

**“ANALISIS DE LAS TECNOLOGIAS UTILIZADAS PARA PROLONGAR
LA VIDA PRODUCTIVA DE LOS CAMPOS MARGINALES DE
PETROLEO Y SU POSIBLE APLICACIÓN EN COLOMBIA”**

**Juan Pablo Jaimes Gil
Misael González Ruiz**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA
2005**

**“ANALISIS DE LAS TECNOLOGIAS UTILIZADAS PARA PROLONGAR
LA VIDA PRODUCTIVA DE LOS CAMPOS MARGINALES DE
PETROLEO Y SU POSIBLE APLICACIÓN EN COLOMBIA”**

**Juan Pablo Jaimes Gil
Misael González Ruiz**

**Trabajo de grado para optar el titulo de
Ingeniero de Petróleos**

Director

FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZALEZ

Ingeniero de Petróleos

Escuela Ingeniería de Petróleos – UIS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2005

AGRADECIMIENTOS INSTITUCIONALES

De manera muy sincera agradecemos a todas las personas que prestaron su colaboración para la realización de este proyecto.

A la Universidad Industrial de Santander, todos los profesores de nuestra escuela y de otros más de quienes tuvimos oportunidad de recibir conocimientos, por la formación recibida durante estos años que permiten hacer de nosotros excelentes profesionales.

A nuestro director de tesis Msc. Fernando Enrique Calvete González por sus valiosos consejos y constante colaboración

A la Msc. Ruth Páez Capacho por su cooperación y contribución al proyecto.

Al Ingeniero Freddy Augusto Ortega Rueda por sus consejos, aportes y sugerencias realizadas.

Al Geólogo Manuel Mont por su colaboración y valiosos aportes.

AGRADECIMIENTO PERSONAL

A Dios, por darme fuerzas e inteligencia y guiarme en todo momento.

A mis padres y hermanos, por su apoyo, consejos y confianza.

A mi amiga Belsy y mis amigos Ricardo, Misael, Néstor y Julián, quienes me brindaron su apoyo y comprensión y le agradezco a Dios por haberlos puesto en mi camino.

A todas las personas que estuvieron a mi lado en esta etapa de mi vida.

Juan Pablo

A Dios, por darme la salud y la inteligencia para poder desarrollar de una buena manera mi oficio de estudiante.

A mis padres y mis hermanos y en fin a todas las personas que de una u otra manera aportaron algo en mi paso por este claustro educativo.

Misael

RESUMEN

TITULO: Análisis de las tecnologías utilizadas para prolongar la vida productiva de los campos marginales de petróleo y su posible aplicación en Colombia*.

AUTORES: Juan Pablo Jaimes Gil y Misael González Ruiz.

PALABRAS CLAVES: Campo marginal, tecnologías, *slimhole*, *reentry*, multilateral, multifásico, simulación.

DESCRIPCIÓN:

La industria del petróleo como principal fuente energética mundial se enfrenta en la actualidad a un gran problema debido a la disminución en el descubrimiento de nuevos yacimientos que pueden ser desarrollados con técnicas convencionales. Por tal razón algunas empresas petroleras están considerando a los campos marginales como prospectos potencialmente rentables teniendo en cuenta que poseen un significativo volumen de hidrocarburos recuperables con aplicación de tecnologías no convencionales, las cuales hacen que el desarrollo de esos campos sea viable económicamente.

De ahí que efectivamente se han desarrollado nuevas tecnologías las cuales han sido aplicadas a nivel mundial por diferentes compañías y han demostrado ser eficientes. Estos avances se han desarrollado principalmente en disciplinas tales como la perforación, producción y simulación numérica de yacimientos.

Teniendo en cuenta que la mayoría de los campos de petróleo existentes en nuestro país los podemos considerar como marginales, es necesario estudiar la posible aplicación de nuevas tecnologías de tal manera que permitan mejorar la rentabilidad de este tipo de campos.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas; Escuela de Ingeniería de Petróleos.

ABSTRACT

TITLE: Analysis of technologies used to extend productive life of oil marginal fields and their possible application in Colombia.

AUTHORS: Juan Pablo Jaimes Gil and Misael González Ruiz.

KEYWORDS: marginal, technology, *slimhole*, *reentry*, multilateral, multiphase, simulation.

DESCRIPTION:

The Oil Industry, as a main energy world source, faces a great problem nowadays due to the decrease in discovering new reservoirs that may be developed with conventional techniques. That is the reason why some oil companies are considering marginal fields as potential profitable prospects, taking in account that they possess a significant volume of retrievable hydrocarbons with application of unconventional technologies, that take the marginal fields to an economically viable position.

Therefore, new technologies have been developed and applied worldwide by different companies and have demonstrated to be efficient. These advances have been implemented mainly in disciplines such as drilling, production and numerical simulation of reservoirs.

Taking in account that most of existing oil fields in our country are considered marginal fields, it is necessary to study the possible application of new technologies in a way that allow us to improve this sort of oil fields.

TABLA DE CONTENIDO

INDICE DE FIGURAS.....	13
INDICE DE TABLAS.....	15
INTRODUCCION.....	16
1. CAMPOS MARGINALES DE PETRÓLEO.....	18
1.1 Definición de campo marginal.....	21
1.1.1 Estadísticas de petróleo original in situ a nivel mundial.....	22
1.1.2 Predicción de reservas.....	24
1.1.3 Predicción de producción.....	26
1.1.4 Los campos marginales y su potencial para nuevas reservas.....	28
1.2 Tecnologías para la explotación de campos marginales.....	29
2. TECNOLOGÍAS APLICADAS EN CAMPOS MARGINALES DE PETRÓLEO.....	30
2.1 Perforación.....	30
2.1.1 Perforación Multilateral.....	30
2.1.1.1 Clasificación de los perfiles de pozos multilaterales.....	30
2.1.1.2 Aplicaciones de la tecnología multilateral.....	32
2.1.1.3 Limitaciones de la tecnología multilateral.....	34
2.1.1.4 Clasificación de los sistemas multilaterales.....	35
2.1.1.5 Aplicación de la perforación multilateral en el desarrollo de campos marginales de petróleo.....	39
2.1.2 Perforación <i>re-entry</i>	41
2.1.2.1 Aplicaciones de la perforación <i>re-entry</i>	41
2.1.2.2 Selección de un pozo candidato para la perforación <i>re-entry</i>	43
2.1.2.3 Ventajas de la perforación <i>re-entry</i>	43
2.1.2.4 Procedimientos para la perforación <i>re-entry</i>	44
2.1.2.5 Aplicación de la perforación <i>re-entry</i> en el desarrollo de campos marginales de petróleo.....	46
2.1.3 <i>Slimhole</i>	47
2.1.3.1 Tecnología <i>slimhole</i>	48
2.1.3.2 Ventajas de la perforación <i>slimhole</i>	49

2.1.3.3 Consideraciones tecnológicas	51
2.1.3.4 Rendimiento de un pozo <i>slimhole</i>	54
2.1.3.5 Aplicación de la perforación <i>slimhole</i> en el desarrollo de campos marginales de petróleo	55
2.2 Producción	60
2.2.1 Bombeo Multifásico	60
2.2.1.1 Características del bombeo multifásico	60
2.2.1.1.1 Clasificación de las bombas multifásicas	62
2.2.1.1.2 Ventajas del bombeo multifásico	63
2.2.1.1.3 Desventajas del bombeo multifásico	65
2.2.2 Medición de flujo multifásico	65
2.2.2.1 Aplicaciones de los medidores de flujo multifásico (MPFMs)	66
2.2.2.2 Exactitud de la medición de flujo multifásico	69
2.2.2.3 Ventajas de la medición de flujo multifásico	69
2.2.3 Aplicación del sistema multifásico en el desarrollo de campos marginales de petróleo	71
2.2.3 Tecnología BORS lift (Balanced Oil Recovery System)	76
2.2.3.1 Características de trabajo de BORS	77
2.2.3.2 Funcionamiento	78
2.2.3.3 Componentes del sistema BORS	78
2.2.3.4 Información requerida	79
2.2.3.5 Requerimientos	80
2.2.3.6 Beneficios	80
2.2.3.7 Restricciones	81
2.2.3.8 Volúmenes de producción	81
2.2.3.9 Aplicación de la tecnología BORS Lift	81
2.3 Simulación de yacimientos	83
2.3.1 Grids horizontales en los modelos de simulación de yacimientos ...	83
2.3.2 <i>Grids</i> de geometría <i>corner point</i> no-horizontal aplicados a yacimientos delgados	84
2.3.3 <i>Grids</i> horizontales en la dimensión z en un yacimiento homogéneo.	92

2.3.4 Grids horizontales en la dimensión z en un yacimiento heterogéneo.	99
3. CAMPOS MARGINALES EN COLOMBIA	102
3.1 Política energética en los Estados Unidos	102
3.2 Campos marginales en Colombia	102
4.CONCLUSIONES.....	110
5.RECOMENDACIONES	113
BIBLIOGRAFIA	114

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Número de campos descubiertos por década.....	19
Figura 2. Inversión mundial en exploración y producción.....	20
Figura 3. Aceite Original in Situ.....	24
Figura 4. Predicción de reservas mundiales.	25
Figura 5. Posibles escenarios de producción de petróleo.....	28
Figura 6. Perfiles de pozos multilaterales.	32
Figura 7. Clasificación de los sistemas multilaterales.	36
Figura 8. <i>Cuttings</i> generados durante el corte del <i>casing</i>	45
Figura 9. Procedimiento de perforación del <i>casing</i> mediante <i>whipstock</i> . .	46
Figura 10. Diseño del <i>casing</i> para pozos <i>slimhole</i> y convencionales.....	50
Figura 11. Reducción del área para pozos <i>slimhole</i>	50
Figura 12. Productividad del pozo como función del diámetro del <i>wellbore</i>	55
Figura 13. MPFMs en la línea de flujo de cada pozo reemplazando el separador de prueba.....	66
Figura 14. Primera etapa de separación y separador de prueba.....	68
Figura 15. Medidor multifásico reemplazando el separador de prueba. ...	69
Figura 16. Esquema de la estación de flujo multifásico en el campo Arecuña, Venezuela.....	72
Figura 17. Manifold de producción.	74
Figura 18. Bomba Multifásica en el campo Abqaiq, Arabia.....	74
Figura 19. Bomba Multifásica instalada en el campo San Francisco, Colombia.....	76
Figura 20. Columna balanceada de petróleo.....	77
Figura 21. Componentes del sistema BORS lift.	79
Figura 22. Aplicación de la tecnología BORS Lift. Parte 1	82
Figura 23. Aplicación de la tecnología BORS Lift. Parte 2	82
Figura 24. Campo Marginal de Petróleo en el Mar del Norte.....	85
Figura 25. Sección vertical de un modelo de yacimiento de cinco capas. 86	
Figura 26. Vista superior del modelo de yacimiento de cinco capas.	86

Figura 27. Sección vertical del modelo de yacimiento refinado.....	87
Figura 28. Saturación de petróleo y ubicación del pozo horizontal en geometría <i>corner point</i>	88
Figura 29. Desviación en la ubicación de un pozo horizontal utilizando <i>grids</i> de geometría <i>corner point</i>	89
Figura 30. Comparación de la desviación en la ubicación de un pozo horizontal utilizando <i>grids</i> de geometría <i>corner point</i>	90
Figura 31. Sección vertical del modelo de <i>grids</i> horizontales.	91
Figura 32. Saturación inicial de petróleo y ubicación del pozo en los <i>grids</i> horizontales.	92
Figura 33. Comparación de las tasas de producción de petróleo.....	93
Figura 34. Comparación de las relaciones gas-aceite.	93
Figura 35. Comparación de los cortes de agua.	94
Figura 36. Saturación de petróleo en el modelo de geometría <i>corner point</i> no horizontal al primer año.	95
Figura 37. Saturación de petróleo en el modelo de <i>grids</i> horizontales al primer año.....	96
Figura 38. Comparación de la producción acumulativa de petróleo.....	97
Figura 39. Comparación de la producción acumulativa de gas.	97
Figura 40. Comparación de la relación gas-aceite a lo largo de la sección horizontal (a los 2.5 años).....	98
Figura 41. Comparación de los cortes de agua a lo largo a lo largo de la sección horizontal (a los 2.5 años).	99
Figura 42. Distribución de saturación de petróleo inicial en el modelo de <i>grids</i> horizontales.	100
Figura 43. Distribución de permeabilidad en el modelo de <i>grids</i> horizontales.	101

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Diámetros de <i>casing</i> comunes para la perforación <i>re-entry</i>	44
Tabla 2. Factor de riesgo para la perforación slimhole y convencional. ...	53
Tabla 3. Campos marginales que hicieron parte de las rondas de ofertas 2003 y 2005.....	104

INTRODUCCION

La industria del petróleo como principal fuente energética mundial se enfrenta en la actualidad a un gran problema debido a la disminución en el descubrimiento de nuevos yacimientos que pueden ser desarrollados con técnicas convencionales. Por tal razón algunas empresas petroleras están considerando a los campos marginales como prospectos potencialmente rentables teniendo en cuenta que poseen un significativo volumen de hidrocarburos recuperables con aplicación de tecnologías no convencionales, las cuales hacen que el desarrollo de esos campos sea viable económicamente.

De ahí que efectivamente se han desarrollado nuevas tecnologías las cuales han sido aplicadas a nivel mundial por diferentes compañías y han demostrado ser eficientes. Estos avances se han desarrollado principalmente en disciplinas tales como la perforación, producción y simulación numérica de yacimientos.

Teniendo en cuenta que la mayoría de los campos de petróleo existentes en nuestro país los podemos considerar como marginales, es necesario estudiar la posible aplicación de nuevas tecnologías de tal manera que permitan mejorar la rentabilidad de este tipo de campos.

Para iniciar nuestro trabajo y tener una motivación para el mismo nos dirigimos a diferentes fuentes de información de las cuales obtuvimos una serie de datos que nos condujeron a analizar detalladamente tecnologías recientes en la industria del petróleo aplicables a campos marginales, debido a que se nota claramente que es necesario tener una visión distinta para nuestro futuro reciente en cuanto al manejo que se le debe dar a los campos de petróleo.

En la primera parte de este trabajo se define el concepto de campo marginal y los elementos básicos comunes que nos permiten considerarlos como tal, además de esto se explican también los factores que hacen ver la importancia de estos campos en la actualidad.

En la segunda parte se explican y se analizan las tecnologías más recientes aplicadas en el desarrollo de campos marginales de petróleo y se clasifican en tres áreas: perforación, producción y simulación numérica de yacimientos.

En la última parte de este trabajo se revisa la situación actual de los campos de petróleo en Colombia y las políticas aplicadas por la Agencia Nacional de Hidrocarburos y Ecopetrol para su desarrollo.

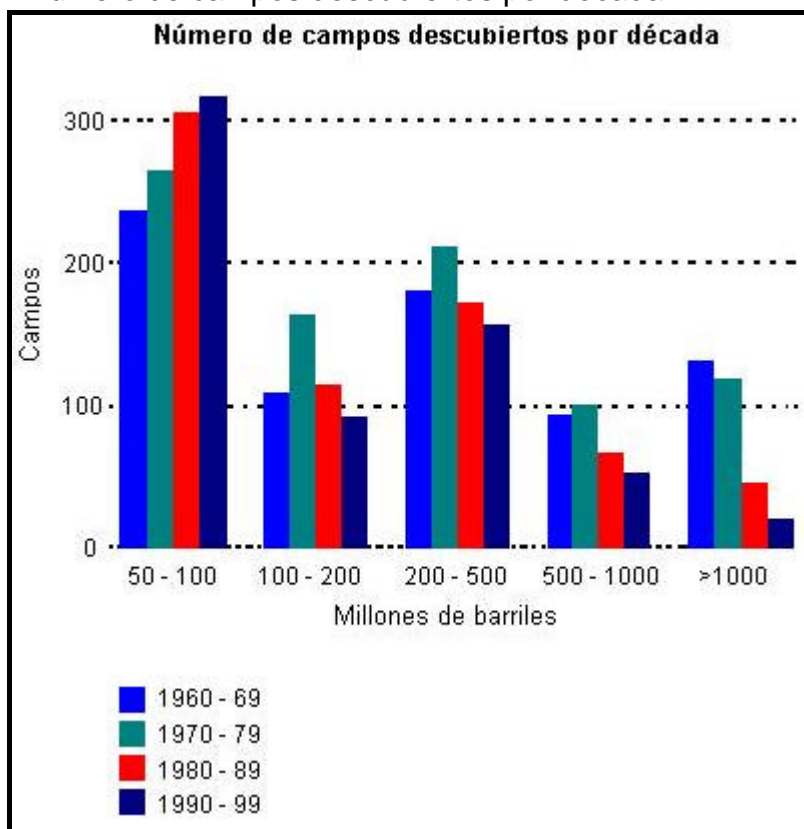
1. CAMPOS MARGINALES DE PETRÓLEO

En la década del 70 las empresas petroleras invertían el mayor porcentaje de su presupuesto en nueva exploración y el éxito de estas compañías se medía en gran parte por los campos gigantes que descubrieran en ambiciosas campañas exploratorias alrededor del mundo. Sin embargo, el negocio ya no está en apostar todas las cartas a la búsqueda de grandes yacimientos. El mercado cambió: las mayores empresas del mundo gastan cada vez menos en nueva exploración y han empezado a dirigir sus miradas y sus bolsillos a proyectos y áreas que antes no les interesaban.

El cambio tiene justificaciones geológicas, económicas y estratégicas, y todas ellas surgen de un hecho irrefutable: cada vez es más difícil, arriesgado y costoso encontrar grandes yacimientos de petróleo. En cuatro décadas, el número de descubrimientos de campos gigantes, con más de mil millones de barriles, se redujo cuatro veces. Aunque en menor proporción, también se ha reducido el hallazgo de campos con más de 200 millones de barriles.

En opinión de los expertos, los gigantes fáciles de encontrar se están acabando o se encuentran en países que no han liberado sus mercados y tienen restricciones al ingreso de capitales extranjeros en exploración (Figura 1).

Figura 1. Número de campos descubiertos por década.



Fuente: *The Scotia Group.*

Según cifras de *The Scotia Group*, el único grupo de campos en los que se ha incrementado el ritmo de crecimiento desde los años 60 es el de los que tienen entre 50 y 100 millones de barriles, los cuales no son suficientes para satisfacer las necesidades de reemplazar reservas que tienen las grandes compañías y los países. Con menos gigantes en la mira y la declinación natural de los descubiertos hace cuatro décadas, el mercado ha obligado a los diferentes actores a jugar otras tres cartas: oportunidades en exploración que exigen mayor inversión y tecnología —como el desarrollo en aguas profundas—, adquisición de reservas ya descubiertas y desarrollo de campos en producción.

La última opción es la que se está llevando la mayor tajada de la inversión en la actualidad. Según cifras de IHS, de los US\$161 billones que se

invertieron en exploración y producción en el mundo durante el año 2002, 53% (es decir, US\$86 billones) se dirigió a desarrollo y producción, mientras que para la adquisición de reservas se destinó 24% y a nuevas aventuras en exploración 23%. Con excepción del desarrollo en aguas profundas, las grandes compañías no están creando nuevas áreas rentables a través de la exploración, sino a través de oportunidades de producción”, señala PFC Energy, empresa consultora que hace énfasis en que los principales jugadores están reduciendo sus inversiones en exploración.

Figura 2. Inversión mundial en exploración y producción.



Fuente: IHS Energy.

La nueva tendencia parece responder a una situación sencilla: si no es posible encontrar grandes yacimientos, o son muy costosos y el riesgo es muy alto, la mejor opción es diversificar el portafolio y destinar una buena porción a incrementar las reservas y la rentabilidad de los campos que ya están en producción. Es allí donde aparecen los campos maduros y los campos marginales de petróleo que, a pesar de requerir grandes esfuerzos para que sean rentables, tienen un gran potencial si se optimiza su operación y se les incorporan algunas tecnologías que hace tres o cuatro décadas no existían o resultaban onerosas.

1.1 Definición de campo marginal.

Los campos marginales son por lo general campos pequeños. La definición más común es la que los clasifica como “aquellos campos que están en el límite entre ser rentables y no ser rentables para su desarrollo”¹. El término “marginal” ha adquirido la connotación de “no-convencional”, lo que implica que para el desarrollo de este tipo de campos no es posible utilizar tecnologías convencionales o aplicadas en otro tipo de campo.

Los campos marginales tienen tres elementos básicos comunes que los caracterizan². El primero de ellos está relacionado con la incertidumbre acerca de la cantidad de petróleo que existe en el yacimiento. Esto puede ser el resultado de un conflicto inicial de información, resultados de sísmica inconclusos y la presencia de fallas u otros patrones geológicos. El segundo elemento es el costo de adquirir información adicional del yacimiento y el tercer aspecto es el mínimo gasto de capital en el desarrollo del campo. El riesgo para hacer una inversión es muy alto y no puede ser justificado basado en la poca información y conocimiento del yacimiento.

Cuando se considera la explotación de un campo marginal, todos los esfuerzos se deben centrar en desarrollar y producir el campo de forma rentable. Sin embargo, esto es un punto crítico ya que los campos marginales tienen una baja productividad y bajas reservas recuperables, lo cual a su vez incrementa el riesgo económico³.

¹ Kahali, K., Rai, R., and Mukerjee R.K.: “Artificial Lift Methods for Marginal Fields”. Paper SPE 21696 presentado en el Simposio de Operaciones de Producción en Oklahoma, 7-9 de Abril de 1991.

² Milton, A.: “A Progressive Approach to Marginal Field Development in S.E. Asia”. Paper SPE 8851 presentado en la Conferencia del Sureste de Asia. 26-28 de Febrero de 1980.

³ Ortega R., Freddy A.: “Reservoir Management Using New Technologies to Increase Profitability of Marginal Oil Fields” Texas A&M University. 2002

Las restricciones económicas presentes en este tipo de campos les añaden limitaciones tecnológicas y los convierten en no convencionales. Para desarrollar estos campos, es necesario aplicar nuevas tecnologías que reduzcan el riesgo económico y extiendan la vida productiva, usar sistemas y diseños menos costosos y en general aplicar buenos planes de gerencia de yacimientos. Es necesario aclarar que el término “nuevas tecnologías” no está relacionado siempre con medios sofisticados y costosos, este se refiere a tecnologías que pueden ser algo nuevo para el desarrollo del campo lo cual no puede ser nuevo para otros campos y que son menos costosas en comparación con las tecnologías convencionales. Sin embargo, su aplicación se ve limitada debido a la carencia de conocimiento y a los paradigmas que existen respecto a estas tecnologías.

Sin embargo, a pesar de las dificultades presentes en la explotación de los campos marginales existen cuatro factores que hacen ver la importancia de estos campos en la actualidad. Estos factores son:

- La necesidad de mantener un alto factor de recobro
- El requerimiento de incrementar las reservas probadas
- La necesidad de prolongar la producción
- El potencial de los campos marginales como fuente de nuevas reservas de petróleo

A continuación se explicará cada uno de estos factores con más detalle.

1.1.1 Estadísticas de petróleo original in situ a nivel mundial

Mantener un alto factor de recobro es un aspecto importante en el desarrollo de los campos marginales. Para explicar este concepto es necesario conocer el significado de aceite original in situ y del factor de recobro. El petróleo original in situ es la cantidad total de aceite existente

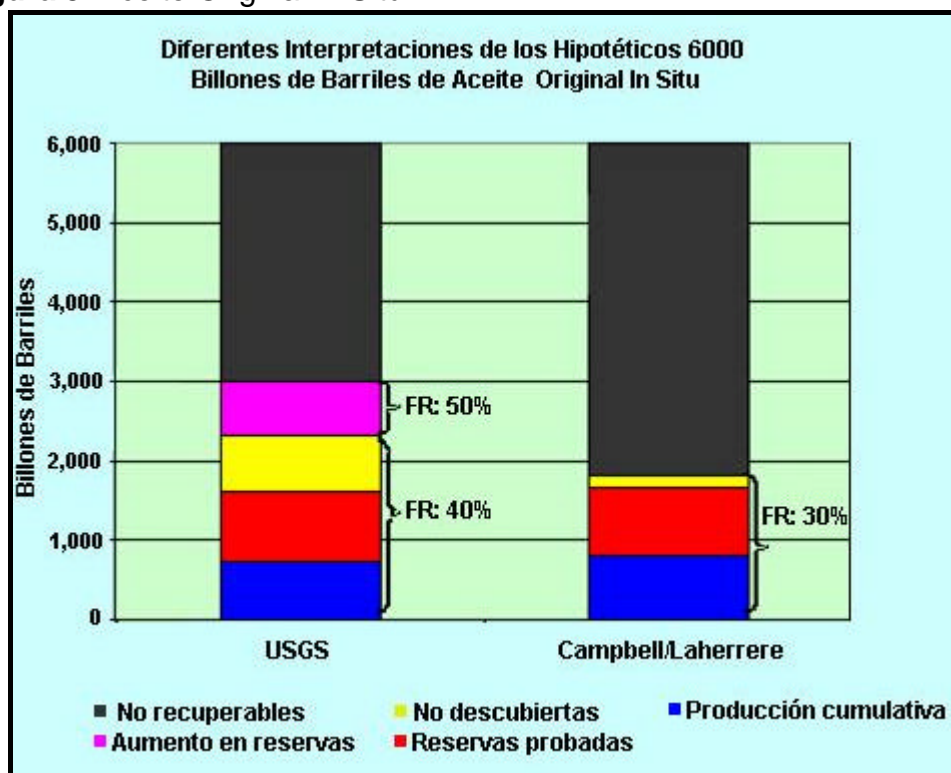
en el yacimiento sin considerar su posibilidad de extracción. El factor de recobro está definido como la relación entre el petróleo recuperado y el petróleo original *in situ* e indica el porcentaje de la fuente total que puede ser recuperado. El porcentaje real de petróleo recuperado está influenciado por consideraciones económicas y tecnológicas.

La Figura 3 ilustra la cantidad de petróleo recuperable de acuerdo el enfoque de Campbell/Laherrere y del Instituto Geológico de los Estados Unidos (USGS por su sigla en inglés)⁴. En este estudio Campbell y Laherrere estiman que el aceite recuperable asciende a los 1800 billones de barriles con un factor de recobro del 30% (columna derecha). Estos 1800 billones de barriles corresponden en su gran mayoría a la producción acumulativa y a las reservas probadas de crudo. El escenario presentado por el Instituto Geológico de los Estados Unidos muestra una posición mucho más optimista (columna izquierda). El Instituto estima que existen 3000 billones de barriles de crudo recuperables con un factor de recobro del 50%. Debido a que la producción acumulativa y las reservas probadas de crudo constituyen 1600 billones de barriles, los 1400 millones de barriles restantes provienen del aumento en las reservas de los campos descubiertos y de los campos que están por descubrirse.

El aumento en las reservas que hacen parte de estos 1400 billones de barriles muy seguramente provendrá de los campos marginales. Los operadores conscientes de ésta realidad están mostrando su interés en hacer rentables estos campos. Sin embargo, para esto es necesario aplicar avances tecnológicos, innovaciones en gerencia y estudios económicos que permitan tomar ventaja de las reservas marginales.

⁴ www.eia.doe.gov

Figura 3. Aceite Original in Situ.



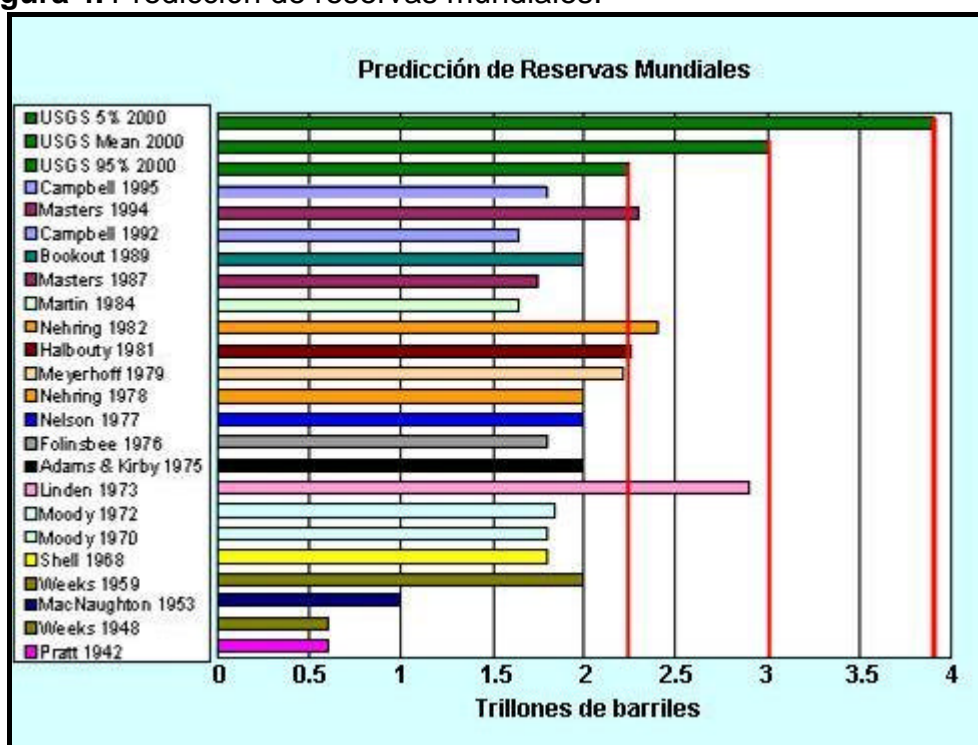
Fuente: Reporte Anual EIA.

1.1.2 Predicción de reservas

El segundo factor en el desarrollo de campos marginales es la necesidad de incrementar las reservas. Las reservas con interés económico son las reservas probadas y son las que pueden ser producidas económicamente bajo las condiciones tecnológicas comunes. En muchas instancias, los países pueden tener abundantes recursos petrolíferos pero los costos de explotación pueden ser altos. Bajo esta condición, esos recursos están destinados a permanecer bajo tierra hasta que el desarrollo de nuevas tecnologías permita su explotación económica. Afortunadamente la tendencia de los últimos años ha sido el de desarrollar tecnologías que permitan la explotación de estos recursos que en su gran mayoría se encuentran en los campos marginales de petróleo.

A partir del año 1942 se han realizado varios estimativos acerca de la cantidad de reservas de crudo en el mundo⁵. La Figura 4 muestra el resultado de algunos de estos estudios y se puede ver que las reservas de crudo han variado de 600 billones de barriles calculadas en 1942 a 3896 billones de barriles calculadas en el año 2000. La tendencia al aumento que se puede apreciar en esta gráfica se debe a tres factores principales: las nuevas tecnologías, el aumento en la cantidad y la calidad de la información geológica, geofísica y de ingeniería de yacimientos, y el desarrollo de mejores metodologías para estimar las reservas de crudo.

Figura 4. Predicción de reservas mundiales.



Fuente: USGS y Campbell.

En 1995 se llevaron a cabo dos trabajos dirigidos por Campbell⁶ y Startzman⁷ que tenían como objetivo predecir el recobro total de petróleo. Los autores coincidieron en el resultado que fue de 1760 billones de

⁵ www.eia.doe.gov.

⁶ www.eia.doe.gov.

⁷ Al-Jarry, A.S., and Startzman, R.A.: "Analysis of World Crude Oil Production Trends." Paper SPE 37962. Presentado en el Simposio de Evaluación y Economía de los Hidrocarburos en Dallas. 16-18 de Marzo de 1997.

barriles, a pesar de haber usado diferentes modelos de estimación. Startzman usó el Método Hubbert y Campbell utilizó su propio modelo.

El estudio más reciente para estimar el recobro total de petróleo fue el realizado por la Agencia de Información de Energía (EIA por su sigla en inglés) a través del USGS⁸. En este estudio se observan tres escenarios. El primero de estos escenarios plantea un valor de reservas totales de 2248 billones de barriles con un 95% de probabilidad de que este valor pueda aumentar. El otro escenario, da como resultado un valor de reservas totales de 3896 billones de barriles con un 5% de probabilidad de aumentar en la práctica y el último escenario, el cual es el esperado por el USGS es de 3003 billones de barriles de reservas totales.

Las reservas probadas de crudo existentes en el mundo a comienzo del año 2000 suman cerca de 1050 billones de barriles. Si esta cifra se compara con el consumo anual que asciende ha aproximadamente 27 billones de barriles (cerca de 75 millones de barriles por día), implica que el suministro de petróleo va a alcanzar para aproximadamente 40 años con respecto al consumo normal de petróleo.

Como se pudo ver en la Figura 3, en el mejor de los casos solamente el 50% del petróleo original in situ es recuperable. Por lo tanto, es necesario incrementar las reservas, lo cual solamente es posible con el hallazgo de nuevos yacimientos o con nuevos avances tecnológicos aplicables a los campos existentes entre los que se cuentan los campos marginales.

1.1.3 Predicción de producción

Prolongar la producción es el tercer aspecto que realza la importancia de los campos marginales. El mismo estudio que se hizo con la predicción de reservas ha sido realizado con las predicciones de producción de petróleo

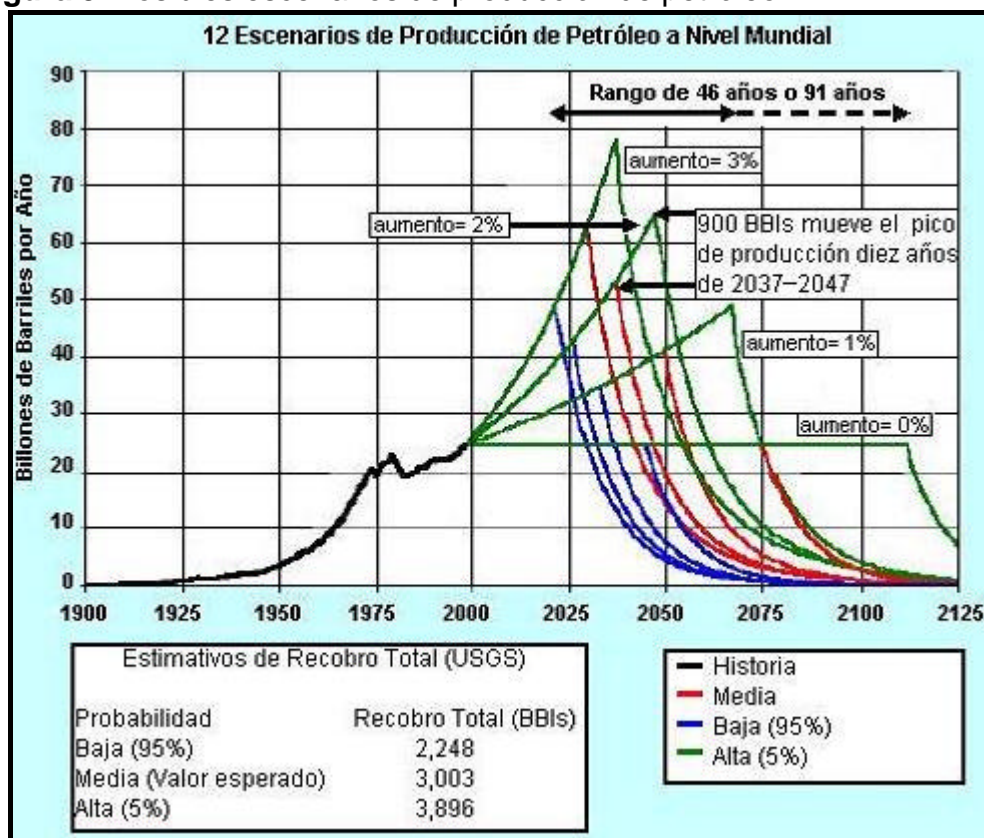
⁸ www.eia.doe.gov.

a nivel mundial⁹. La figura 5 muestra 12 escenarios de producción a largo término basados en cuatro aumentos anuales de producción (0, 1, 2, y 3%) y los 3 volúmenes de petróleo técnicamente recuperable (2248, 3003 y 3896 billones de barriles) calculados por el USGS.

Para los porcentajes anuales de incremento en la producción correspondiente a un 0, 1, 2, 3% y los tres volúmenes de reservas el punto más alto de producción se ubica dentro de los años comprendidos entre el 2021 y 2067. Estos picos máximos de producción pueden ser retrasados si se descubren grandes cantidades de reservas convencionales recuperables o si los avances tecnológicos permiten explotar las grandes reservas existentes en los campos marginales.

⁹ www.eia.doe.gov.

Figura 5. Posibles escenarios de producción de petróleo.



Fuente: Reporte Anual EIA.

1.1.4 Los campos marginales y su potencial para nuevas reservas

El aumento en la tasa de abandono de los campos marginales, los cuales contienen cantidades sustanciales de petróleo potencialmente recuperable, es un problema creciente en países como Estados Unidos, Nigeria, Colombia y Venezuela, es por eso que estos países están elaborando estrategias para promover la inversión en los campos marginales y de esta manera incrementar las reservas y la producción¹⁰. Por ejemplo, en Venezuela la producción de petróleo se ha incrementado de 76000 a 190000 barriles por día como resultado de haber cedido 14 áreas marginales al sector privado. La compañía estatal, Petróleos de

¹⁰ www.oilonline.com/news/headlines/curse97

Venezuela, espera que esos campos produzcan 800000 barriles por día para el año 2006¹¹.

Los campos marginales de petróleo pueden ser producidos económicamente solo con la asistencia de aplicaciones tecnológicas adecuadas. Los costos para reestablecer la producción en los campos abandonados son muy altos, por lo tanto se deben hacer todos los esfuerzos posibles antes de considerar el abandono.

1.2 Tecnologías para la explotación de campos marginales

En la última década se han desarrollado avances tecnológicos aplicables a los campos marginales. Estos avances se han desarrollado principalmente en disciplinas tales como la perforación, producción, simulación numérica de yacimientos.

Las tecnologías presentadas a continuación no son exclusivas para el desarrollo de campos marginales, estas también son aplicables a otros tipos de campos. El proceso de selección se basó en tres factores principales: la factibilidad económica, las ventajas para su aplicación en campos marginales y los casos de campo probados. En general, los casos de estudio han demostrado que esas tecnologías pueden transformar campos no rentables en campos rentables. Sin embargo, hay que tener en cuenta que los campos marginales requieren grandes esfuerzos para que sean rentables. Un punto a favor es que, en general, los últimos avances tecnológicos están diseñados para disminuir los costos y la inversión de capital, lo cual encaja perfectamente con las necesidades de este tipo de campos.

¹¹ www.oilonline.com/news/headlines/curse97

2. TECNOLOGÍAS APLICADAS EN CAMPOS MARGINALES DE PETRÓLEO

2.1 Perforación

Los avances realizados en la disciplina de la perforación, aplicables para mejorar la rentabilidad de los campos marginales de petróleo incluyen la perforación multilateral, la perforación *re-entry* y la perforación *slimhole*. A continuación se describirán las características principales de cada una de estas tecnologías.

2.1.1 Perforación Multilateral

En los completamientos multilaterales dos o más *wellbores* horizontales son perforados desde un solo *wellbore* de origen, permitiendo de esta manera drenar diferentes estratos¹². La tecnología multilateral presenta las ventajas de los pozos horizontales y en ciertas condiciones, como cuando se produce de yacimientos profundos, el uso de la tecnología multilateral suministra ahorro en costos y tiempo comparado con la perforación de varios pozos.

2.1.1.1 Clasificación de los perfiles de pozos multilaterales.

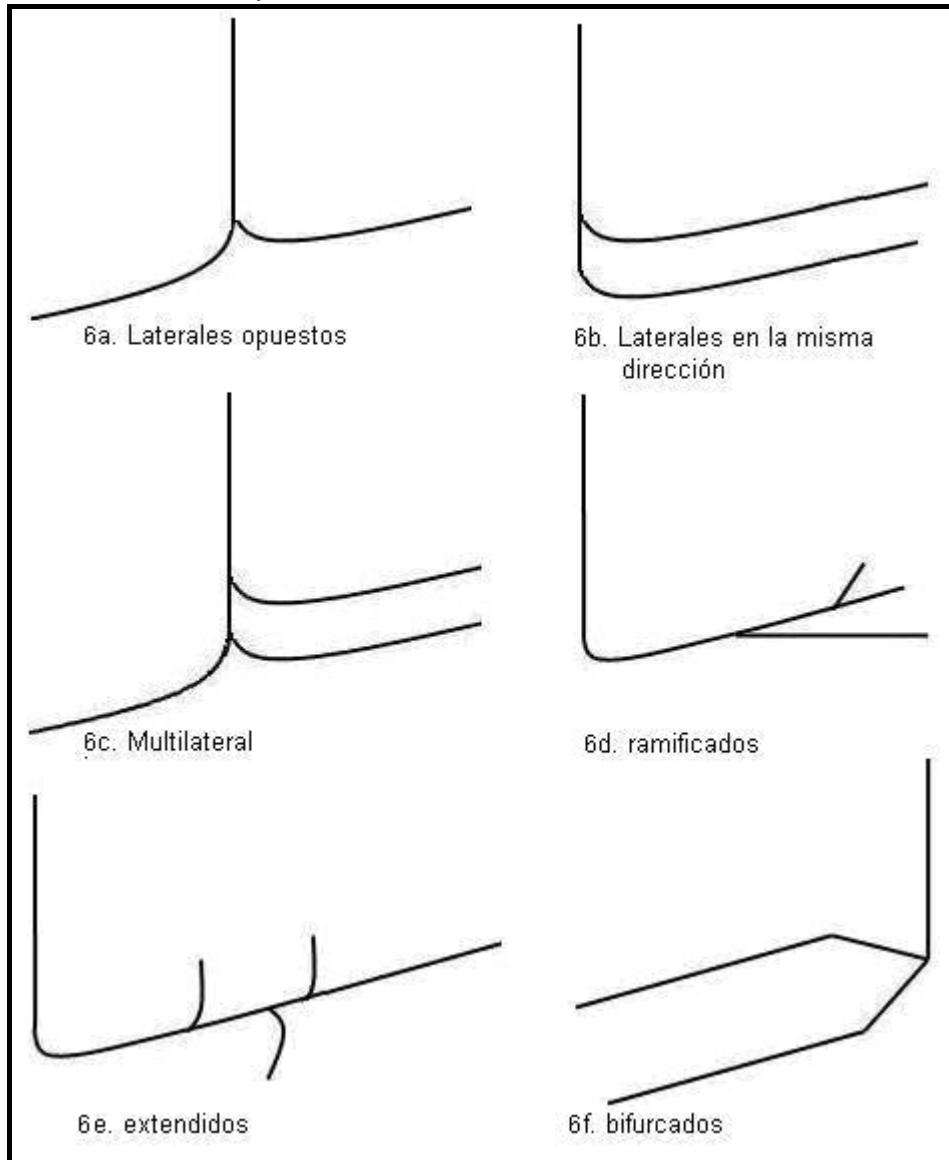
Los siguientes son los diferentes tipos de perfiles de pozo utilizados en la tecnología multilateral dependiendo del requerimiento:

- **Dos pozos laterales opuestos.** (Figura 6a). En este tipo de sistema multilateral se duplica la longitud de la sección horizontal.

¹² Vij, S.K., Narasaiah, S.L., Walia, A. and Singh, G.: "Multilaterals; an overview and issues involved in adopting this technology" Paper SPE 39509 presentado en la Conferencia Del Petróleo y Gas en India. 17-19 de Febrero de 1998.

- **Pozos laterales en la misma dirección.** (Figura 6b). Esta opción de sistema multilateral puede ser usada para producir dos estratos diferentes o para producir por encima y por debajo de una barrera de permeabilidad.
- **Pozos Multilaterales.** (Figura 6c). Este tipo de sistema multilateral consiste en la perforación de varios *wellbores* partiendo de un *wellbore* de origen. Estos pozos pueden ser horizontales o desviados.
- **Pozos Ramificados.** (Figura 6d). En este sistema multilateral los pozos laterales son perforados en el mismo plano horizontal y parten de un pozo horizontal.
- **Pozos multilaterales extendidos.** (Figura 6e). Este sistema multilateral consiste en la perforación de pozos laterales en un plano vertical partiendo de un pozo lateral horizontal.
- **Pozos laterales bifurcados.** (Figura 6f). El diseño de este sistema multilateral tiene la forma de un “tenedor simétrico”, esto quiere decir que los dos laterales tienen la misma dirección y TVD.

Figura 6. Perfiles de pozos multilaterales.



Fuente: *Paper* SPE 39509.

2.1.1.2 Aplicaciones de la tecnología multilateral.

Los siguientes son los beneficios que se obtienen de la aplicación de los diferentes sistemas multilaterales:

- **Aumento en las reservas.** Las reservas adicionales pueden ser de lentes de arenas productivas o de bloques fallados. El grado de fallamiento del yacimiento va imponer el número de laterales y la

geometría del *wellbore* necesarios para explotar el yacimiento de manera óptima. La tecnología multilateral puede también permitir el acceso a yacimientos marginales o pequeños que si se evalúan como proyectos de perforación separados pueden ser no rentables.

- **Producción de sistemas naturalmente fracturados.** Existen ciertos yacimientos los cuales dependen exclusivamente de los sistemas de fracturas para producir el petróleo y el gas. Los pozos multilaterales incrementan la probabilidad de encontrar y drenar los diferentes sistemas de fracturas. En tales casos, si el sistema fracturado no es competente para lograr una producción rentable, los pozos multilaterales pueden intersectar las fracturas y drenar el yacimiento de una manera más eficiente.
- **Reservas de petróleo pesado.** El drenaje gravitacional asistido con vapor (SAGD por su sigla en inglés) es una aplicación de un sistema multilateral que consiste en dos laterales horizontales y el pozo vertical inyector de vapor y el productor combinados en un mismo *wellbore* (con algunas modificaciones en las facilidades de superficie). En esta aplicación los laterales tienen la misma longitud, inclinación y *azimuth*.
- **Drenaje eficiente del yacimiento.** La utilización de los pozos multilaterales pueden ayudar a drenar el yacimiento de una forma más eficiente. Los laterales pueden ser perforados en diferentes direcciones y de esta manera aumentar el área de contacto en el estrato. En consecuencia, es posible aumentar la productividad y producir el campo con una menor cantidad de pozos.
- **Explotación de yacimientos con barreras de permeabilidad.** En ciertos casos se puede presentar que una barrera impermeable bloquea el flujo vertical de hidrocarburos entre dos zonas

productoras. En estos casos, se puede perforar un sistema de pozos laterales en la misma dirección o pozos laterales opuestos para producir ambas zonas.

- **Mejorar el rendimiento de la producción en estratos delgados.** Dependiendo de la longitud de los pozos laterales, el número de pozos laterales, el ángulo y la distancia entre los laterales un pozo multilateral puede mejorar la productividad y evitar la conificación de agua comparado con los pozos horizontales convencionales.
- **Economía.** La primera razón para perforar un pozo multilateral es acelerar el retorno de la inversión gracias al mejoramiento del drenaje del yacimiento. Los costos de desarrollo de un campo son reducidos puesto que se requieren menos pozos para drenar de manera adecuada el yacimiento. La perforación multilateral puede por lo tanto, permitir el desarrollo de campos que de otra manera son considerados antieconómicos.

2.1.1.3 Limitaciones de la tecnología multilateral

Aunque la tecnología multilateral tiene muchas ventajas y está siendo progresivamente adoptada en la industria, esta tecnología presenta ciertas limitaciones que es necesario tener en mente antes de su aplicación en un campo de petróleo. Las siguientes son las limitaciones de la tecnología multilateral:

- **Problemas durante la fase de producción.** Durante la fase de producción se pueden requerir intervenciones de pozo las cuales pueden ser muy costosas y complicadas. Sin embargo, para superar este inconveniente se han desarrollado sistemas de completamiento que permiten monitorear y controlar el desempeño

del yacimiento durante el ciclo de vida del pozo con un mínimo de operaciones de intervención.

- **Alto riesgo durante la operación de perforación.** Este *ítem* está relacionado con el deterioro del *wellbore* principalmente debido a los problemas presentes en la perforación.

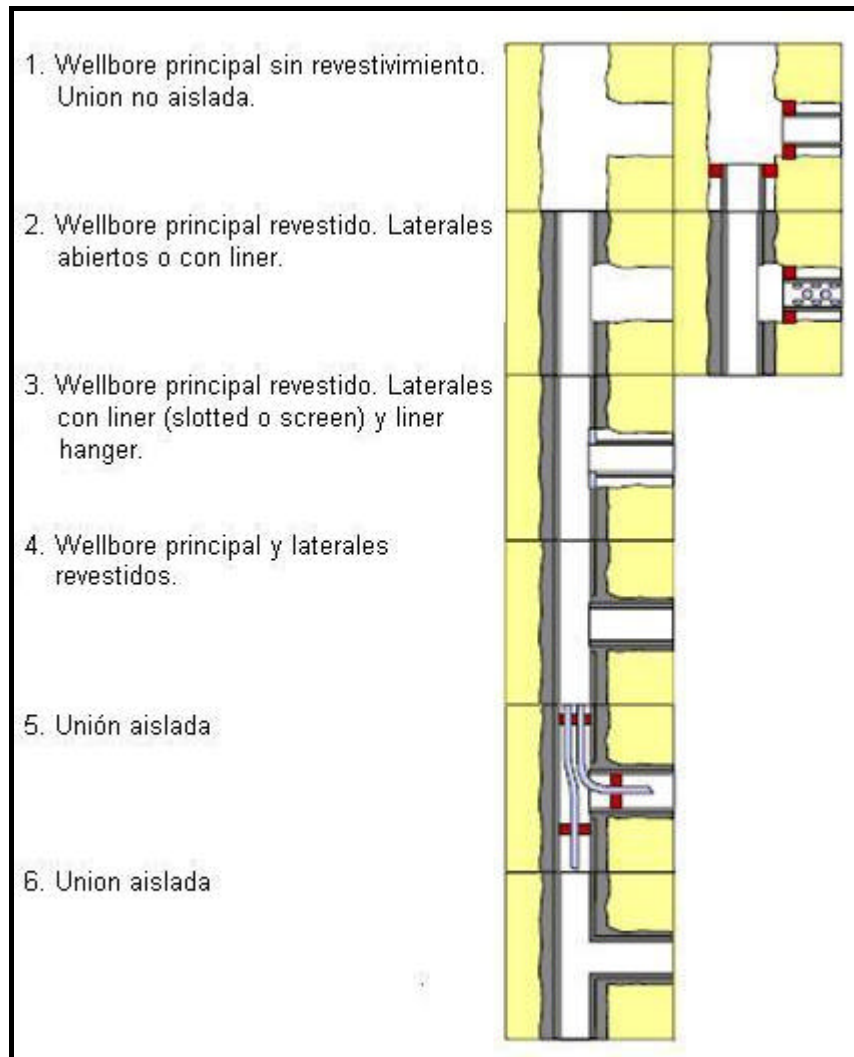
2.1.1.4 Clasificación de los sistemas multilaterales.

La selección de un sistema de completamiento apropiado depende del tipo de producción y las intervenciones de pozo que se requerirán durante la vida del pozo. Durante el proceso de selección del tipo de completamiento, se debe considerar lo siguiente:

- Aislamiento entre los laterales
- Tipo de intervenciones de pozo
- Tipo de control de flujo
- Acceso mecánico

La Organización para el Avance de la Tecnología Multilateral (TAML por su sigla en inglés) ha clasificado las configuraciones multilaterales en seis categorías basada en las características mecánicas de la unión entre el *wellbore* lateral y el *wellbore* principal (Figura 7). Un pozo puede tener uniones con el mismo nivel de complejidad o uniones de distintos niveles.

Figura 7. Clasificación de los sistemas multilaterales.



Fuente: TAML.

Nivel 1. El sistema multilateral nivel 1 consiste en varios *wellbores* perforados desde un *wellbore* principal que no está revestido¹³. Los *wellbores* laterales o “ramas” que parten del *wellbore* principal tampoco están revestidos. Por lo tanto este sistema multilateral no suministra soporte mecánico o aislamiento hidráulico a la unión y utiliza muy poco o ningún equipo de completamiento. Este nivel ha sido utilizado en aproximadamente el 85% de los pozos multilaterales perforados, lo que lo convierte en el método más común de completamiento usado hasta la

¹³ Cavender, T.: “Summary of Multilateral Completion Strategies Used in Heavy Oil Field Development” Paper SPE 86926 presentado en el Simposio de Petróleo Pesado en California, 16-18 de Marzo de 2004.

fecha¹⁴. La ventaja de este sistema es su bajo costo y simplicidad. No se requiere perforar el *casing*, recuperar *whipstock*, cementar *liners* e instalar equipo de control de producción. Sin embargo, existen varias desventajas de este sistema. Primero, la falta de *casing* limita esta opción de completamiento a pozos con una adecuada estabilidad. Segundo, no existe control de producción. Se debe mezclar la producción de los diferentes laterales y no es posible aislarla de forma selectiva. Tercero, no existen sistemas comerciales confiables que garanticen la capacidad de reentrada en los diferentes *wellbores* para trabajos posteriores. Este nivel multilateral es muy común en yacimientos carbonatados naturalmente fracturados.

Nivel 2. En el sistema multilateral nivel dos los *wellbores* laterales se extienden desde un *wellbore* principal revestido. En este sistema los *wellbores* laterales pueden tener una sección sin revestimiento extendiéndose desde la unión hasta la longitud total del lateral o el lateral puede estar completado con un *liner* ranurado para proporcionarle soporte al hueco. En cualquier caso, estos dos tipos de completamiento no suministran soporte mecánico y aislamiento hidráulico a la unión.

Nivel 3. En el nivel tres el *wellbore* lateral es perforado desde un *wellbore* principal revestido. La diferencia con el nivel dos radica en que el completamiento lateral, generalmente un *liner* ranurado o un *screen*, está unido al *wellbore* principal por medio de un *liner hanger*. El *liner hanger* no aísla hidráulicamente a la unión pero conecta efectivamente el lateral con el completamiento del *wellbore* principal. En este nivel existe una restricción de ID a través del *liner hanger*, lo cual se debe tener en cuenta en los diseños de completamiento. El sistema multilateral nivel tres es ideal para pozos donde se requiere darle soporte a los *wellbores* laterales y donde se puede mezclar la producción.

¹⁴ Hogg, C.: "Comparison of Multilateral Completion Scenarios and Their Application" Paper SPE 38493 presentado en la Conferencia Europea Offshore en Escocia, 9-12 de Septiembre de 1997.

Nivel 4. El nivel cuatro consiste en un *wellbore* lateral que se extiende desde un *wellbore* principal revestido. En la construcción de la unión se utiliza un liner cementado dentro y a través de la ventana de salida del *casing*. Una vez se cementa el *liner* lateral se procede a remover la parte que sobresale dentro del *wellbore* principal aplicando una técnica de *washover* y de recuperación.

Después que se completa el *washover*, la construcción del sistema multilateral nivel cuatro permite que el ID del *casing* este completamente abierto en el punto de la unión, lo que permite instalar bombas sumergibles de gran tamaño. La mayor de este nivel comparado con el nivel tres es el incremento en riesgos y costos. Es importante observar que mientras ahora se tiene soporte mecánico aún no existe suficiente aislamiento hidráulico en la unión (el cemento no puede ser considerado como un sello hidráulico). Inicialmente el revestimiento de cemento en la unión puede resistir unos cientos de psi de presión diferencial, pero este puede potencialmente fallar sobre el tiempo si el *drawdown* de presión empieza a ser importante. Como resultado, este sistema no debería ser usado en pozos donde la unión estará ubicada en formaciones no consolidadas y donde se calcula un alto grado de presión diferencial.

Nivel 5. Como se mencionó anteriormente el nivel cuatro provee soporte mecánico pero muy poco aislamiento hidráulico en la unión. Con el nivel cinco es posible darle soporte mecánico a la unión y aislarla hidráulicamente. Esto se logra a través del equipo de completamiento el cual consiste en dos empaques y dos sartas de *tubing*. Con este equipo de completamiento se tienen tres puntos sellantes en el pozo: bajo la unión en el *wellbore* principal, bajo la unión en el *wellbore* lateral y encima de la unión en el *wellbore*

Desde el punto de vista de la perforación, un sistema multilateral nivel cuatro y un nivel cinco son exactamente lo mismo. La única diferencia

radica en el equipo de completamiento adicional utilizado en el nivel cinco que incrementará los riesgos y costos comparado con el nivel cuatro. En el nivel cinco la producción de los *wellbores* laterales se puede mezclar o aislar según sea la conveniencia.

Nivel 6. En este último nivel multilateral el aislamiento hidráulico en la unión se alcanza a través del *casing* mismo. El sistema más común es el que utiliza materiales expandibles. En este caso se fabrica en superficie una unión comprimida que es luego es bajada con el *casing*. Esta unión se ubica en una parte ensanchada del *wellbore* principal y entonces se expande utilizando presión o un *swage*. Una vez el *casing* y la unión están cementadas en su sitio, se perforan los laterales y se completan con un *liner* cementado y un *liner hanger*. Si la unión se ubica dentro de la arena productora, generalmente se utilizan *liner* ranurados o *screens* en lugar de *liner* cementados. En este sistema no se requiere perforar el *casing* y sellar la unión pero se requiere perforar un *wellbore* de gran diámetro.

2.1.1.5 Aplicación de la perforación multilateral en el desarrollo de campos marginales de petróleo

Existen numerosos documentos de aplicación exitosa de la tecnología multilateral en el desarrollo de campos marginales. Entre estos se encuentran los siguientes casos:

- La Compañía Union Pacific Resource Co. (UPRC)¹⁵ perforó el primer pozo trilateral en el campo Austin Chalk (Texas) en septiembre de 1993. Tres formaciones fueron perforadas y las secciones horizontales sumaron cerca de 13300 ft. En este diseño de pozo se mezcló la producción de los tres laterales y se utilizó un tubing de 2 7/8 in. El costo total del pozo fue de 1.5 millones de dólares.

¹⁵ Oil and Gas Journal Staff. 1993

- Petrozuata está desarrollando las reservas de crudo extrapesado en un bloque de 74000 acres en el campo Zuata en la Faja del Orinoco en Venezuela¹⁶. En el desarrollo de esta área se ha aplicado la perforación multilateral dando como resultado un aumento considerable en la productividad de los pozos y en el factor de recobro. Adicionalmente, se disminuyeron los costos por barril y se generó un menor impacto ambiental.
- En 1998 Petronas Carigali Sdn. Bhd. Comenzó el desarrollo del campo Sotong en la península de Malasia¹⁷. El objetivo fue drenar eficientemente las reservas marginales aplicando tecnología multilateral nivel cuatro. Para esto, se perforó el pozo trilateral sotong-6. La capacidad del pozo fue de un poco más de 7000 BOPD, pero para minimizar los efectos del *drawdown* la producción se limitó a 2000 BOPD. Los costos totales se redujeron en un 30%.
- Otros autores han reportado la aplicación exitosa de esta tecnología en campos nuevos y marginales de petróleo en el Mar del Norte^{18,19}, Yemen²⁰, entre otros.

¹⁶ Stalder, J.L., Gregory, D.Y., Kopper, R.J., Curtis, C.M., Cole, T.L., and Copley, J.H.: "Multilateral-Horizontal Wells Increase Rate and Lower Cost Per Barrel in the Zuata Field, Faja, Venezuela" Paper SPE 69700 presentado en el Simposio Internacional de Petróleo Pesado y Operaciones Térmicas en Porlamar, Isla Margarita, Venezuela, 12-14 de Marzo de 2001.

¹⁷ Kamaruddin, S., Che'Lah, M.Z., Sering, L., and Good, A., Khun, L.H. "Pushing the Envelope - Extending the Limits of Current Drilling Technology" Paper SPE 64696 presentado en la Conferencia Internacional del Petróleo y Gas en Beijing, China, 7-10 de Noviembre de 2000.

¹⁸ Vullings, P., and Dech, J.A.: "Multilateral Well Utilization on the Increase." Paper SPE 56954 presentado en la Conferencia Europea Offshore, en Aberdeen, Escocia, 7-9 de Septiembre de 1999.

¹⁹ Longbottom, J.R.: "Development, Testing and Fields Case Histories of Multilateral Well Completion Systems" Paper SPE 36994 presentado en el Conferencia Asiática del Petróleo y Gas en Adelaide, Australia, 28-31 de Octubre de 1996.

²⁰ Bakes, P.A., Robb, D.W., Rasmussen, C.J., and Tracy, K.F.: "Horizontal Wells in Yemen Make a Marginal Field Economic" Paper SPE 37058 presentado en la Conferencia Internacional de Tecnología de Pozos Horizontales en Calgary, Canadá, 18-20 de Noviembre de 1996.

2.1.2 Perforación *re-entry*

En la última década, la perforación horizontal se ha aplicado alrededor del mundo en una variedad de situaciones. Los avances tecnológicos y el éxito económico alcanzado han sido el resultado de nuevas y mejores herramientas, mejor metodología y una amplia experiencia acumulada a través de los años²¹.

La perforación horizontal está siendo utilizada hoy en día como una técnica para mejorar el recobro y la productividad de campos marginales de petróleo o campos parcialmente depletados debido a que esta ofrece el beneficio de mejorar los patrones de drenaje con un mínimo número de pozos. Esta aplicación puede tomar la forma del *re-entry* que consiste en perforar un pozo horizontal a través de una ventana abierta en el *casing* de un pozo vertical existente o perforar tantos pozos como sea necesario.

Los pozos horizontales pueden ser utilizados para mejorar el patrón de drenaje, para alcanzar áreas inaccesibles de los campos de petróleo o para lograr niveles de producción rentables de yacimientos en etapas avanzadas de depleción los cuales están sujetos a conificación de gas y agua.

2.1.2.1 Aplicaciones de la perforación *re-entry*

En muchos tipos de yacimientos se ha aplicado la perforación *re-entry* dando como resultado un aumento significativo en la producción. Varios de ellos han probado ser particularmente favorable para la perforación horizontal, estos son los siguientes:

²¹ Nelson, J.R.: "Optimization of Marginal and Partially Depleted Oil Fields" Paper SPE 36992 presentado en la Conferencia Asiática del Gas y Petróleo en Australia. 28-31 de Octubre de 1996.

- **Yacimientos Naturalmente Fracturados.** Los reservorios naturalmente fracturados son buenos prospectos para ser desarrollados mediante pozos horizontales. Los pozos horizontales pueden ser perforados de tal manera que intersecten un gran número de fracturas en ángulo recto, lo que permite que estos sean mucho más eficientes que un pozo vertical.
- **Yacimientos parcialmente depletados.** Un yacimiento con baja presión es otro candidato potencial para la perforación *re-entry*. Algunos campos depletados del Lago de Maracaibo en Venezuela son ejemplos de la optimización de la producción y del incremento en las reservas de petróleo por medio de la perforación *re-entry* y el recompletamiento de los pozos.
- **Formaciones apretadas.** Las formaciones de baja permeabilidad son candidatas para la perforación horizontal. La producción se puede incrementar extendiendo el *wellbore* e incrementando el área de contacto con el yacimiento.
- **Conificación de gas y agua.** El contacto entre una capa de petróleo y una capa de gas o el contacto entre una capa de petróleo y una zona de agua es un factor crítico en la producción. En un pozo vertical, el flujo radial causa un agudo gradiente de presión en la vecindad del *wellbore*. Alternativamente, un pozo horizontal usualmente tiene un menor *drawdown* de presión debido a que los gradientes de presión se extienden sobre un área mucho mayor; por lo tanto, la tasa crítica de petróleo puede ser mucho más alta antes de que se produzca gas o agua. Esto puede incrementar substancialmente las reservas para un pozo horizontal comparadas a aquellas disponibles para un pozo vertical.

Otras aplicaciones para la perforación *re-entry* incluye las operaciones de inyección de agua en las que se busca mejorar la eficiencia de barrido, el recobro térmico de petróleo pesado, yacimientos estratificados con un alto ángulo de buzamiento, entre otras.

2.1.2.2 Selección de un pozo candidato para la perforación *re-entry*

Idealmente los pozos y los yacimientos candidatos para la perforación *re-entry* deberían poseer las siguientes características:

- Un pozo con una producción acumulativa de 200-400 mil barriles localizado en un yacimiento con bajas reservas de petróleo o un pozo cerrado debido a que no es rentable.
- Un pozo en buenas condiciones mecánicas para el *re-entry*.
- Un pozo localizado en una posición óptima para drenar las reservas buzamiento arriba o buzamiento abajo en el yacimiento.
- Un pozo localizado de tal manera que le permita drenar los yacimientos objetivos con una simple trayectoria en línea recta.

2.1.2.3 Ventajas de la perforación *re-entry*

La perforación *re-entry* está siendo aplicada con mayor frecuencia debido a que esta ofrece las siguientes ventajas comparada con la perforación de nuevos pozos²²:

- Reducción de los costos en un 40% a un 60%

²² "Horizontal Technology Manual". Maurer Engineering Inc. Houston, Texas. 1998

- Mediante la perforación *re-entry* se pueden utilizar las facilidades de superficie existentes
- Se genera un menor impacto ambiental
- Se aprovecha el conocimiento geológico del área

La perforación *re-entry* utiliza generalmente los siguientes tamaños de broca:

Tabla 1. Diámetros de *casing* comunes para la perforación *re-entry*.

Diámetro del casing (in)	Diámetro de la broca (in)
7	6 a 6 1/8
5 1/2	4 a 4 3/4
4 1/2	3 5/8 a 3 7/8

Fuente: "Horizontal Technology Manual". Maurer Engineering Inc. Houston, Texas. 1998.

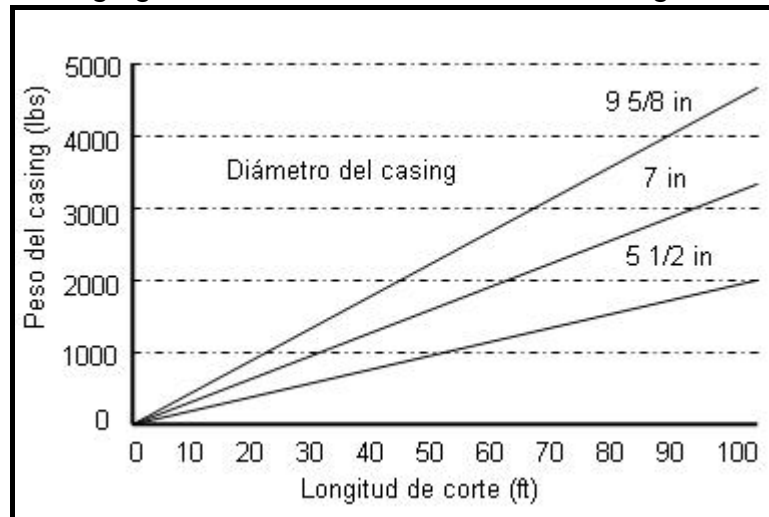
2.1.2.4 Procedimientos para la perforación *re-entry*

Existen dos procedimientos utilizados para llevar a cabo la perforación *re-entry*:

- Corte de una sección del *casing*. En este procedimiento se fresa una sección del casing de 40 a 60 ft de longitud utilizando cortadores expandibles. Entre los problemas que pueden surgir durante la operación de fresado se encuentra el desenroscamiento del casing. Esto puede ocurrir si el cemento es de baja calidad. Para evitar este inconveniente es necesario correr registros con el fin de evaluar la calidad del cemento y analizar la posibilidad de llevar a cabo trabajos de cementación. El otro problema encontrado en este procedimiento son los *cuttings* de acero que se generan durante la operación de fresado. La figura 8 muestra la cantidad de *cuttings* de acero que se

generan como una función del diámetro del casing y de la longitud de la sección fresada.

Figura 8. *Cuttings* generados durante el corte del casing.



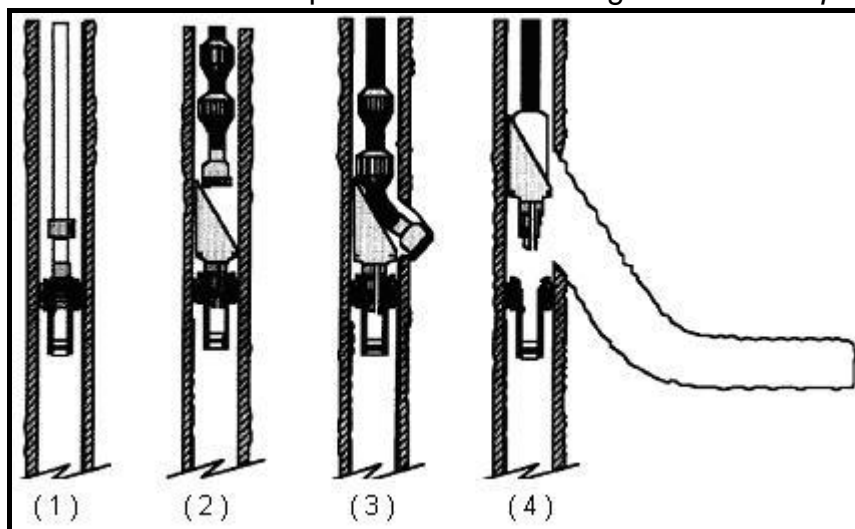
Fuente: "Horizontal Technology Manual". Maurer Engineering Inc. Houston, Texas. 1998.

Los *cuttings* de acero son difíciles de transportar en el lodo debido a su alta densidad, para superar este problema se necesita bombear un lodo viscoso y a una alta tasa de flujo, esto con el fin de evitar la formación de "camas" de *cuttings* que pueden ocasionar la pega de tubería. En superficie, también se hace difícil remover los *cuttings* del lodo. Los *cuttings* que permanecen en el lodo pueden dañar los motores de perforación, las brocas y otras herramientas. Debido a estos problemas con los *cuttings* de acero, algunos operadores desechan el lodo después de la operación de fresado, limpian los tanques de lodo y comienzan la perforación con un nuevo lodo. Después de que se fresa la sección del casing, se corre un ensanchador de pozo para remover el cemento viejo y permitir que el tapón de cemento que va a desviar la broca hacia la formación, sea colocado en roca sólida.

- *Whipstock*. Los *re-entries* se pueden realizar mediante la técnica del *whipstock* (figura 9). El procedimiento es el siguiente: se coloca un empaque de orientación bajo el punto de *kick off* (1). Se asienta un

whipstock y se orienta en la dirección de *kick off* (2). La pared del *casing* es entonces perforada (3), lo mismo que el *wellbore* lateral (3). Cuando se alcanza la longitud total del *wellbore* lateral se recupera el *whipstock* (4).

Figura 9. Procedimiento de perforación del casing mediante *whipstock*.



Fuente: Paper SPE 38493.

2.1.2.5 Aplicación de la perforación *re-entry* en el desarrollo de campos marginales de petróleo

- La perforación *re-entry* se ha aplicado en algunos campos marginales de petróleo pesado y extrapesado del Lago de Maracaibo^{23,24,25} y en el área Cerro Negro en Venezuela²⁶. En estos

²³ Nelson, J.R.: "Optimization of Marginal and Partially Depleted Oil Fields" Paper SPE 36992 presentado en la Conferencia Asiática del Gas y Petróleo en Australia, 28-31 de Octubre de 1996.

²⁴ Muñoz, P.J., Antunez, A., Medina, M., Parra, N., Bengochea, X., Agostini, N., and Herrera, S.: "Revitalization of Mature Reservoirs in Lagomar Segregation, Lake Maracaibo, Western Venezuela" Paper SPE 39048 presentado en la Conferencia de Ing. De Petróleos de América Latina y el Caribe en Rio de Janeiro, Brasil, 30 de Agosto al 3 de Septiembre, 1997.

²⁵ Villasmil, R., Segovia, G.J., Valera, R.E., López, Ch., Fernández, A., and Hiestroza, D.: "Evolution of Drilling Technology in Mature Reservoirs of Lake Maracaibo: Short Radius, Reentries, Horizontal Wells, and Highly Deviated Wells" Paper SPE 81030 presentado en Conferencia de Ing. De Petróleos de América Latina y el Caribe en Trinidad, 27-30 de Abril de 2003.

campos, esta tecnología ha mejorado el drenaje del yacimiento y ha aumentado significativamente la productividad de los pozos.

- En Hungría se reportó la perforación de un pozo *re-entry* con una sección horizontal de 850 ft. Antes del *re-entry*, el pozo vertical estaba produciendo 100 BOPD. Después del *re-entry* el pozo produjo 1500 BOPD, convirtiéndolo en el mayor pozo productor de petróleo de ese país.
- La perforación *re-entry* fue aplicada en el sur de Texas por Oryx²⁷. La longitud total de la sección lateral fue 3,150 ft. El índice de costo por pie para el lateral fue de 0.73 comparados con la perforación convencional (índice igual a 1). En 1991 se utilizó una unidad de *Coiled Tubing* para perforar la sección lateral dando como resultado un índice de costo por pie de 0.73.

2.1.3 *Slimhole*

Un pozo se clasifica como *slimhole* si “el 90% o más de la longitud del pozo es perforada con brocas menores a 7 in”²⁸. Una definición genérica establece que un pozo *slimhole* es aquel en donde el intervalo de producción se perfora intencionalmente con brocas menores a 4.75 in. Existen dos razones básicas para perforar un pozo *slimhole*. La primera es muy simple y básica: menor costo. En otras palabras, los pozos *slimhole* deberían ser perforados cuando los costos del proyecto se reducen en comparación con los costos del proyecto en el que se utilizan

²⁶ Sandoval, D.A., Garcia, A.A. and Herrera, C.J.: “Horizontal Re-entry Drilling Experiences in Non Consolidated Sands in Eastern of Venezuela Existant Vertical Wells” Paper SPE 27021 presentado en la Conferencia de Ingeniería de Petróleos de América y el Caribe en Buenos Aires, Argentina, 27-29 de Abril de 1994

²⁷ Hall, C.R., and Ramos, A.B.: “Development and Evaluation of Slimhole Technology as a Method of Reducing Drilling Costs for Horizontal Wells” Paper SPE 24610 presentado en la Conferencia Técnica Anual en Washington, 4-7 de Octubre de 1992.

²⁸ Walker, S.H., and Millheim, K.K.: “An Innovative Approach to Exploration and Exploitation Drilling: The Slim-Hole High-Speed Drilling System” Paper SPE 19525. 1990.

prácticas no *slimhole*. La segunda razón es alcanzar un alto porcentaje de recobro de muestras (corazones).

Con las condiciones actuales en la industria del petróleo en donde la actividad de la exploración se está moviendo a áreas más y más remotas del mundo y en áreas con bajas reservas de petróleo, que es el caso de campos marginales y maduros, la necesidad de reducir los costos empieza a ser mucho más crítico. Con este panorama, la perforación *slimhole* está siendo propuesta como una forma de reducir significativamente el capital de inversión²⁹.

2.1.3.1 Tecnología *slimhole*

En el sistema *slimhole* existen tres variaciones básicas³⁰:

- a. El sistema *slimhole* de corazonamiento continuo utilizando un equipo tipo minería, un equipo “*purpose built*” o un equipo de perforación convencional.
- b. La perforación *slimhole* utilizando un equipo tipo minería, un equipo “*purpose built*” o un equipo de perforación convencional.
- c. El sistema *slimhole* utilizando un motor de lodo ya sea que utilice una unidad de Coiled Tubing, un equipo de minería, un equipo “*purpose built*” o un equipo de perforación convencional.

Entre las aplicaciones de la perforación *slimhole* se encuentran:

²⁹ Hall, C.R., and Ramos, A.B.: “Development and Evaluation of Slimhole Technology as a Method of Reducing Drilling Costs for Horizontal Wells” Paper SPE 24610 presentado en la Conferencia Técnica Anual en Washington, 4-7 de Octubre de 1992.

³⁰ Millheim, K.K., and Thompson, B.: “Slim Hole Drilling Technology – Past, Present, Future” Paper SPE 30151 presentado en la Conferencia PetroVietnam en Ho Chi Minh, 1-3 de Marzo de 1995.

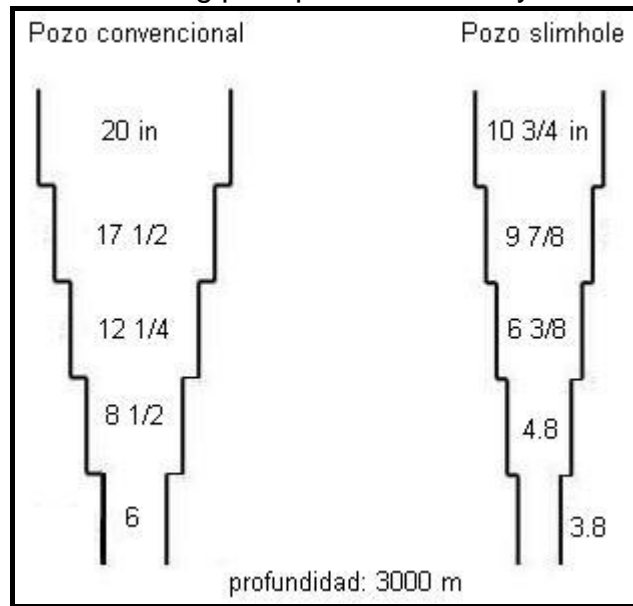
- La perforación con corazonamiento continuo en pozos exploratorios.
- La perforación estándar (sin corazonamiento continuo) en tierra y *offshore*. Usualmente la perforación *slimhole offshore* se lleva a cabo utilizando un equipo convencional de perforación.
- Perforación *re-entry*, pozos horizontales y multilaterales.

2.1.3.2 Ventajas de la perforación *slimhole*

Mediante la aplicación del sistema *slimhole* se reduce las dimensiones y volúmenes relacionados con la actividad de la perforación. En los pozos *slimhole* se requiere una menor cantidad de lodo, cemento, agua, diesel y se reduce el tamaño del casing³¹. En la figura 10 se puede apreciar la reducción en el tamaño del casing entre un pozo *slimhole* y un convencional.

³¹ Murray, P.J., Spicer, P.J., Jantzen, R.E., Syrstad, S.O., and Taylor, M.R.: "Slimhole Exploration: A Case for Partnership in the Nineties" Paper SPE 25724 presentado en la Conferencia de Perforación SPE/IADC en Amsterdam, 23-25 de Febrero de 1993.

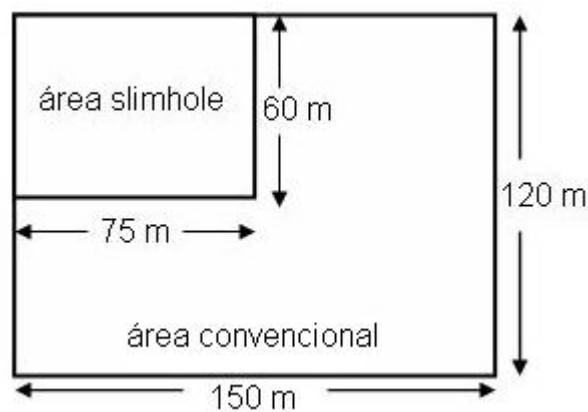
Figura 10. Diseño del casing para pozos *slimhole* y convencionales.



Fuente: Paper SPE 25724.

Los operadores disminuyen los costos de la tubería de revestimiento en un 40-50%. Adicionalmente, es menor el costo en la preparación de las locaciones. Para los pozos *slimhole* el área del pozo se reduce en aproximadamente un 50% en comparación con el área ocupada por pozos convencionales (Figura 11).

Figura 11. Reducción del área para pozos *slimhole*.



Fuente: Paper 25724 SPE.

Para la perforación de este tipo de pozos también se reduce los requerimientos de movilización. Los equipos de perforación pueden ser

transportados fácilmente por helicóptero o con camiones ligeros con la consecuente reducción en los costos de construcción de los caminos de acceso. Además de esto, los pozos *slimhole* reducen el impacto ambiental. Estos generan pequeños volúmenes de *cuttings* (75% menos aproximadamente), disminuyen el ruido, el tamaño y la preparación de las locaciones.

La perforación *slimhole* no fue muy popular en su inicio debido, entre otras cosas, a la disponibilidad de herramientas compatibles con este tipo de pozos. Sin embargo, hoy en día esto no es un problema. Las compañías de servicios ofrecen una amplia variedad de herramientas de registros convencionales tales como el *gamma ray*, *porosity*, *caliper*, entre otros. Las herramientas no convencionales para pozos *slimhole* disponibles en el mercado incluyen registro de imágenes, monitor de rendimiento de yacimiento (RPM) y herramientas MWD y LWD.

2.1.3.3 Consideraciones tecnológicas

Como se mencionó anteriormente, a principios de la década del 50 la perforación *slimhole* se reconoció como una alternativa efectiva de reducción de costos comparada con la perforación convencional. No obstante, la aplicación de esta tecnología declinó rápidamente hasta el punto de casi desaparecer. Esto fue consecuencia de la percepción general de la época. Esta percepción consideraba a los pozos *slimhole* como significativamente más riesgosos. Los puntos citados para sustentar esta idea fueron la incapacidad para llevar a cabo operaciones de registro de pozos, pruebas de pozo, cementación, pesca, estimulación, alcanzar una rata de penetración adecuada, manejar problemas de estabilidad del *wellbore*, realizar perforación horizontal, incapacidad para completamientos múltiples y la influencia sobre las tasas de producción³².

³² Millheim, K.K., and Thompson, B.: "Slim Hole Drilling Technology – Past, Present, Future" Paper SPE 30151 presentado en la Conferencia PetroVietnam en Ho Chi Minh, 1-3 de Marzo de 1995.

Hoy, existen tres percepciones principales dependiendo de si, (1) el operador nunca ha considerado la perforación *slimhole* como una opción, (2) el operador no ha utilizado la perforación *slimhole* pero la considera como una opción viable y (3) el operador ha utilizado el sistema *slimhole*. De esto se puede deducir que el primer grupo probablemente percibe el conjunto de riesgos previamente citados. El segundo grupo podría haber estudiado la literatura y haber recibido información del tercer grupo, quienes han utilizado la perforación *slimhole*. Su percepción del riesgo técnico es menor que la del primer grupo pero aún es alta. El tercer grupo, quienes actualmente perforan pozos *slimhole*, empezaron a comprender que los riesgos técnicos y de seguridad no son mas severos que con la perforación convencional. La tabla 2 presenta un resumen de los factores de riesgo asociados a las operaciones de perforación y la necesidad de una mayor investigación y desarrollo.

Tabla 2. Factor de riesgo para la perforación *slimhole* y convencional.

	Sistema Convencional	Sistema <i>slimhole</i>	Investigación y desarrollo
Diseño del equipo de perforación	1	2-3	1-2
Control de pozo	2-4	2-3	1-2
Registros	1-2	2-3	1-2
Cementación	2-4	3-4	2-4
Control de sólidos	1-3	1-2	--
Fluidos de Perforación	2-4	3-4	2-4
Tubería de perforación	1	3-4	1-2
Motores de lodo	1-2	1-2	--
Perforación direccional	1-2	1-2	--
Perdida de circulación	1-3	2-4	1-3
Prueba de pozo	2-5	2-4	1-3
Estabilidad del wellbore	2-4	2-4	1-3
Completamiento	1	3-4	1-2
Pesca	3-5	2-4	1-3

Factor de riesgo basado en prácticas de perforación convencional: 1 más bajo, 5 más alto.

Fuente: Paper 30151 SPE

El mayor problema tecnológico con el sistema *slimhole* no reside en alguno de los aspectos citados en la tabla anterior, sino en la integración

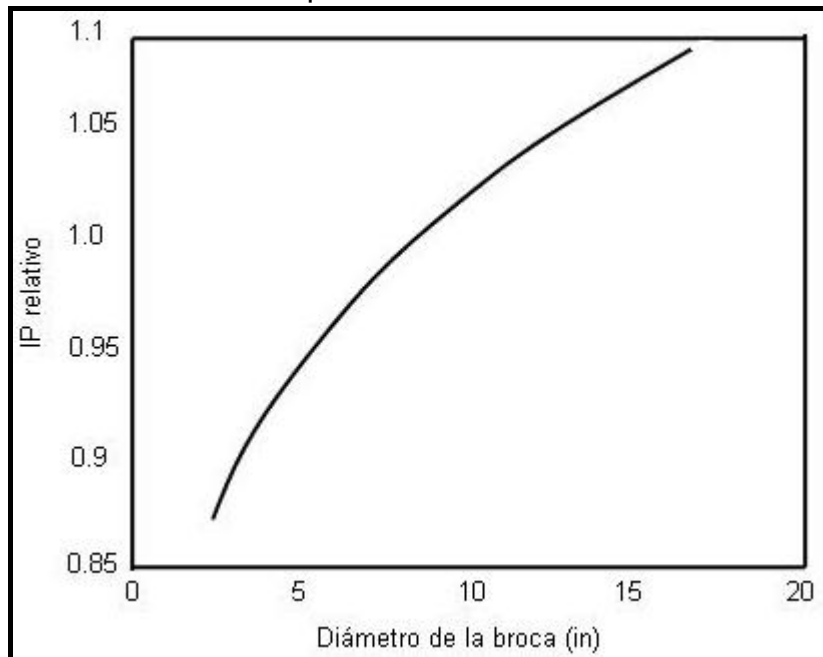
de todos los aspectos del sistema *slimhole*. Para lograr los mejores resultados en los costos con el menor riesgo, se requiere tener un buen conocimiento del sistema de perforación *slimhole* y de los aspectos discutidos.

2.1.3.4 Rendimiento de un pozo *slimhole*

Un punto a considerar en la evaluación de la perforación *slimhole* es el impacto de los pozos sobre el caudal de flujo (*inflow performance*). La figura 12 es un gráfico del índice de productividad (PI) para varios diámetros del *wellbore* asumiendo un área de drenaje de 1475 ft, un factor *skin* neutro y flujo radial en estado estable. En esta figura se puede apreciar que el diámetro del *wellbore* tiene poco impacto sobre el *inflow performance* de un pozo³³. Por ejemplo, el impacto sobre el IP como consecuencia de reducir el diámetro del *wellbore* de 8 ½ a 4 ¾ es comparable con la reducción del *wellbore* de 12 ¼ a 8 ½.

³³ Ross, B.R., Faure, A.M., Kitsios, E.E., Oosterling, P., and Zettle, R.S.: "Innovative Slim-Hole Completions" Paper SPE 24981 presentado en la Conferencia Europea Del Petróleo en Cannes, 16-18 de Noviembre de 1992.

Figura 12. Productividad del pozo como función del diámetro del *wellbore*.



Fuente: Paper SPE 24981.

Compañías como Shell han desarrollado diseños de completamiento “*monobore*” en donde el diámetro del *liner* de producción es igual al del *tubing* de producción, esto con el fin de evitar el menor impacto sobre el *inflow performance*. El esquema común utiliza un liner de 3 ½ in, lo que permite producir hasta 4000 BOPD o tasas de gas menores a 50 MMSCF/d reduciendo los costos en un rango de 15 a 40%.

2.1.3.5 Aplicación de la perforación *slimhole* en el desarrollo de campos marginales de petróleo

La perforación *slimhole* fue introducida a la industria del petróleo en la década del 50 como una alternativa para reducir los costos³⁴. Sin embargo, durante 1960 y 1970 se hizo muy poco por parte de las compañías petroleras para dar énfasis a esta alternativa. A principios de la década del 80 se desarrolló un sistema *slimhole* en Suecia para explorar y explotar algunos yacimientos someros. Este sistema ayudó a

³⁴ Flat, W.J.: “Slim Hole Drilling Decreases Carter Development Costs” Journal Petroleum Technology, Julio 1954, 19-21.

reducir los costos de la perforación por encima de un 75%³⁵. El gran cambio en el pensamiento ocurrió en la década del 80, lo cual coincidió con dos asuntos principales (1) bajos precios del petróleo y (2) la necesidad de reducir los costos de la exploración. Desde entonces, la perforación *slimhole* empezó a ser desarrollada como una posible alternativa de la perforación convencional para la exploración y explotación del gas y petróleo. A principios de los noventa se incrementaron las aplicaciones del *slimhole* y el número de empresas que experimentaron con esta tecnología. A continuación se presenta un resumen de algunas de las operaciones *slimhole* publicadas y los resultados económicos alcanzados³⁶.

- En 1989 Amoco presentó el sistema de perforación de alta velocidad³⁷. Combinado con análisis continuo de muestras de corazón, la perforación *slimhole* se aplicó para disminuir los costos de exploración especialmente para las operaciones de perforación más remotas y en aquellas donde se requiera una evaluación geofísica más óptima. La reducción en los costos se alcanzó debido a las consideraciones ambientales y logísticas.
- Mientras Amoco tuvo su primera experiencia en perforación *slimhole* y corazonamiento continuo, en los Estados Unidos Texaco reportó la aplicación del sistema *slimhole* en Paraguay³⁸. El pozo fue perforado hasta 9,800 ft con un equipo de perforación tipo-minería. Se redujeron los costos de la perforación en un 25% comparado con la perforación convencional.

³⁵ Dah, T.: "Swedish Group's Small-Hole Shallow-Drilling Technique Cuts Costs" Oil and Gas Journal. Abril 19, 1982, 98-100.

³⁶ Millheim, K.K. and Thompson, B.: "Slim Hole Drilling Technology – Past, Present, Future" Paper SPE 30151 presentado en la Conferencia PetroVietnam en Ho Chi Minh, Marzo 1-3, 1995.

³⁷ Walker, S.H., and Millheim, K.K.: "An Innovative Approach to Exploration and Exploitation Drilling: The Slimhole High Speed Drilling System" Paper SPE 19525. Presentado en la Conferencia Técnica Anual en San Antonio. Octubre 8-11, 1989.

³⁸ Gunn, K.B.: "Well Cored to 9800 ft in Paraguay" Oil and Gas Journal, Mayo 13, 1991.

- Paralelo a la aplicación de corazonamiento continuo, Shell y Eastman Teleco desarrollaron un sistema de perforación *slimhole* que excedió la aplicación del sistema de corazonamiento continuo con 46 pozos perforados en el año 1992 en cinco países (15 pozos en Alemania por encima de los 17,600 ft)³⁹. Se reportó una reducción en los costos en el rango de 19-41% comparados con los pozos convencionales.
- La tecnología *slimhole* fue igualmente aplicada a la perforación horizontal y a la perforación *re-entry* en el sur de Texas por Oryx⁴⁰. Para perforar la sección vertical (9,700 ft) se utilizó un equipo convencional y un equipo de *workover* para la sección lateral (3,150 ft). El índice de costo total para el pozo *slimhole* fue de 0.68 y el índice de costo por pie para el lateral fue de 0.73 comparados con la perforación convencional (índice igual a 1). En 1991 se utilizó una unidad de *Coiled Tubing* para perforar la sección dando como resultado un índice de costo por pie de 0.73.
- La tecnología *slimhole* se aplicó también áreas remotas y sensibles en términos ambientales. En 1992 Asamera perforó cinco pozos someros (< 3,890 ft) en un área remota del sur de Sumatra⁴¹. Se estimaron unos costos de US \$ 9.52 Para el proyecto que empleaba la perforación convencional, comparados con los costos para la perforación *slimhole* que ascendieron a US \$ 5.94. El 40% en ahorro fue el resultado de los bajos costos en las locaciones.

³⁹ Worall, R.N., Van Lwijk, J.M., Hough, R.B., Rettberg A.W., and Makohi, F.: "An Evolutionary Approach to Slimhole Drilling, Evaluation and Completion" Paper SPE 24965. Cannes, Noviembre 16-18, 1992.

⁴⁰ Hall, C.R., and Ramos, A.B.: "Development and Evaluation of Slimhole Technology as a Method of Reducing Drilling Costs for Horizontal Wells" Paper SPE 24610 presentado en la Conferencia Técnica Anual en Washington, Octubre 4-7, 1992.

⁴¹ Almendingen, A., Boytizen, A., Rachmat M., and Ben Seay, J.A.: "Successful Slimhole Drilling by Asomera, South Sumetra" Presentado en la 21 Convención Anual del Petróleo en Indonesia, Octubre 1992.

- Otra actividad remota fue reportada por Total quienes perforaron dos pozos (9,010 ft y 1,370 ft) en un ambiente de selva tropical en Gabon con un equipo *slimhole* tipo-minería⁴². Se estimó un ahorro del 15% comparado con la perforación convencional.
- Se reportó un ahorro del 40% para cinco pozos *slimhole* (3,710 ft – 6,840 ft) que fueron perforados en el Congo por BP⁴³.
- Durante 1993 se reportaron varios proyectos *slimhole*: Mobile y Oxy perforaron dos pozos en Bolivia (6,500 ft y 5,060 ft) con un equipo *slimhole* tipo minería⁴⁴. El ahorro alcanzado estuvo entre un 20-25%,
- Otro reporte de Amoco publicaba la perforación de un pozo *slimhole* con una profundidad de 12,850 ft en Wyoming. Los costos se redujeron en un 41%⁴⁵.
- La compañía UOCC reportó un ahorro en costos del 50% para un pozo de inyección de vapor⁴⁶.
- Un proyecto de perforación *slimhole offshore* fue presentado por Shell y Baker Hughes⁴⁷. Varios pozos de alta presión fueron

⁴² Dachary, J., and Vighetto, R.: "Slimhole Drilling Proven in Remote Exploration Project" Oil and Gas Journal, Abril 19, 1982, 98-100.

⁴³ Murray, P.J., Spicer, P.J., Jantzen, R.E., Syrstad, S.O., and Taylor, M.R.: "Slimhole Exploration: A Case for Partnership in the Nineties" Paper SPE/IADC 25724 presentado en la Conferencia de Perforación SPE/IADC en Amsterdam, Febrero 23-25, 1993.

⁴⁴ Shanks, E., and Williams, K.R.: "Slimhole Exploration Requires Proper Technical Preparation" Paper SPE 26337 presentado en la 68 Conferencia Técnica Anual en Houston, Octubre 3-6, 1993.

⁴⁵ Hunter, S.: "Amoco, Nabors Pioneer Slimhole Rig", Drilling Contractor, Enero 1993.

⁴⁶ Grove G.A., and Verclouet, A.W.: "Slimhole Drilling Saves Dollars in Thermal Injectors". Paper SPE 25780 presentado en el Simposio Internacional de Operaciones Térmicas en Bakersfield, Febrero 8-10, 1993.

⁴⁷ Eide, E., Hage, J.I., Burge, P.M., and Jurgens, R.: "The Application of Slimhole Drilling Techniques to High-Pressure and High-Temperature Exploration Programs in the North Sea" Paper SPE 26340 presentado en la Conferencia Europea Offshore en Aberdeen, Septiembre 7-10, 1993.

perforados a profundidades mayores a 9,840 ft y los costos se redujeron en un 10-15%.

2.2 Producción

Entre los avances tecnológicos realizados en el área de la producción, aplicables para el desarrollo de campos marginales de petróleo, se encuentran el bombeo y la medición de flujo multifásico.

2.2.1 Bombeo Multifásico

El bombeo multifásico es esencialmente un medio para suministrar energía a un efluente no procesado, lo cual permite que la mezcla gas/líquido sea transportada sobre grandes distancias sin la necesidad de una separación previa. Esto ha hecho posible que campos marginales de petróleo *offshore* y *onshore* lejanos de una unidad de producción sean económicamente viables.

2.2.1.1 Características del bombeo multifásico

La comparación de las diferentes opciones y la determinación de la solución óptima para el desarrollo y la producción de un campo, es una tarea compleja cuando se considera el número de parámetros incluidos, la variedad de posibles soluciones y los cambios inevitables que van a ocurrir en el transcurso del ciclo de vida del campo de petróleo.

Típicamente existen tres etapas dentro del ciclo de vida de un campo de petróleo:

- Flujo natural. Se presenta cuando la presión fluyente de cabeza de pozo (WHPF por su sigla en inglés) está por encima de la presión de entrada de la tubería. En este caso no se requiere ningún sistema de levantamiento artificial.
- Pozos fluyentes. A medida que pasa el tiempo el corte de agua incrementa y la WHPF disminuye. En estos momentos, si se desea,

es posible implementar algún sistema de levantamiento artificial tal como el gas *lift*, bombas de fondo o utilizar bombas multifásicas.

- Pozos no fluyentes. Son aquellos pozos que no tienen suficiente energía para fluir hasta la superficie. En este caso el bombeo multifásico puede ser utilizado en conjunto con el gas *lift* o bombas de fondo para minimizar el *backpressure* en los pozos.

Las bombas multifásicas son una opción válida para el segundo y tercer escenario debido principalmente a su alta capacidad volumétrica (flujo a la entrada de la bomba) que excede los 500,000 bpd.

Todas las instalaciones en donde se han seleccionado las bombas multifásicas se han basado en estudios que han mostrado que esta solución es mejor y más económica que la tecnología de separación convencional. Esta ventaja económica se alcanza debido al hecho de que se requiere menos equipo. Un estudio reciente concluyó que en el caso de un campo que produce 20,000 bpd y en donde la producción total tiene que ser transportada sobre una distancia de 35 km, los costos de instalación de una bomba multifásica son aproximadamente dos terceras partes del costo de instalación de un separador convencional con una bomba, un módulo compresor y dos tuberías. En la práctica, el ahorro es de aproximadamente un 30% comparado con el sistema de separación convencional, como es el caso del proyecto Dunbar TotalFinaElf⁴⁸.

Para poder tomar una decisión correcta en la escogencia del tipo de bomba ideal para un campo específico, es necesario entablar un diálogo constructivo entre la empresa operadora y el fabricante de la bomba. Es importante tener en cuenta aspectos tales como las características del fluido producido, el régimen de flujo bajo las condiciones multifásicas, las

⁴⁸ Pershukov, V.A., J. de Salis., Cordner, M.; "Multiphase Pumps for 250,000 bbl/D Field Development" Paper SPE 71562 presentado en la Conferencia Técnica Anual en New Orleans, Louisiana, 30 Septiembre –3 Octubre 2001.

perdidas de presión a lo largo de la tubería, la formación de hidratos, los depósitos de parafina y el contenido de arena.

Para determinar el régimen de flujo y los gradientes de presión y temperatura a lo largo de la tubería, es necesario emplear herramientas de simulación. Generalmente un análisis en estado estable es suficiente. Sin embargo, en algunas ocasiones el régimen de flujo multifásico puede no ser estable en la tubería bajo todas las condiciones de operación. En tales casos es preferido realizar un análisis transiente. Para esto existen en el mercado simuladores como el TACITE, desarrollado por el Instituto Francés del Petróleo junto con TotalFinaElf.

2.2.1.1.1 Clasificación de las bombas multifásicas

En la tecnología multifásica se emplean dos tipos de bomba: la bomba *helico-axial* y la bomba *twin-screw*. Estas bombas están diseñadas para trabajar bajo las condiciones cambiantes existentes dentro del ciclo de vida de un campo de petróleo. Son capaces de manejar corrientes con diferentes porcentajes de petróleo, gas y agua, desde 100% líquido a 100% gas, incluyendo algún contenido de sólidos (arena)⁴⁹. A continuación se hará un breve resumen de las características de cada una de estas bombas:

a.) Bombas dinámicas.

El tipo de bomba dinámica más común es la bomba *helico-axial*. El trabajo de desarrollo de este tipo de bomba fue llevado a cabo por el Instituto Francés del Petróleo, TOTAL y STATOIL⁵⁰. Esta bomba es un híbrido entre un compresor axial y aquellas bombas utilizadas para manejar una

⁴⁹ Salis, J., Marolles, Ch., Falcimaigne, J., Durando P.: "Multiphase Pumping - Operation & Control" Paper SPE 36591 presentado en la Conferencia Técnica Anual en Denver, Colorado. 6-9 de Octubre de 1996.

⁵⁰ Lafaille, A.: "Poseidon: The Multiphase Boosting and Transportation Technology Now Reaching the Pre-industrial Stage" Paper SPE 20974.

mezcla de fluidos. Cada etapa está compuesta de un *impeller helico-axial* y de un difusor estacionario. El *impeller* aumenta la velocidad cinética del fluido y la velocidad en cabeza es entonces convertida a aumento de presión en el difusor.

Las bombas *helico-axial* son comercialmente más competitivas en aplicaciones en donde se requiera manejar grandes cantidades de flujo. Tienen una mayor tolerancia a la arena o los sólidos presentes en el flujo comparadas con las bombas de desplazamiento positivo. En general, las bombas dinámicas tienen una construcción mecánica más simple y el mantenimiento es más sencillo. Una desventaja es que a bajas presiones de succión, la fracción volumétrica de gas (GVF por su sigla en inglés) aumenta y la cabeza desarrollada por la bomba tiende a disminuir.

b.) Bombas de desplazamiento positivo

Las bombas multifásicas de desplazamiento positivo son predominantemente del tipo *twin-screw*. El trabajo de desarrollo de este tipo de bomba fue llevado a cabo por distintos fabricantes de bombas tipo *twin*. La energía es utilizada para mover un volumen confinado de flujo multifásico a través de varios *screws* desde un lugar de baja presión a uno de alta presión.

A diferencia de las bombas dinámicas, las bombas de desplazamiento positivo no requieren un mezclador de flujo aguas arriba de la bomba. La presión desarrollada es independiente de la velocidad y la GVF. Además de esto, estas bombas pueden operar a bajas presiones de succión.

2.2.1.1.2 Ventajas del bombeo multifásico

Entre las ventajas obtenidas por la aplicación de la tecnología multifásica se encuentran:

- La posibilidad de transportar el petróleo y el gas de un campo “satélite” a un centro principal de procesamiento a distancias de entre 30 – 50 kilómetros⁵¹.
- Los costos de inversión se reducen en un 30% menos que para el correspondiente esquema tradicional⁵² de producción y el periodo de recobro de la inversión es mas corto.
- Se reduce el equipo en plataforma y por lo tanto disminuye el tamaño y los costos de la misma (para aplicaciones *offshore*).
- Presenta la posibilidad de reducir la presión en cabeza y de esta manera incrementar la rata de flujo.
- Hace rentable la explotación de campos marginales de petróleo.
- Abre la posibilidad de desarrollar campos *offshore* de petróleo pesado, los cuales normalmente demandan separadores inmensos con el consecuente resultado de un incremento en espacio y costos.
- Hace lucrativo el gas asociado.
- Elimina las líneas separadas de gas y de petróleo/agua.
- Existe también una ventaja ambiental con la reducción en el área ocupada por la estación multifásica que es un 50% menor.

⁵¹ Giuggioli, A., Villa, M., Ghetto, De G., Colombi, P.: “Multiphase Pumping for Heavy Oil: Results of a Field Test Campaign” Paper SPE 56464 presentado en la Conferencia Técnica Anual en Houston, Texas. 3-6 de Octubre de 1999.

⁵² González, R., Guevara, E.: “Economic Field Development in Venezuela Heavy Oil Fields Using Multiphase pumping Technology” Paper SPE 30262 presentado en el Simposio Internacional de Petróleo Pesado en Calgary, Canadá, 19-21 Junio 1995.

2.2.1.1.3 Desventajas del bombeo multifásico

- La principal desventaja de esta tecnología es que el consumo de energía es tres veces más grande para el esquema de flujo multifásico.
- En algunos casos los costos de mantenimiento son ligeramente mayores para el esquema de flujo multifásico.

2.2.2 Medición de flujo multifásico

En la última década, el desarrollo, evaluación y aplicación del sistema de medición de flujo multifásico ha recibido gran atención por parte de la industria del petróleo y gas alrededor del mundo⁵³. Las empresas operadoras han reconocido la importancia de esta tecnología como un paso esencial en la explotación de los campos marginales de petróleo.

El primer sistema de medición de flujo multifásico comercial apareció en el mercado hace aproximadamente diez años, como resultado de varios proyectos de investigación sobre medición multifásica. El principal motivo para el desarrollo de esta tecnología fue la predicción de la declinación de la producción de petróleo de los campos del Mar del Norte, seguido por la necesidad de unir los posteriores descubrimientos de campos pequeños y marginales a la infraestructura existente. El incremento de las fracciones de gas y agua, inherentes al ciclo de vida de un campo de petróleo, crea condiciones de flujo inestables en las facilidades de producción existentes, lo que requiere soluciones multifásicas más flexibles.

En menos de una década, la tecnología multifásica ha sido aceptada en los campos de petróleo y está siendo considerada como la principal solución de medición para el desarrollo de los nuevos campos.

⁵³ Falcone, G., Hewitt, G.F., Alimonti, C., Harrison, B.: "Multiphase Flow Metering: Current Trends and Future Developments" Paper SPE 74689.

2.2.2.1 Aplicaciones de los medidores de flujo multifásico (MPFMs)

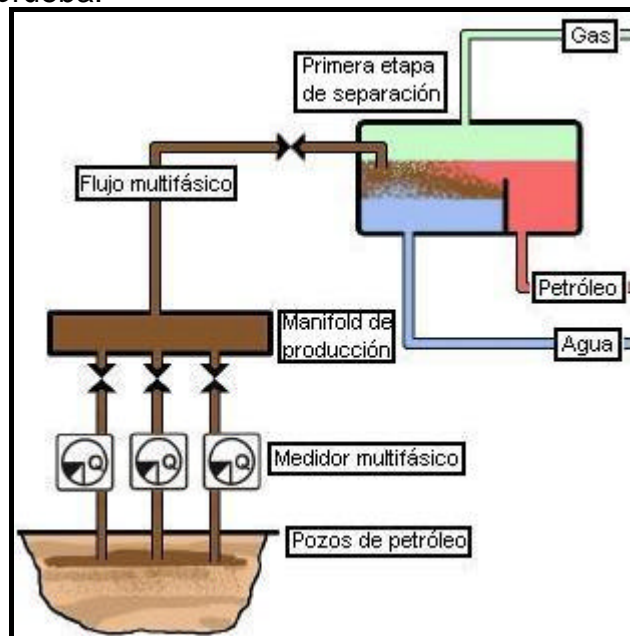
Entre las aplicaciones de los MPFMs se encuentran⁵⁴:

- Monitoreo de pozo
 - Optimización de la producción
 - Control de flujo
- *Well testing*

a.) Monitoreo de pozo

La instalación de un MPFM permite tener acceso continuo a información en tiempo real lo que se convierte en una fuente muy valiosa en el momento de tomar decisiones. Además de esto, se reduce espacio, disminuye el peso y los costos comparados con la instalación de un separador de prueba (Ver figura 13)

Figura 13. MPFMs en la línea de flujo de cada pozo reemplazando el separador de prueba.



Fuente: *Handbook Multiphase Flow Metering*, Segunda Revisión Marzo de 2005.

⁵⁴ *Handbook of Multiphase Flow Metering*, Segunda Revisión. Marzo de 2005.

- Optimización de la producción. La producción de los pozos de petróleo puede ser asistida por sistemas de levantamiento artificial tales como el *gas lift*. Los MPFMs pueden ayudar en la búsqueda de la tasa de inyección óptima ya que pueden mostrar instantáneamente la tasa de petróleo producido como función de la tasa de inyección de gas. Los separadores de prueba convencionales necesitan más tiempo para suministrar la misma información.

Otra consideración de optimización similar puede ser la detección de la irrupción de agua, entre otras.

- Control de flujo. Con los datos continuos suministrados por el MPFM es posible identificar bloqueos en el sistema de producción (hidratos, asfáltenos, parafinas, arena) y de esta manera garantizar el flujo de petróleo y gas desde el yacimiento hasta el punto de transferencia de custodia.

b.) *Well testing*

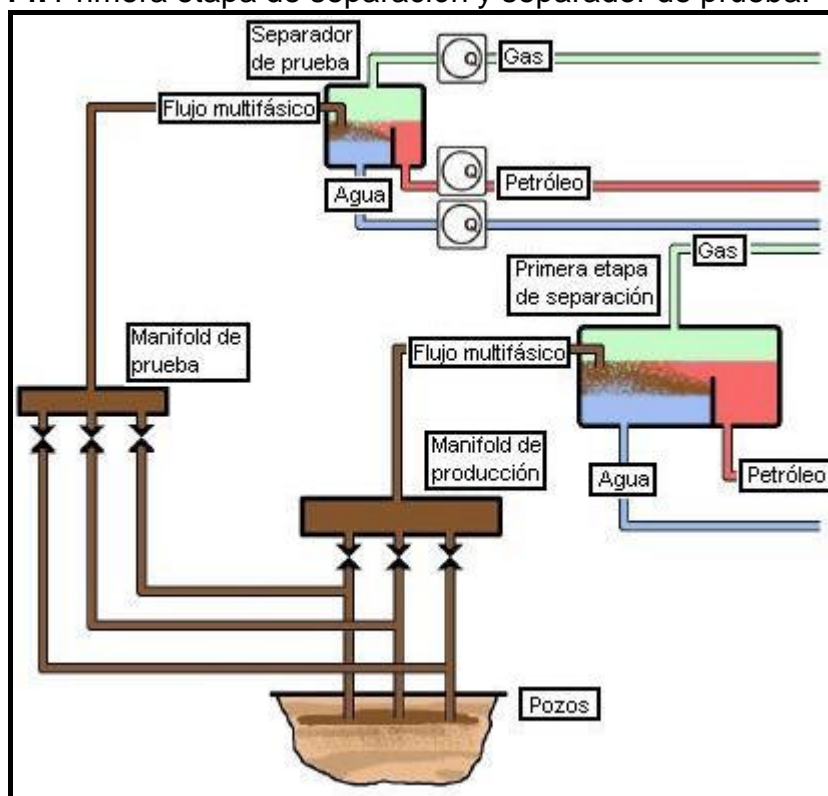
En los campos de petróleo existe la necesidad de monitorear el rendimiento de cada pozo para optimizar la producción y extender la vida del campo. El *well testing* estándar es aquel que utiliza un separador de prueba. Un MPFM puede ser un reemplazo para, o un complemento a, un separador de prueba si:

1. Se ha decidido no instalar un separador de prueba.
2. Existe la necesidad de aumentar la capacidad para el *well testing*.
3. El separador de prueba se utiliza como uno convencional (baja presión).

- *Well testing* convencional. El *well testing* convencional se realiza por medio de un separador de prueba. La producción de los pozos se mide

dirigiendo el flujo de cada pozo a la vez, a través del separador de prueba (figura 14). La corriente se divide en tres fases: petróleo, gas y agua, las cuales son medidas a la salida del separador.

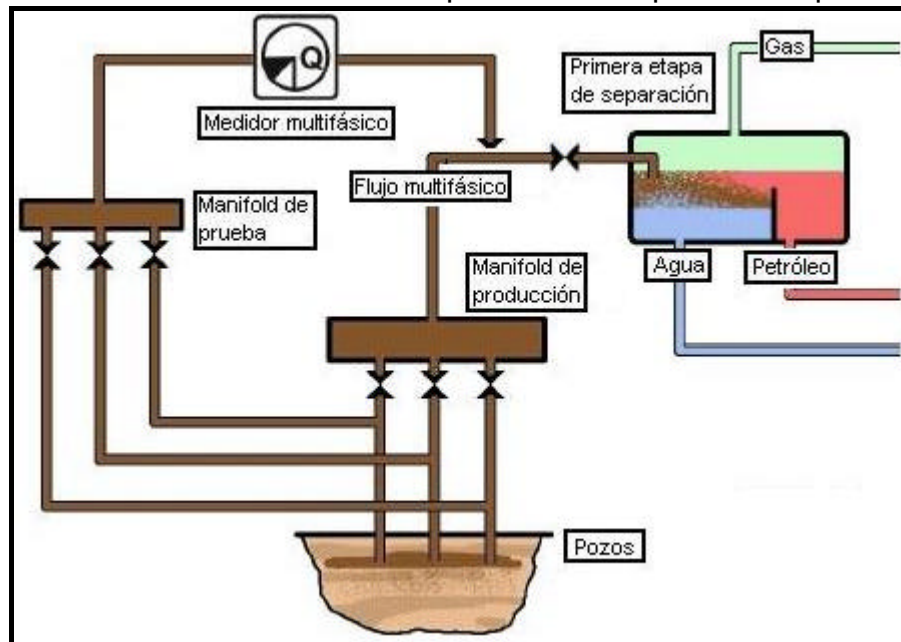
Figura 14. Primera etapa de separación y separador de prueba.



Fuente: *Handbook Multiphase Flow Metering*, Segunda Revisión Marzo de 2005.

- *Well testing* con MPFM. Los MPFMs pueden ser instalados y utilizados de la misma manera que un separador de prueba. Un MPFM instalado en conjunto con un separador de prueba incrementa la flexibilidad de la facilidad al aumentar la capacidad total de prueba. También se puede utilizar solamente el MPFM para *well testing* y utilizar el separador de prueba como un separador convencional de producción y por lo tanto incrementar la capacidad de producción total. Sin embargo, para el desarrollo de campos marginales de petróleo el MPFM reemplaza el separador de prueba y en algunas ocasiones cuando el MPFM se instala antes del *manifold* de producción, se eliminan las líneas de prueba, el manifold de prueba y el sistema de válvulas (ver figura 13 y 15).

Figura 15. Medidor multifásico reemplazando el separador de prueba.



Fuente: *Handbook Multiphase Flow Metering*, Segunda Revisión Marzo de 2005.

2.2.2.2 Exactitud de la medición de flujo multifásico

Con las soluciones de medición de flujo multifásico actuales, la exactitud de la lectura es de + el 5%. Los medidores de flujo multifásico pueden manejar corrientes en donde la fracción de gas puede variar de 0 a 97% y el corte de agua entre un 0 un 100% para todos los patrones de flujo.

2.2.2.3 Ventajas de la medición de flujo multifásico

Las ventajas alcanzadas con la aplicación de medidores de flujo multifásico son:

- Disposición de las facilidades de superficie. La utilización del sistema de medición de flujo multifásico reduce el área necesaria para las aplicaciones *offshore topside*, *offshore subsea* y *onshore*. El principal beneficio es la eliminación del separador de prueba para las aplicaciones de *well-testing*. De igual manera, se pueden eliminar las líneas de *well-testing* de las facilidades de producción,

lo cual es de vital importancia para aplicaciones *offshore* (plataformas *unmanned*), desarrollos *deepwater* y campos satélites.

- Monitoreo de la producción y *Reservoir Management*. Los sistemas de medición de flujo multifásico proveen información en tiempo real sobre las variaciones en las tasas de flujo de líquido y gas, mientras que los separadores de prueba convencionales ofrecen información acerca de volúmenes acumulados en puntos discretos en el tiempo.
- Inversión de capital y costos de operación. Cuando se está decidiendo entre la aplicación de un sistema tradicional en las facilidades de producción y uno que incluye un sistema de medición de flujo multifásico, es necesario comparar el capital de inversión y los costos de operación de cada solución. Mientras es relativamente fácil estimar los costos de los componentes del sistema, se hace difícil predecir los costos de operación. Esta dificultad es el resultado del relativo bajo número de aplicaciones de medición de flujo multifásico alrededor del mundo y la muy limitada historia de operación. En general, el capital de inversión de este sistema es significativamente menor que el del sistema de medición convencional, pero los operadores tiende a sobreestimar los costos de operación del sistema de medición de flujo multifásico. Sin embargo, a medida que se acumule más tiempo de operación en campo, el sistema de medición de flujo multifásico va a requerir menos mantenimiento después de la instalación y por lo tanto, los costos de operación se reducirán.

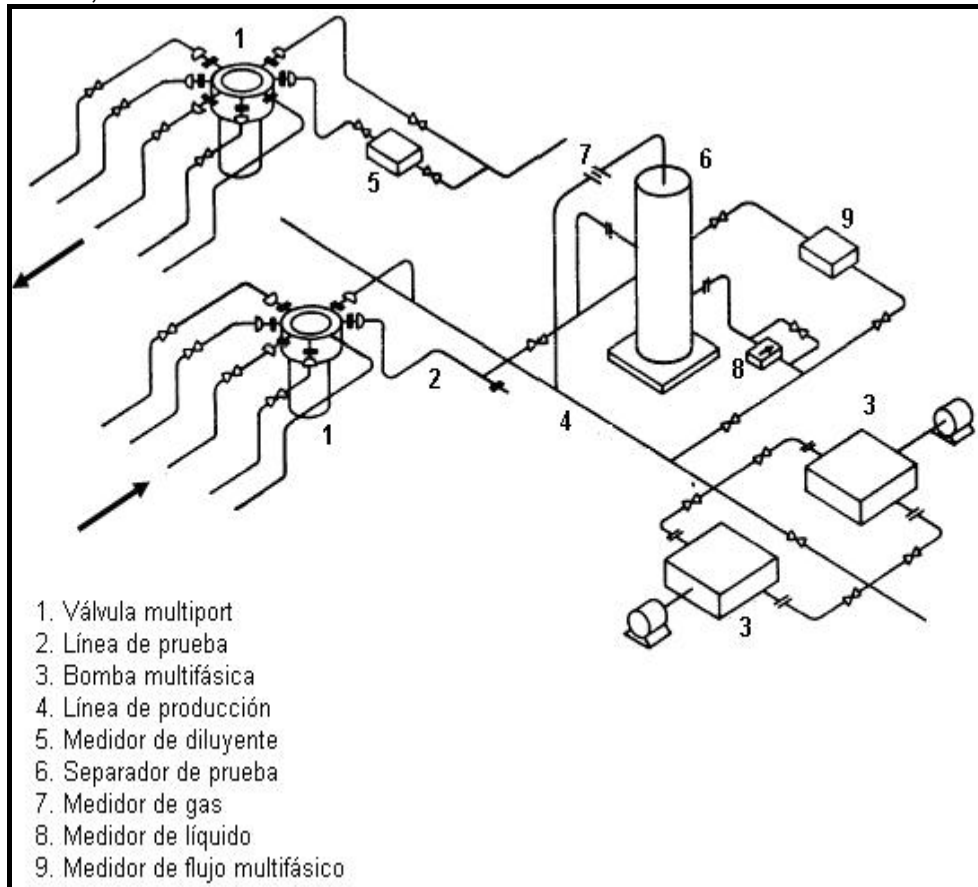
2.2.3 Aplicación del sistema multifásico en el desarrollo de campos marginales de petróleo

La tecnología multifásica ha mostrado buenos resultados en diferentes aplicaciones alrededor del mundo y en programas de pruebas. Entre estas aplicaciones se encuentran las siguientes:

- En el campo Arecuña localizado en la Faja Petrolífera del Orinoco en Venezuela se instaló un sistema multifásico⁵⁵. Este campo produce un crudo de 10° API. Generalmente las estaciones de flujo que manejan petróleo pesado y extrapesado están compuestas de separadores de producción y de prueba, tanques de almacenamiento de petróleo y tanques de prueba, bombas para el petróleo y sistemas de transporte de gas hacia la planta de compresión. En el esquema multifásico aplicado en el campo Arecuña se utilizaron válvulas *multiport*, bombas multifásicas, medidor de flujo multifásico y una sola tubería (figura 16).

⁵⁵ González, R., Guevara, E.: "Economic Field Development in Venezuela Heavy Oil Fields Using Multiphase pumping Technology" Paper SPE 30262 presentado en el Simposio Internacional de Petróleo Pesado en Calgary, Canadá, 19-21 Junio 1995.

Figura 16. Esquema de la estación de flujo multifásico en el campo Arecuña, Venezuela.



Fuente: Paper SPE 30262.

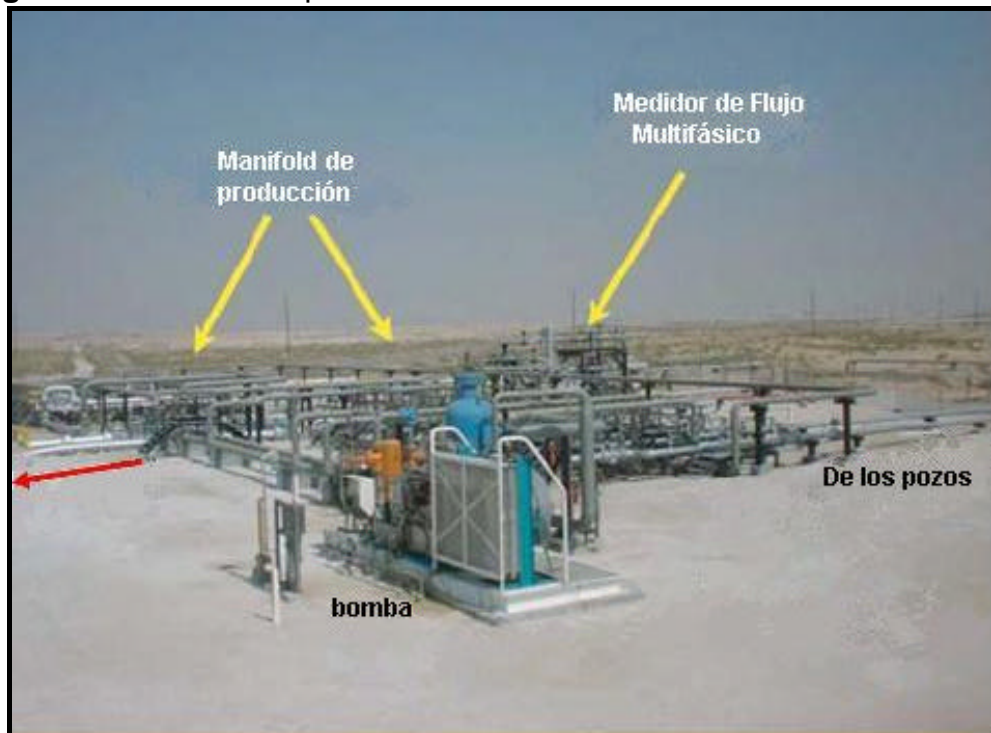
Con este sistema multifásico se obtuvieron los siguientes resultados:

- El área utilizada para el esquema multifásico se redujo en 2500 m².
- Los diámetros de las líneas de flujo se redujeron de 6 in a 4 in.
- Al reducir la presión en cabeza se espera un aumento en la tasa de producción en un 15% a un 20%.
- En el campo Abqaiq localizado en Arabia Saudita, se llevó a cabo una prueba para evaluar la capacidad de la tecnología multifásica⁵⁶. El sitio

⁵⁶ Dogru, A.H., Hamoud, A.A., Barlow, S.G.: "Multiphase Pumps Recovers More Oil in Mature Carbonate Reservoir" Paper SPE 83910.

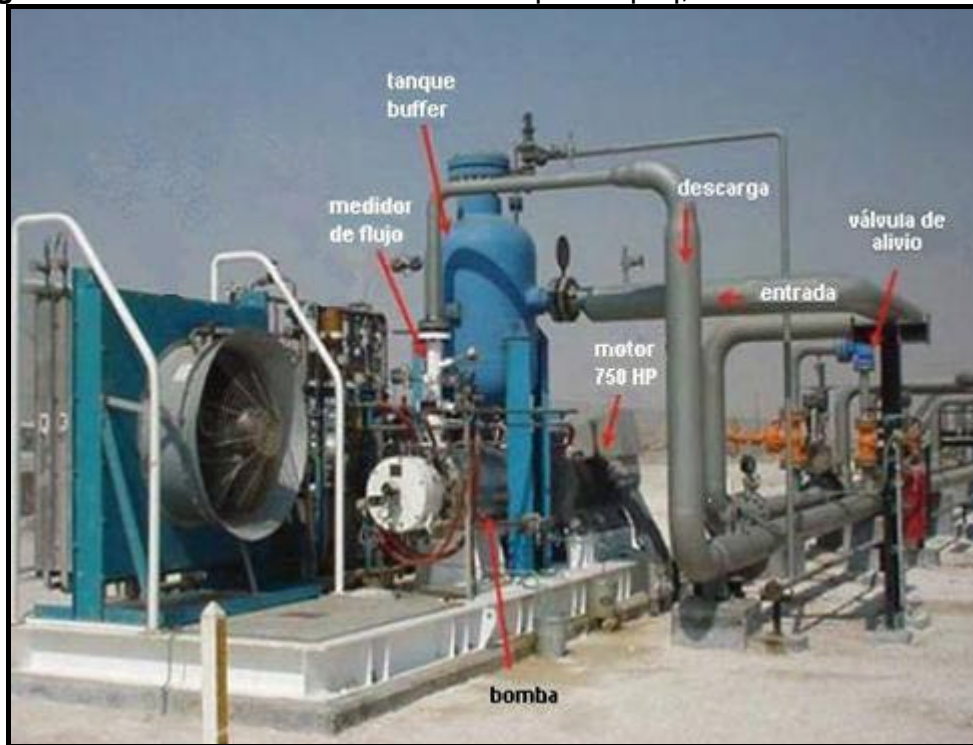
elegido para realizar la prueba fue la parte norte del campo. El *manifold* de esta parte del campo está a 10 kilómetros de las facilidades de separación gas/oil más cercanas (figura 17). Catorce pozos productores de petróleo estaban conectados al *manifold*, doce de los cuales no eran capaces de fluir dentro de la línea de producción debido a la alta presión de la línea principal y a los altos cortes de agua, mayores al 70%. El principal objetivo de la instalación de las bombas multifásicas era reducir el *backpressure* sobre los pozos muertos y de esta manera restaurar su producción. Para cumplir con esta tarea se utilizó una bomba multifásica *helico-axial*, con capacidad de manejar desde 25000 B/D a 75000 B/D (Ver figura 18).

Figura 17. Manifold de producción.



Fuente: *Paper* SPE 83910

Figura 18. Bomba Multifásica en el campo Abqaiq, Arabia.



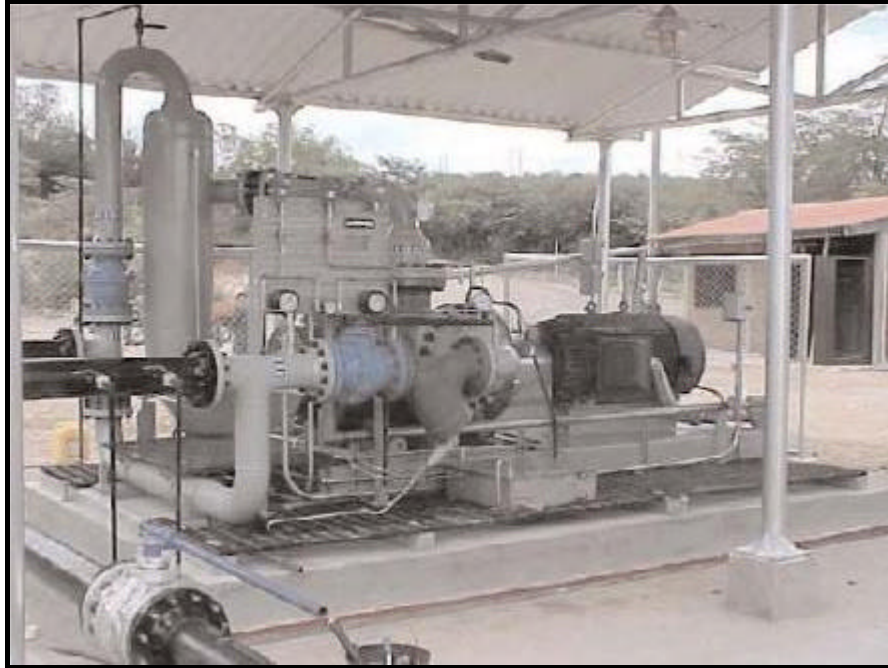
Fuente: *Paper* SPE 83910

Los resultados de esta prueba fueron:

- Esta prueba demostró la capacidad de la tecnología multifásica para bombear mezclas con diferentes proporciones de gas y líquido a grandes distancias y la capacidad para reestablecer la producción de los pozos “muertos”.
- Los pozos respondieron a la reducción en el *backpressure*. La producción de petróleo incremental se estimó en 2, 000,000 STB.
- La bomba es capaz de adaptarse a un amplio rango de condiciones de operación.
- El consumo de energía fue económico, con un costo de U.S. \$ 0.03/barril de petróleo.
- El Campo San Francisco en Colombia es un campo remoto que ha estado produciendo por más de 25 años. El terreno es montañoso y la facilidad de procesamiento se encuentra ubicada en la parte más alta del campo, mientras que los pozos se encuentran ubicados en los valles. Con una buena presión de yacimiento, después asistida por bombas electrosumergibles, no hubo problemas para que la producción alcanzara la facilidad de procesamiento al inicio del desarrollo del campo. Sin embargo, cuando el corte de agua aumentó, los pozos más remotos no pudieron fluir y algunos tuvieron que ser cerrados. Para solucionar este problema se instalaron tres bombas multifásicas en partes remotas del campo, lo que resultó en el reestablecimiento de la producción y en la disminución de la presión en cabeza incrementando de esta manera la tasa de petróleo y gas⁵⁷ (Ver figura 19).

⁵⁷ Olson, S.: “Multiphase Pumps Offer Simpler, More Economic Method for Producing Oil and Gas”. Artículo publicado en The American Oil and Gas Report. Julio de 2004.

Figura 19. Bomba Multifásica instalada en el campo San Francisco, Colombia.



Fuente: *The American Oil and Gas Report*, Julio de 2004.

- El sistema multifásico hace parte de las estrategias de desarrollo diseñadas por PETRONAS (Malasia) para los campos marginales de petróleo de ese país⁵⁸.

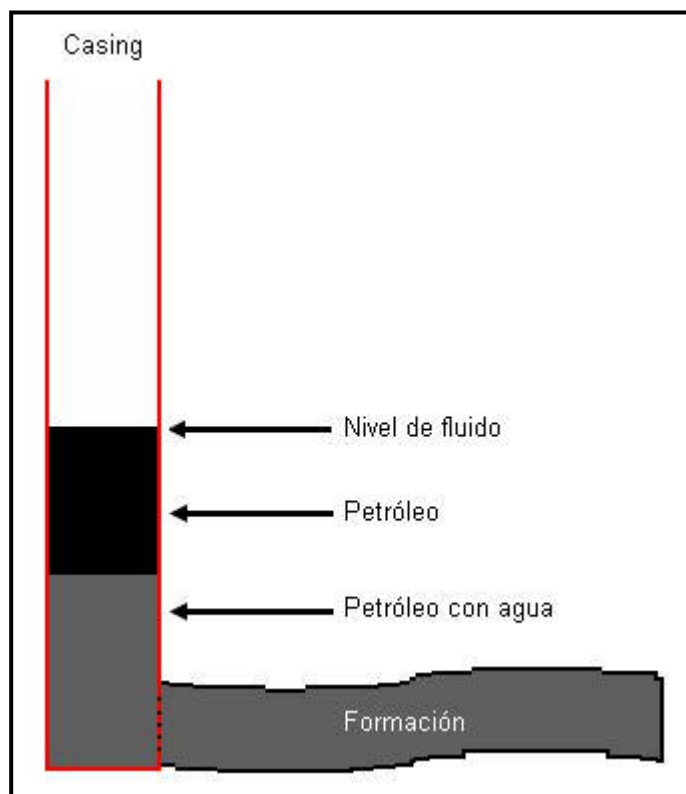
2.2.3 Tecnología BORS lift (Balanced Oil Recovery System)

BORS es el nombre aplicado a la tecnología de levantamiento artificial aplicada a pozos de bajo potencial (*stripper wells*) y que básicamente como su nombre lo indica es un sistema para recobrar hidrocarburos desde una columna balanceada de aceite. (*Balanced Oil Recovery System*). El sistema fue diseñado para suplantar los equipos convencionales de extracción de petróleo en pozos marginales o abandonados. El fundamento de operación esta basado en una

⁵⁸ Hashim, K.and Shabudin, A.: "Monetising Small Oil Fields – In Pursuit of Innovative Solutions" Paper SPE 68714 presentado en la Conferencia Del Petróleo y Gas en Asia Pacífico, Jakarta, Indonesia.

tecnología, que extrae aceite desde una columna balanceada (figura 20), utilizando una bomba y llevándolo a superficie por tubo colector.

Figura 20. Columna balanceada de petróleo.



Fuente: Manual de operación y mantenimiento del sistema BORS lift. Sunshine Oil & Gas.

2.2.3.1 Características de trabajo de BORS

Las características de la tecnología BORS son las siguientes:

- Actualmente tiene un diseño para trabajar a una profundidad máxima de 2500 pies.
- Energía acorde con las facilidades existentes.
- Cada pozo requiere de una programación.
- Sistema automático de control para el levantamiento del aceite.
- Sistema automático de descarga.

- Puede ser colocado fijo o móvil.
- No requiere de ningún tipo de equipo de subsuelo.

2.2.3.2 Funcionamiento

La tecnología BORS es un sistema de levantamiento muy sencillo y funciona de la siguiente manera: se baja la manguera (bomba) automáticamente, hasta un nivel predeterminado, se espera un lapso corto de tiempo y comienza la carrera de ascenso hasta llegar la manguera al tubo conductor, se descarga el fluido e inicia después de un lapso de tiempo la nueva carrera de descenso.

2.2.3.3 Componentes del sistema BORS

Un sistema BORS lift presenta los siguientes componentes:

- Nivel de aceite.
- Tope de la interfase agua-aceite.
- Presiones de fondo.
- Producción de aceite, agua y gas.
- Tamaño de revestimiento.
- Tipo de energía que maneja el yacimiento.

2.2.3.5 Requerimientos

Como la herramienta aplica para pozos de muy bajo potencial (1-20 BPD), los requerimientos son bajos:

- El pozo sin ningún tipo de tubería dentro.
- Hueco sin restricciones.
- Línea de flujo a una estación.
- Facilidades de energía (110, 220 voltios, etc.).
- Adicionalmente la información requerida para diseñar las condiciones de operación de la BORS.

2.2.3.6 Beneficios

- Incremento de la producción
- No hay equipos de subsuelo y no hay costos de mantenimiento de fondo de hueco.
- Reducción de costos de levantamiento hasta en un 70 %.
- No se requiere de equipo de varilleo.
- Los costos de mantenimiento en superficie son bajos, comparados con las unidades de bombeo convencional.
- No se requiere de supervisión diaria del sistema.
- El equipo se resetea automáticamente.
- El equipo puede ser instalado con dos personas.

- No requiere separación de agua, eliminando todos los costos asociados.
- Buen manejo del medio ambiente, no deja contaminación

2.2.3.7 Restricciones

- Pozos de alto GOR.
- Pozos con niveles de fluido a profundidades mayores de 2500 pies.
- Revestimientos menores de 4.5" de diámetro.
- Información Insuficiente.
- Crudos menores de 20 °API.
- Pozos colapsados.

2.2.3.8 Volúmenes de producción

Pozos de bajo potencial, bajas presiones de fondo y altos cortes de agua, son los candidatos para una herramienta como BORS, pues pueden mantener una producción diaria optimizada de hasta cuatro veces, sin el problema del manejo de las aguas de producción, pues el diseño permite solo la producción de aceite.

2.2.3.9 Aplicación de la tecnología BORS Lift

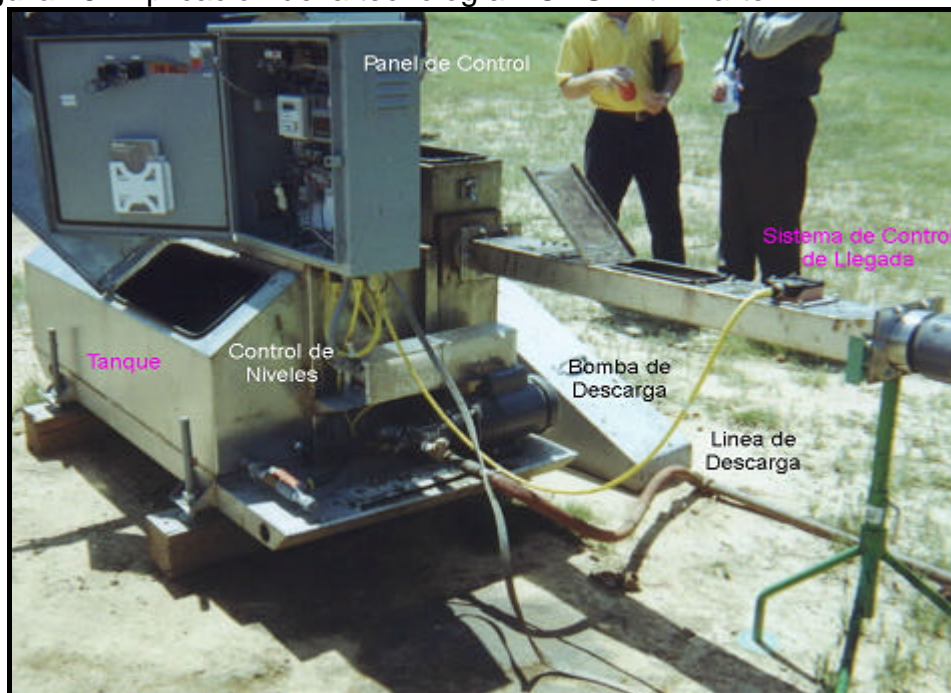
En Colombia la tecnología BORS Lift se ha aplicado a los pozos la Cira 1034 (figuras 22 y 23), la Cira 803 y Samarkanda 1.

Figura 22. Aplicación de la tecnología BORS Lift. Parte 1



Fuente: Presentación "BORS lift nueva tecnología".

Figura 23. Aplicación de la tecnología BORS Lift. Parte 2



Fuente: Presentación "BORS lift nueva tecnología".

2.3 Simulación de yacimientos

La simulación de yacimientos juega un papel muy importante en la descripción del comportamiento de un yacimiento con una mayor exactitud. Esta herramienta le permite al ingeniero considerar simultánea y rigurosamente la mayor parte de los datos geológicos y de ingeniería, relacionados con el comportamiento de la producción del yacimiento, lo que reduce el riesgo de inversión en campos de petróleo especialmente en los campos marginales donde la predicción de la producción determina el resultado económico del proyecto. A continuación se describirá un avance realizado en simulación de yacimientos aplicable al desarrollo de campos marginales de petróleo: el desarrollo de *grids* horizontales para representar de manera más precisa pozos horizontales utilizados en yacimientos marginales delgados.

2.3.1 Grids horizontales en los modelos de simulación de yacimientos

La perforación horizontal ha hecho económicamente viable el desarrollo de yacimientos delgados existentes en el Mar del Norte⁵⁹. El espesor del estrato en el caso de estas formaciones se encuentra en el rango de 35 – 65 ft. Los pozos horizontales no solo mejoran la eficiencia del recobro sino que también aceleran las tasas de producción, lo que es de vital importancia en el desarrollo de estos campos marginales (en el Mar del Norte un campo es considerado marginal si sus reservas están en el orden de 20 – 30 MMSTB).

Es por esto que es necesario representar de manera muy precisa los pozos horizontales en un modelo de simulación de yacimientos. Por lo general, los *grids* en la dimensión z coinciden con las capas geológicas, resultando en *grids* de geometría *corner point* no-horizontal. Es difícil

⁵⁹ Target, P.L.: "The Haven Oil Field: Development of a Tiny Marginal Field With Horizontal Wells". Paper SPE 20975, Abril de 1992.

ubicar de manera precisa un pozo horizontal en este tipo de *grids*. En el mejor de los casos un pozo horizontal puede ser representado por segmentos zigzagueados dentro del modelo. Esto puede crear un problema serio en la evaluación de la aplicación de pozos horizontales en yacimientos apretados. En esta situación, la conificación de agua y gas afecta de manera importante la eficiencia de un pozo horizontal. Un modelo de simulación utilizando segmentos zigzagueados para representar un pozo horizontal frecuentemente da predicciones no acordes con la realidad debido a que algunos segmentos pueden ser colocados cerca al contacto gas-petróleo y otros segmentos cerca al contacto petróleo-agua. Por lo tanto, se ha escrito un programa de computadora para crear *grids* horizontales en la dimensión z y de esta manera representar de forma mas precisa los pozos horizontales, mientras se preserva el volumen del yacimiento y la distribución de permeabilidad⁶⁰.

A continuación se mostraran las deficiencias de los *grids* de geometría *corner point* no-horizontal aplicados a yacimientos delgados y las ventajas de los *grids* horizontales aplicados a yacimientos homogéneos y heterogéneos.

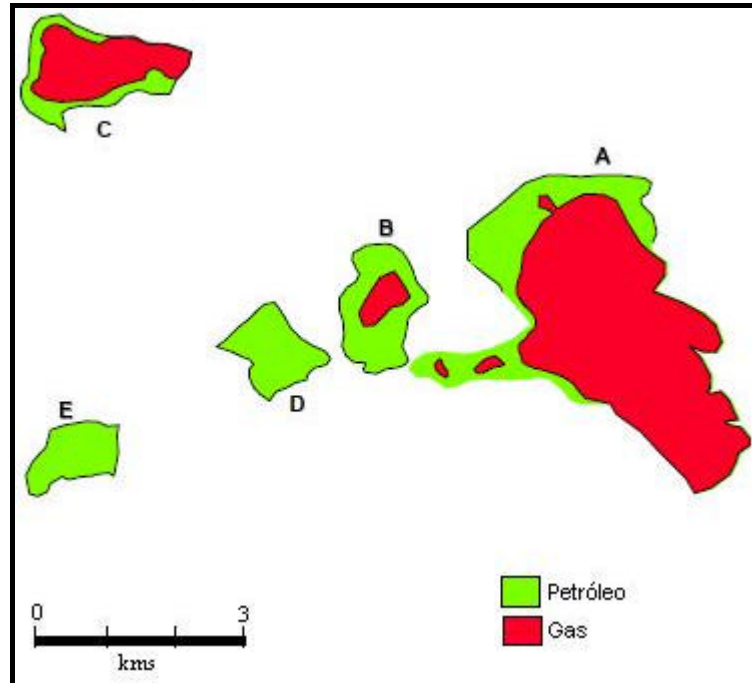
2.3.2 *Grids* de geometría *corner point* no-horizontal aplicados a yacimientos delgados

Para mostrar las deficiencias de la geometría *corner point* no-horizontal se utilizará como ejemplo el yacimiento B que se aprecia en la figura 24. Este yacimiento hace parte de un campo ubicado en el Mar del Norte. Los yacimientos A, B, C contienen capa de gas y columna de petróleo,

⁶⁰ Hsu, Hsiu-Hysiong.: "Use of New Horizontal Grids in Reservoir Simulation Models Improves the Chance of Success in Developing Marginal Thin Oil Rim Reservoirs using Horizontal Wells". Paper SPE 39548 presentado en la Conferencia del Petróleo y Gas en New Delhi, India. 7-9 de Abril de 1998.

mientras que los yacimientos D y E contienen solamente columna de petróleo.

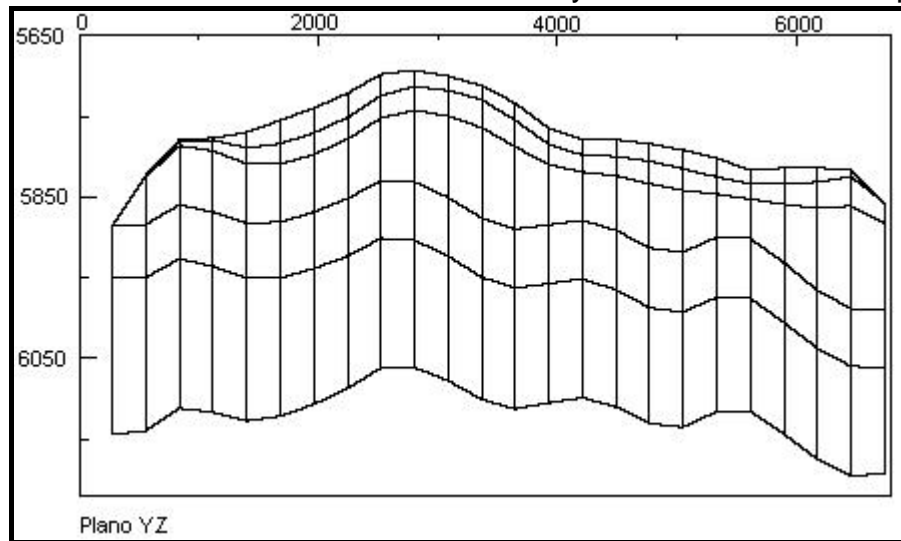
Figura 24. Campo Marginal de Petróleo en el Mar del Norte.



Fuente: Paper SPE 39548.

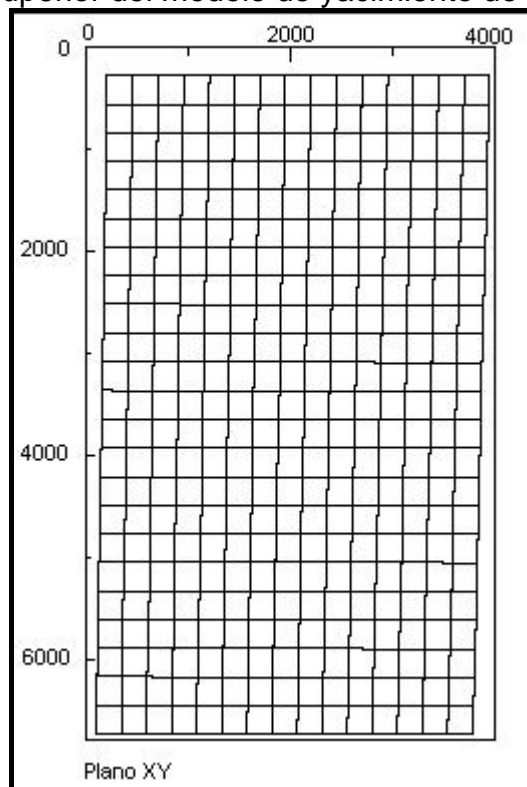
La dimensión vertical (z -) de los *grids* del modelo de simulación de yacimientos son construidos de tal forma que coincidan con los planos de estratificación de las capas geológicas. En la figura 25 se muestra el corte vertical y en la figura 26 una vista superior del modelo.

Figura 25. Sección vertical de un modelo de yacimiento de cinco capas.



Fuente: Paper SPE 39548.

Figura 26. Vista superior del modelo de yacimiento de cinco capas.

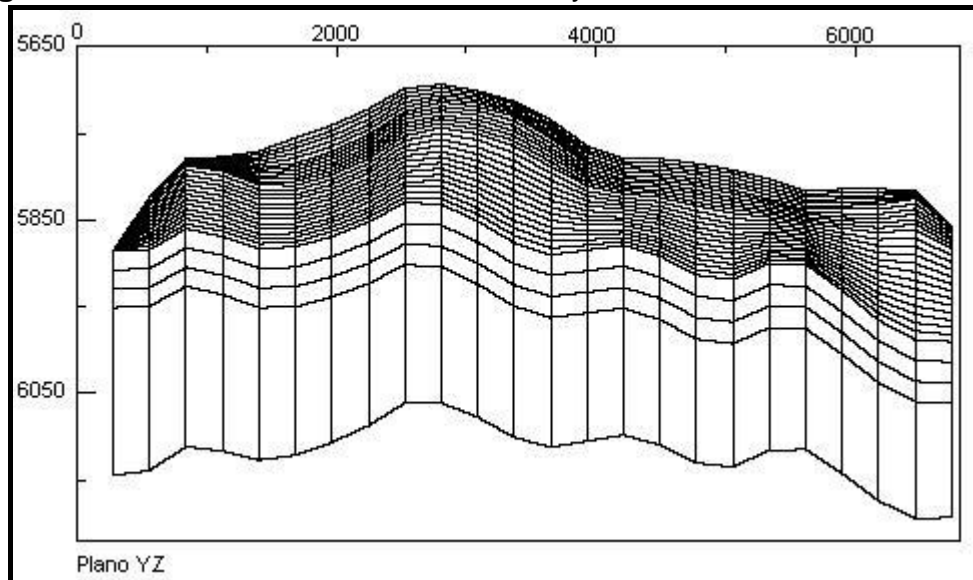


Fuente: Paper SPE 39548.

En simulación de yacimientos, las capas geológicas están subdivididas en capas más delgadas con el fin de reducir la dispersión numérica. Esto resulta en un modelo de 28 capas, con dimensiones de 15x23x28 (Figura

27). Este método de construcción del modelo resulta en *grids* de geometría *corner point* no-horizonta.

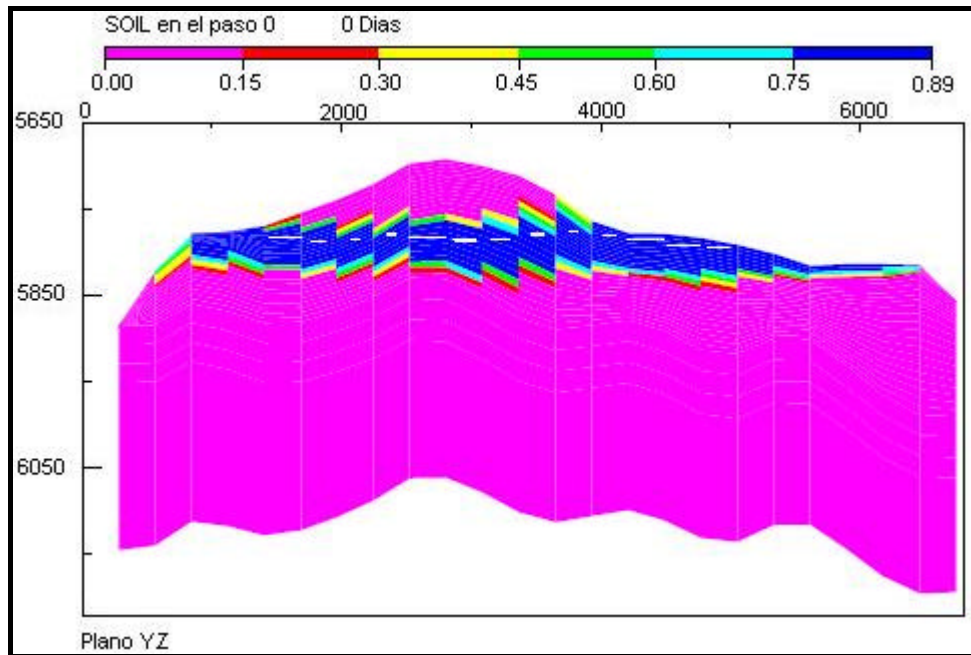
Figura 27. Sección vertical del modelo de yacimiento refinado.



Fuente: Fuente: *Paper SPE 39548.*

El yacimiento bajo consideración contiene una columna de petróleo, una capa de gas y un acuífero. La saturación inicial generada por el modelo de simulación refinado se muestra en la figura 28.

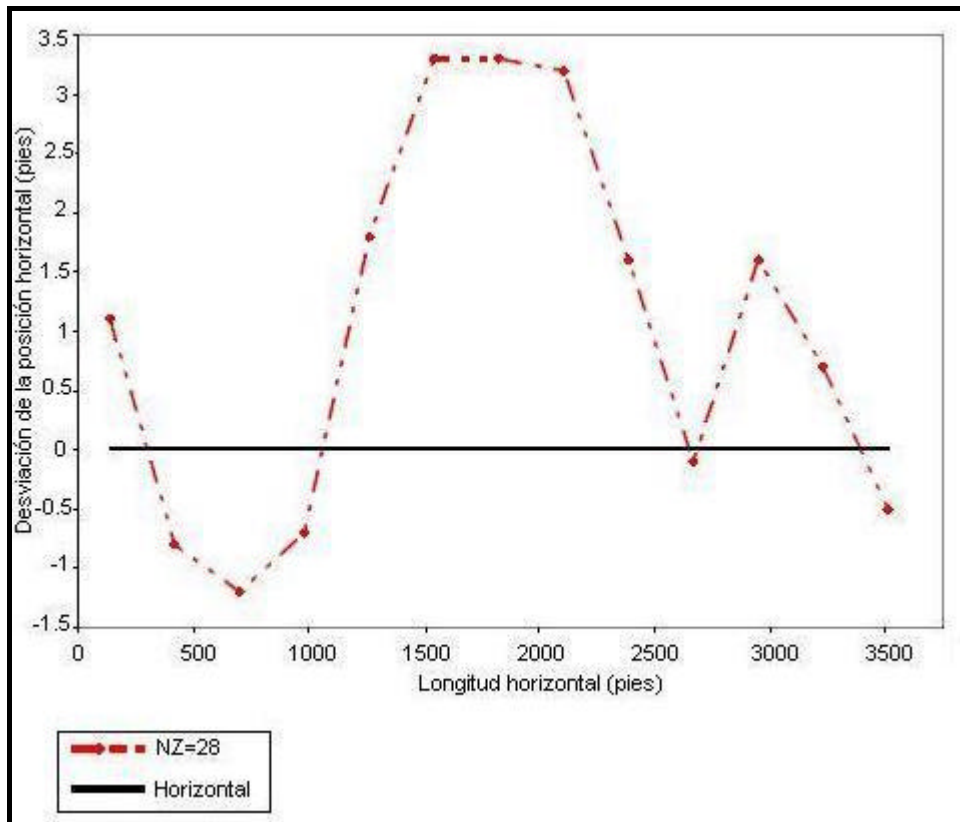
Figura 28. Saturación de petróleo y ubicación del pozo horizontal en geometría *corner point*.



Fuente: Paper SPE 39548.

Como se puede ver, el contacto gas-petróleo y petróleo-agua no está definido con claridad. Si se desea ubicar un pozo horizontal en el modelo de simulación en la mitad del estrato delgado, este se representa por las líneas blancas colocadas en el centro de los *grid blocks*. Algunos de estos *grid blocks* están muy cerca del contacto gas-petróleo mientras que otros están muy cerca del contacto petróleo-agua. Las desviaciones de la posición horizontal se muestran en la figura 29.

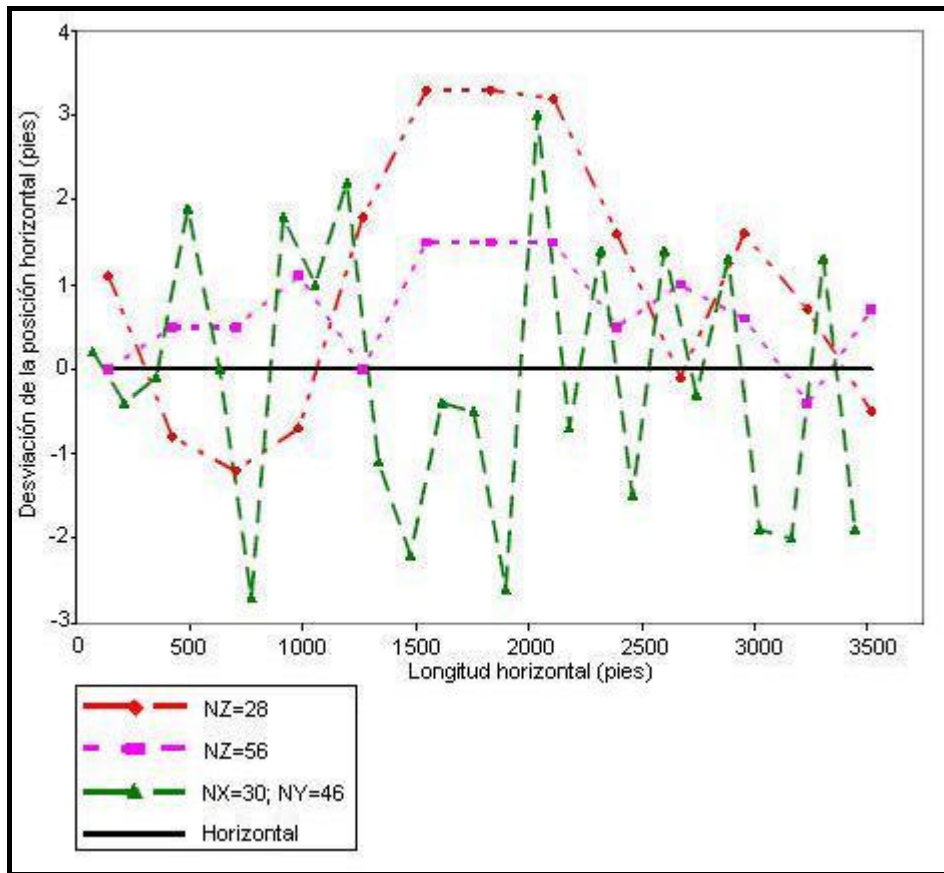
Figura 29. Desviación en la ubicación de un pozo horizontal utilizando *grids* de geometría *corner point*.



Fuente: Paper SPE 39548.

En un intento para minimizar estos errores, los *grids* del modelo de simulación se refinaron de dos maneras. La primera consiste en doblar el número de capas, lo que resulta en un modelo de 15x23x56. La segunda en doblar el número de *grids* en las dimensiones X y Y, lo que resulta en un modelo de 30x46x28. La desviación de estos dos modelos se compara en la figura 30.

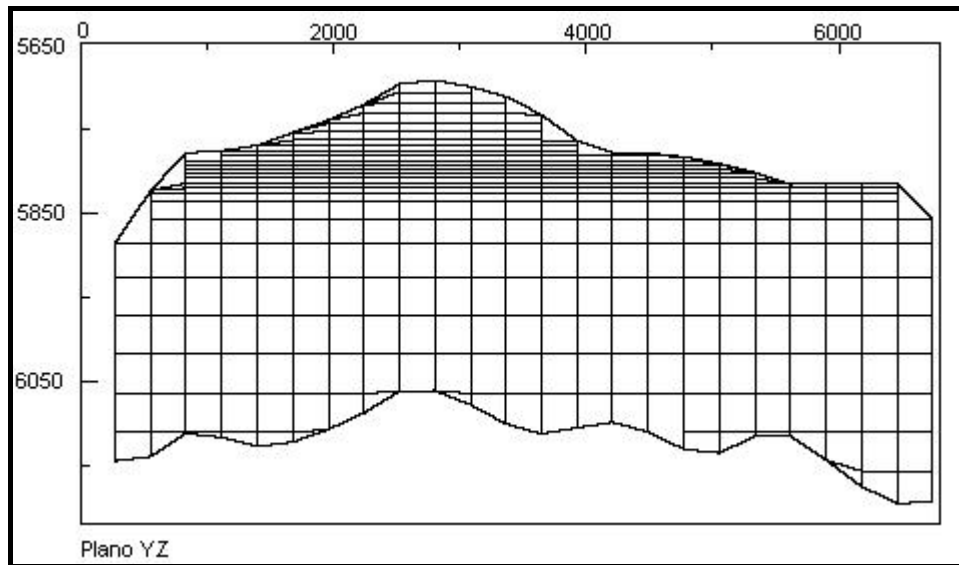
Figura 30. Comparación de la desviación en la ubicación de un pozo horizontal utilizando *grids* de geometría *corner point*.



Fuente: Paper SPE 39548.

Como se puede ver, estos modelos reducen los errores pero no de manera significativa. Si se utilizan *grids* horizontales, como se aprecia en la figura 31, entonces el pozo horizontal puede ser colocado en el lugar preciso. Adicionalmente, las líneas del *grid* horizontal se pueden diseñar de tal modo que coincidan exactamente con el contacto gas-petróleo y petróleo-agua.

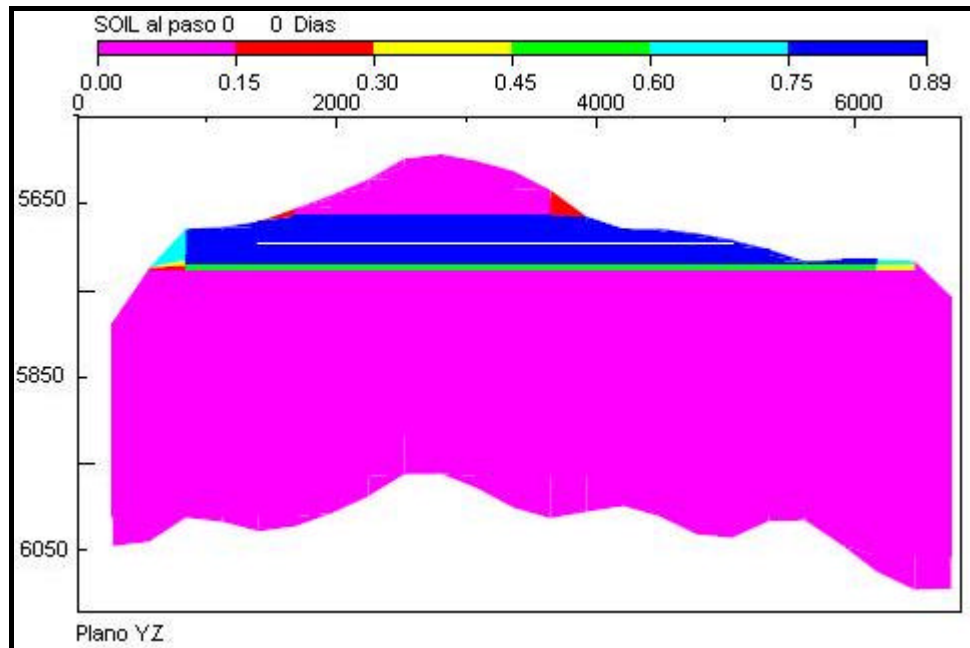
Figura 31. Sección vertical del modelo de *grids* horizontales.



Fuente: Paper SPE 39548.

La saturación de petróleo inicial generada por el modelo de simulación que utiliza *grids* horizontales se muestra en la figura 32. La línea blanca representa el pozo horizontal, que está ubicado a distancias constantes de los contactos gas-petróleo y petróleo-agua.

Figura 32. Saturación inicial de petróleo y ubicación del pozo en los *grids* horizontales.



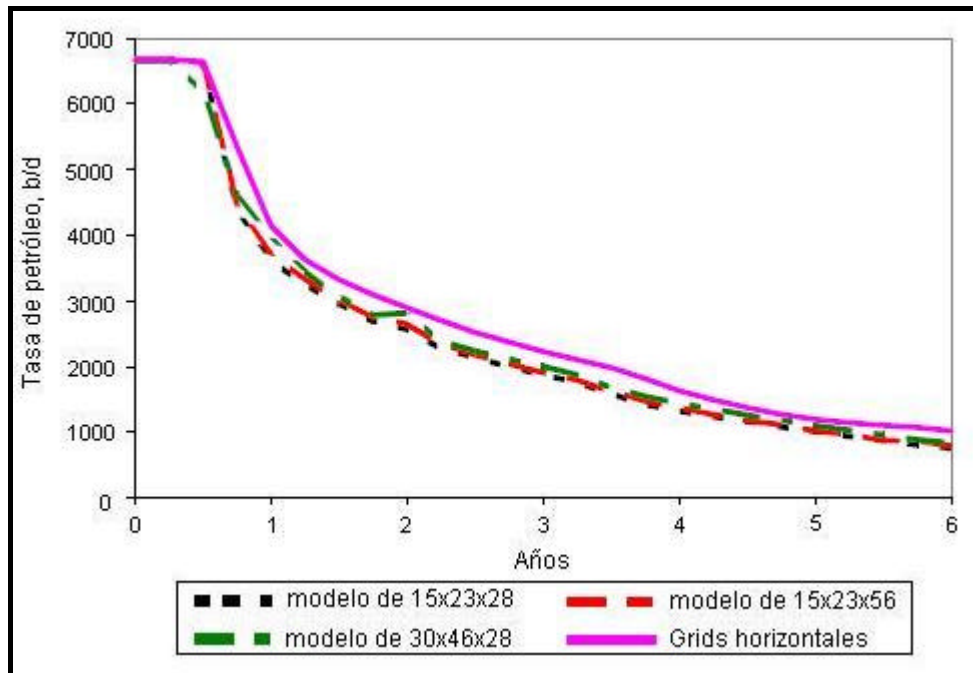
Fuente: Paper SPE 39548.

2.3.3 *Grids* horizontales en la dimensión z en un yacimiento homogéneo.

Para demostrar las ventajas de los *grids* horizontales sobre los *grids* de geometría *corner point* no-horizontales, se llevó a cabo una simulación para un yacimiento de petróleo homogéneo delgado (figura 31). Para este estudio se asumió una longitud horizontal del pozo igual a 3653 ft. Los resultados obtenidos fueron los siguientes:

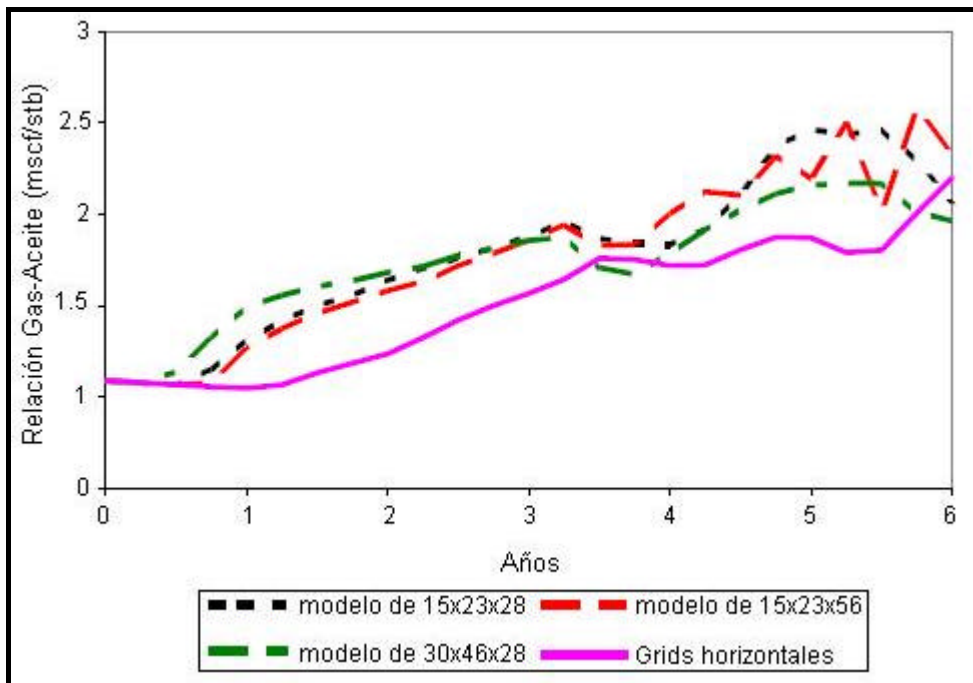
- El modelo de *grid* de geometría *corner point* no horizontal predice una menor tasa de petróleo y una conificación de gas y agua más acelerada (figuras 33, 34 y 35). La explicación para esto es que en los *grids* *corner point* los frentes de saturación de gas y agua no son uniformes como en los *grids* horizontales (figuras 36 y 37).

Figura 33. Comparación de las tasas de producción de petróleo.



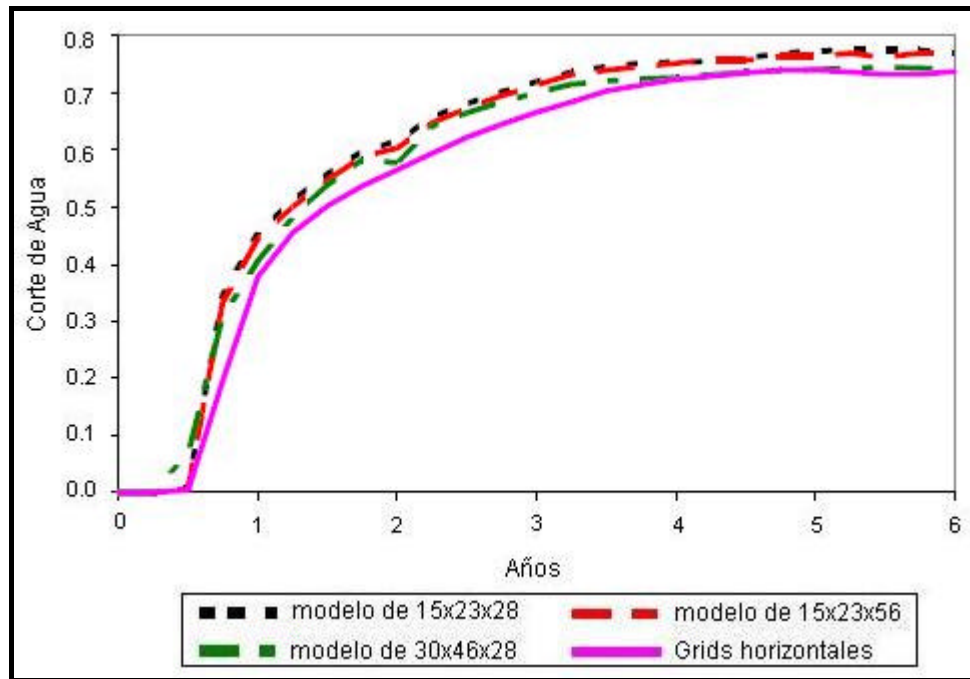
Fuente: Paper SPE 39548.

Figura 34. Comparación de las relaciones gas-aceite.



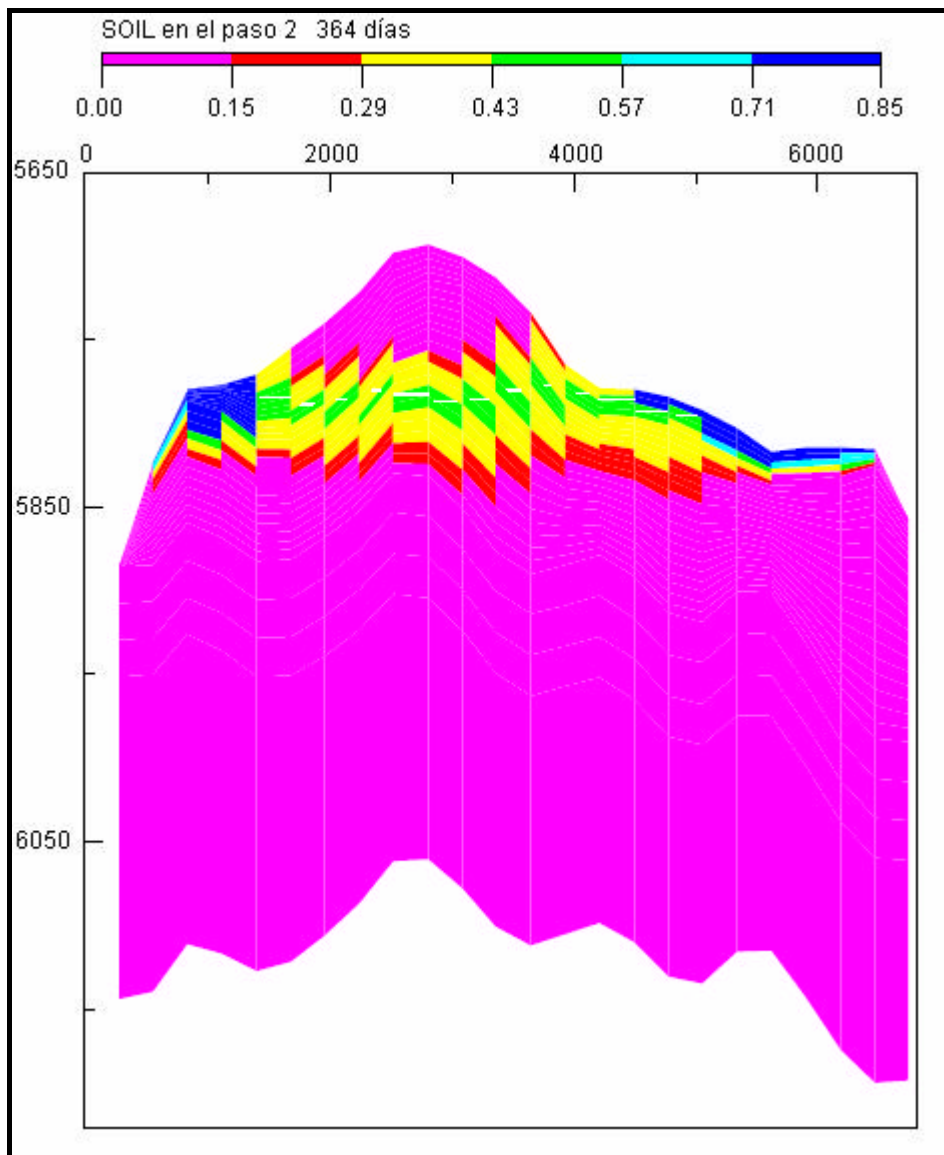
Fuente: Paper SPE 39548.

Figura 35. Comparación de los cortes de agua.



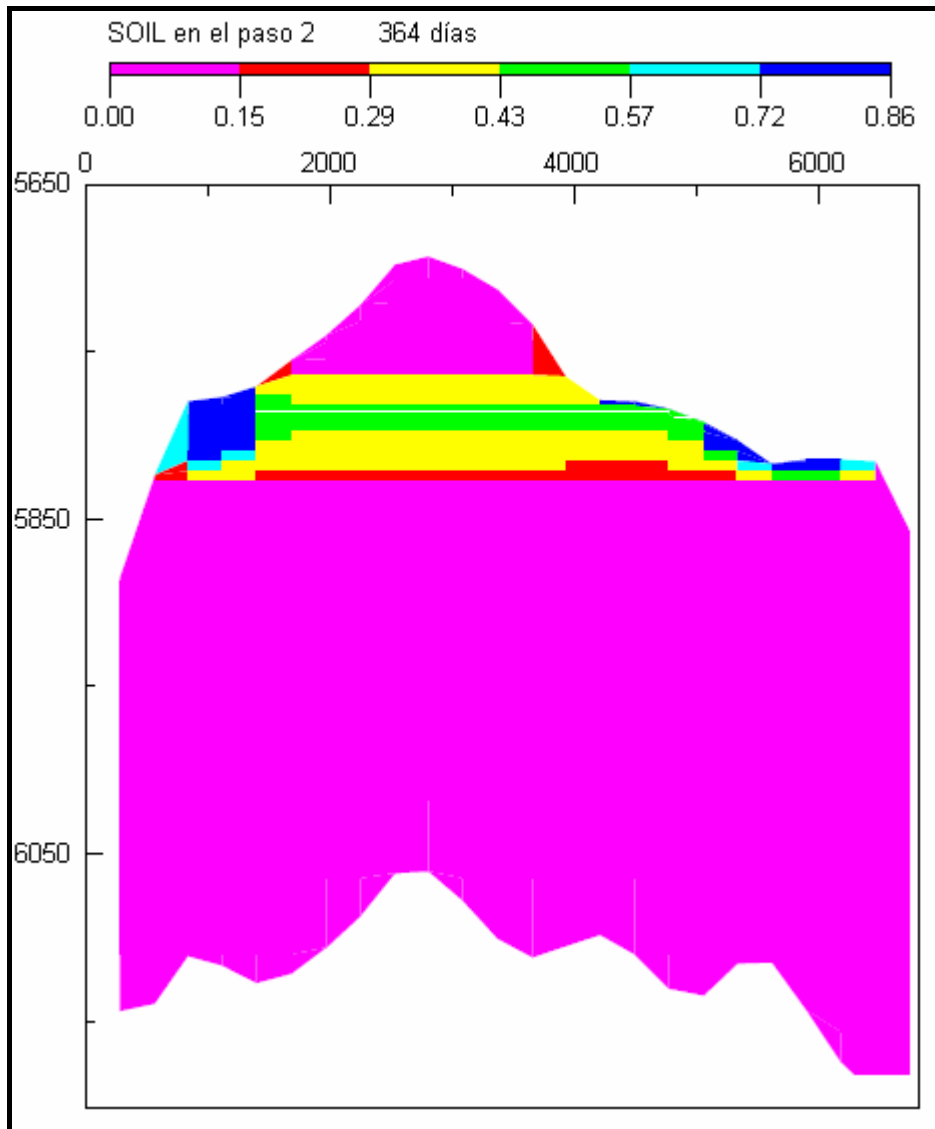
Fuente: Paper SPE 39548.

Figura 36. Saturación de petróleo en el modelo de geometría *corner point* no horizontal al primer año.



Fuente: *Paper* SPE 39548.

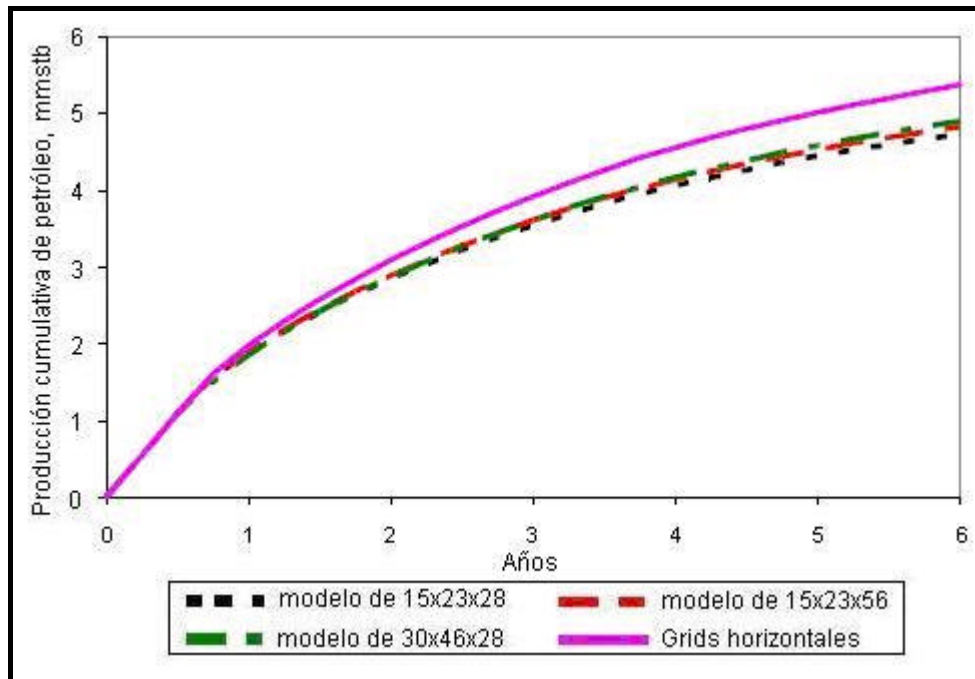
Figura 37. Saturación de petróleo en el modelo de *grids* horizontales al primer año.



Fuente: Paper SPE 39548.

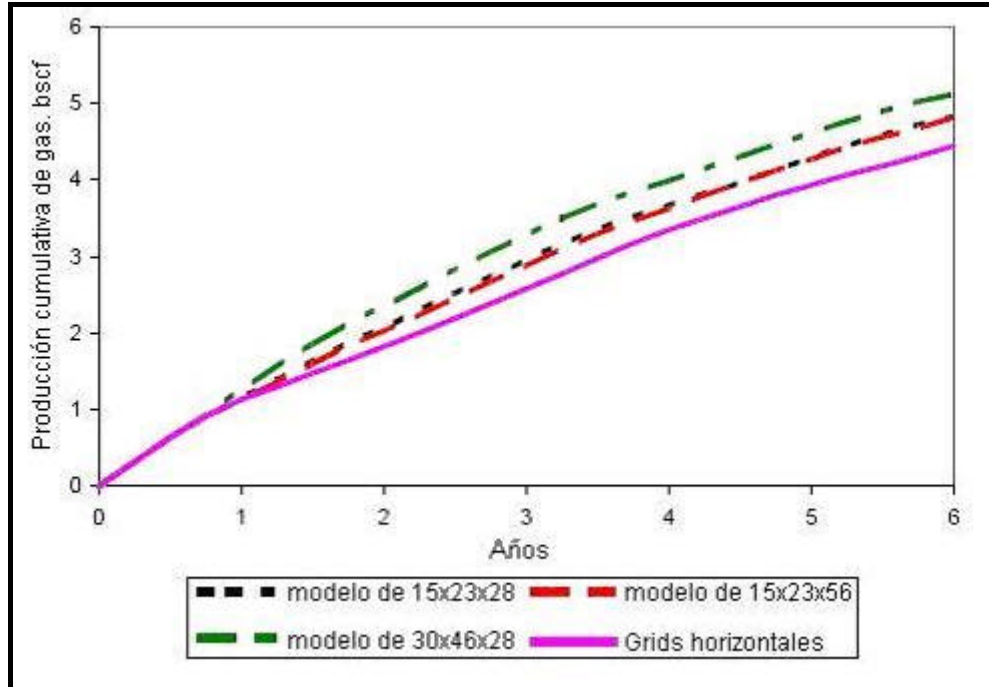
- En el modelo de *grid* horizontal la producción acumulativa de petróleo es mayor y la producción de gas es menor (figuras 38 y 39).

Figura 38. Comparación de la producción acumulativa de petróleo.



Fuente: Paper SPE 39548.

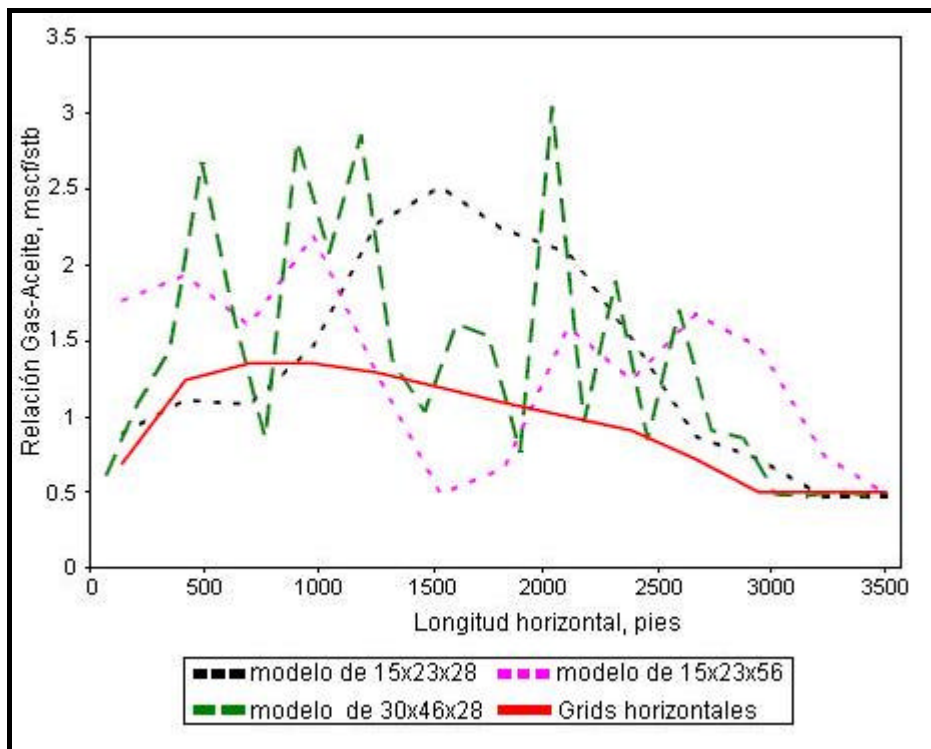
Figura 39. Comparación de la producción acumulativa de gas.



Fuente: Paper SPE 39548.

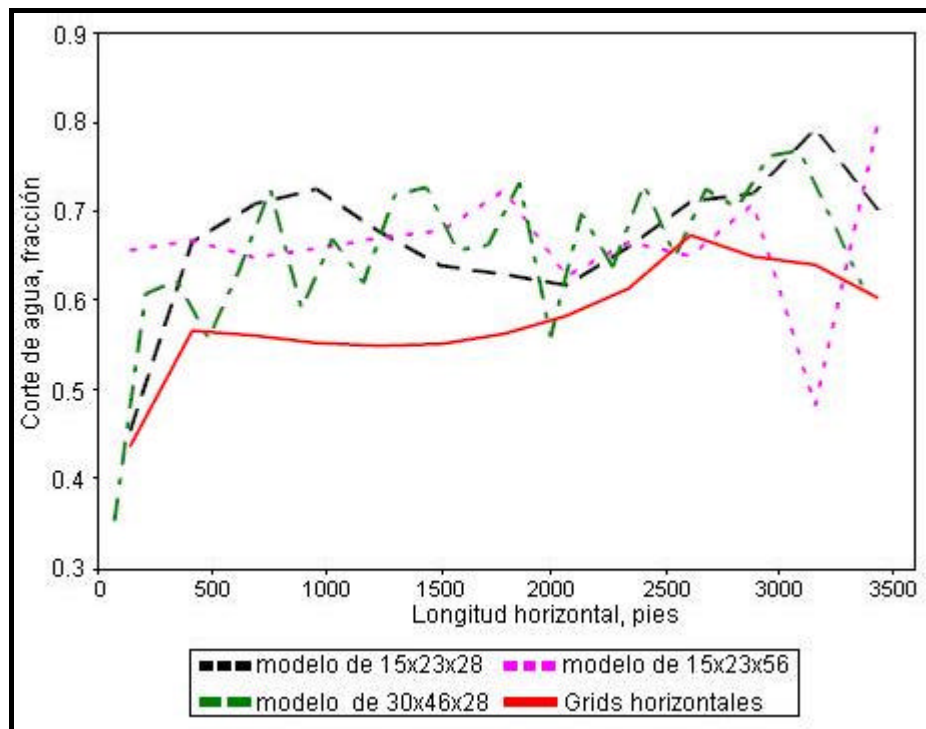
- En el modelo de *grids* horizontales los perfiles de la relación gas-petróleo y del corte de agua a lo largo del *wellbore* horizontal son planos, mientras que en el modelo *corner point* son altamente fluctuantes (figura 40 y 41).

Figura 40. Comparación de la relación gas-aceite a lo largo de la sección horizontal (a los 2.5 años).



Fuente: Paper SPE 39548.

Figura 41. Comparación de los cortes de agua a lo largo a lo largo de la sección horizontal (a los 2.5 años).



Fuente: Paper SPE 39548.

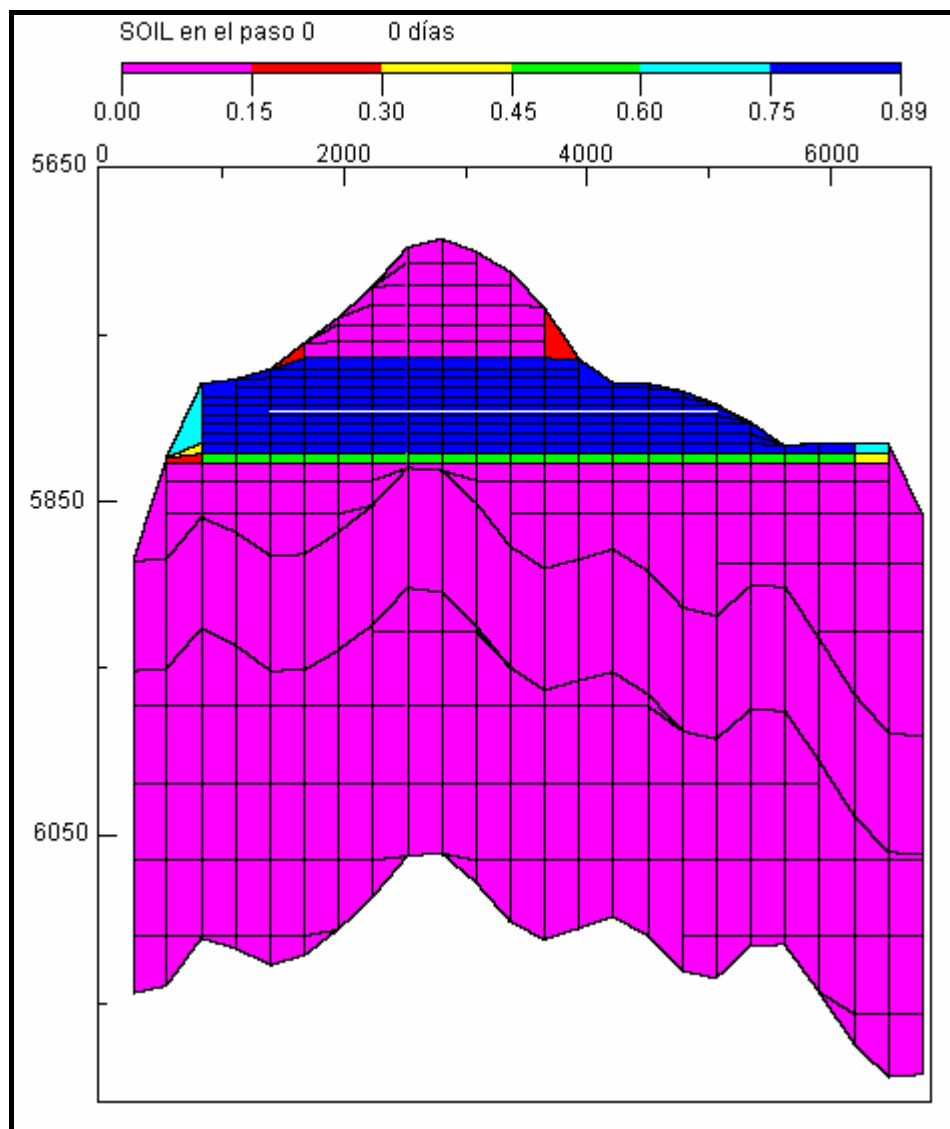
2.3.4 Grids horizontales en la dimensión z en un yacimiento heterogéneo.

La figura 42 y 43 muestra la saturación de petróleo inicial y la distribución de permeabilidad para un yacimiento heterogéneo representado por el modelo de cinco capas de la figura 25. En este modelo la mayoría de los *grids* en la dimensión z permanecen horizontales, excepto en los límites de la capa cuatro (que corresponde a una capa de *shale*), en donde se presentan *grids* de geometría *corner point* no horizontal. Estos *grids* se construyen de tal manera que preserven el volumen del yacimiento y la distribución de permeabilidad.

Al igual que en el modelo de simulación del yacimiento homogéneo, los *grids* horizontales permiten representar de manera exacta la trayectoria de un pozo horizontal en un yacimiento delgado heterogéneo, dando

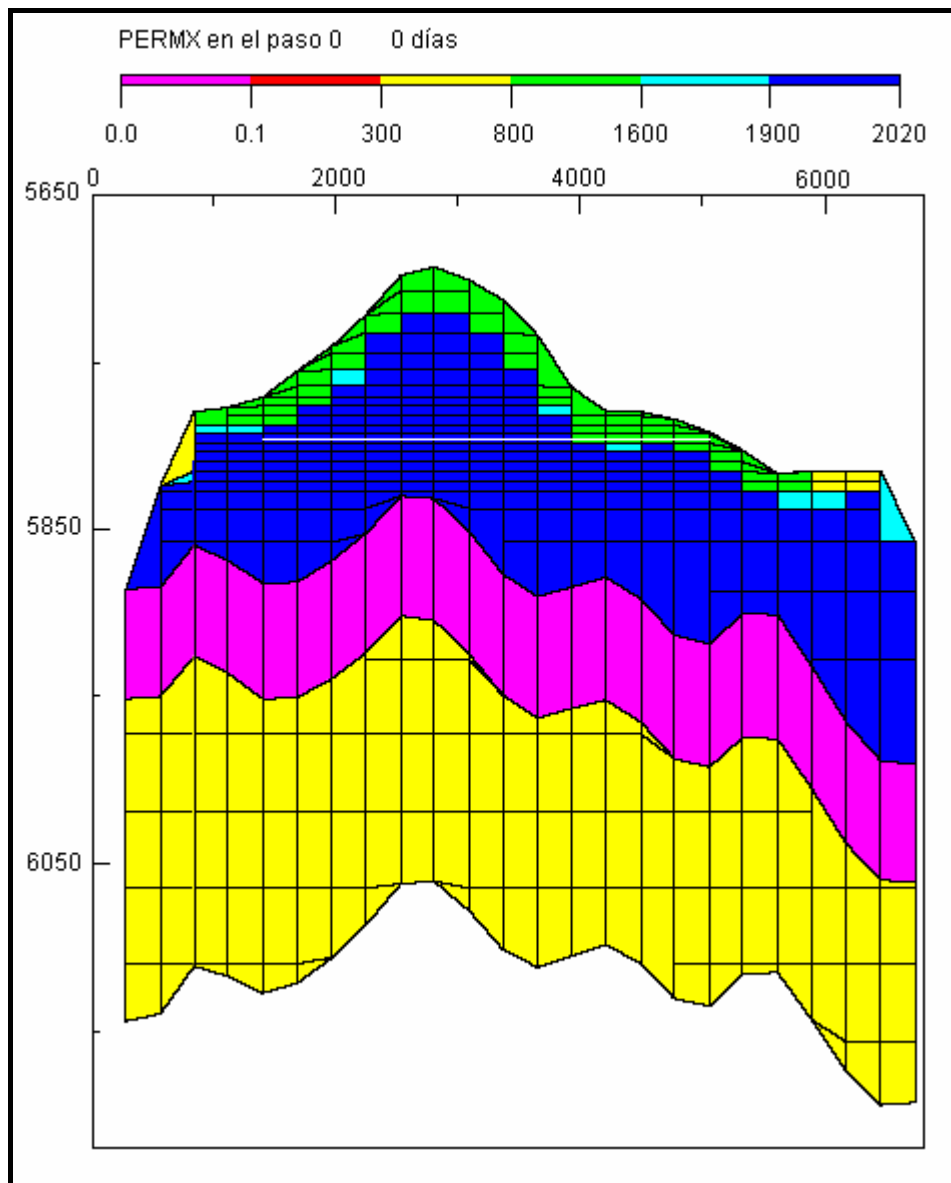
como resultado una predicción más realista de las tasas de petróleo, gas y agua y de la conificación de agua y gas.

Figura 42. Distribución de saturación de petróleo inicial en el modelo de *grids* horizontales.



Fuente: Paper SPE 39548.

Figura 43. Distribución de permeabilidad en el modelo de *grids* horizontales.



Fuente: *Paper* SPE 39548.

3. CAMPOS MARGINALES EN COLOMBIA

3.1 Política energética en los Estados Unidos

El abandono prematuro de campos marginales de petróleo es un problema energético creciente en los Estados Unidos. Es por esto que el Departamento de Energía de ese país tiene como una de sus políticas prolongar la producción de este tipo de campos y de esta manera disminuir la dependencia de la nación a los productos importados.

El Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE por su sigla en inglés) reportó en julio del 2005 que los pozos de petróleo existentes en los campos marginales de ese país superan los 400000⁶¹. Estos pozos tienen un promedio de producción de 10 a 15 BPD y juntos producen cerca de 900000 BPD, el 15% de la producción de los U.S. De 1994 a 2003, aproximadamente 142000 de estos pozos fueron abandonados representando 110 millones de barriles de crudo que aún permanecen bajo tierra.

3.2 Campos marginales en Colombia

Colombia a pesar de ser un país en donde la mayoría de los campos de petróleo tienen una baja producción no ha hecho una clasificación de estos campos como si se ha hecho en diferentes países alrededor del mundo. La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y Ecopetrol S.A. (ECP) manejan una serie de términos que determinan la condición de los campos de petróleo en nuestro país pero no se maneja un concepto unificado de aquellos campos que tienen características de marginales. Entre algunas denominaciones que tienen los campos de bajo potencial en nuestro país se encuentran: campos menores, campos maduros y campos descubiertos no desarrollados. Si se hace un análisis de los significados que pueden tener cada una de estas denominaciones se

⁶¹ www.eia.doe.gov

puede notar claramente que cada término hace referencia a diferentes características o condiciones de estos campos. La interpretación que se le puede dar a estas denominaciones son: (1) cuando se habla de campos menores de petróleo se entiende como aquellos campos que tienen una cantidad de reservas recuperables bajas, (2) un campo maduro es aquel que ha tenido una vida productiva por un tiempo considerable y (3) los campos descubiertos no desarrollados son aquellos en los cuales se ha probado la existencia de crudo pero factores como el análisis económico, problemas de orden público, entre otros han hecho que su explotación no sea viable. Sin embargo, si manejamos el concepto de que un campo marginal es aquel que está en el límite entre ser rentable y no ser rentable para su desarrollo, nos podemos dar cuenta que estas denominaciones corresponden a campos marginales. Hay que aclarar que no siempre un campo maduro se puede considerar como marginal debido a que su potencial en reservas y su producción pueden seguir siendo importantes económicamente a pesar de haber transcurrido un tiempo considerable.

En Colombia se están elaborando estrategias para promover la inversión en campos marginales y como resultado de esto en el año 2003 y 2005 se han llevado a cabo dos rondas de ofertas para atraer capital en este tipo de campos, como resultado de esto 14 campos fueron adjudicados en la ronda 2003 y en la ronda del 2005 se adjudicaron 10 campos. Además, Ecopetrol tiene el reto de optimizar más de 100 campos que cuentan con menos de 30 MBIs⁶². Sin embargo, se requiere reforzar esta política para que se consoliden las inversiones en este tipo de oportunidades de negocio.

En la tabla 3 se pueden apreciar algunas características de campos marginales existentes en Colombia que hicieron parte de las rondas de ofertas que realizó Ecopetrol en el 2003 y 2005.

⁶² www.ecopetrol.com.co

Tabla 3. Campos marginales que hicieron parte de las rondas de ofertas 2003 y 2005.

NOMBRE	TIPO DE CAMPO	ESTATUS DEL CAMPO	OPERADOR INICIAL	ÚLTIMO OPERADOR	FECHA DESCUBRIMIENTO	CUENCA	TIPO DE HC	° API	POZOS	POZOS SECOS	RESERVAS PROBADAS 2003 (MBLS)	FR
Petrólea	Petróleo	Productor	Colpet	Ecopetrol	16-abr-45	CAT	Liviano	44,3 - 47	113	13	37,57	0,64
Río de Oro	Petróleo	Productor	Colpet	Ecopetrol	01-mar-20	CAT	Liviano	31,7 - 47	48	0	11,48	0,17
Puerto Barco	Petróleo	Productor	Colpet	Ecopetrol	01-ene-58	CAT	Liviano	38 - 50,4	4	0		
Cerro Gordo	Gas	Inactivo	Texas	Ecopetrol	28-nov-87	CAT			4	2		
Gavan	Petróleo	Inactivo		Ecopetrol		LLA						
Ocoa	Petróleo			Ecopetrol		LLA						
Pozo Austral - 1	Petróleo			Ecopetrol	12-jul-87	LLA						
Pozo Togo - 1	Petróleo	Productor	Ecopetrol	Ecopetrol	19-dic-87	LLA	Liviano	30	1	0		
Pozo Vanguardia -1	Petróleo	Productor	Ecopetrol	Ecopetrol	27-abr-90	LLA	Pesado	13,4	1	0		
Bucaro	Petróleo	Cerrado		Nomeco	01-feb-89	LLA	Mediano	28	1	0		
Guahibos	Petróleo	Cerrado		Nomeco	02-feb-89	LLA	Mediano		1	0		
Paravaré	Petróleo	Productor	Kelt	Perenco	30-abr-86	LLA	Mediano	28 ; 19,9	1	0	0,88	
Tierra Blanca	Petróleo	Productor	Kelt	Perenco	24-feb-88	LLA	Liviano	50 ; 30,7	2	0	0,97	
Caño Rondón	Petróleo	Productor		Oxy	01-jul-87	LLA	Liviano	28,6	1	0		
Caño Verde	Petróleo	Productor		Oxy	21-abr-85	LLA	Liviano		3	0		
Chafurray	Petróleo			Shell		LLA						
Corocora	Petróleo	Cerrado		Hocol	01-abr-85	LLA	Liviano	30	1	0		
Chaparrito Norte	Petróleo	Productor		Perenco		LLA			1	0		
El Miedo	Petróleo			Oxy	15-dic-81	LLA						
Chichimene - SW	Petróleo	Productor		Ecopetrol	13-abr-90	LLA						
El Palmar	Petróleo			Petrobras	10-abr-90	LLA	Mediano	21,7	1	0	3,89	
Guacamayo	Petróleo	Cerrado		Nomeco	01-may-89	LLA	Liviano	40	1	0		
Guarimena	Petróleo	Productor		Petrobras	01-mar-88	LLA	Liviano	36,5	2	0		
Guavio	Petróleo			Texas		LLA						
Jiba	Petróleo	Inactivo		Oxy	01-mar-88	LLA	Liviano		2	0		
La Victoria	Petróleo			Chevron		LLA						
La Yuca Este	Petróleo	Productor	Oxy	Oxy		LLA			1	0		
Pozo Macarenas - 1	Petróleo			Heritage	15-jun-05	LLA						
Remache sur	Petróleo	Productor		Perenco	01-mar-87	LLA	Liviano	36 - 37	1	0		
San Martín	Petróleo			Shell		LLA						
Entreríos	Petróleo	Productor	Ecopetrol	Ecopetrol	09-dic-83	LLA	Pesado	14,5	1	0		

NOMBRE	TIPO DE CAMPO	ESTATUS DEL CAMPO	OPERADOR INICIAL	ÚLTIMO OPERADOR	FECHA DESCUBRIMIENTO	CUENCA	TIPO DE HC	° API	POZOS	POZOS SECOS	RESERVAS PROBADAS 2003 (MBS)	FR
Camoas	Petróleo	Cerrado	Ecopetrol	Ecopetrol		LLA			1	0		
La Punta	Petróleo	Inactivo	Ecopetrol	Ecopetrol	14-jul-86	LLA	Mediano		1	0		
Santiago Este	Petróleo	Productor		Petrobras	01-mar-88	LLA	Mediano		1	0		
Tilodirán - 1	Petróleo			Kelt		LLA						
Caimán	Petróleo	Inactivo	Intercol	Ecopetrol	28-sep-88	PUT			1	0		
Cedral	Petróleo			Ecopetrol		PUT						
Hormiga	Petróleo	Inactivo	Texaco	Ecopetrol	01-oct-69	PUT	Mediano	22,5 - 26	6	3	0,77	0,08
Pozo Alborada -1	Petróleo	Inactivo		Ecopetrol	20-jun-91	PUT						
Pozo Alea - 1	Petróleo	Inactivo	Ecopetrol	Ecopetrol	08-oct-88	PUT	Liviano		1	0	5	
Pozo Caldero - 1	Petróleo	Inactivo		Ecopetrol	04-ene-67	PUT						
Pozo Cohembi - 1	Petróleo	Productor	Ecopetrol	Ecopetrol	18-nov-89	PUT	Pesado	14 - 15	1	0		
Pozo Pinuña -1	Petróleo	Productor	Ecopetrol	Ecopetrol	01-feb-91	PUT			1	0	4	
Pozo Quillacinga - 1	Petróleo	Productor	Ecopetrol	Ecopetrol	10-jun-05	PUT	Mediano a Liviano	27 - 35	1	0	3,73	0,008
Pozo Quindé - 1	Petróleo	Productor	Ecopetrol	Ecopetrol	01-oct-88	PUT	Pesado a Liviano	15,5 - 34	1	0		
Temblon	Petróleo	Inactivo	Texaco	Ecopetrol	09-abr-66	PUT	Mediano	23,5 - 36	3	0	0,04	
Airu - 1	Petróleo			Rampetroleum		PUT						
Zenon	Petróleo	Inactivo		Ecopetrol	13-abr-59	VIM	Liviano	40	3	0	0,09	0,14
Palmar	Petróleo			Lasmo		VIM						
Arjona	Petróleo			Maxus	19-abr-91	VIM						
Boquilla	Petróleo			Ecopetrol	05-nov-58	VIM						
Cartagena	Petróleo			Texas		VIM						
Castor	Gas	Cerrado		Esso	13-feb-80	VIM			2	0		
Castor Norte	Petróleo	Cerrado		Esso	11-sep-80	VIM			1	0		
Consuelo	Petróleo			Texas		VIM						
Coral	Petróleo			Mecom		VIM						
Chinú	Gas	Productor	Richmond	Ecopetrol	19-oct-56	VIM			9	6		
El Deseo	Gas	Cerrado		Esso	09-oct-89	VIM			1	0		
El Difícil	Gas	Productor		Ecopetrol	01-jul-42	VIM						
Floresanto	Petróleo	Inactivo		Ecopetrol	01-jul-45	VIM			16	0		
Guaruco	Petróleo			Intercol		VIM						
Jobo - Tablón	Gas	Productor		Ecopetrol	01-may-05	VIM			22	0		

NOMBRE	TIPO DE CAMPO	ESTATUS DEL CAMPO	OPERADOR INICIAL	ÚLTIMO OPERADOR	FECHA DESCUBRIMIENTO	CUENCA	TIPO DE HC	° API	POZOS	POZOS SECOS	RESERVAS PROBADAS 2003 (MBLS)	FR
La Mocha	Petróleo	Productor	Texaco	Ecopetrol	16-may-05	VIM			3	1		
Las Perdices	Petróleo			Coloil	17-may-05	VIM						
Magangue	Petróleo			Shell		VIM						
Pozo Guamito - 1				Ecopetrol	01-sep-75	VIM						
Pozo Ligia - 1				Ecopetrol	10-jun-81	VIM						
Pozo Molinero - 1				Ecopetrol	21-mar-79	VIM						
San Ángel	Petróleo	Inactivo	Petronor	Ecopetrol		VIM			6	3		
San Germán					31-dic-20	VIM						
Sucre	Gas	Cerrado		Esso	17-ene-77	VIM			5	1		
Sucre Sur	Petróleo			Esso	01-jun-81	VIM						
Tolú	Petróleo			Ecopetrol		VIM						
Turbaco	Petróleo			Socony	16-may-05	VIM						
Violo	Gas	Productor	Int. Pet. Co.	Ecopetrol	11-may-05	VIM			4	0		
Aguas Blancas	Petróleo	Productor	Ecopetrol	Ecopetrol	17-ene-63	VMM	Liviano		7	2	1,03	0,42
Bajo Río	Petróleo			Ecopetrol		VMM					0,3	0,14
Mugrosa	Petróleo	Productor	Troco	Ecopetrol	23-nov-29	VMM	Liviano		6	4		
Peñas Blancas	Petróleo	Productor		Ecopetrol	01-ene-68	VMM	Mediano	22,8 - 31	7	0	10,49	0,32
Pozo Mojada - 1		Inactivo		Ecopetrol	22-jun-54	VMM						
Aguas Claras	Petróleo			Petrosant.		VMM						
Baúl	Petróleo			Texas		VMM						
Braval	Petróleo			Richmond		VMM						
Buturama	Petróleo	Productor	Intercol	Ecopetrol	23-may-53	VMM	Liviano	32 - 38	7	0		
Corazón	Petróleo	Productor		Eurocan	01-oct-63	VMM	Liviano	30,6	9	0		
Chicalá	Petróleo	Cerrado		Texas	21-abr-84	VMM	Pesado	12,7	5	1		
Chucurí	Petróleo	Productor	Colcitco	Ecopetrol	20-jun-58	VMM	Mediano	21,5 - 29	2	0		
Ermitaño	Petróleo			Ecopetrol		VMM						
Escocia	Petróleo			Webb		VMM						
La Ceiba	Petróleo			Texas		VMM						
La Tigra	Petróleo			Colsyn/Gulf		VMM						
Lilia	Petróleo	Cerrado	Opon	Opon		VMM			9	0		
Los Monos	Petróleo			Gulf		VMM						
Magdalena	Petróleo			Texas		VMM						

NOMBRE	TIPO DE CAMPO	ESTATUS DEL CAMPO	OPERADOR INICIAL	ÚLTIMO OPERADOR	FECHA DESCUBRIMIENTO	CUENCA	TIPO DE HC	° API	POZOS	POZOS SECOS	RESERVAS PROBADAS 2003 (MBS)	FR
Morroa	Petróleo			Shell		VMM						
Pozo Reposo - 1				Ecopetrol		VMM						
Rio Negro	Petróleo	Productor	Texaco	Ecopetrol	02-abr-60	VMM	Pesado	9 - 20,6	6	1		
Socony	Petróleo			Socony		VMM						
Veracruz	Petróleo			Shell		VMM						
Villamizar	Petróleo			Richmond		VMM						
Yanacue	Petróleo			Shell		VMM						
Zahino	Petróleo			Ecopetrol		VMM						
Pozo Cardales - 1				Ecopetrol	27-jul-88	VMM						
Pozo Bravo - 1				Ecopetrol		VMM						
Pozo Caño María -1				Ecopetrol		VMM						
Pozo Río Sucio - 1				Ecopetrol		VMM						
Yuma	Petróleo			Ecopetrol		VMM						
San Roque	Petróleo	Productor	Texaco	Ecopetrol		VMM			2	0		
Pavas	Petróleo	Productor	Provincia	Ecopetrol	08-jun-81	VMM	Pesado	19 - 23,2	1	0		
Cachira	Petróleo	Productor	Intercol	Ecopetrol	01-ago-59	VMM			6	0		
Santa Rosa	Petróleo	Productor	Shell	Ecopetrol	07-oct-84	VMM	Pesado	11,5 - 16	5	0		
Hato Nuevo	Petróleo	Inactivo		Ecopetrol	01-ene-84	VSM	Liviano	30	5	1	2,04	
Loma Larga	Petróleo	Inactivo		Ecopetrol	07-jun-85	VSM	Mediano a Pesado		1	0		0,012
Caimito	Petróleo	Cerrado		Ecopetrol	02-sep-88	VSM	Gas		1	0		
Gualanday				Ecopetrol	10-may-05	VSM						
La Cañada	Petróleo	Productor	Hocol	Hocol	22-may-05	VSM	Mediano	21	13	6		
La Jagua	Petróleo	Inactivo		Hocol	01-may-86	VSM	Pesado a Mediano		4	2		
Porvenir	Petróleo			Texas		VSM						
Revancha	Petróleo	Productor		Braspetro	01-abr-94	VSM	Mediano	26	4	0		
Santa ClaraSur	Petróleo	Productor	Huilex	Ecopetrol	09-jun-05	VSM			2	0		
Tetuan	Petróleo	Productor	Texaco	Ecopetrol	01-nov-49	VSM	Liviano	20 - 22	7	3	13,76	0,076
Venganza	Petróleo	Inactivo		Braspetro	03-ene-92	VSM	Mediano	27	4	1		
Hato Nuevo	Petróleo	Productor		Ecopetrol	01-ene-84	VSM	Liviano	30	5	1	0,58	
Chenche	Petróleo	Productor		Lasmo	20-ago-89	VSM	Liviano		2	1		

Fuente: Los autores.

En Egipto el parámetro para determinar si un campo de petróleo es marginal depende exclusivamente de la cantidad de reservas recuperables y corresponden a esta clasificación los que tienen menos de 5 MBLs⁶³. Teniendo en cuenta este parámetro los campos de la tabla anterior que corresponden a esta clasificación son los siguientes:

Tabla 4. Clasificación de campos marginales colombianos según el criterio utilizado en Egipto.

NOMBRE	RESERVAS PROBADAS 2003 (MBLS)	FR	RESERVAS RECUPERABLES (MBLS)
Río de Oro	11,48	0,17	1,9516
Hormiga	0,77	0,08	0,0616
Pozo Quillacinga - 1	3,73	0,008	0,02984
Zenon	0,09	0,14	0,0126
Aguas Blancas	1,03	0,42	0,4326
Bajo Río	0,3	0,14	0,042
Peñas Blancas	10,49	0,32	3,3568
Tetuan	13,76	0,076	1,04576

Fuente: Los autores

En el Mar del Norte el parámetro para considerar un campo como marginal es si este tiene unas reservas probadas menores a 30 MSTB⁶⁴. De acuerdo a esto los campos de la tabla anterior que corresponden a esta clasificación son los siguientes:

⁶³ Agiza M.N., Shaheen S.E. and Barawi S.A.: "Marginal Oil Fields, Profitable Oil at Low Reserves: How?" Paper SPE 30035 presentado en Simposio de Evaluación y Economía de los Hidrocarburos, Dallas. 26-28 de Marzo de 1995.

⁶⁴ Hsu, Hsiu-Hysiong.: "Use of New Horizontal Grids in Reservoir Simulation Models Improves the Chance of Success in Developing Marginal Thin Oil Rim Reservoirs using Horizontal Wells". Paper SPE 39548 presentado en la Conferencia del Petróleo y Gas en New Delhi, India. 7-9 de Abril de 1998.

Tabla 5. Clasificación de campos marginales colombianos según el criterio utilizado en el Mar del Norte.

NOMBRE	RESERVAS PROBADAS (MBS)
Río de Oro	11,48
Paravaré	0,88
Tierra Blanca	0,97
El Palmar	3,89
Hormiga	0,77
Pozo Alea - 1	5
Pozo Pinuña -1	4
Pozo Quillacinga - 1	3,73
Temblon	0,04
Zenon	0,09
Aguas Blancas	1,03
Bajo Río	0,3
Peñas Blancas	10,49
Hato Nuevo	2,04
Tetuan	13,76
Hato Nuevo	0,58

Fuente: Los autores

Aunque ECOPETROL no tiene un criterio como los citados anteriormente para determinar si un campo es marginal o no, todos los campos mencionados en la tabla presentan los elementos básicos comunes para clasificarlos como tal.

De acuerdo a lo anterior podemos decir que en Colombia existen un gran número de campos marginales con diferentes características lo cual hace que para aplicar las tecnologías citadas anteriormente es necesario realizar un estudio de factibilidad de tal manera que permita definir las ventajas de estas tecnologías sobre las tecnologías convencionales utilizadas en los campos de petróleo en Colombia. Como se ha podido ver algunas de las tecnologías vistas se han aplicado a campos en Colombia dando como resultado un balance positivo.

4. CONCLUSIONES

- Los campos marginales de petróleo pueden ser producidos económicamente solo con la asistencia de aplicaciones tecnológicas adecuadas. Los costos para reestablecer la producción en los campos abandonados son muy altos, por lo tanto se deben hacer todos los esfuerzos posibles antes de considerar el abandono.
- Los campos marginales requieren grandes esfuerzos para que sean rentables. Un punto a favor es que, en general, los últimos avances tecnológicos están diseñados para disminuir los costos y la inversión de capital, lo cual encaja perfectamente con las necesidades de este tipo de campos.
- En la última década, la perforación horizontal se ha aplicado alrededor del mundo en una variedad de situaciones. Los avances tecnológicos y el éxito económico alcanzado han sido el resultado de nuevas y mejores herramientas, mejor metodología y una amplia experiencia acumulada a través de los años.
- La tecnología multilateral presenta las ventajas de los pozos horizontales y en ciertas condiciones, el uso de la tecnología multilateral suministra ahorro en costos y tiempo comparado con la perforación de varios pozos.
- La perforación *re-entry* está siendo aplicada con mayor frecuencia debido a que permite reducir los costos entre un 40-60% y genera un menor impacto ambiental.

- Mediante la aplicación del sistema *slimhole* se reduce las dimensiones y volúmenes relacionados con la actividad de la perforación. En los pozos *slimhole* se requiere una menor cantidad de lodo, cemento, agua, diesel y se reduce el tamaño del casing.
- El bombeo multifásico ha hecho posible que campos marginales de petróleo *offshore* y *onshore* lejanos de una unidad de producción sean económicamente viables.
- El principal beneficio del sistema de medición de flujo multifásico es la eliminación del separador de prueba para las aplicaciones de *well-testing*. De igual manera, se pueden eliminar las líneas de *well-testing* de las facilidades de producción, lo cual es de vital importancia para aplicaciones *offshore* (plataformas *unmanned*), desarrollos *deepwater* y campos satélites.
- Los pozos de bajo potencial y con bajas presiones de fondo, son los candidatos para una herramienta como BORS, pues pueden mantener una producción diaria optimizada, sin el problema del manejo de las aguas de producción, debido a que el diseño permite solo la producción de aceite.
- Aunque en la actualidad no existen muchas aplicaciones de la simulación de yacimientos en *campos marginales*, debido a que uso hasta ahora era sobre campos gigantes, en el futuro tendrá gran importancia en campos con pocos datos y complejidad geológica, ya que estos son los que están quedando por explotar. Además el gran poder que tiene la simulación numérica de yacimientos consiste en la particularización de casos a partir de datos generales.
- Los *grids* horizontales permiten representar de manera exacta la trayectoria de un pozo horizontal en un yacimiento delgado heterogéneo,

dando como resultado una predicción más realista de las tasas de petróleo, gas y agua y de la conificación de agua y gas.

- La aplicación de algunas de las tecnologías vistas anteriormente han demostrado ser eficientes en el desarrollo de algunos campos de petróleo colombianos.

5. RECOMENDACIONES

- Realizar un estudio de prefactibilidad para determinar claramente las ventajas y desventajas que pueda tener cualquiera de las tecnologías mencionadas sobre las convencionales, de tal manera que su aplicación sea exitosa en cada caso particular.
- Unificar criterios para definir un parámetro claro que permita determinar si un campo de petróleo es marginal o no en Colombia y de esta manera realizar una clasificación seria de los campos de petróleo que permita elaborar un estudio detallado de las posibilidades de desarrollo de los mismos.
- Utilizar las herramientas computacionales actuales tales como la simulación numérica de yacimientos, para poder visualizar cual sería el mejor esquema de explotación de los yacimientos marginales.
- Basados en que en Colombia el acceso a la información sobre los campos de petróleo es muy restringida, se hace necesario crear convenios entre la academia y la industria, de tal manera que los investigadores puedan llevar a cabo estudios mas detallados.

BIBLIOGRAFIA

1. Agiza M.N., Shaheen S.E. and Barawi S.A.: "Marginal Oil Fields, Profitable Oil at Low Reserves: How?" Paper SPE 30035 presentado en Simposio de Evaluación y Economía de los Hidrocarburos, Dallas. 26-28 de Marzo de 1995.
2. Al-Jarry, A.S., and Startzman, R.A.: "Analysis of World Crude Oil Production Trends." Paper SPE 37962. Presentado en el Simposio de Evaluación y Economía de los Hidrocarburos en Dallas. 16-18 de Marzo de 1997.
3. Almendingen, A., Boytizen, A., Rachmat M., and Ben Seay, J.A.: "Successful Slimhole Drilling by Asomera, South Sumetra" Presentado en la 21 Convención Anual del Petróleo en Indonesia, Octubre de 1992.
4. Bakes, P.A., Robb, D.W., Rasmussen, C.J., and Tracy, K.F.: "Horizontal Wells in Yemen Make a Marginal Field Economic" Paper SPE 37058 presentado en la Conferencia Internacional de Tecnología de Pozos Horizontales en Calgary, Canadá, 18-20 de Noviembre de 1996.
5. Cavender, T.: "Summary of Multilateral Completion Strategies Used in Heavy Oil Field Development" Paper SPE 86926 presentado en el Simposio de Petróleo Pesado en California. 16-18 de Marzo de 2004.
6. Dachary, J., and Vighetto, R.: "Slimhole Drilling Proven in Remote Exploration Project" Oil and Gas Journal, 19 de Abril de 1982, 98-100.
7. Dah, T.: "Swedish Group's Small-Hole Shallow-Drilling Technique Cuts Costs" Oil and Gas Journal. Abril 19, 1982, 98-100.

8. Dogru, A.H., Hamoud, A.A., Barlow, S.G.: "Multiphase Pumps Recovers More Oil in Mature Carbonate Reservoir" Paper SPE 83910.
9. Eide, E., Hage, J.I., Burge, P.M., and Jurgens, R.: "The Application of Slimhole Drilling Techniques to High-Pressure and High-Temperature Exploration Programs in the North Sea" Paper SPE 26340 presentado en la Conferencia Europea Offshore en Aberdeen, 7 -10 de Septiembre de 1993.
10. Falcone, G., Hewitt, G.F., Alimonti, C., Harrison, B.: "Multiphase Flow Metering: Current Trends and Future Developments" Paper SPE 74689.
11. Flat, W.J.: "Slim Hole Drilling Decreases Carter Development Costs" Journal Petroleum Technology, Julio 1954.
12. Giuggioli, A., Villa, M., Ghetto, De G., Colombi, P.: "Multiphase Pumping for Heavy Oil: Results of a Field Test Campaign" Paper SPE 56464 presentado en la Conferencia Técnica Anual en Houston, Texas, 3-6 de Octubre de 1999.
13. González, R., Guevara, E.: "Economic Field Development in Venezuela Heavy Oil Fields Using Multiphase pumping Technology" Paper SPE 30262 presentado en el Simposio Internacional de Petróleo Pesado en Calgary, Canadá, 19-21 de Junio de 1995.
14. Grove G.A., and Vercloet, A.W.: "Slimhole Drilling Saves Dollars in Thermal Injectors". Paper SPE 25780 presentado en el Simposio Internacional de Operaciones Térmicas en Bakersfield, 8-10 de Febrero de 1993.

15. Gunn, K.B.: "Well Cored to 9800 ft in Paraguay" Oil and Gas Journal, Mayo 13, 1991.
16. Hall, C.R., and Ramos, A.B.: "Development and Evaluation of Slimhole Technology as a Method of Reducing Drilling Costs for Horizontal Wells" Paper SPE 24610 presentado en la Conferencia Técnica Anual en Washington, 4-7 de Octubre de 1992.
17. Handbook of Multiphase Flow Metering. Segunda Revisión, Marzo de 2005.
18. Hashim, K. and Shabudin, A.: "Monetising Small Oil Fields – In Pursuit of Innovative Solutions" Paper SPE 68714 presentado en la Conferencia Del Petróleo y Gas en Asia Pacífico, Jakarta, Indonesia.
19. Hogg, C.: "Comparison of Multilateral Completion Scenarios and Their Application" Paper SPE 38493 presentado en la Conferencia Europea Offshore en Escocia. 9-12 de Septiembre de 1997.
20. Horizontal Technology Manual, Maurer Engineering Inc. Houston, Texas. 1998.
21. Hsu, Hsiu-Hsiong.: "Use of New Horizontal Grids in Reservoir Simulation Models Improves the Chance of Success in Developing Marginal Thin Oil Rim Reservoirs using Horizontal Wells". Paper SPE 39548 presentado en la Conferencia del Petróleo y Gas en New Delhi, India, 7-9 de Abril de 1998.
22. Hunter, S.: "Amoco, Nabors Pioneer Slimhole Rig", Drilling Contractor, Enero 1993.

23. Kahali, K., Rai, R., and Mukerjee R.K.: "Artificial Lift Methods for Marginal Fields". Paper SPE 21696 presentado en el Simposio de Operaciones de Producción en Oklahoma. 7-9 de Abril de 1991.
24. Kamaruddin, S., Che'Lah, M.Z., Sering, L., and Good, A., Khun, L.H. "Pushing the Envelope - Extending the Limits of Current Drilling Technology" Paper SPE 64696 presentado en la Conferencia Internacional del Petróleo y Gas en Beijing, China, 7-10 de Noviembre de 2000.
25. Lafaille, A.: "Poseidon: The Multiphase Boosting and Transportation Technology Now Reaching the Pre-industrial Stage" Paper SPE 20974.
26. Longbottom, J.R.: "Development, Testing and Fields Case Histories of Multilateral Well Completion Systems" Paper SPE 36994 presentado en el Conferencia Asiática Del Petróleo y Gas en Adelaide, Australia. 28-31 de Octubre de 1996.
27. Millheim, K.K., and Thompson, B.: "Slim Hole Drilling Technology – Past, Present, Future" Paper SPE 30151 presentado en la Conferencia PetroVietnam en Ho Chi Minh, 1-3 de Marzo de 1995.
28. Milton, A.: "A Progressive Approach to Marginal Field Development in S.E. Asia". Paper SPE 8851 presentado en la Conferencia del Sureste de Asia. 26-28 de Febrero de 1980.
29. Muñoz, P.J., Antunez, A., Medina, M., Parra, N., Bengochea, X., Agostini, N., and Herrera, S.: "Revitalization of Mature Reservoirs in Lagomar Segregation, Lake Maracaibo, Western Venezuela" Paper SPE 39048 presentado en la Conferencia de Ing. De Petróleos de

América Latina y el Caribe en Rio de Janeiro, Brasil. 30 de Agosto al 3 de Septiembre de 1997.

30. Murray, P.J., Spicer, P.J., Jantzen, R.E., Syrstad, S.O., and Taylor, M.R.: "Slimhole Exploration: A Case for Partnership in the Nineties" Paper SPE 25724 presentado en la Conferencia de Perforación SPE/IADC en Amsterdam, 23-25 de Febrero de 1993.
31. Nelson, J.R.: "Optimization of Marginal and Partially Depleted Oil Fields" Paper SPE 36992 presentado en la Conferencia Asiática del Gas y Petróleo en Australia, 28-31 de Octubre de 1996.
32. Olson, S.: "Multiphase Pumps Offer Simpler, More Economic Method for Producing Oil and Gas". Artículo publicado en The American Oil and Gas Report. Julio de 2004.
33. Ortega R., Freddy A.: "Reservoir Management Using New Technologies to Increase Profitability of Marginal Oil Fields" Texas A&M University. 2002.
34. Pershukov, V.A., J. de Salis., Cordner, M.; "Multiphase Pumps for 250,000 bbl/D Field Development" Paper SPE 71562 presentado en la Conferencia Técnica Anual en New Orleans, Louisiana, 30 Septiembre –3 Octubre 2001.
35. Ross, B.R., Faure, A.M., Kitsios, E.E., Oosterling, P., and Zettle, R.S.: "Innovative Slim-Hole Completions" Paper SPE 24981 presentado en la Conferencia Europea Del Petróleo en Cannes, 16-18 de Noviembre de 1992.
36. Sandoval, D.A., Garcia, A.A., and Herrera, C.J.: "Horizontal Re-entry Drilling Experiences in Non Consolidated Sands in Eastern of

Venezuela Existant Vertical Wells” Paper SPE 27021 presentado en la Conferencia de Ingeniería de Petróleos de América y el Caribe en Buenos Aires, Argentina. 27-29 de Abril de 1994.

37. Salis, J., Marolles, Ch., Falcimaigne, J., Durando P.: “Multiphase Pumping - Operation & Control” Paper SPE 36591 presentado en la Conferencia Técnica Anual en Denver, Colorado, 6-9 de Octubre de 1996.

38. Shanks, E., and Williams, K.R.: “Slimhole Exploration Requires Proper Technical Preparation” Paper SPE 26337 presentado en la 68 Conferencia Técnica Anual en Houston, 3-6 de Octubre de 1993.

39. Stalder, J.L., Gregory, D.Y., Kopper, R.J., Curtis, C.M., Cole, T.L., and Copley, J.H.: “ MultilateraHorizontal Wells Increase Rate and Lower Cost Per Barrel in the Zuata Field, Faja, Venezuela” Paper SPE 69700 presentado en el Simposio Internacional de Petróleo Pesado y Operaciones Térmicas en Porlamar, Isla Margarita, Venezuela, 12-14 de Marzo de 2001.

40. Target, P.L.: “The Haven Oil Field: Development of a Tiny Marginal Field with Horizontal Wells”. Paper SPE 20975, Abril de 1992.

41. Vij, S.K., Narasaiah, S.L., Walia, A. and Singh, G.: “Multilaterals; an overview and issues involved in adopting this technology” Paper SPE 39509 presentado en la Conferencia Del Petróleo y Gas en India. 17 - 19 de Febrero de 1998.

42. Villasmil, R., Segovia, G.J., Valera, R.E., López, Ch., Fernández, A., and Hinestroza, D.: “Evolution of Drilling Technology in Mature Reservoirs of Lake Maracaibo: Short Radius, Reentries, Horizontal Wells, and Highly Deviated Wells” Paper SPE 81030 presentado en

Conferencia de Ing. De Petróleos de América Latina y el Caribe en Trinidad, 27-30 de Abril de 2003.

43. Vullingsh, P., and Dech, J.A.: "Multilateral Well Utilization on the Increase." Paper SPE 56954 presentado en la Conferencia Europea Offshore, en Aberdeen, Escocia, 7-9 de Septiembre de 1999.
44. Walker, S.H., and Millheim, K.K.: "An Innovative Approach to Exploration and Exploitation Drilling: The Slimhole High Speed Drilling System" Paper SPE 19525. Presentado en la Conferencia Técnica Anual en San Antonio. Octubre 8-11, 1989.
45. Worall, R.N., Van Luijk, J.M., Hough, R.B., Rettberg A.W., and Makohi, F.: "An Evolutionary Approach to Slimhole Drilling, Evaluation and Completion" Paper SPE 24965. Cannes, 16-18 de Noviembre de 1992.
46. www.ecopetrol.com.co
47. www.eia.doe.gov