Además estas estadísticas permitirán cuantificar el pasivo (inversión) que se requiere disponer para el abandono a la fecha de Evaluación.

Tabla 5.7-1 Histórico de pozos en PEMEX al 31 de Diciembre de 2001 (Tomado de Informe de la SEC en Agosto de 2002).

<i>Estado de Pozos</i>	1996	1997	1998	1999	2000
Produciendo					
En Tierra.....	4,889	4,772	4,611	4,406	4,444
Costa-afuera	352	365	347	313	346
Total	5,241	5,137	4,958	4,719	4,790
Pozos en proceso de construcción					
En Tierra.....	8	8	29	15	46
Costa-afuera	1	1	1	1	2
Total	9	9	30	16	48
Temporalmente cerrados					
En tierra.....	915	1,018	1,203	1,538	1,432
Costa-afuera	85	92	146	179	134
Total	1,000	1,110	1,349	1,717	1,566
Pozo no productores sujetos a taponamiento y desmantelamiento⁽¹⁾					
En tierra.....	4,159	4,250	4,348	4,396	4,642
Costa-afuera	53	51	50	67	90
Total	4,212	4,301	4,398	4,463	4,732
Pozos no productores completamente desmantelados y taponados					
En tierra.....	7,367	7,360	7,754	7,811	7,829
Costa-afuera	199	201	201	209	214
Total	7,566	7,561	7,955	8,020	8,043⁽²⁾
Total de pozos.....	<u>18,028</u>	<u>18,118</u>	<u>18,690</u>	<u>18,935</u>	<u>19,179</u>

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

En base a lo descrito en este trabajo, se presentan las siguientes conclusiones y recomendaciones:

CONCLUSIONES

1. Ante la baja en la producción y la necesidad de restituir reservas, los campos marginales y maduros se vuelven una opción atractiva a considerar dentro de los planes futuros de PEP.
2. Los campos maduros y marginales enfrentan una situación crítica en México, por los altos costos de producción, bajo nivel de inversión, exceso de personal, alta capacidad instalada, producción a la baja y políticas de asignación de recursos y régimen fiscal que no reconocen sus particularidades.
3. Es conveniente tener ubicadas las fases del ciclo de vida un campo y sus correspondientes actividades ya que de ésta ubicación dependerán las estrategias de asignación de recursos, tecnología a usar, filosofía de mantenimiento, distribución de recursos humanos, manejos de costos, evaluación de proyectos y pago de impuestos.
4. Para el manejo de la declinación, existen diversas opciones como lo son la perforación de pozos de relleno, la recuperación mejorada, la recuperación secundaria, el desarrollo incremental y la eliminación de cuellos de botella, que previo a un análisis técnico y económico pueden suavizar la caída de la producción y seguir generando flujos de caja positivos.
5. Las curvas de declinación son una herramienta básica para estimar las reservas remanentes probadas, y pueden ser aplicadas una vez que hay una historia de producción suficiente para mostrar una tendencia en el comportamiento variable, que es una función continua del tiempo y de la producción acumulada.
6. Debido a las estrictas reglamentaciones ambientales a nivel mundial, el costo del abandono y remoción son factores importantes en una empresa petrolera y deberían de tomarse en cuenta desde el inicio de la planificación, sin embargo en México no se han tomado las acciones necesarias sobre este tópico, y esto repercute en la etapa final de los campos, ya que los fondos en su mayoría no están disponibles y encarecen al final el costo total del proyecto.

RECOMENDACIONES

1. Los campos maduros y marginales a través del tiempo irán adquiriendo importancia económica debido al alto nivel de reservas probadas, probables y posibles, se recomienda la realización de un plan para mejorar el desempeño de los Activos, caso concreto la Región Norte.
1. Se recomienda fortalecer la organización, los métodos y las habilidades requeridas para administrar eficientemente los cada vez más numerosos campos maduros y marginales; para esto se exhorta a realizar lo propuesto en este trabajo ajustando el marco regulatorio sobre las inversiones y el régimen fiscal aplicable.

2. Se espera que la sísmica sea cada vez más importante para la determinación de estrategias de desarrollo de campos marginales y maduros, por lo tanto se recomienda realizar estudios sísmicos en 2D y 3D en estructuras adyacentes para poderlas evaluar y abrir la posibilidad de nuevas acumulaciones que no han sido evaluadas y por lo tanto explotadas.
3. En México se recomienda retomar las técnicas y metodologías desarrolladas para reducir la declinación de los campos gigantes a nivel mundial para aplicarlas en los campos maduros y marginales de México con sus debidas particularidades, caso concreto Cantarell y marginales como lo es Chicontepec respectivamente.
4. El manejo de la declinación es fundamental para alargar la vida productiva y económica del campo, por esa razón; se recomienda realizar las acciones necesarias para poder suavizar esta etapa de manera eficiente y atractiva, tanto económicamente como técnicamente siempre respetando las regulaciones ambientales y de seguridad.
5. Los costos anticipados del abandono juegan un rol muy importante en la valuación de las instalaciones de producción por esta razón, se recomienda la anticipación de estos costos desde el inicio del proyecto o cuando menos dos años antes del cese de la producción.

NOMENCLATURA

AAPG	American Association of Petroleum Geologists
API	American Petroleum Institute
BP	British Petroleum Company
OMI	Organización Marítima Internacional
PEP	Pemex Exploración y Producción
PROFEPA	Procuraduría Federal de Producción al Ambiente
OPEP	Organización de Países Exportadores de Petróleo
SEMARNAT	Secretaría de Medio de Ambiente y Recursos Naturales
SEC	Securities and Exchange Commission
SPE	Society of Petroleum Engineers
WPC	World Petroleum Council
EEUU	Estados Unidos de América
m	metros lineales
ft	pies lineales (1f t = 0.3048 m)
m ²	metros cuadrados
km	kilómetros lineales
km ²	kilómetros cuadrados
ha	hectárea (1 ha = 10,000 m ²)
kg/cm ²	kilogramos sobre centímetro cuadrado
gr/cm ³	gramos sobre centímetro cúbico
m ³	metros cúbicos
ft ³	pies cúbicos
bl	barriles
bpd	barriles diarios
mbd	miles de barriles diarios
mb	miles de barriles
mmb	millones de barriles
mmmb	miles de millones de barriles
mpc	miles de pies cúbicos
mpc	millones de pies cúbicos
mmpcd	millones de pies cúbicos diarios
mmmpc	miles de millones de pies cúbicos
mmmpc	billones de pies cúbicos
scf/d	pies cúbicos de gas producidos por día
mmscf/d	millones de pies cúbicos de gas producidos por día
psi	libras por pulgada cuadrada
3D	tridimensional
2D	bidimensional
PVT	presión-volumen-temperatura
1P	reservas probadas
2P	reservas probadas más probables
3P	reservas probadas más probables más posibles
TP	tubería de Producción
TR	tubería de Revestimiento
PLT	registro de Producción

TDT	registro de Caída Térmica
H ₂ S	Ácido Sulfhídrico
CO ₂	Dióxido de Carbono
Pwf	Presión de fondo fluyendo (psia)
Opex	Gastos de operación
Capex	Gastos capitales o estratégicos
K	Permeabilidad (md)
WAG	“Water Alternating Gas” (inyección alternada agua-gas)
T&A	Taponamiento y Abandono
q	gasto de producción al tiempo (t)
q _i	gasto de producción al inicio de la declinación
q _o	gasto de producción de aceite
q _w	gasto de producción de agua
q _g	gasto de producción de gas
a	declinación como fracción del gasto de producción (pendiente)
a _i	gasto inicial de declinación
b	exponente de declinación
d	declinación
t	tiempo (diario, anual y mensual)
t _d	tiempo adimensional
Q _w	gasto acumulado de agua de los pozos
Q _o	gasto acumulado del aceite en los pozos
r _e	radio de la frontera externa
r _w	radio del pozo
IPR	comportamiento de afluencia del yacimiento al pozo
WOR	Relación agua-aceite
RGA	Relación gas-aceite
N	Volumen original de aceite @ en el yacimiento
N _p	Volumen de aceite producido @ en superficie
G	Volumen producido acumulado de gas @ en superficie
G _p	Volumen producido acumulado de gas @ en superficie
LWD	Tomando registros mientras se perfora
β	constante adimensional de la declinación hiperbólica
£	Libras Esterlinas (1£ = 1.959 dólares americanos)

BIBLIOGRAFÍA

1. Agbi, B., and Ng, M.C. 1987. "A Numerical Solution to Two-Parameter Representation of Production Decline Curve Analysis." Paper presented at Petroleum Petroleum Industry Applications of Microcomputers, Montgomery, TX, Jun. 1987, SPE 16505
2. Agiza, M.N., Shaheen, S.E. and Barawi, S.A. "Economics-.of Egyptian Marginal Oil Fields", EGPC 12th E & P Conference, Cairo, 1994.
3. Agiza, M.N., Shaheen, S.E. and Barawi, S.A. "Marginal Oil Fields, Profitable Oil at Low Reserves: How?" Society of Petroleum Engineers paper # 30035 a presentation at the SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium held in Dallas Texas, 26 -28 March 1995.
4. Alberta Energy and Utilities Board (EUB/Board), Directive 020."Well Abandonment Guide" Alberta, Canada, pp. 43. 2007
5. American Water Works Association, "Abandonment of Test Holes, partially completed wells and completed wells: AWWA Standard for Water Wells, A100-90", 1990, pp.25-26.
6. Arps, J.J. 1945 "Analysis of Decline Curves" *Trans.*, AIME, Vol. 160, pp. 228-247.
7. Babadagli, T., U. of Alberta "Mature Field Development – A review" Society of Petroleum Engineers paper # 93884 a presentation at the SPE Europec/EAGE Annual Conference held in Madrid, Spain, 13-16 June 2005.
8. Blanchard, Roger D., Department of Chemistry Northern Kentucky University "The Impact of Declining Major North Sea Oil Fields Upon Norwegian and United Kingdom Oil Production" USA, 2002, pp. 1-12
9. Brashear, J.P. and Biglarbigi, Khosrow ICF Resources Inc., and Ray, R.M. U.S. DOE "Improved Oil Recovery in the United States: The Race Between Technology Advancement and Resource Abandonment" Society of Petroleum Engineers paper # 27778 a presentation at the SPE/OOE Ninth Symposium Improved Oil Recovery held in Tulsa, Oklahoma ,U.S.A., 17-20 April 1994.
10. Ershagi, I., and Abassah, D. 1984 "A Prediction Technique for Immiscible Processes Using Field Performance Data." *JPT*, Vol. 36, pp. 664-670.

EXPLOTACIÓN DE RESERVAS BAJO CONDICIONES DE MARGINALIDAD

11. Eversoll, D.A., Hay, D. L., and Tremblay, R. J, September 15, 1995, Guidelines for Decommissioning Water Wells, How to Plug Water Wells, Nebraska Department of Health, Misc. Publ. #37, pp. 22
12. Fetkovich, M.J. 1980. "Decline Curve Analysis Using Type Curves," *JPT*. Vol. 32, pp. 1065-1077
13. Gentry, R.W. 1972. "Decline-Curve Analysis." *JPT*. Vol.24, pp. 38-41.
14. Griffith J.O.H. and T.F. Cox, *Gafhey, Cline & Assocs.*" The Economics of Late-Life Field Production in the North Sea" Society of Petroleum Engineers paper # 15863 a presentation at the SPE European Petroleum Conference held in London, 20-22 October, 1986.
15. Haynes, C.D., U. of Alabama, "In Confilct: Marginal Reserves vs Regulator Enforced Abandonment" Society of Petroleum Engineers paper # 27709 a presentation at the SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference held in Midland, Texas, 16-18 March, 1994.
16. Hanafy H. H., and Mansy A. M., Gulf of Suez Petroleum Company "Waterflooding of A Heavy Oil Marginal Reservoir" Society of Petroleum Engineers paper # 53133 a presentation at the 1999 Middle East Oil Show held in Bahrain, 20-23 February, 1999.
17. Kieft, T. G. - Amerada Hess Limited, "Development of a Marginal Field Through Leased Facilities" Society of Petroleum Engineers paper # 30380 a presentation at the Offshore Europe Conference Aberdeen, 5-8 September, 1995.
18. Krol D.E., Noual V. and van Maren P.J.T., Shell UK Exploration & Production "Exploring Mature Areas: The Role of Technology" Society of Petroleum Engineers paper # 56893 presentation at the 1999 Offshore Europe Conference held in Aberdeen, Scotland, 7-9 September 1999.
19. Leggcste J.S., Bennett S.C., and Gregonf, J.B BP Exploration Operation CO. Ltd. "Squeezing the Margin: Experience in Managing Late Field Life" *JPT April 1997* Society of Petroleum Engineers paper # 30385 a presentation at the Offshore Europe Conference held in Aberdeen, 5-8 September, 1995.
20. Lohec, R.E. 1984a. "Analytic Approach Evaluates Frontal Displacement Mechanism." *Oil & Gas Journal*, Vol.82, No.39, pp. 92-97.
21. Long, D.R. and Davis, M.J. 1988. "A New Approach to the Hyperbolic Curve." *JPT*, Vol. 40 pp. 909-912

22. MacLean, A., Expro, Intl. Group PLC "Enhancing Marginal Field Development Economics by Leasing Operated Production Facilities" Society of Petroleum Engineers paper # 93507-MS-P a presentation at the 14th SPE, Middle East Oil & Gas Show and Conference held in Bahrain International Exhibition Centre, Bahrain, 12-15 March, 2005.
23. Mead, H.N. 1956 "Modification to Decline Curve Analysis." *Trans.*, AIME, Vol. 40, pp. 909-912
24. Morales, R., Petrobras Energía S.A. "Surface Facilities Development for Mature Fields" Society of Petroleum Engineers paper # 107740-MS-P a presentation at the 2007 SPE Latin America and Caribbean Conference held in Buenos Aires Argentina 15-18 April, 2007.
25. Motaal, A.A. and Bahaa H. "Development Planning of Marginal North Geisum Oil Reservoir", EGPC 12th E & P Conference, Cairo, 1994.
26. Nelson, Jack R. "Optimization of Marginal and Partially Depleted Oil Fields" Society of Petroleum Engineers paper # 36992 a presentation at the 1996 SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference held in Adelaide, Australia, 29-31 October, 1996
27. 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 October, 2004.
28. Nye, J.D., Water Well Journal, "Abandoned Wells - How One State Deals with Them", September 1987, pp. 41-46
29. Nygård Ole, Statoil, Kramer Colin, Kulkarni Raghavendra, Nordtvedt Jan-Erik, Roxar Production Management "Development of a Marginal Gas-Condensate Field Using a Novel Integrated Reservoir and Production Management Approach" Society of Petroleum Engineers paper # 68734 a presentation at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition held in Jakarta, Indonesia, 17-19 April, 2001.
30. Oilfield Review Schlumberger et al "The Beginning of the End: A Review of Abandonment and Decommissioning Practices" pp. 28-41, 2005.
31. *Offshore* 61, "Heavy Deck Removal Vessel under Review for Frigg, Ekofisk," no. 10 (October 2001): pp. 88- 90.

32. Olds, D.R. "An Overview of Ad Valorem Taxes." Society of Petroleum Engineers paper # 26390. October 1993.
33. Pan Zhijian, Mu Longxing, Hong Liu and Jiangsu Yao Wenguang , Research Institute of Petroleum Exploitation and Production, "Reservoir Management in Maturing Oil Field" Society of Petroleum Engineers paper # 64660 a presentation at the SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition in China held in Beijing, China, 7–10 November, 2000.
34. PEMEX (Petróleos Mexicanos), 2008, Las Reservas de Hidrocarburos de México, Gerencia de Reservas de Hidrocarburos. Subdirección de Planeación de Pemex Exploración y Producción. pp. 134 Evaluación al 1 de enero del 2008.
35. Pittard, A. "Field Abandonment Costs Vary Widely Worldwide," *Oil & Gas Journal* 95, no. 11 (March 17, 1997): 84, 86–91.
36. Podruski, J.A., Barclay, J.E. Hamblin, A.P., Lee, P.J., Osadetz, K.G., Procter, R.M., and Taylor, G.C. 1988. *Conventional Oil Resources of Western Canada*. Geological Survey of Canada, Paper 87-26.
37. Purvis, R.A. 1987. "Further Analysis of Production Performance Graphs." *JCPT*, Vol. 26, No.4, pp. 74-79.
38. Renz, M.E., May 1989, In Situ Decommissioning of Ground Water Monitoring Wells, *Water Well Journal*, pp. 58-60.
39. Richardson, J.G., and Blackwell, R.J. 1971. "Use of Simple Mathematical Models for Predicting Reservoir Behavior." *JPT*, Vol. 20, pp. 235-236.
40. Robelius, F., "Giant Oil Fields - The Highway to Oil: Giant Oil Fields and their Importance for Future Oil Production". Acta Universitatis Upsaliensis: Digital Comprehensive Summaries of Uppsala Dissertations from the Faculty of Science and Technology, Uppsala, Sweden ISBN 978-91-554-6823-1, 2007, 168 pp.
41. Robertson, S. 1988. "Generalized Hyperbolic Equation." Unsolicited paper, Aug. 1988, *SPE* # 18371.
42. Schoemaker, R.P. 1967, "Graphical Method for Solving Production Decline Problems." *World Oil*. Vol. 165, No.5, pp. 122-125.

43. Sherrard D.W., Beckly A. (Reservoir Management Limited), Howell P. (Global Marine Integrated Services), MacAskill A. (Talisman Energy). "The Beaulieu Oilfield - Creating and Sharing Value from a Marginal Discovery" Society of Petroleum Engineers paper # 71860 a presentation at the Offshore Europe Conference held in Aberdeen, Scotland, 4–7 September, 2001
44. Shogaa, A and Tawfii, Y.A. "Marginal Fields/Reserves development", EGPC 12th E & P Conference, Cairo, 1994.
45. Slider, H.C. 1968 "A Simplified Method of Hyperbolic Decline Curve Analysis." *JPT*, Vol. 20, pp. 235-236.
46. Twachtman, R. "Offshore-platform decommissioning perceptions change" *Oil & Gas Journal*, December 1997, pp. 4

CONSULTAS DE MANUALES PÁGINAS WEB Y REGLAMENTOS.

1. Aitchison, J., and Brown, J.A.C. 1966. *The Lognormal Distribution*. The university Press, Cambridge, U.K.
2. Baroid Drilling Fluids, Inc., 1999, Industrial Drilling Products Brochures, Houston, Texas.
3. Basic Petroleum Data Book, American Petroleum Institute, Volume XIII, Number 2, May 1993.
4. Driscoll, F.G. Johnson Filtration Systems, Inc. "Groundwater and Wells", 2nd ed., St. Paul, Minnesota, 1986, 1089 pp.
5. Echeverría, A. L. Diario Oficial de la Federación (D.O.F.) "Reglamento de Trabajos Petroleros" pp. 61, 27 de febrero de 1974
6. Johnston, D. "International Petroleum Fiscal System and Production Sharing Contracts". Pennwell book. *Tulsa* 1994.
7. Interstate Oil & Gas Compact Commission (IOGCC). "Marginal Well Report 2007," (2006 Production Results)
8. Norma Oficial Mexicana NOM-149-SEMARNAT-2006, Que establece las especificaciones de protección ambiental que deben observarse en las actividades de perforación, mantenimiento y abandono de pozos petroleros en las zonas marinas mexicanas. Sección 4.2, pp. 9, 2006

9. Oil & Gas Journal, "Statistics from API, Imports of Crude and Products", 2006
10. Portland Cement Association, 1988. Design and Control of Concrete Mixtures. pp. 205
11. Smith, S.A., 1994. Well and Borehole Sealing: Importance, Materials, Methods, and Recommendations for Decommissioning. EPA - 542/K94/005. Wisconsin Water Well Association. pp. 69
12. Schlumberger, "Manual de usuario del programa PEEP-MERAK, versión 4.4.3.
13. Society of Petroleum Evaluation Engineers. "Summary of USA Oil & Gas Production Taxes." www.spee.org.
14. Solórzano, Luzbel Napoleón. "Administración de Empresas Petroleras". Editorial Argo, México 1996.
15. U.S. Environmental Protection Agency-Office of Water Supply. "Manual of Water Well Construction Practices" EPA-570/9-75001. 1975
16. U.S. Department of Commerce, Bureau of Economic Analysis. 1992. "RIMS II" multipliers for Industry 8.0000, Crude Petroleum and Natural Gas, U.S. Department of Commerce.
17. Varias estadísticas de aceite y gas del Energy Information Administration, del U.S. Department of Energy. www.eia.doe.gov
18. Well Completion and Plugging Procedures Reference Manual, Oil and Gas Division, Railroad Commission of Texas, March 1992, pp. 65-75.

LISTA DE FIGURAS.

CAPÍTULO I

Número de la figura	Leyenda de la figura	Número de página
1.1-1	Comportamiento de producción de un campo productor de aceite en estado de madurez	4
1.1-2	Comportamiento de producción de un campo productor de gas en estado de madurez	5
1.1-3	Comportamiento de producción de un pozo productor de aceite en estado de madurez.	7
1.1-4	Comportamiento de un pozo productor de gas en estado de madurez	6
1.2-1	Rejuvenecer un campo maduro es el principal objetivo de una compañía petrolera	10
1.4-1	Secuencia de actividades para revitalización de campos en explotación	12
1.5-1	Pozo “La Pez No.1” uno de los primeros pozos perforados en México que tuvieron producción comercial	12
1.5-2	Ejemplo de un campo maduro con 83 pozos, 52 se encuentran cerrados y 31 están operando al 01-07-2008	15
1.6-1	Comportamiento de producción de un campo productor de aceite en condiciones de marginalidad.	19
1.6-2	Comportamiento de producción de un campo productor de aceite en condiciones de marginalidad	20
1.7-1	Clasificación de los recursos y reservas de hidrocarburos.	23
1.8-1	Comportamiento de los precios históricos de la mezcla mexicana de petróleo	27
1.8-2	Comportamiento de los precios históricos del gas húmedo amargo	28
1.10-1	Proceso propuesto para administrar campos marginales	36

CAPÍTULO II

Número de la figura	Leyenda de la figura	Número de página
2.1-1	Ciclo de vida de un campo petrolero incluyendo fases y actividades	40
2.2-1	Horizonte acumulado del ciclo de vida de un campo petrolero que incluye inversiones y gastos durante el tiempo de vida del mismo	41
2.2-1	Fases y gastos en un programa típico de exploración	42
2.2-2	Actividades primarias de exploración	43
2.2-3	Estructura sub-superficial	44
2.2-4	Perforación de pozo Exploratorio	44
2.2-5	Exploración en tierra a través de geófonos y sensores remotos	45
2.2-6	Imágenes sísmicas	45
2.3-2	Valor presente neto con y sin evaluación.	49
2.3-3	Pruebas de presión herramienta clave de la evaluación	51
2.4-1	Puntos del documento del plan de desarrollo	53
2.5-1	Perspectiva de la fase operativa	54
2.7-1	Campo Ghawar, Arabia Saudita	59
2.7-2	Campo Yibal, Oman	60
2.7-3	Campo Samotlor, Rusia	62
2.7-4	Campo Prudhoe Bay, Alaska Estados Unidos	63
2.7-5	Campo Forties, Reino Unido	64
2.7-6	Campo Brent, Reino Unido	65
2.7-7	Campo Statjford, Noruega	66
2.7-8	Campo Gulfaks, Noruega	67
2.7-9	Campo Oseberg, Noruega.	68

CAPÍTULO III

Número de la figura	Leyenda de la figura	Número de página
3.1-1	Las limitantes de la producción	70
3.2-1	Actualizando la estrategia de desarrollo del yacimiento	71
3.2-2	Atributo sísmico y configuración estructural	72
3.2-3	Petrofísica de núcleos datos de permeabilidad vs porosidad	73
3.2-4	Balance de materia	74
3.2-5	Obtención de las Propiedades PVT del Aceite	74
3.2-6	Medición de presión en un pozo de desarrollo	75
3.2-7	La herramienta de registro de Producción (PLT).	76
3.2-8	Cambios en la estimación de Reservas durante la vida del campo	77
3.2-9	Reparación de un pozo	79
3.2-10	Selección del tamaño del diámetro de las tuberías	80
3.2-11	Perforación horizontal con atributos sísmicos	81
3.3-1	Sistema superficial de producción	83
3.3-2	Disponibilidad de un equipo	84
3.3-3	Opex actual vs opex estimado	86
3.5-1	Estructura organizacional para operaciones y plan de desarrollo	90

CAPÍTULO IV

Número de la figura	Leyenda de la figura	Número de página
4.1-1	Hidrocarburos no drenados	92
4.1-2	Reservas aceleradas e incrementales	93
4.1-3	Influencia de un pozo de relleno en el drenaje del campo	93
4.2-1	Un aparejo candidato de intervención.	94
4.2-2	Desplazamiento de ácido a través de tubería flexible	95
4.2-3	Bloqueo de agua con químicos	96
4.3-1	“Proceso alternado de gas-agua” WAG	100
4.4-1	Cuellos de botella en instalaciones	101
4.4-2	Perfiles de Costo Incremental e Ingresos	102
4.4-3	Intervención de pozos para reducir el corte de agua	103
4.5-1	Desarrollo satelital	105
4.5-2	Desarrollo incremental extendido	106
4.6-2	Gráfico de comportamiento de producción	110
4.6-3	Ecuaciones de Arps	112
4.6-4	Curva normalizada de q/q_i vs $N_p/(N_p)_1$ anual	115
4.6-5	Gráfica típica del gasto de aceite contra tiempo	116
4.6-6	Gráfica típica de logaritmo natural del gasto de aceite contra el tiempo	119
4.6-7	Gráfico del análisis de curvas de declinación con el gasto de producción relativo al tiempo	120

Número de la figura	Leyenda de la figura	Número de página
4.6-8	Gráfico del análisis de curvas de declinación con el gasto de producción relativo a la producción acumulada	121
4.6-9	Curva hiperbólica superpuesta	123
4.6-10	Grafica de comportamiento de producción acumulada	125
4.6-11	Composición analítica y empírica de curvas tipo	126
4.6-12	Gráfica comportamiento de producción para varios pozos	128
4.6-13	Grafica gasto-producción acumulada del grupo de pozos	129
4.6-14	Distribución de gastos de pozos	130

CAPÍTULO V

5.1-1	Plataforma derribada	136
5.2-1	Difiriendo el abandono	137
5.4-1	Sitio típico de taponamiento y abandono en Omán	140
5.4-2	Sitio del pozo en Omán después del abandono	140
5.1-1	Plataforma derribada	136
5.2-1	Difiriendo el abandono	137
5.4-1	Sitio típico de taponamiento y abandono en Omán	140
5.4-2	Sitio del pozo en Omán después del abandono	139
5.4-3	Un pozo antes y después del abandono	141
5.4-4	Consideraciones para el abandono de un pozo	143
5.4-5	Parámetros que afectan el sellado durante la cementación primaria	146
5.4-6	Opciones de abandono	150
5.4-7	Grúa gigante levantando la base de una plataforma	152
5.4-8	El sistema Versatruss elimina la necesidad de grandes grúas y barcasas	152

5.6-4	Plataforma Maureen reflatada y remolcada hacia una nueva locación	154
5.6-5	Especialistas en explosivos instalando el dispositivo en uno de los pilares de una plataforma en el Golfo de México	155
5.6-6	Hundimiento de una plataforma en el Golfo de México para ser usada como arrecife artificial	156
5.7-1	Ejemplo de un campo en condiciones cercanas al abandono total	158

LISTA DE TABLAS.

Número de la tabla	Leyenda de la tabla	Número de página
1.5-1	Primeros descubrimientos en el Norte y Sur de México	13
1.5-2	Primeros descubrimientos de PEMEX como compañía nacional	16
1.6-1	Parámetros de comparación para determinar madurez o marginalidad	22
1.8-1	Actividades para financiamiento de proyectos	34
1.10-1	Proceso propuesto para administrar campos marginales	36
2.2-1	Resumen de objetivos y métodos de exploración	47
2.3-1	Factores de control que influyen en la estimación de reservas	50
2.5-1	Áreas y actividades específicas del departamento de producción	56
3.2-1	Limitaciones del intervalo terminado y limitaciones en la tubería de producción	78
4.6-1	Ecuaciones de curvas de declinación	114
4.6-2	Parámetros estadísticos	131
5.7-1	Histórico de pozos en PEMEX al 31 de Diciembre de 2001	159