

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA PERFORACIÓN DE POZOS
MULTILATERALES EN UN CAMPO MADURO DEL VALLE MEDIO DEL
MAGDALENA**

**DAIRO RAFAEL MERCADO BENITEZ
JAIRO ALEXEI VELANDIA MANOSALVA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2008

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA PERFORACIÓN DE POZOS
MULTILATERALES EN UN CAMPO MADURO DEL VALLE MEDIO DEL
MAGDALENA**

**DAIRO RAFAEL MERCADO BENITEZ
JAIRO ALEXEI VELANDIA MANOSALVA**

**Trabajo de Grado como requisito parcial para optar al título de
Ingeniero de Petróleos**

Director

Msc. FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLES

Ingeniero de Petróleos.

Co-director

Ing. REINEL CORZO RUEDA

Ingeniero de Petróleos.

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2008

"Give me a stock clerk with a goal and I'll give you a man who will make history. Give me a man with no goals and I'll give you a stock clerk."

J.C. PENNEY

DEDICATORIA

De manera abnegada y magnánime dedico esta meta alcanzada a Dios por su amor incondicional, a mis padres Ismael y Yanira quienes me formaron como persona y apoyaron en cada tropiezo que tuve, a mis hermanos y compañeros por su amistad invaluable y a mi novia por ser la musa de mi vida y estar siempre presente en los momentos de alegría y tristeza.

Dairo Rafael Mercado Benítez

DEDICATORIA

*Con mi más profundo amor dedico el esfuerzo
entregado en la creación de este libro a
Dios, la luz que guía mi vida, a mis padres
Martha y Jairo a quien les debo lo que soy y
quienes siempre confiaron en la realización de
este logro, a mi hermana, mi familia y amigos por
su apoyo y una dedicación especial para mi novia,
pues por su compañía es que se escribe esta buena
historia.*

Jairo Alexei Velandia Manosalva

AGRADECIMIENTOS

Queremos expresar nuestros agradecimientos a las siguientes personas que contribuyeron a la realización de este libro, con su ayuda, sugerencias y críticas:

Msc. Fernando Calvete , Director,	Universidad Industrial de Santander
Ing. Oscar Vanegas , Calificador,	Universidad Industrial de Santander
Ing. Edelberto Hernández , Calificador	Universidad Industrial de Santander
Msc. Zuly Calderon , Interventora,	Universidad Industrial de Santander
Ing. Reinel Corzo , Codirector	ICP-Ecopetrol
Ing. Rubén Castro , Director GCM	ICP-Ecopetrol
Ing. Raúl Triana , Perforación	ICP-Ecopetrol
Ing. Esperanza Cotes , Interventora	ICP-Ecopetrol
Geo. José Ricardo , Geólogo	ICP-Ecopetrol
Ing. William Navarro	NATFRAC
Ing. Alejandro Sandoval	NATFRAC

Grupo de Investigación Campos Maduros (Aspirantes, Semilleros y Tesistas)

Un especial reconocimiento a:

Ing. Jorge Vélez	Halliburton
Ing. Carlos Losada	Halliburton
Ing. Giuseppe Ferla	Halliburton
Ing. Carlos Reyes	Ecopetrol
Ing. Juan Molano	Weatherford

Quienes, con mucha generosidad y escamoteando tiempo a sus apretadas agendas, proporcionaron la información para un estudio de perforación multilateral

Dairo Rafael Mercado Benítez
Jairo Alexei Velandia Manosalva

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	16
1. TIPOS DE PERFILES DE POZO	18
1.1. PERFIL DE POZO VERTICAL	18
1.2. PERFIL DE POZO DIRECCIONAL	18
1.3. PERFIL DE POZO HORIZONTAL.....	18
1.4. PERFIL DE POZO MULTILATERAL	19
2. PERFORACIÓN DIRECCIONAL	21
2.1. DEFINICIÓN.....	21
2.2. TIPOS DE POZOS DIRECCIONALES	22
2.3. CAUSAS DE LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL.....	23
2.4. POZOS HORIZONTALES	24
3. GENERALIDADES DE LOS POZOS MULTILATERALES	27
3.1. VENTAJAS TÉCNICO-ECONÓMICAS	30
3.2. RAZONES QUE EXPRESAN LAS VENTAJAS DE LOS POZOS MULTILATERALES.....	33
3.3. GRADOS DE COMPLEJIDAD DE LOS POZOS MULTILATERALES ...	34
3.4. BREVE INTRODUCCIÓN DE LA APLICACIÓN DE LOS POZOS MULTILATERALES EN LA EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO	36
3.5. CONSIDERACIONES CLAVES PARA EL DISEÑO DE LOS POZOS MULTILATERALES	42
4. SISTEMAS DE CLASIFICACION	44
4.1. RANGO DE COMPLEJIDAD.....	44
4.2. CLASIFICACIÓN FUNCIONAL	44
4.2.1. Descripción del Pozo.....	45
4.2.2. Descripción de la Junta	46
5. MULTILATERALES DEFINICION Y DESCRIPCION.....	50
5.1. DEFINICION.....	50
5.2. GEOMETRIA DE POZOS MULTILATERALES Y MULTIBRANCH.....	50
6. IMPLEMENTACION.....	52
6.1. PROCEDIMIENTO DE MULTILATERAL NIVEL 4, POZO SANTUARIO	52
6.1.1. Corrida y Cementación del Liner Ranurado Lateral Inferior	52
6.1.2. Corrida y Ajuste del Empacador ML Torque Master.....	53
6.1.3. Determinación de la Orientación del Empacador ML Torque Master.....	54
6.1.4. Corrida del Aparejo de Cuchara ML y Apertura de la Ventana	54
6.1.5. Perforación del Lateral Superior y Corrida del Liner Ranurado.....	56
6.1.6. Instalación de la Determinación del Lateral Superior	58
6.1.7. Corrida del Equipo de Terminación	60
6.2. PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN	62
7. RIESGO DURANTE LA PERFORACIÓN	65
7.1. FRACTURAS	65
7.1.1. Pérdida de Circulación	65
7.1.2. Derrumbes.....	70
7.1.3. Pega de Tubería.....	70

7.1.4. Hueco Agrandado, Velocidad Anular Disminuida, Limpieza de Hueco	76
7.1.5. Escalones (Ledges) y Ojos de Llave	76
7.1.6. Torque Errático	76
7.2. SHALES	77
7.2.1. Shales Reactivos	77
7.2.2. Shales Sobrepresionados	78
7.3. FORMACIONES EN SUPERFICIE	79
7.4. SECCIONES SALINAS	80
7.5. CAPAS DE CARBÓN	80
7.6. FORMACIONES DE ANHIDRITA / YESO	80
8. ANÁLISIS ECONÓMICO	82
8.1. ANÁLISIS PARA EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE PROYECTOS	83
8.2. VALOR PRESENTE DE POZOS EXISTENTES	94
8.3. INFORMACION DE COSTOS	99
9. APLICACIÓN MLT CAMPO LISAMA	101
9.1. EVALUACIÓN DE DATOS	101
9.2. SELECCIÓN DE ÁREAS APLICACIÓN MLT	103
9.3. DISEÑOS MULTILATERALES	105
9.4. DISEÑOS SELECCIONADOS	111
9.5. EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA	118
9.6. METODOLOGÍA DESARROLLADA	124
CONCLUSIONES	127
RECOMENDACIONES	128
TRABAJOS FUTUROS	129
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	130

LISTADO DE FIGURAS

Fig. 1. Primer pozo multilateral de Rusia, 1953.....	17
Fig. 2. Diferentes perfiles de pozos	20
Fig. 3. Tipos de Pozos Horizontales.....	25
Fig. 4. Razón de pozos multilaterales perforados en EEUU	29
Fig. 5. Clasificación TAML de los Pozos Multilaterales	36
Fig. 6. Total de reservas de petróleo en el mundo.....	41
Fig. 7. Ambiente geológico de uno de los depósitos de petróleo pesado más grandes del mundo.....	42
Fig. 8. Terminación lateral inferior.....	53
Fig. 9. Apertura de ventana.....	56
Fig. 10. Perforación del lateral superior	57
Fig. 11. Corrida del liner ranurado superior.....	57
Fig. 12. Terminación del lateral superior	58
Fig. 13. Molienda de la boca del liner y recuperación de la cuchara ML.....	59
Fig. 14. Viaje de limpieza	60
Fig. 15. Corrida del equipo de terminación.....	61
Fig. 16. Pega de tubería en sección curva	75
Fig. 17. Ciclo del proyecto.....	83
Fig. 18. Gráfico de costos vs. profundidad Pozo 1.....	96
Fig. 19. Gráfico de costos vs. profundidad Pozo 2.....	97
Fig. 20. Gráfico de costos vs. profundidad Pozo 3.....	98
Fig. 21. Localización de los pozos ML.....	105
Fig. 22. Diseño pozo ML1	106
Fig. 23. Diseño pozo ML2	107
Fig. 24. Diseño pozo ML3	107
Fig. 25. Diseño pozo ML4	108
Fig. 26. Diseño pozo ML5	108
Fig. 27. Diseño pozo ML6	109
Fig. 28. Diseño pozo ML7	109
Fig. 29. Diseño pozo ML8	110
Fig. 30. Diseño pozo ML9	110
Fig. 31. Diseño pozo ML1	111
Fig. 32. Producción acumulada pozo estrella.....	112
Fig. 33. Producción acumulada ML1	112
Fig. 34. Factor de recobro ML1	113
Fig. 35. Barriles de aceite por día ML1.....	113
Fig. 36. Diseño pozo ML3	114
Fig. 37. Producción acumulada ML3.....	114
Fig. 38. Factor de recobro ML3	115
Fig. 39. Barriles de aceite por día ML3.....	115
Fig. 40. Diseño pozo MB 1	117
Fig. 41. Diseño pozo MB 2	117
Fig. 42. Diseño pozo ML1	118
Fig. 43. Costo acumulado vs. profundidad pozo ML1	119
Fig. 44. Diseño pozo ML2	120
Fig. 45. Costo acumulado vs. profundidad pozo ML2	121
Fig. 46. Diseño pozo ML3	122

Fig. 47. Costo acumulado vs. profundidad pozo ML3.....	123
Fig. 48. Metodología.....	124

LISTADO DE TABLAS

Tabla 1. Clasificación de Pozos Horizontales	25
Tabla 2. Resumen de desarrollos multilaterales. (TAML)	29
Tabla 3. Rango de complejidad de completamiento TAML.....	47
Tabla 4. Descripción del pozo	48
Tabla 5. Clasificación alfanumérica de la descripción de la junta	49
Tabla 6. Configuraciones de pozo.....	51
Tabla 7. Tabla de Valor Presente Neto ML1	89
Tabla 8. Tabla de Nuevo Valor Presente Neto ML1	90
Tabla 9. Tabla de Valor Presente Neto ML3	91
Tabla 10. Tabla de Nuevo Valor Presente Neto ML3.....	92
Tabla 11. Tabla de Valor Presente Neto Pozo Vertical Estrella	93
Tabla 12. Tabla de Nuevo Valor Presente Neto Pozo Vertical Estrella.....	94
Tabla 13. Tabla de costos vs. pie perforado Pozo 1	95
Tabla 14. Tabla de costos vs. pie perforado Pozo 2	96
Tabla 15. Tabla de costos vs. pie perforado Pozo 3	97
Tabla 16. Ejemplo costos de perforación direccional.....	98
Tabla 17. Costos de perforación pozo ML2	99
Tabla 18. Curva de costos para ML2	100
Tabla 19. Tabla de propiedades ML1.....	101
Tabla 20. Tabla de propiedades ML2.....	101
Tabla 21. Tabla de propiedades ML3.....	101
Tabla 22. Tabla de propiedades ML4.....	102
Tabla 23. Tabla de propiedades ML5.....	102
Tabla 24. Tabla de propiedades ML5.....	102
Tabla 25. Tabla de propiedades ML7.....	102
Tabla 26. Tabla de propiedades ML8.....	102
Tabla 27. Tabla de propiedades ML9.....	103

RESUMEN

TITULO: ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA PERFORACIÓN DE POZOS MULTILATERALES EN UN CAMPO MADURO DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA¹

AUTORES: JAIRO ALEXEI VELANDIA MANOSALVA
DAIRO RAFAEL MERCADO BENITEZ ²

PALABRAS CLAVE: Tecnología Multilateral, Clasificación TAML, Caso Estudio, Trayectoria de Pozos, Productividad, Longitud total Perforada, software simulación, Geoestadística.

DESCRIPCION

En este trabajo de grado se presenta una recopilación completa del estado del arte de la tecnología multilateral (ML) , así como una revisión del método de clasificación TAML, se incluye una revisión de aspectos geológicos que permiten la caracterización del caso estudio, y se propone la selección de zonas candidatas según las características del yacimiento; así mismo se define las posibles trayectorias de los pozos a perforarse según locaciones seleccionadas, por último se presenta una evaluación económica y producción estimada para los diseños elegidos.

Con la perforación de pozos multilaterales se aumenta la productividad de los pozos porque se incrementa la exposición del yacimiento debido a la longitud total perforada, la extensión areal a desarrollar y la posibilidad para acceder y drenar múltiples zonas de interés. Por tal razón se propone la perforación de pozos ML dado que la comparación de la producción y el respectivo análisis de viabilidad económica entre los diferentes tipos de pozos (ML, vertical y horizontal), permite ubicar a los pozos ML como la mejor opción, anotando que este estudio requiere de un análisis de ingeniería de detalle para una mayor confiabilidad.

Debido a los análisis desarrollados en un software de simulación para este tipo de pozos se encontró que si se desea garantizar a cabalidad el exitoso desarrollo de un proyecto de perforación ML se debe conocer la geoestadística del yacimiento o en su defecto tener un muy buen conocimiento geológico de la zona, sin embargo se entiende que el notable avance de las tecnologías (perforación, completamiento) y la experiencia alcanzada, son los que han hecho posible el desarrollo de proyectos que no hubieran sido viables económicamente; por lo tanto es recomendable actualizarse en las tecnologías para de esta manera llevar a cabo el desarrollo de un proyecto de perforación de pozos ML.

¹ Trabajo de Investigación

² Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Fernando Calvete.

ABSTRACT

TITLE: FACTIBILITY STUDY FOR DRILLING OF MULTILATERAL WELLS IN A MATURE FIELD IN VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.¹

AUTHORS: JAIRO ALEXEI VELANDIA MANOSALVA
DAIRO RAFAEL MERCADO BENITEZ ².

KEYWORDS: Multilateral technologies, classification TAML, case under study, trajectories wells, productivity, total drilled length, simulation software, and geo-statistics.

DESCRIPTION:

A fully state of the art about multilateral technology (ML) as a classification method (TAML) review is presented. It is also included a review about geological aspects which let characterize the case under study, and it is proposed the choosing of possible zones according to the reservoirs qualities. On the other hand, it is defined the possible wells trajectories according to chosen locations and finally it is shown an economic evaluation and predicted production for selected designs.

By using drilling multilateral wells, the wells productivity is increased, because the reservoir exposure due to the total drilled length, the areal extension to develop, and the possibility to re-entry and drain multiple zones of interest are also increased. Therefore, it is proposed the multilateral wells drilling since the production comparison and the economic evaluation among different types of wells (ML, Vertical and Horizontal) let conclude the ML wells as the best option taking into account this research work requires a detailed engineering analysis to get more reliability.

Due to studies made by simulation software (JTI) for these types of wells, it was found that it is necessary to guarantee to successful development of ML drilling project. It is a mandatory to know the reservoir geo-statistics; if it is lacked, it is necessary to have a deep geological knowledge about the zone. However it is clear that the remarkable technologies improvement (drilling, completion) and the achieved experience have allowed the normal development of project, which ones had not been approved in an economical way; therefore it is advisable to be updated about the technologies to accomplish the development of a ML wells drillings projects.

¹ Degree project

²Physics-chemistry Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Fernando Calvete.

INTRODUCCIÓN

Los pozos multilaterales (en adelante ML) han sido reconocidos por los múltiples beneficios potenciales que ofrecen en el desarrollo de campos petroleros, entre los que se pueden mencionar el mejoramiento de la productividad/inyectividad del yacimiento, el drenaje de múltiples yacimientos o formaciones, la prevención de la conificación de agua o gas, el incremento del recobro en zonas de baja permeabilidad, entre otros. (Economides)

A su vez este tipo de sistemas multilaterales han alcanzado una evolución tal, que se pueden diseñar casi específicamente para satisfacer la necesidad deseada en el proyecto. Aunque el análisis de riesgos para la perforación y el completamiento de este tipo de pozos muestra las grandes dificultades que posee su implementación es necesario advertir que es la experiencia en la aplicación la que logra disminuir este factor.

Podemos decir entonces que es la nueva generación de pozos multilaterales la que nos permite hablar de producción de compartimientos pequeños o formaciones depletadas de una forma que nos permita realizar una reducción de costos así como la optimización de la producción para este tipo de yacimientos (Downton); es así como nace la posibilidad de pensar en la aplicación de la tecnología multilateral aplicada a nuevos pozos o a pozos ya existentes (campos maduros).

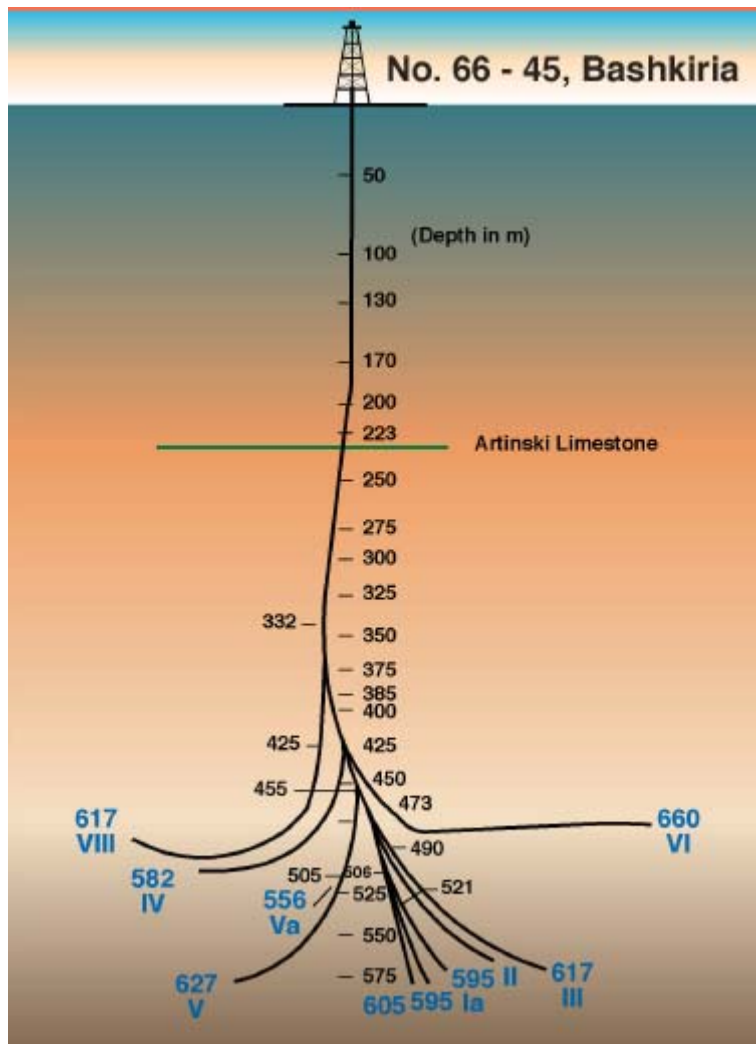


Fig. 1. Primer pozo multilateral de Rusia, 1953

1. TIPOS DE PERFILES DE POZO

La ingeniería de petróleos ha permitido, hoy día, la posibilidad de perforar cuatro clases de pozos diferentes, en el afán de obtener los mejores resultados en la explotación de un campo petrolero (ver Fig. 1). A continuación se muestran las características de cada perfil de pozo.

1.1. PERFIL DE POZO VERTICAL

Este es el pozo convencional que por operabilidad solo permite más de dos grados de desviación, con respecto a un eje vertical.

Tiene gran aplicabilidad donde el terreno sobre el cual se encuentra el yacimiento es de fácil acceso, de aquí la ineficacia de esta configuración para sistemas de explotación de hidrocarburos ubicados costa-fuera, así como los problemas de completamiento que suelen presentarse.

1.2. PERFIL DE POZO DIRECCIONAL

Este tipo de pozo se desvía de la vertical con tasas de desviación de ángulo de 1 a 5 grados por cada 100 pies, hasta alcanzar una sección inclinada con ángulo de 70 grados como máximo, con respecto a un eje vertical. Este perfil de pozo surge de la necesidad de alcanzar formaciones ubicadas bajo terreno de difícil acceso.

1.3. PERFIL DE POZO HORIZONTAL

Se ha llamado pozo horizontal a los pozos que presentan la sección productora horizontalmente, inclusive aquellos que alcanzan un grado de inclinación con respecto a un eje vertical mayor de 80 grados.

La necesidad de disminuir el número de pozos a perforar verticalmente y obtener mejores tasas de producción, permite el desarrollo de dichos pozos los cuales serán objeto de este estudio.

El yacimiento es atravesado en forma horizontal, pero siempre entrando paralelo al estrato, es decir, navegando a través de la formación.

1.4. PERFIL DE POZO MULTILATERAL

A través de los años el auge de la Perforación Multilateral ha llegado a las distintas empresas operadoras a nivel Mundial, todo esto con un éxito sin precedente en cuanto a la recuperación en arenas de difícil acceso.

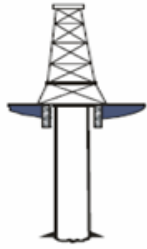
Existen diferentes Tipos de Pozos Multilaterales, los cuales van de lo más sencillo hasta lo más complejo, estos se diferencian en las distintas ramificaciones o brazos laterales posibles que se pueden desarrollar en cada proyecto.

Su selección estaría asociada con las arenas a explotar, buscando atravesar en forma horizontal cada una de ellas, y de esta manera obtener la mayor cantidad de posible de aceite.

Se utiliza para drenar el yacimiento lo más rápido posible, a fin de mantener los límites del contacto gas / petróleo o petróleo / agua.

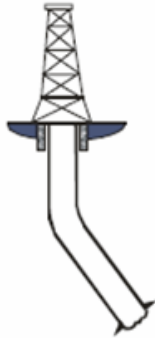
La perforación de varios pozos disminuye la construcción de plataformas (offshore).

POZO VERTICAL



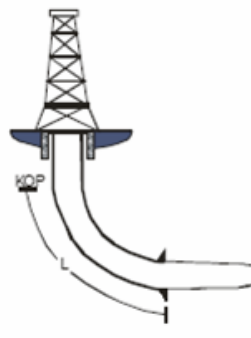
Menos de 2° de desviación

POZO DESVIADO



1° a 5° por cada 100 pies

POZO HORIZONTAL



Mas de 80° de desviación

POZO ML

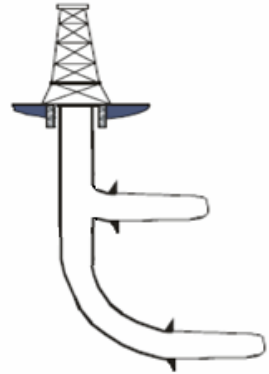


Fig. 2. Diferentes perfiles de pozos

2. PERFORACIÓN DIRECCIONAL

En el pasado la Perforación Direccional se utilizó para solucionar problemas relacionados con herramientas o equipos dejados al interior del agujero, en mantener la verticalidad del pozo o para la perforación de un pozo de alivio.

Las técnicas de control direccional fueron mejorando y hoy en día se cuenta con equipos especiales para determinar con más exactitud los parámetros que requieren de mayor vigilancia para lograr el objetivo propuesto.

Además, se han desarrollado nuevas técnicas a fin de atravesar el yacimiento en forma completamente horizontal y en forma multilateral dependiendo de la configuración de las arenas.

Podemos decir, que la perforación de un pozo desviado soluciona varios problemas asociados a la superficie y al subsuelo así como permite con excelente precisión llegar al target planificado.

2.1. DEFINICIÓN

La perforación direccional tuvo sus inicios en la década de los veinte. En 1930 se perforó el primer pozo direccional controlado en Huntington Beach, California.

En sus inicios, la perforación de pozos direccionales fue evidentemente motivada por los aspectos económicos (offshore). Luego de obtener resultados positivos en California, se realizaron explotaciones en el golfo de México donde resultó por último la perforación direccional, y se formaron los primeros perforadores direccionales, así como un grupo multidisciplinario para el desarrollo de la técnica.

La perforación direccional es el proceso de dirigir el pozo a lo largo de una trayectoria hacia un objetivo predeterminado, ubicado a determinada distancia lateral de la localización superficial del equipo de perforación.

En sus principios, esta tecnología surgió como una operación remedial. Se desarrolló de tal manera que *ahora se considera una herramienta para la optimización de yacimientos*. Comprende aspectos tales como:

- Tecnología de pozos horizontales.
- Tecnología de pozos de alcance extendido.
- Tecnología de pozos multilaterales.

El uso de herramientas que permiten determinar la inclinación y dirección de un pozo durante la perforación del mismo (MWD), estabilizadores y motores de fondo de calibre ajustable, barreras bicéntricas, entre otras.

El control de la desviación se define como el proceso de mantener el agujero dentro de algunos límites predeterminados, relativos al ángulo de inclinación, o al desplazamiento horizontal con respecto a la vertical o a ambos.

2.2. TIPOS DE POZOS DIRECCIONALES

Los pozos direccionales poseen una clasificación la cual dependerá de la forma que tome el ángulo de inclinación en lo que corresponde a su trayectoria dentro del hoyo.

Existen varios tipos de pozos direccionales, estos son los siguientes:

- Tipo Tangencial o “J”Invertido (Slant)
- Tipo “S”

- Tipos “S” Especial o Modificado.
- Tipo Inclinado (uso de taladro especial).
- Tipo Horizontal o Multilateral.

Tipo Horizontal y Multilateral: Pozos que pueden tener ángulos inclusive mayores de 90°, pero necesariamente se debe perforar el pozo paralelo al estrato, o sea navegando a través de él.

En el caso de los pozos multilaterales, los mismos pueden ser de dos o más brazos, atravesando las arenas de la misma forma o sea navegando a través de la formación.

Consta de:

- Una sección vertical hasta el Punto de Arranque (K.O.P).
- Una sección aumentada o de construcción de ángulo.
- Una sección de mantenimiento de ángulo a través de la(s) arena(s).
- Algunos pozos pudiesen tener una sección tangencial, antes de finalizar el ángulo máximo del pozo.

2.3. CAUSAS DE LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL

Entre las principales razones se encuentran:

- Localizaciones inaccesibles.
- Domos de sal.
- Formaciones con fallas.
- Múltiples pozos con una misma plataforma.
- Pozos de alivio.
- Desviación de un hoyo original (sidetrack).
- Diferentes arenas múltiples.

- Pozos horizontales.
- Desarrollo múltiple de un yacimiento.
- Pozos geotérmicos.

2.4. POZOS HORIZONTALES

La perforación horizontal, ha tomado un impresionante auge en los últimos años en regiones productoras de todo el mundo petrolero. En campos en Costa fuera de Australia, del Mediterráneo y del Mar del Norte, en Alaska y desde hace algunos años en los países de Sur América.

Bajo ciertas condiciones favorables, la perforación horizontal puede incrementar drásticamente la producción de yacimientos heterogéneos verticalmente fracturados. Más aún, el índice de recuperación aumenta tanto que ya es considerada por los expertos como un método de recuperación secundaria.

El inicio de este tipo de pozos se dio en los años de 1929, para los años de 1980 empresas trasnacionales como Texaco y Exxon en Canadá, así como la ELF de Francia, desarrollaron grandes progresos en este tipo de tecnología. Para ese entonces, existían dificultades en cuanto a: efectuar registros eléctricos, cortar núcleos, entre otros.

En la tabla anexa (Tabla 1), se muestran tres de los cuatro Tipos de Pozos Horizontales Básicos, los cuales su clasificación esta relacionada con la Tasa de Aumento de Ángulo, su Radio de Curvatura y con el Alcance Horizontal, así mismo se muestra la recomendación del tamaño o diámetro del hoyo para su implementación:

TIPO DE POZO	TASA DE AUMENTO	RADIO DE CURVATURA	ALCANCE HORIZONTAL	DIAMETRO DEL HOYO
LARGO	2° a 6°/100'	1.000' - 3.000'	3.281'	8 ½" - 12 ¼"
MEDIO	6° a 29°/100'	200' - 1.000'	1.641'	6" - 8 ½"
CORTO	29° a 286°/100'	20' - 200'	656'	6"

Tabla 1. Clasificación de Pozos Horizontales

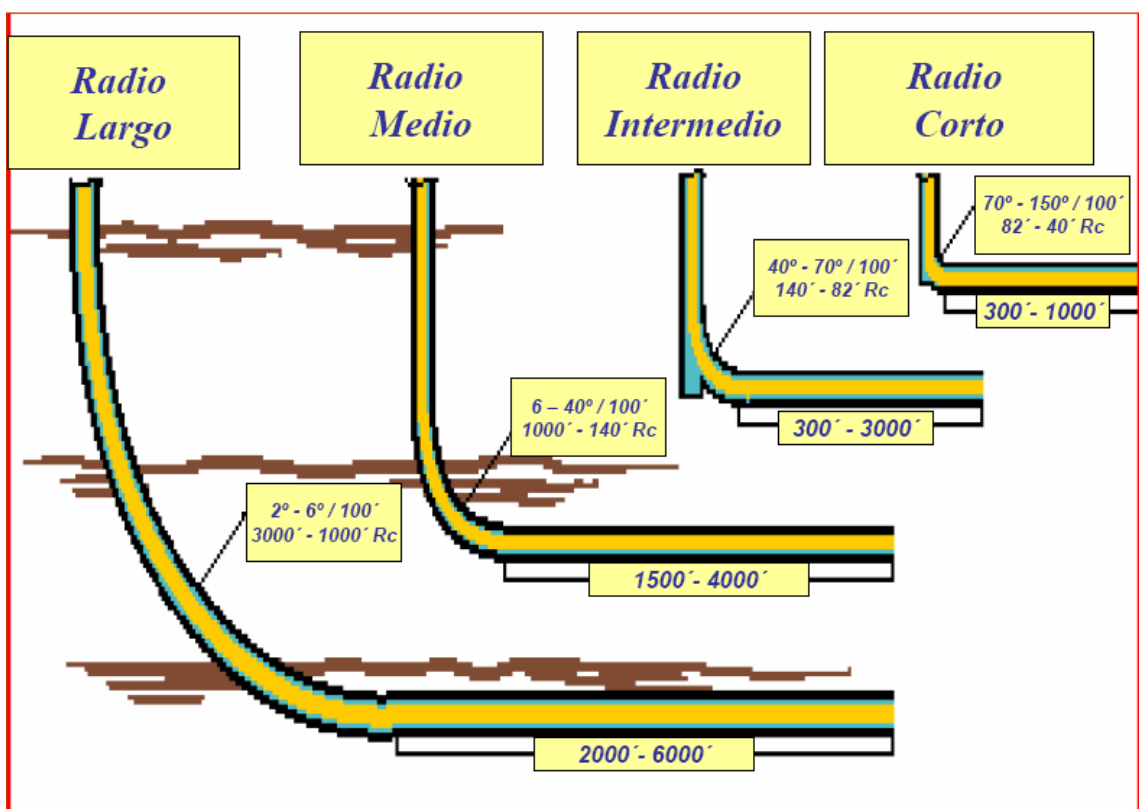


Fig. 3. Tipos de Pozos Horizontales

Un proyecto de un pozo horizontal típico es diferente de un proyecto de un pozo vertical por que la productividad de un pozo depende de la longitud del mismo. Además, la longitud de un pozo depende de la tecnología de perforación que se esté usando en el pozo. Por eso es esencial que los ingenieros de yacimiento y perforación trabajen juntos para escoger la tecnología de perforación apropiada, la cual dará la longitud de pozo deseada.

La otra consideración importante es el esquema de completamiento de pozo que puede tener:

- Un pozo abierto.
- Un pozo con liner ranurado.
- Liner con empaques en el casing.
- El pozo cementado.
- Un pozo con casing y cañoneado.

Esto dependiendo de las necesidades de completamiento y de la experiencia. El tipo de completamiento afectará el desempeño del pozo horizontal, e indudablemente algunos tipos de completamiento solo son posibles con algunas técnicas de perforación. Por lo tanto, la longitud del pozo, la ubicación del pozo en el yacimiento, la tolerancia de perforar en la ubicación y el tipo de completamiento que puede ser alcanzado depende del método de perforación.

3. GENERALIDADES DE LOS POZOS MULTILATERALES

La perforación multilateral debe sus inicios a la perforación direccional mas específicamente a lo relacionado con la perforación horizontal (JOSHI 1991), la cual se alcanza en la década de 1940 en los EEUU, gracias al desarrollo de herramientas para la perforación de radios cortos llevado a cabo por John Eastman y John Zublin, por medio de las cuales se logró incrementar la productividad en pozos de California, así como su posterior implementación en otros campos Austin Chalk Formation en los EEUU, y Bakken Formation en Dacota del Norte, EEUU, donde gracias a posteriores mejoras se alcanzaron pozos de gran eficiencia.

Los primeros desarrollos múltiples de un yacimiento se alcanzaron en URSS hacia la década de 1950, el primero en perforar un pozo de este tipo fue el ingeniero Alexander Grigoryan (Figura 1), el pozo tenia nueve bifurcaciones emanando de un pozo origen, esto a raíz de la necesidad de perforar varios pozos mientras el crudo mantenía su precio estable, es en este momento donde las empresas del sector petrolero ven la posibilidad de implementar y optimizar nuevas técnicas de perforación entre las que se encontraba la perforación horizontal o el desarrollo infill de pozos cercanos, viéndose entonces que gracias a implementación de un pozo horizontal se alcanzaba una reducción de costos que estimaba una equivalencia de tres a cinco pozos verticales por cada pozo horizontal perforado.

En el presente las dos áreas de mayor implementación de la tecnología multilateral son EEUU y Rusia. Sin embargo esta técnica esta incrementando su aceptación y uso en oriente medio, Sur América, Canadá, y Europa, ya sea como una nueva técnica de implementación o como técnica re-entry en pozos ya existentes.

Para tener una idea de la forma en la que se dio el crecimiento de la tecnología se pueden revisar dos tipos de estadísticas los cuales corresponde al aumento en el número de pozos ML perforados (Figura 4), y una segunda estadística sería la evaluación del tipo de pozos desarrollados según la tecnología alcanzada en el momento (Tabla 2), en ambas figuras podemos ver el vertiginoso crecimiento que tuvo la tecnología multilateral así como su rápida aceptación (TAML).

Es de imaginarse que esta situación fue mejorando y se entendió que una nueva técnica de perforación no solo aportaba riesgos a un proyecto sino que también proveía múltiples beneficios es entonces, donde la búsqueda de la producción óptima, la reducción de costos y el recobro de las máximas reservas, a permitido a la industria petrolera estar enfatizando en los completamientos multilaterales, de tal forma que actualmente, más del 10% de los 74,000 nuevos pozos perforados cada año son candidatos para este tipo de completamientos. Es importante destacar que la tecnología multilateral también es usada en los re-entry aplicadas a pozos ya existentes teniendo en cuenta ciertas condiciones de diseño.

La importancia y ventaja de la aplicación de la tecnología de pozos multilaterales se resume básicamente en el incremento drástico de la eficiencia de recobro a través del alcance extendido y flexible de la formación donde los pozos convencionales tienen limitaciones, y de igual manera, la posibilidad de incremento a una mayor velocidad en un determinado tiempo, mediante pozos que constan de un cuerpo principal a través del cual se accede con dos o más ramas, a uno o varios horizontes productores con el único fin de obtener varios objetivos productores en la misma configuración.

La estructura final de un pozo multilateral será función del yacimiento y de los recursos tecnológicos disponibles.

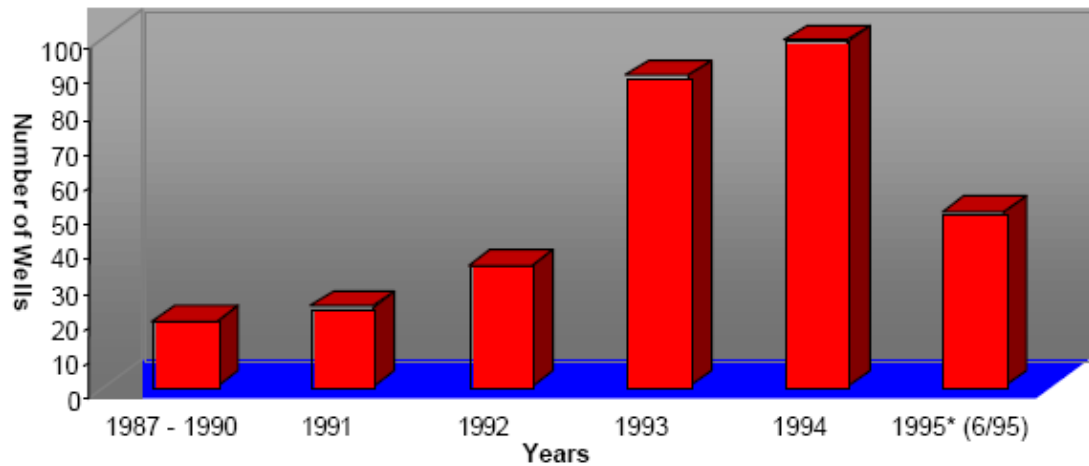


Fig. 4. Razón de pozos multilaterales perforados en EEUU, periodo (1987-1995) (TAML)

Year	Operator	Field	Type	Milestone
1953		Bashikiria, Russia	Onshore	
1957		Borislavneft, Ukraine	Onshore	
1950's		Chernomorneft, Russia	Onshore	
1968		Markova, Eastern Siberia	Onshore	
1984	Elf Aquitane	Eschau, France	Onshore	
1988		Louisiana, USA	Onshore	10 laterals from one single horizontal wellbore
1989	Arabian Oil Co.	Khafji, Saudi Arabia	Offshore	
1992	Maersk	Kraka, Denmark	Offshore	First in North Sea
1993	ADCO	Abu Dhabi	Onshore	
1993	Texaco	Austin Chalk, USA	Offshore	
1993	Unocal	Dos Cuadras, USA	Offshore	
1993	Maersk	Dan, Denmark	Offshore	
1994	Mobil	Galahad, UK	Offshore	First in UKCS
1995	Phillips	Alison, UK	Offshore	First tri/quad lateral in UKCS
1996	Petronas	Bokor, Malaysia	Offshore	First tri-lateral well in Asia (level 5)
1996	Norsk Hydro	Oseberg, Norway	Offshore	First level 5 completion installed
1997	PDO	Shuaiba, Oman	Onshore	Record dual/tri-lateral wells

Tabla 2. Resumen de desarrollos multilaterales. (TAML)

3.1. VENTAJAS TÉCNICO-ECONÓMICAS

Es en este momento donde se genera el auge de esta tecnología, cabe resaltar que grandes potencias petroleras como lo son EEUU y Venezuela han cambiado sus planes de perforación en los últimos años a un potencial de perforación de cientos de pozos multilaterales en el año tan solo enunciando la explotación onshore.

En general, los pozos horizontales alcanzan un costo de 1,2 a 2,5 veces más que los pozos verticales, en el caso de la tecnología multilateral podemos hablar de incrementos en costos entre 1,58 y 2,54 para configuraciones que permiten obtener el equivalente a tres bifurcaciones, todo esto considerando una misma área por drenar, permitiendo dar relevancia al hecho de que esta área no será igualmente drenada por cada una de las alternativas de pozos en revisión; sin embargo es por este aumento en costos que se piensa en la reactivación de zonas por medio de la reutilización de pozos verticales como pozos horizontales puesto que ello implica una reducción del costo desde el 3.6 hasta el 17 % por pie, si se compara con un pozo horizontal nuevo, esta operación se logra gracias al uso de tecnología re-entry que permite obtener una configuración de pozo multilateral sin necesidad de pensar en los problemas de una nueva perforación.

Entre las ventajas de esta nueva técnica, podemos agregar que en EEUU, la utilización de pozos horizontales y multilaterales ha logrado incrementar las reservas probadas esto gracias a la recuperación de crudos pesados y a la delimitación de zonas productoras así como la recuperación de reservas en zonas de difícil acceso en el yacimiento.

Estos pozos incrementan el área de drenaje y permiten explotar yacimientos estratificados simultáneamente. Adicionalmente, los pozos multilaterales colocan a exposición el yacimiento de igual o hasta de mejor manera, con

menor número de pozos y con una buena apreciación desde el punto de vista de administración de yacimientos, así mismo permiten patrones de interferencia de pozos de forma controlada y debido a la necesidad de tecnología para su implementación forman pozos que se pueden entender como pozos flexibles ha posteriores mejoras tecnológicas.

Los pozos multilaterales son particularmente justificados para la conexión de características verticales y horizontales, tales como, distribución de esfuerzos, fracturas naturales, formaciones laminadas y yacimientos estratificados. Múltiples zonas de drenaje o huecos horizontales interceptan más fracturas naturales y a menudo incrementan mejor la producción que pozos horizontales sencillos o fracturados hidráulicamente. Pozos multilaterales y horizontales direccionales optimizan el contacto del pozo con el yacimiento y permite mayores tasas de flujo y caídas más bajas de presión que los pozos horizontales y verticales simples, lo cuál es muy ventajoso en pozos con alta conificación debido al empuje de agua.

En las zonas laminadas o yacimientos estratificados o formaciones heterogéneas, los pozos verticales con laterales apilados mejoran la productividad y la recuperación de reservas por la conexión de múltiples intervalos separados por barreras verticales o gradaciones de permeabilidad.

La ventaja de los pozos multilaterales se capta mejor examinando el índice de productividad normalizado (NPI, por sus siglas en inglés); la tasa de producción normalizada por la caída de presión y el largo de la arenisca. El NPI inicial de pocos días del pozo con un solo tramo lateral perforado en areniscas fluviales es el doble que el de areniscas marinas, pero sólo el 66% del de pozos multilaterales que penetran todas las areniscas. (Curtis)

Para el flujo en condiciones pseudo estables en un tiempo, la productividad de los pozos multilaterales es similar a la de pozos con un solo tramo lateral

perforado en areniscas fluviales de buen espesor, pero es superior en areniscas marinas.

Debido a este desarrollo de petróleo, los pozos multilaterales han demostrado ser un método efectivo en materia de costos para acelerar la producción y explotar reservas acumuladas en areniscas más delgadas. En el futuro, estos pozos permitirán un agotamiento mayor del yacimiento antes de que se alcance el límite económico.

Los pozos multilaterales y su mejor emplazamiento en los cuerpos productivos le han permitido ser exitosos a muchos proyectos.

En la actualidad existen muchas evidencias de aplicación de pozos multilaterales en yacimientos estratificados en el Reino Unido y Malasia, y pozos duales, triples apilados y espigas de pescado en Venezuela y diversas aplicaciones en onshore y offshore en EEUU, Mar del Norte, Tailandia, Canadá, Italia, Brasil y Nigeria.

Los pozos multilaterales requieren altas inversiones iniciales en equipos, pero potencialmente reduce los gastos totales tan bien como los costos operacionales por la disminución de pozos requeridos. Esta tecnología reduce cabezas de pozo, elevación de plataformas y requerimientos de completamientos submarinos, lo cual disminuye los costos y optimiza la utilización de los requerimientos especialmente en mar adentro, y de igual manera reducen espacio en onshore y mitigan el impacto ambiental.

3.2. RAZONES QUE EXPRESAN LAS VENTAJAS DE LOS POZOS MULTILATERALES

- Son muy rentables para la producción de horizontes múltiples delgados, ya que el hueco del pozo hace las veces de fracturas mecánicas extensas de una forma mas controlada.
- Los pozos multilaterales reducen las pérdidas de presión por fricción durante la producción por la cantidad de flujo lograda al atravesar dos o más brazos laterales cortos lo cual permite una facilidad durante el drenado.
- En yacimientos donde hay un solo horizonte productor de gran espesor y con gran anisotropía vertical permite la recuperación si se logra navegar en la dirección adecuada a través de la formación.
- Ofrecen mas reservas por pozos. Minimizan la pérdida de reservas demasiado marginales para ser producidas en forma independiente.
- Una de las grandes ventajas de los pozos multilaterales es maximizar el contacto del yacimiento para incrementar la productividad o la inyectividad, y de esta manera mejorar los factores de recobro, incrementándose el área de drenaje de los pozos y reduciendo las caídas de presión (drawdown), lo cual a su vez, mitiga más efectivamente la producción de arena y la conificación de agua y gas, que los pozos verticales u horizontales convencionales.
- En yacimientos donde el gradiente de fractura vertical es mayor que el horizontal y la fractura se genera horizontalmente.
- En pozos offshore donde el traslado de una plataforma es muy significativo en el costo total del pozo.

- En yacimientos marginales donde es imperativo reducir los costos de producción y workover debido a que hace uso de una sola plataforma para alcanzar varios objetivos.
- Con el advenimiento de la cultura por el cuidado del medio ambiente (HSE), este tipo de pozos reducen considerablemente el impacto ambiental (menos locaciones, menos aparatos de bombeo, menor ruido, menor cantidad de líneas de transporte, menos caminos, menos residuos, etc.)
- También se reducen costos de horas de equipo, cañerías, instrumental, supervisión, perdidas de pozos, fluidos, etc.

3.3. GRADOS DE COMPLEJIDAD DE LOS POZOS MULTILATERALES

Generalmente las compañías petroleras requieren 3 condiciones ideales de este tipo de tecnologías:

1. Conectividad del hueco principal con cada uno de los ramales.
2. Posibilidad de reingresar a los ramales en forma selectiva.
3. Sello hidráulico entre el pozo principal y los ramales.

En un esfuerzo para proveer una diversidad de sistemas multilaterales que satisficiera las necesidades de la industria, se desarrolló el sistema de clasificación llamado TAML (Technology Advancement of Multilaterals – Figura 5), y considera que a medida en que alguna condición no es indispensable, el proyecto decrece en complejidad y costo, es decir se puede alcanzar el mismo desarrollo con un poco mas de riesgo pero con una significativa reducción de costos, y con base en esto es que surge la clasificación más conocida de 6 niveles, para los pozos multilaterales, sin embargo para cada uno de estos tipos se pueden generar combinaciones o pequeñas variaciones, los correspondientes tipos de completamiento serán:

1. Pozo principal y laterales abiertos.
2. Pozo principal entubado y cementado, y el ramal desviado y lateral con liner no soportado.
3. Pozo principal entubado y cementado, y el ramal desviado en open-hole y lateral con casing pero no cementado.
4. Pozo principal y laterales entubados y cementados.
5. Pozo principal y laterales entubados con sello hidráulico en las uniones a través de equipo de completamiento.
6. Integridad de presión en la unión con sello en el casing (el solo cemento no es suficiente).

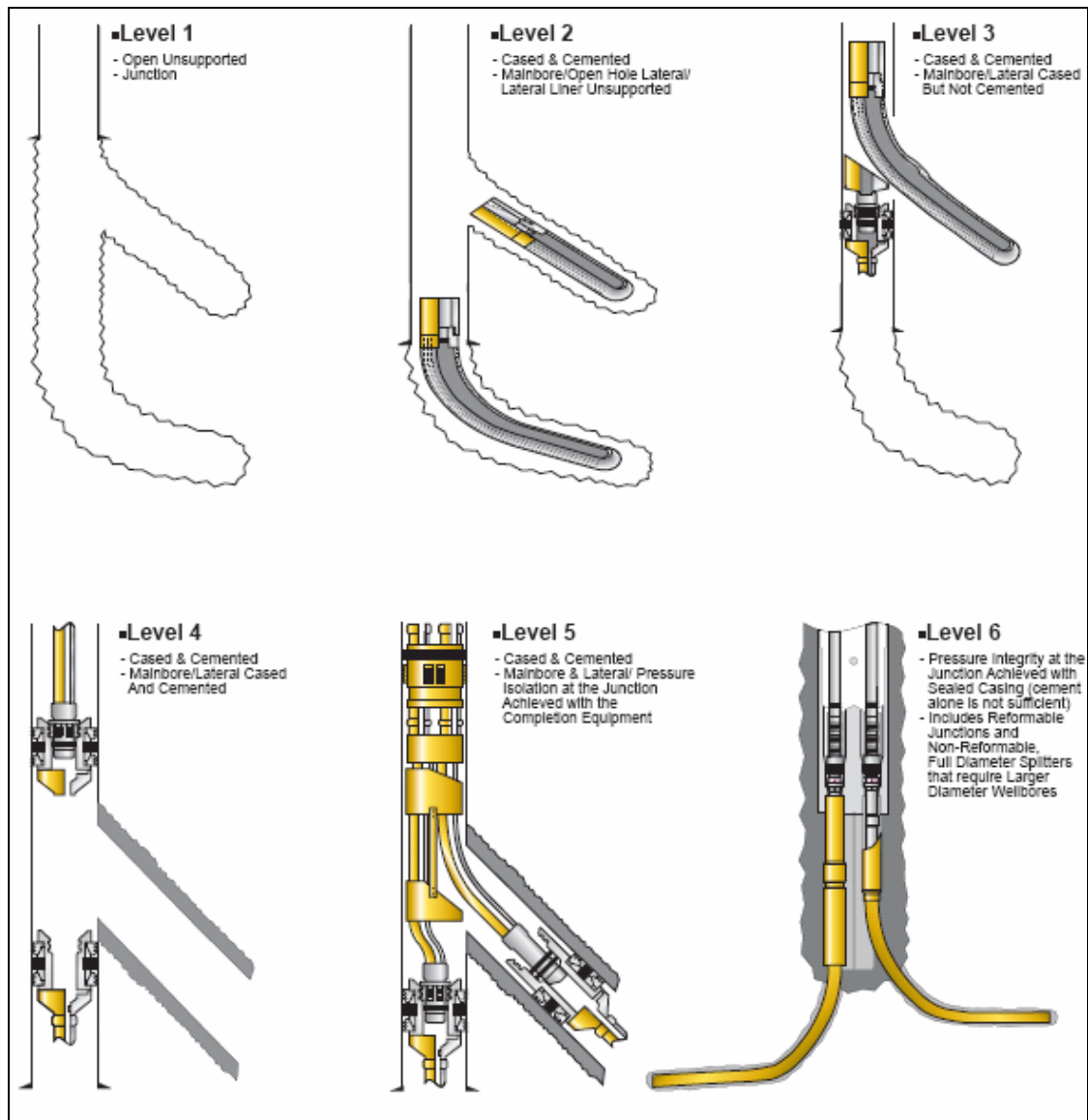


Fig. 5. Clasificación TAML de los Pozos Multilaterales

3.4. BREVE INTRODUCCIÓN DE LA APLICACIÓN DE LOS POZOS MULTILATERALES EN LA EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO

La mayor parte de los recursos de petróleo del mundo corresponde a hidrocarburos viscosos y pesados, que son difíciles y caros de producir y refinar. Por lo general, mientras más pesado o denso es el crudo, menor es su valor económico. Las fracciones de crudo más y livianas y menos densas,

derivadas del proceso de destilación simple, son las más valiosas. Los crudos pesados tienden a poseer mayores concentraciones de metales y otros elementos, lo que exige más esfuerzos y erogaciones para su extracción de productos utilizables y la disposición final de los residuos. No obstante, las técnicas innovadoras de perforación, terminación, estimulación y vigilancia rutinaria de pozos contribuyen para que los yacimientos de petróleo pesado se conviertan en activos rentables.

Es por esto que el petróleo pesado generalmente se deja de lado como recurso energético. Existen en el mundo más de 6 trillones de barriles de petróleo en sitio atribuidos a los hidrocarburos más pesados, equivalente al triple de reservas combinadas de petróleo y gas convencionales del mundo, que merecen una mayor atención, puesto que de así hacerlo se pueden esperar grandes crecimientos a nivel de la industria, el total de recursos de petróleo del mundo es de aproximadamente 9 a 13×10^{12} (trillones) de barriles. El petróleo convencional representa sólo un 30% aproximadamente de ese total, correspondiendo el resto a petróleo pesado, extrapesado y bitumen. (Figura 6)

De los 6 a 9 trillones de barriles de petróleo pesado, petróleo extrapesado y bitumen que existen en el mundo, las acumulaciones más grandes están presentes en ambientes geológicos similares. Se trata de depósitos someros súper gigantes, atrapados en los flancos de las cuencas de antepaís. Las cuencas de antepaís son depresiones enormes, formadas a raíz del hundimiento de la corteza terrestre durante la orogénesis. Los sedimentos marinos de la cuenca se convierten en la roca generadora (roca madre) de los hidrocarburos que migran echando arriba constituyendo sedimentos erosionados desde las montañas recién formadas (Figura 7).

Aunque existen otros factores como las propiedades de roca y el tipo de mecanismo de producción, que determinan cómo se comportará un yacimiento,

también se debe considerar el tipo de fluido, ya que la densidad y la viscosidad del petróleo dictaran el enfoque de producción que tomará una compañía petrolera. Los petróleos densos y viscosos, denominados petróleos pesados, presentan retos especiales de producción pero no imposibles.

Venezuela posee muchos yacimientos de petróleo pesado, siendo la Faja del Orinoco el más importante depósito de petróleo pesado y ultrapesado más grande del mundo; la Faja tiene 55,000 km², descubierto con su primer pozo de 7 °API en el año 1935, aunque su estudio detallado comenzó en el año de 1968. Estos estudios condujeron a Petróleos de Venezuela (PDVSA) a realizar una importante campaña de 5 años, durante la cual se evaluaron varias técnicas de producción en frío y caliente.

A mediados de la década de 1990, los pozos horizontales habían comenzado a resultar efectivos para la explotación de este tipo de pozos, a su vez las bombas de cavidad progresiva y las electrosumergibles habían evolucionado para manejar crudos pesados y grandes volúmenes sin que se formaran demasiados problemas operacionales. La tecnología resultaba entonces apropiada para el desarrollo comercial del petróleo pesado que se encontraba en la Faja. Hoy se estima que la región contiene 1.36 trillones de barriles de petróleo en sitio que gracias a la Asociación Estratégica de Petróleo Pesado del Orinoco permitió desarrollar dichas reservas.

Petrozuata fue el primero de cuatro proyectos en entrar en operación, comenzando sus actividades en 1997. Los estudios efectuados previos al desarrollo indicaron que para el desarrollo primario de esta zona era mejor utilizar pozos horizontales con producción en frío en vez de inyección cíclica de vapor en pozos verticales u horizontales así como la posibilidad de tener pozos multilaterales mejorando la tecnología para la aplicación particular. El modelo de yacimiento original, construido con datos limitados de registros de pozos y ningún dato sísmico, se componía de una sucesión de extensos depósitos

fluviales que coalescieron para formar cuerpos de arenisca continuos bien conectados.

Teniendo en cuenta el desarrollo del campo y considerando los costos de un pozo nuevo completo, los pozos multilaterales ofrecieron una solución más atractiva, sin embargo el uso de más bifurcaciones laterales no serían efectivos sino se desarrollaba la habilidad de ubicarlos con exactitud, para lo cual se han considerado 3 factores:

1. Una conversión de tiempo a profundidad precisa de los datos sísmicos 3D utilizando registros de los pozos estratificados.
2. Una identificación y correlación de los marcadores geológicos principales a través de todo el campo.
3. Un conocimiento del espesor neto esperado y su distribución areal obtenido de un mejor modelo de facies sedimentarias.

Con un mejor diseño de navegación lateral en el yacimiento, se pueden utilizar diferentes tipos de pozos multilaterales para distintos propósitos y diferentes ambientes geológicos. Todos los laterales, excepto las ramificaciones tipo espina dorsal, se terminaron con una tubería de revestimiento utilizando conexiones de nivel 3 (pozo entubado y cementado con un tramo lateral entubado pero no cementado). Los pozos multilaterales tipo espina dorsal son particularmente aptos para explotar cuerpos de areniscas delgados y multicapa, depositados en un ambiente casi marino.

Las ramificaciones tipo espina dorsal también han sido utilizadas para explotar yacimientos en la proximidad de un lateral. Debido a que los laterales más profundos se perforan primero, las ramificaciones exploratorias verticales permiten evaluar la sección superpuesta y, en consecuencia, es posible optimizar o invalidar la perforación de laterales subsiguientes más someros. Las ramificaciones exploratorias proveen información petrofísica que muestre la

presencia de hidrocarburos o zonas con un buen espesor de areniscas a un costo mucho menor que el de un pozo estratigráfico tradicional perforado verticalmente desde la superficie.

Los pozos multilaterales aumentan claramente el largo de la arenisca abierta a la producción por pozo, con tan solo un moderado incremento en los costos. Para Petrozuata, las producciones promedio de los pozos multilaterales han sido consistentemente el doble de las de pozos con un solo tramo lateral.

En este desarrollo de petróleo pesado, los pozos multilaterales han demostrado ser un método efectivo en materia de costos para acelerar la producción y explotar reservas acumuladas en las areniscas.

Las grandes cantidades de petróleo pesado y ultrapesado dominan las reservas de hidrocarburos del mundo, sin embargo la existencia de recursos de petróleo y de gas convencionales que se producen más fácilmente, sobrepasan sus niveles de producción actuales. Por tanto gran cantidad de reservas de hidrocarburos pesados aguardan nuevas tecnologías que transformarán su explotación en proyectos económicamente posibles.

Los pozos con múltiples laterales son particularmente preferidos para campos con reservas de crudo pesado, baja permeabilidad o fracturas naturales, formaciones laminadas o yacimientos estratificados, hidrocarburos desviados (bypassed) en distintos compartimientos estructurales o estratigráficos y yacimientos depletados.

El desarrollo económico de reservas de crudos pesados está limitado por la baja movilidad, la eficiencia del barrido de la inyección de vapor y los factores de recobro. Para yacimientos de crudos pesados o de baja movilidad, los laterales ofrecen ventajas similares al fracturamiento hidráulico en zonas

gasíferas de baja permeabilidad permitiendo la exposición del fluido así como una sostenibilidad en la zona que se quiere drenar.

La baja permeabilidad y los yacimientos fracturados naturalmente son frecuentemente asociados con la limitación de productividad, de tal manera que la anisotropía de la formación es un factor importante en el diseño de los pozos multilaterales puesto que se va a encarga de dirigir el pozo teniendo siempre la precaución de moverse en la dirección de mínimo esfuerzo (Economides papers). Las fracturas paralelas a los laterales se comportan como si fueran más cortas que las de un yacimiento homogéneo y las que son perpendiculares mejoran la productividad por la intersección masiva de las mismas fracturas.

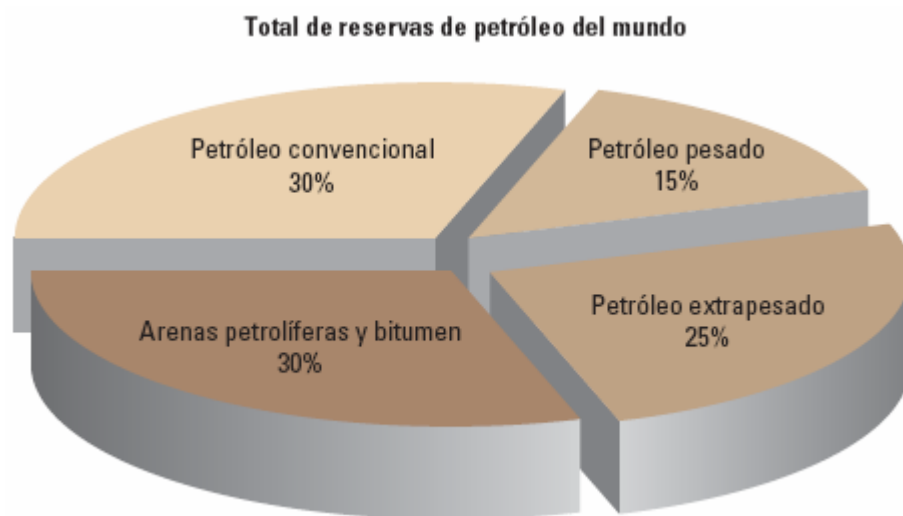


Fig. 6. Total de reservas de petróleo en el mundo

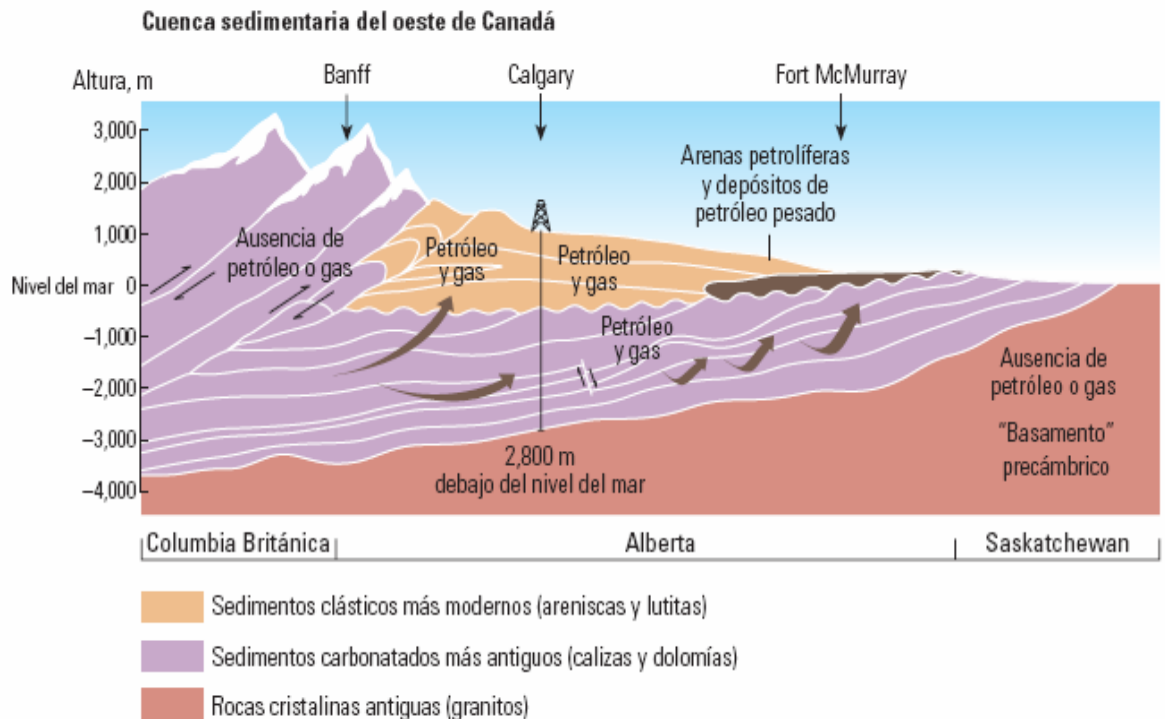


Fig. 7. Ambiente geológico de uno de los depósitos de petróleo pesado más grandes del mundo

3.5. CONSIDERACIONES CLAVES PARA EL DISEÑO DE LOS POZOS MULTILATERALES

El primer factor a considerar cuando se planea un completamiento multilateral es saber si se va aplicar sobre un pozo nuevo o sobre uno ya existente. Los nuevos pozos ofrecen para los ingenieros la libertad y flexibilidad de diseñar los multilaterales desde el fondo hasta el tope. El análisis nodal de los sistemas de producción y el modelamiento de yacimientos ayuda a establecer la longitud lateral óptima y el tamaño de la tubería a utilizar como revestimiento y producción. Las opciones de completamiento y configuraciones de los pozos son más limitadas para los pozos ya existentes, pero muchos de los pozos viejos son candidatos para ser utilizados y sobre ellos construir re-entradas mediante el uso de la tecnología multilateral.

Otra consideración importante es el tipo de unión, la cual depende del grado de integridad mecánica requerido y de la presión de integridad en cada uno de los laterales, de las tensiones a las que está sometida la formación y la necesidad de re-entrar a cada uno de los brazos individualmente. Un lateral en openhole sin conectividad en la unión al hueco principal puede ser suficiente cuando la producción lateral es commingled, cuando las formaciones son competentes o cuando no se requiere el acceso lateral. Un sistema de nivel 6 puede ser más apropiado si la producción es selectiva o se desea la inyección en cada lateral, si la unión es localizada en una formación débilmente consolidada o si se requiere el acceso lateral.

El conocimiento del yacimiento es crucial cuando se planean los pozos multilaterales. En exploración o en los pozos de desarrollo temprano, no puede haber la suficiente información para planear un pozo de trayectoria compleja; y en esta situación, los operadores pueden perforar a bajo costo un pozo vertical con planes de contingencia para uno o más laterales, dependiendo de la información obtenida durante la perforación y completamiento del pozo principal.

Históricamente, para que sea beneficioso un proyecto de pozos multilaterales, los gastos no deben incrementarse en más del 50%.

4. SISTEMAS DE CLASIFICACION

El sistema de clasificación TAML se encuentra dividido en dos categorías:

- Rango de Complejidad.
- Clasificación funcional.

4.1. RANGO DE COMPLEJIDAD

Se trata de un indicación de la complejidad de las uniones (ML/MB), es definido en números de 1 a 6 donde el numero 6 representa la configuración mas compleja, en pozos que posean mas de una unión la mas compleja será la referencia del pozo. Estos rangos de complejidad se ilustran en la tabla 3.

4.2. CLASIFICACIÓN FUNCIONAL

La segunda categoría es subdividida en dos secciones

- Descripción del pozo.
- Descripción de la junta.

La clasificación funcional provee mas detalles técnicos en la mayoría de atributos del pozo (ML/MB). El sistema combina elementos de la categoría uno de clasificación para describir características criticas en el planeamiento y la funcionalidad del pozo. En un pozo con más de una unión, cada una se describe desde el fondo hasta el tope.

4.2.1. Descripción del Pozo

La descripción del pozo esta dividida en cuatro principales categorías:

- **Pozo nuevo o existente:** Son dos aplicaciones distintas donde son importantes los métodos de salida del casing y la habilidad de proveer integridad de presión en las juntas para los diferentes requerimientos de servicio.
- **Numero de uniones:** Es importante en la complejidad del pozo. Normalmente la mayoría de los pozos son perforados de forma dual lateral, Sin embargo debido a que la tecnología ha avanzado y se ha logrado ganar experiencia en el manejo de la tecnología el promedio de laterales perforados en un pozo ha aumentado.
- **Tipo de Pozo (Productor con o sin levantamiento artificial, Inyector o Multipropósito):** Los requerimientos de funcionalidad de un pozo productor son diferentes de los de un inyector. Particularmente en los niveles de integridad de presión requerida en las juntas y la presión ejercida durante el cierre de un pozo.
- **Tipo de Completamiento (Simple, Dual u Hoyo Concéntrico):** Describe el completamiento de acuerdo al empaque de producción, el cual tiene un gran impacto en el tipo de equipo requerido en la unión.

La tabla 4 da la clasificación alfanumérica del código usado para describir el pozo.

4.2.2. Descripción de la Junta

La segunda área es la descripción de las juntas con enfoque en lo siguiente:

- **Conectividad:** Para el caso dual lateral, el mismo indicador incluido en la categoría uno del rango de complejidad. Para pozos de mas de una unión cada unión tendrá su propio nivel indicador, el cual puede o no ser similar, la mas compleja de las uniones determinara el rango de complejidad del pozo, además del nivel un rango de presión será incluido donde de decida aplicar (ej. Nivel 5 – 5000psi).
- **Accesibilidad (Re-entry no selectivo, Re-entry por empuje del completamiento o Re-entry al atravesar la tubería):** Describe el nivel de re-entry, el cual es suministrado durante el ciclo de vida del pozo. Aunque las ventanas de apertura pueden ser reentradas en base a una prueba y error utilizando bent joints, Si estos datos no pueden ser alcanzados, la abertura no puede ser fácilmente localizada y se estima que no se tiene capacidad re-entry. La tabla 5 ilustra la opción de accesibilidad.
- **Control de flujo (Ninguno, Selectivo, Separado, Monitoreo Remoto o Monitoreo Remoto y Control):** Describe el grado de control sobre la inyección o producción del fluido que fluye a través de la junta. El monitoreo incluye algunos de los siguientes parámetros: Presión, Temperatura, Caudal, Producción de arena, Incrustaciones, Perfiles de Saturación, Sísmica, estado del SCSSSV (Surface Controlled Sub Surface Safety Valve), Integridad del Pozo, Corrosión.

La Tabla 5 ilustra la opción de control de flujo, la descripción de la junta es dada por los códigos de clasificación alfanumérica usando la letra o número correspondiente.


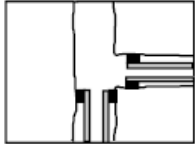

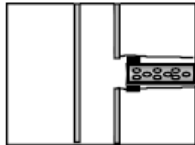
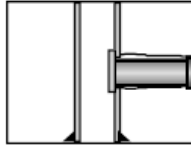

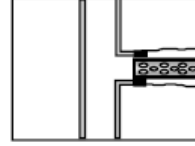
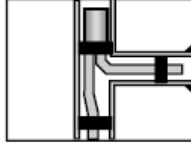
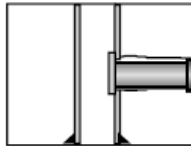
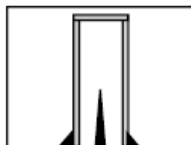
Level	Description	Illustration
1	Open/Unsupported Junction Barefoot motherbore & lateral or slotted liner hung-off in either bore	 OR 
2	Motherbore Cased & Cemented * Lateral Open Lateral either barefoot or with slotted liner hung-off in open hole	 OR 
3	Motherbore Cased & Cemented * Lateral Cased But Not Cemented Lateral liner 'anchored' to motherbore with a liner 'hanger' but <u>not cemented</u>	
4	Motherbore & Lateral Cased & Cemented * Both bores cemented <u>at the junction</u>	 OR 
5	Pressure Integrity at the Junction (Cement is NOT acceptable) Achieved with the completion	
6	Pressure Integrity at the Junction (Cement is NOT acceptable) Achieved with the casing	
6S	Downhole Splitter Large main well bore with 2 (smaller) lateral bores of equal size	

Tabla 3. Rango de complejidad de completamiento TAML

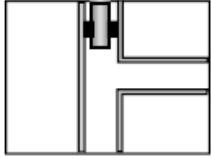
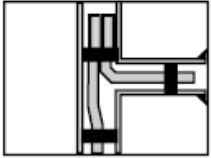
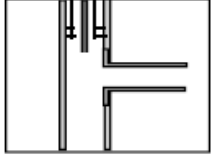
New/Existing Well (Alpha)	Number of Junctions (Number)	Well Type (Alpha)	Completion Type Above Packer (Alpha)
<u>N</u> ew	<u>1</u>	<u>PA</u> - Producer with Artificial Lift	<u>S</u> ingle Bore
<u>E</u> xisting	<u>2</u> etc	<u>PN</u> - Producer with Natural Lift	
		<u>IN</u> - Injector	
		<u>MP</u> - Multi-Purpose	<u>D</u> ual Bore
			
			<u>C</u> oncentric Bore
			

Tabla 4. Descripción del pozo

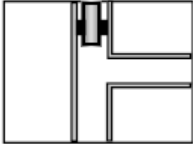
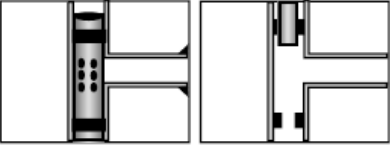
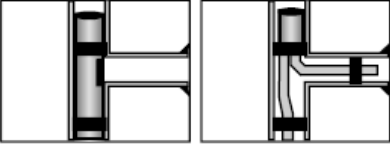
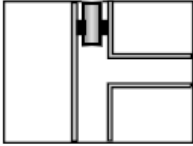


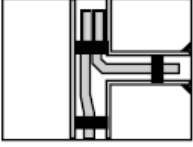
Connectivity (Number)	Accessibility (Alpha)	Flow Control (Alpha)
<p>Same categorization as the Tier 1 'Complexity Ranking'.</p> <p>Each junction will have its own level indicator which may or may not be the same.</p>	<p><u>NR</u> - No Selective Re-entry</p>  <p><u>PR</u> - Re-entry by Pulling Completion</p>  <p><u>TR</u> - Through-tubing Re-entry</p> 	<p><u>NON</u> - None</p>  <p><u>SEL</u> - Selective</p>  <p><u>OR</u></p>  <p><u>SEP</u> - Separate</p>  <p><u>REM</u> - Remote Monitoring</p> <p><u>RMC</u> - Remote Monitoring & Control</p>

Tabla 5. Clasificación alfanumérica de la descripción de la junta

5. MULTILATERALES DEFINICION Y DESCRIPCION

5.1. DEFINICION

- **Multilateral (ML):** La definición general de un pozo multilateral es en el cual existe mas de un horizontal o casi horizontales en forma de pozos laterales perforados a un lado de un single hole (Pozo origen) y conectados al single bore.
- **Multibranch (MB):** La definición general de un pozo multibranch es en el cual se tiene mas de un pozo branch perforado a partir de un single site conectado a un single bore. El branch puede ser vertical horizontal, inclinación o combinación de los tres.

Entonces un pozo multilateral es siempre un multibranch sin embargo lo inverso no necesariamente es cierto.

El completamiento multilateral mejora el drenaje del yacimiento debido a que permite el acceso a capas del yacimiento delgadas o fracturadas para pozos existentes sin necesidad de perforar pozos nuevos. Los escenarios pueden cambiar desde un simple multilateral abierto a sofisticados multibranches, así como sistemas re-entry selectivos.

5.2. GEOMETRIA DE POZOS MULTILATERALES Y MULTIBRANCH

Generalmente se suele usar la siguiente convención de nombres para describir la geometría de pozo para pozos multilaterales:

- **Configuración:** La configuración de pozo puede ser descrita como “apilado”, “planar”, o “opuesto”. Para configuraciones mas complejas se puede realizar una descripción física Ej. “pozo Y” o “espina de pescado”.
- **Número de laterales:** El numero de laterales puede ser descrito como dual-lateral, tri-lateral, cuadrilateral, etc. La tabla 6 contiene algunas de las configuraciones de pozo que son posibles en la perforación multilateral y multibranch.

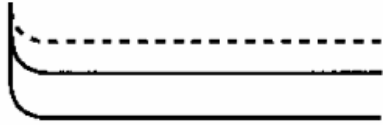

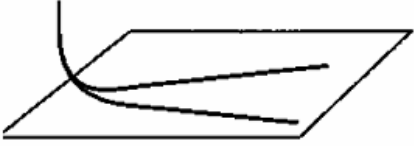
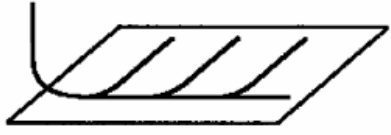
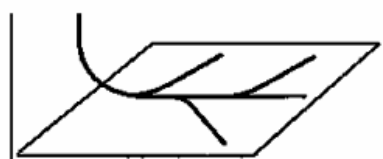
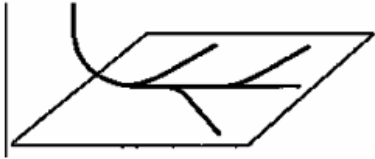
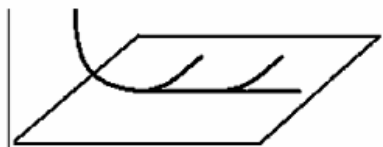
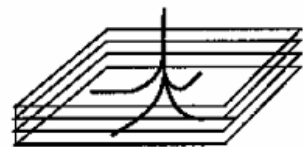

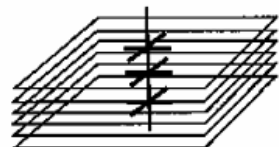
 <p>Stacked Dual and Tri-Lateral</p>	 <p>Dual-Opposed Lateral and Stacked Opposed Quadrilateral</p>
 <p>Planar Dual-lateral or planar Y-well</p>	 <p>Planar Tri-Lateral</p>
 <p>Planar Offset Quadrilateral</p>	 <p>Planar Opposed Quadrilateral or 'Herring-Bone Pattern</p>
 <p>Stacked/ Inclined Tri-Lateral</p>	 <p>Radial Quadrilateral</p>
 <p>Radial Tri-lateral Extending from a primary vertical wellbore</p>	 <p>Stacked Radial Quadrilateral</p>

Tabla 6. Configuraciones de pozo

6. IMPLEMENTACION

El trabajo de campo exige la necesidad de entender de que manera se puede dar la aplicación de la tecnología, para esto se hace completa revisión de un caso estudio donde se busca poder implementar un pozo multilateral tipo dual apilado nivel 4, este se trata de un caso real aplicado a el pozo Santuario del cual se obtuvo el procedimiento adecuado para la realización de un multilateral, donde un resumen permite entender la metodología.

6.1. PROCEDIMIENTO DE MULTILATERAL NIVEL 4, POZO SANTUARIO

6.1.1. Corrida y Cementación del Liner Ranurado Lateral Inferior (Figura 8)

1. Con tubería de perforación armar, correr la T.R. 7" y liner ranurado.
2. Colgar el liner e inflar el empacador de revestimiento externo. Abrir y cementar a través de la válvula PAC.
3. Sacar la tubería de perforación hasta dejar el extremo inferior a 150 m arriba de la boca del liner.
4. Circular hasta remover el exceso de cemento.
5. Sacar aparejo de ajuste.
6. Con broca de 8 ½ "reconocer la boca del liner.
7. Sacar broca y meter broca 5 7/8 "para reconocer la profundidad interior.
8. Circular y efectuar desplazamiento de lodo por salmuera de terminación para correr registros GR/CBL para determinar la posición de los acoples de la T.R.
9. Realizar prueba de producción.

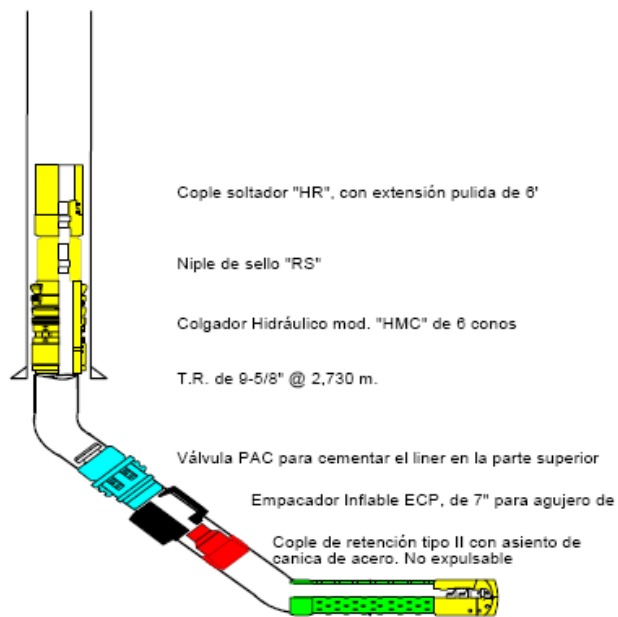


Fig. 8. Terminación lateral inferior

6.1.2. Corrida y Ajuste del Empacador ML Torque Master (Figura 9)

1. Levantar herramienta soltadora hidráulica B-2 conectada al ML Torque Master, combinación, niple de asiento de perfil necesario y sustituto del disco de vidrio. Armar el aparejo del empacador a la tubería.
2. Instalar marcar radioactiva 10 m arriba del soltador hidráulico B-2.
3. Baja el empacador y tubo de cola.
4. Registrar pesos al llegar 10 m arriba de la ventana del lateral superior.
5. Colocar el empacador a la profundidad indicada.
6. Tomar registros eléctricos GR/CCL.
7. Ajustar el empacador ML Torque Master.
8. Realizar prueba de presión en el espacio anular arriba del empacador.
9. Liberar la herramienta hidráulica B-2, del empacador y sacar a superficie.

6.1.3. Determinación de la Orientación del Empacador ML Torque Master (Figura 9)

1. Corrida del gyro de lectura en la superficie con la herramienta de orientación.
2. Dentro de la T.R. Para que se asiente en el perfil del empacador.
3. Correr tubería con el sustituto de orientación arriba y alineado al ancla de moler el Torque Master. Corra el gyro de lectura en la superficie para que se asiente en el sustituto orientación.
4. Si el pozo tiene más de 5° de inclinación en el empacador, y hay MWD disponible, corra la herramienta MWD con la cara de la herramienta orientada al ancla de moler el Torque Master y un sustituto abierto entre ellos. Asiente el ancla en el empacador y lea la inclinación desde el lado alto de la cara. Un sustituto de orientación puede ser corrido arriba del MWD como seguro.
5. Para ésta operación un sustituto de orientación y gyro de lectura en la superficie son seleccionados.
6. Con la unidad de registro y las herramientas de gyro. Corra dentro del pozo y asiente en empacador ML Torque Master, asegure que por lo menos 4 lecturas consistentes sean tomadas.
7. Saque del pozo y verifique que el testigo principal en las herramientas gyros se haya deformado.

6.1.4. Corrida del Aparejo de Cuchara ML y Apertura de la Ventana (Figura 9)

1. Armar el siguiente aparejo:
 - Ancla de molino Torque Master.
 - Sustituto ML Excluder de escombros.

- Desconector de corte a raso ML.
 - Espaciadores cortos de tubería.
 - Substitutos de descarga ML.
 - Substituto de control ML.
 - Substituto ML Excluser de escombros.
 - Cuchara ML de BOT.
2. Ajustar la orientación entre el empacador Torque Master y la cuchara ML, para posicionar la cuchara al rumbo deseado una vez introducida en el empacador.
 3. Armar el molino con el sustituto orientador de fondo.
 4. Introducir aparejo hasta el empacador Torque Master un tubo por encima del empacador, verificar pesos e introducir la cuchara dentro del empacador cargado hasta 7.5 toneladas de peso. Levante tensionando 10 toneladas sobre su peso para verificar que la cuchara está enganchada.
 5. Correr el registro giroscópico para confirmar la orientación deseada.
 6. Cortar el perno bolt colocado entre el molino y la cuchara.
 7. Moler una distancia de 18" a 24".
 8. Circular lo suficiente, levantar el ensamble ML y la junta flexible.
 9. Meter aparejo de molienda para moler cuchara, perforar 3 m de agujero debajo del ancla. Circular y sacar.

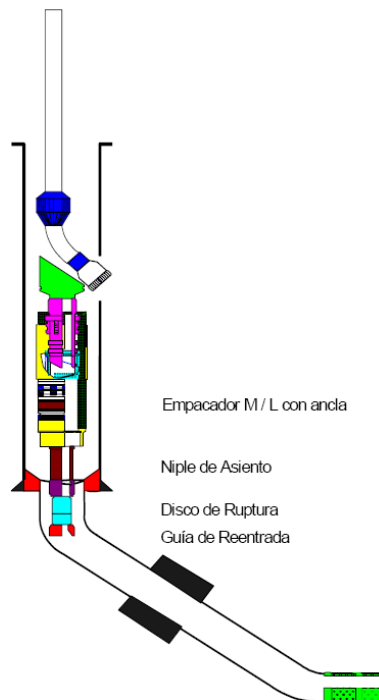


Fig. 9. Apertura de ventana

6.1.5. Perforación del Lateral Superior y Corrida del Liner Ranurado (Figuras 10 y 11)

Después de haber perforado la segunda rama según se describió con anterioridad, se procede a la corrida del liner ranurado superior.

1. Armar accesorios del líner, asiento de canica, emparador inflable y válvula PAC a la tubería ranurada y correr en el pozo dentro del lateral.
2. Correr el líner hasta el fondo, ajustándolo a una profundidad de 5 a 8 m arriba de la ventana.
3. Soltar la herramienta soltadora del acople soltador HR.
4. Activar el emparador externo de TR inflable ECP, abrir la válvula PAC y cementar el líner.
5. Con barrera de 8 ½" rebajar cemento hasta la boca del líner (camisa HR).

6. Con barrera 5 7/8" reconocer el lateral de 7" hasta la válvula PAC.
7. Correr el registro CBL.
8. Efectuar prueba de producción.

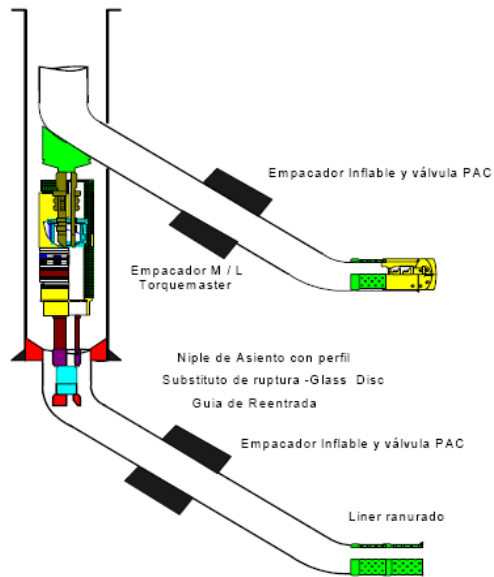


Fig. 10. Perforación del lateral superior

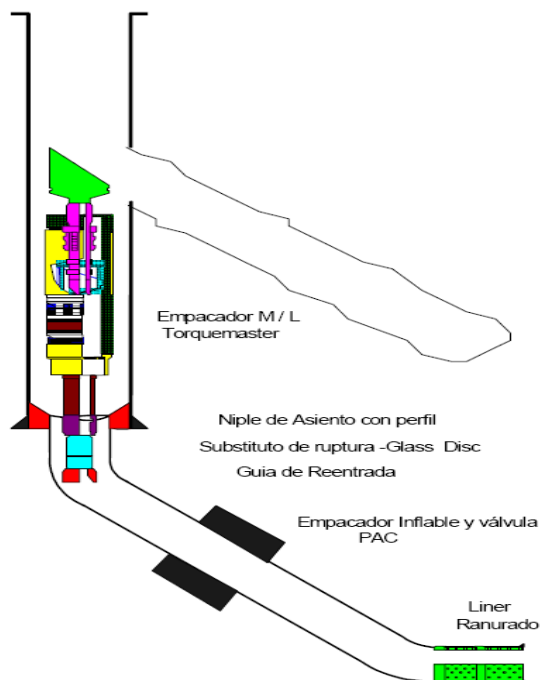


Fig. 11. Corrida del liner ranurado superior

6.1.6. Instalación de la Determinación del Lateral Superior (Figura 12)

1. Levantar el empacador SC-1 con un perfil para el niple de asiento, sustituto de disco de vidrio y guía de reentrada por el cable conectada a una herramienta de ajuste hidráulica B-2.
2. Correr dentro del pozo y entrar al tope del liner. Localizar el empacador en su profundidad y anclar la herramienta soltadora B-2.
3. Efectuar ajuste y prueba de presión a 500 psi.
4. Liberar herramienta del empacador.
5. Colocar un bache viscoso arriba del empacador de terminación.

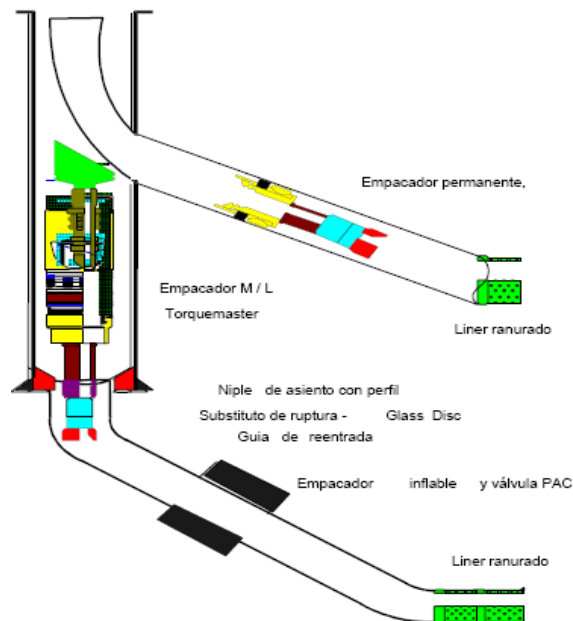


Fig. 12. Terminación del lateral superior

Las figuras 13 y 14 representan las operaciones que anteceden a la instalación del equipo de terminación del proyecto.

Las secuencias operativas del nivel 4 planteado, han sido las más específicas de acuerdo al manejo y operación de las herramientas. Éstas no son muy comunes en una terminación convencional.

Parte fundamental en el desarrollo del programa de perforación, es la interacción que debe existir entre el personal operador y la compañía ya que, generalmente todas las herramientas de anclaje, soldadoras, empacadores, etc. son patente de compañía y operadas por su propio personal.

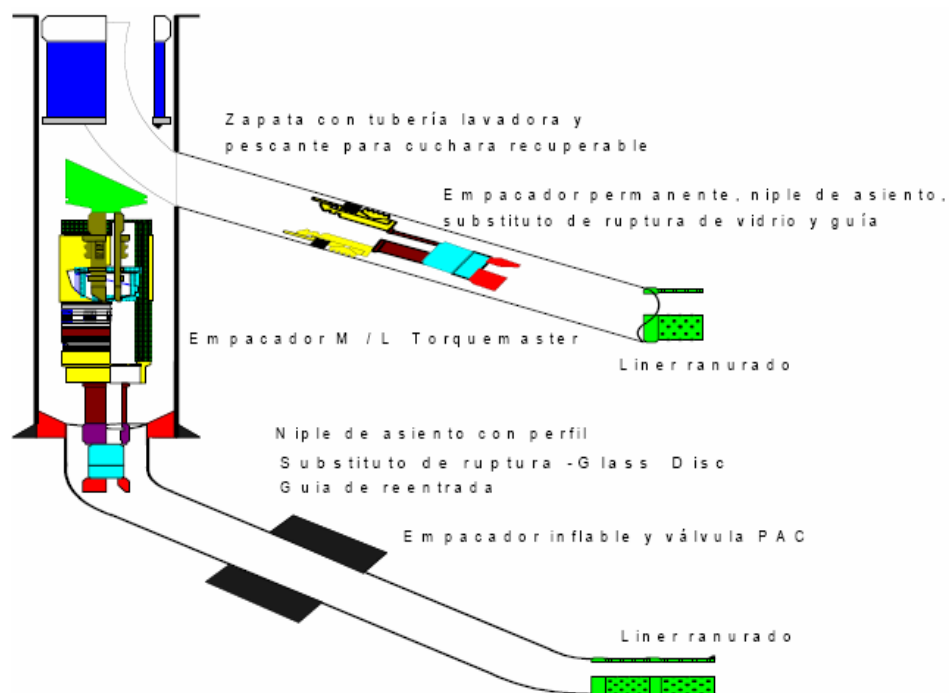


Fig. 13. Molienda de la boca del liner y recuperación de la cuchara ML

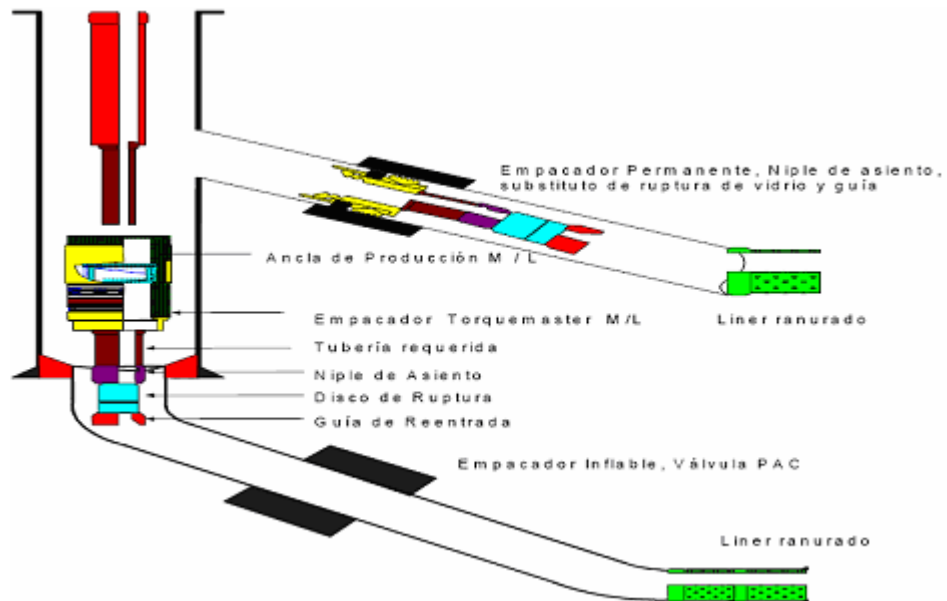


Fig. 14. Viaje de limpieza

6.1.7. Corrida del Equipo de Terminación (Figura 15)

1. Bajar el pescante hasta el diámetro interior del empacador ML Torque Master y recuperar el recolector de escombros.
2. Levantar el ancla de producción Torque Master y conectarla al aparejo de niple lateral de entrada (L.E.N.). Añadir los espaciadores necesarios para colocar el niple en la ventana.
3. Levantar el empacador FHL de anclaje hidráulico y correr la tubería de producción.
4. Correr dentro del pozo hasta el empacador ML Torque Master y asentar el ancla en el empacador.
5. Efectuar la prueba con 10 toneladas de peso para asegurar el anclaje.
6. Anclar el empacador FHL hidráulico y realizar una prueba por el espacio anulas con 500psi.

7. Descolgar de la herramienta dentro y fuera de la herramienta BOT (Baker Oil Tools) y levantar para espaciar correctamente.
8. Asentar tubería en el cabezal del pozo.
9. Probar sellos en el conector dentro y fuera según la herramienta BOT.
10. Colocar la válvula H.
11. Correr la tubería flexible dentro del pozo para lavar el material de la píldora fuera del lateral y para quebrar el disco de vidrio en el sustituto de disco de vidrio de la terminación lateral.
12. Correr las herramientas para jalar el diverter del perfil del LEN.
13. Instalar la camisa de protección dentro del perfil del LEN.
14. Ejecutar la misma operación de lavado debajo del empacador ML Torque Master y quebrar el disco de vidrio para abrir la zona inferior.
15. Hacer fluir el pozo para limpiar y realizar las pruebas de producción.

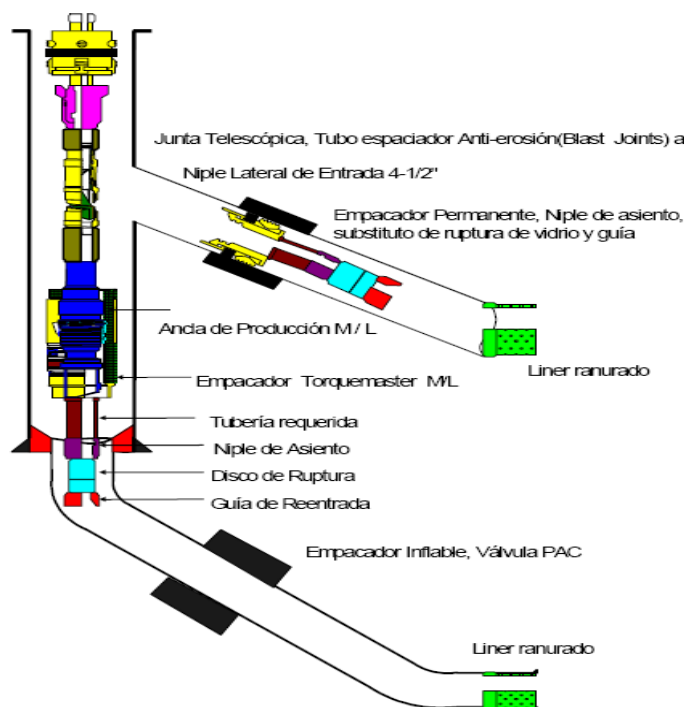


Fig. 15. Corrida del equipo de terminación

La figura 15 muestra las herramientas que componen el equipo de terminación para el pozo Santuario 28-H.

6.2. PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN

La localización óptima del pozo horizontal depende del acuífero o casquete del gas, la densidad y viscosidad del fluido y de las permeabilidades relativas. Los pozos horizontales tienen gran potencial para incrementar la producción de aceite pero existen muchos factores que deben ser estudiados mediante simuladores numéricos de yacimiento. Esta herramienta nos permite predecir el comportamiento de los pozos y del yacimiento.

En este caso la predicción de la producción de los pozos ML se hará por medio del software JTI horizontal, del cual se obtienen gráficas de producción diaria vs. tiempo, producción acumulativa vs. tiempo y factor de recobro vs. tiempo. Para lograr obtener estos resultados el software requiere los siguientes datos de entrada:

DATOS DE POZO

- **Presión de fondo fluyendo:** es la presión a la cual fluye el pozo. (psia)
- **Límite económico:** es el número de BPD con los cuales es viable producir el pozo. (BOPD)
- **Longitud del lateral:** es la longitud de la sección horizontal de cada pozo. (ft)
- **Skin Mecánico:** es un tipo de daño causado al pozo. (Adim)
- **Radio del pozo:** (in)

DATOS DE YACIMIENTO

- **Viscosidad del aceite:** (cp)
- **Factor Volumétrico de Formación:** (RB/STB)
- **Compresibilidad del fluido:** (psi⁻¹)
- **Presión de yacimiento:** (psia)
- **Relación Xe/Ye:** es una relación de ubicación espacial y depende de la longitud del lateral. (Adim)
- **Espesor de la formación:** (ft)
- **Área de drenaje:** es el área que drena cada lateral. (acres)
- **Permeabilidad:** (mD)
- **Porosidad:** (Adim)
- **Relación Kv/Kh:** es la relación entre la permeabilidad vertical y la permeabilidad horizontal (Adim)
- **Saturación de agua inicial:** (Adim)

Aparte de esto el software hace uso principalmente de las siguientes ecuaciones:

$$q_h = \frac{0.007078K_h h \Delta p / (\mu_o B_o)}{\ln \left[\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right] + (\beta^2 h / L) \ln [h / (2r_w)]}$$

$$\beta = \sqrt{K_h / K_v}$$

$$r'_w = \frac{r_{eh}(L/2)}{a \left[1 + \sqrt{1 - [L/(2a)]^2} \right] [h/(2r_w)]^{h/L}}$$

$$r'_w = \frac{r_{ev}(L/2)}{[a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}] [\beta h/(2r_w)]^{(\beta h/L)}}$$

$$L_D = [L/(2h)] \sqrt{K_v/K_h}$$

$$P_D = K_h h (p_i - p) / (141.2 q B \mu)$$

$$P_{WD} = 2\pi t_{DA} + \ln \left(\frac{4A}{e^\gamma C_A r_w^2} \right) + s$$

$$S_{CA} = \ln [\sqrt{C_{A,ref}} / C_A]$$

$$q_{w(X)} = \Delta p_R \sqrt{\frac{J'_h}{c'_w}} \frac{\sinh(\sqrt{J'_h c'_w} (L-x))}{\cosh(\sqrt{J'_h c'_w} L)}$$

7. RIESGO DURANTE LA PERFORACIÓN

7.1. FRACTURAS

Aunque las fracturas ocurren en todas las formaciones, ellas son más comunes en formaciones más duras y consolidadas, así como alrededor de zonas falladas y otras áreas sujetas a fuerzas naturales.

El ancho de las Fracturas va desde tamaños microscópicos hasta más de 1/8 de pulgada (3 mm). Las formaciones más antiguas, profundas y duras tienden a estar más fracturadas que las superficiales, blandas y nuevas.

Problemas asociados

Entre los problemas más comunes asociados a las fracturas se encuentran la pérdida de circulación, los derrumbes, el aumento en la producción de cortes que trae consigo la pega de la tubería, entre otros.

7.1.1. Pérdida de Circulación

La pérdida de circulación, es decir la pérdida de fluido hacia la formación, puede ser ocasionada por fracturas naturales. Si a medida que avanza la perforación, no hay retorno de fluido o de cortes, es muy probable que se esté perdiendo en una zona fracturada. Este es uno de los problemas más críticos que se pueden encontrar durante la perforación.

Una pérdida parcial de lodo a la formación no tiene necesariamente consecuencias inmediatas que impidan continuar con la perforación. Sin embargo las consecuencias pueden ser más severas si la tasa de pérdidas

aumenta o si se pierde completamente la circulación. Tales consecuencias pueden ser:

- **Pérdida en la cabeza hidrostática:** puede hacer que entren al pozo fluidos provenientes de otras formaciones (reventón subterráneo).
- **Daño a la formación:** pérdida a la permeabilidad por los sólidos del lodo y quizás cortes se depositen, lo cual no sólo impediría tomar unos buenos registros, sino también dañar el potencial productor de la zona de interés.
- **Incremento en los costos:** por la pérdida de lodo el cual debe ser reemplazado con sus componentes.

Ocurrencias

Hay varias situaciones, de ocurrencia natural o bien inducidas por la perforación que pueden llevar a una pérdida de circulación:

- Arenas superficiales frágiles e inconsolidadas.
- Formaciones cavernosas o fracturadas naturalmente.
- Reservorios depletados o formaciones presionadas sub-normalmente, donde la densidad del lodo supera a la de formación.
- Formaciones que se han debilitado o fracturado por operaciones de perforación incorrectas (Excesiva densidad del lodo, excesiva presión de circulación, presiones de surgencia o incrementos de presión al bajar tubería o al cerrar el pozo).

Detección

Una alerta por una zona de pérdida puede ser dada por un aumento en la tasa de perforación, esto puede ser debido que la formación encontrada es frágil, inconsolidada, cavernosa o extremadamente porosa.

Las fracturas pueden ser detectadas por un incremento súbito en la tasa de penetración acompañada por torque alto y errático.

La pérdida de circulación inicialmente será detectada por una reducción de flujo de lodo hacia la superficie, acompañada de una pérdida de presión. Si la situación continúa o empeora, el nivel del lodo en el tanque de succión bajará a medida que se pierde el lodo. En una situación aún más severa, habrá una total ausencia de retornos del pozo.

Problemas

En el peor de los casos es cuando se pierde fluido a la formación, cae la altura de la columna de lodo dentro del anular y se reduce en consecuencia la presión hidrostática. Esto puede traer como consecuencia daño a la formación, lo cual puede causar:

- Incremento en los costos como resultado del tiempo que lleve resolver los problemas y el costo del lodo perdido.
- Cambio en las propiedades del lodo, y cambios en las ratas de flujo para controlar la pérdida de circulación pueden reducir la eficiencia en la perforación, al gastar tiempo e incrementando el costo.
- Pega diferencial de tubería en la zona de pérdida o por encima de ella, debido a la ausencia de lodo en el anular.

Prevención

La primera medida de prevención de una pérdida de circulación es evitar ser la causa de un fracturamiento de la formación.

Con este fin se llevan a cabo pruebas de escape (leak-off test) (LOT) y de integridad de la formación (formation integrity test) (FIT) debajo de cada zapata de revestimiento con el fin de determinar la presión de fractura antes de proseguir con la perforación en una nueva sección. Esta parte de la formación se estima que es la más frágil en dicha sección, pues es la que está más cerca de la superficie. Sin embargo es posible encontrar formaciones aún más frágiles. Ya sabiendo la presión de fractura, el máximo peso del lodo y la presión de cierre para controlar una patada de pozo (sin fracturar la formación) pueden ser calculadas fácilmente. Estos valores no deben ser superados cuando se perfore la siguiente sección de pozo.

Si se encuentran formaciones con presión de fluido que pueda requerir un peso de lodo superior para poder ser balanceada, el pozo generalmente deberá ser revestido antes de encontrar la zona con sobre-presión. Así se puede proteger la formación más superficial y permitirá que se usen mayores pesos de lodo en las secciones más profundas del pozo. A partir de esto se puede decir que la rutina de control es mediante el peso adecuado del lodo.

Los procedimientos durante las maniobras de viaje, principalmente controlar la velocidad de movimiento de la tubería, deben ser seguidos con el fin de evitar excesivas presiones de surgencia.

Soluciones

Si ocurre una pérdida de circulación, se pueden adoptar ciertos procedimientos para minimizar y eventualmente hasta evitar futuras pérdidas:

- Reducir el peso del lodo (pero manteniendo el balance con las otras formaciones).
- Reducir la rata de circulación (esto reduce la densidad equivalente de circulación, pero debe existir una velocidad anular suficiente para arrastrar los cortes y mantener limpio el hueco)
- Incrementar la viscosidad del lodo (un lodo más viscoso reduce la rata de pérdida).

Estos parámetros, o la combinación de ellos pueden ser alterados sólo dentro de ciertos límites. Si estas modificaciones no detienen, o reducen suficientemente, la pérdida de circulación, puede añadirse al lodo material de control de pérdidas (Lost Circulation Material)(LCM) que es fibra de madera, cáscaras de nueces, cáscaras de semilla de algodón, de arroz, conchas marinas, celofán o asfalto.

Este material es bombeado en píldoras, pues el LCM no sólo hace más espeso el lodo sino que tiende a taponar las fracturas que estén causando la pérdida del lodo.

Si ninguno de estos procedimientos funciona suficientemente, un recurso final es el de bombear cemento en la zona fracturada. Se espera que esto selle la formación, evitando más pérdidas de circulación y se pueda continuar la perforación.

Durante la prevención de la pérdida de circulación, la prioridad es la de evitar que se pierda cabeza hidrostática dentro del pozo, lo cual podría resultar en un reventón subterráneo. Si esto ocurriese, se bombearía agua dentro del anular con el fin de mantener un nivel suficiente.

7.1.2. Derrumbes

Las partículas de una formación fracturada tienen la tendencia de caer al fondo del pozo, incrementando el volumen de cortes. El volumen y el tamaño de las partículas que caen al pozo dependen del tamaño del hueco, inclinación del pozo, ángulo de buzamiento y extensión de la fractura. En general los derrumbes pueden reconocerse porque aumentan los cortes de perforación.

7.1.3. Pega de Tubería

Las Cuando el pozo se llena con un volumen excesivo de cortes, la rotación puede llegar a estar restringida o incluso imposible: la tubería se puede quedar pegada, impidiendo rotación y bloqueando la circulación.

Las causas de pega de tubería pueden ser clasificadas en forma general bajo tres mecanismos principales.

- Empaquetamiento (Pack-off) o puenteo (bridge)
- Pega diferencial.
- Geometría de pozo.

Empaquetamiento (pack-off) o puenteo (bridge)

El empaquetamiento ocurre cuando partículas pequeñas de formación caen dentro del pozo, asentándose y llenando el anular alrededor de la sarta de perforación. Ocurre generalmente alrededor de drillcollars de diámetro grande o

herramientas de diámetro cercano al del pozo, como los estabilizadores. De esta forma el anular resulta empaçado, pegando la tubería.

El término puenteo (bridge) en general se reserva para material de gran tamaño que cae dentro del hueco y queda trabado entre la sarta y la pared del pozo, pegando la tubería.

Existen varias causas potenciales para la pega de tubería por empaquetamiento o puenteo.

Derrumbe o hinchamiento de shales reactivos o sobre-presionados.

Los shales sensibles al agua, se hinchan, se rompen y caen dentro del pozo. Esto puede prevenirse mediante el uso de lodos inhibidos que minimicen la reacción, o con lodos base aceite que no contengan agua.

Si esto está ocurriendo, puede detectarse por un incremento en la viscosidad del lodo, incremento en el torque y en el arrastre, la presencia de arcillas aglomeradas o gumbo, la presencia de cortes hidratados o hinchados, y presiones elevadas al romper circulación.

Los shales sobrepresionados se fracturan y caen dentro del pozo. Esto puede evitarse incrementando la densidad del lodo para balancear la presión de formación. Debe registrarse la presencia de volúmenes altos de derrumbes y los cambios de dirección en la tendencia de la presión de formación.

Los esfuerzos mecánicos, debido a cargas tectónicas y / o a la orientación del pozo, también pueden conducir a fracturamiento y posterior derrumbe de los shales.

Formaciones fracturadas o inconsolidadas

Formaciones fracturadas como calizas o carbón, zonas falladas, son naturalmente frágiles y al ser perforadas colapsarán dentro del hueco. Puede haber indicaciones de que se ha entrado en una zona fracturada al detectarse ratas altas de penetración y torque alto y errático.

El fracturamiento puede estabilizarse con el tiempo, pero para controlar el problema se requiere que haya buena limpieza de hueco, y que se eviten presiones altas.

Las formaciones inconsolidadas, como sedimentos y arena suelta, pueden caer dentro del pozo, empacándolo y/o puenteando la sarta de perforación.

Asentamiento o acumulaciones de cortes.

Cuando se detiene la circulación, los cortes pueden asentarse alrededor de herramientas como los estabilizadores. Si hay asentamiento excesivo puede haber empaquetamiento si no se remueven efectivamente los cortes pues puede haber una combinación de una gran cantidad de cortes, velocidad anular insuficiente y reología pobre incapaz de sostener los cortes.

En pozos desviados, los cortes pueden asentarse en el lado inferior del pozo, formando una acumulación de cortes. Esta acumulación puede ser arrastrada hacia afuera del pozo por el ensamblaje de fondo u otras herramientas, o pueden caer dentro del pozo, en ambos casos presentando un peligro potencial de empaquetamiento.

Cemento o basura

El cemento de tapones o de la zapata del revestimiento puede volverse inestable y caer dentro del pozo, empacando o puenteando la sarta de perforación.

También puede darse el caso que caigan herramientas o basura debido a descuido en la mesa de perforación, también por falla en las herramientas de fondo, lo cual también puede resultar también empacamiento o puenteo de la sarta.

Depósitos salinos móviles

Las formaciones salinas pueden ser extremadamente móviles y se escurrirán alrededor de la sarta y dentro del pozo debido al peso de la sobre carga. Entonces puede atrapar la tubería causando la pega. Esto ocurrirá generalmente cuando se saca tubería o después de períodos extendidos de tiempo con la sarta fuera del pozo. El movimiento no debe ser lo suficientemente rápido para que ocurra durante la perforación, pero ha sucedido en algunos casos.

Pega diferencial

La pega diferencial puede ocurrir cuando se perfora una formación permeable, con presión de formación menor que la hidrostática.

Una torta de lodo se forma naturalmente contra la pared del pozo. Un filtrado alto del lodo permitirá que se forme rápidamente una torta muy gruesa.

Cuando hay contacto de la sarta con la pared del pozo, la presión diferencial atraerá la tubería. Algunas circunstancias como un pozo desviado o una sarta

mal diseñada o sin estabilizadores pueden hacer que esta área de contacto, y por lo tanto la fuerza total, sea mayor. Cuando hay área de contacto y la sarta queda estacionaria (durante conexiones, toma de registro de desviación, falla de equipo, etcétera) la capa de torta puede crecer y formarse una zona de baja presión en el área de contacto de la tubería. Esta fuerza de adherencia, además del grosor de la torta de lodo, hace que la tubería quede pegada, evitando movimiento vertical y rotación de la sarta. La circulación no se verá afectada.

Geometría de pozo

Este tipo de pega de tubería ocurre cuando existe una combinación de geometría de pozo y cambios en la dirección del mismo, además de rigidez en el ensamblaje de fondo y la posición de los estabilizadores, lo que puede evitar que la sarta pase a través de una sección del pozo.

Las áreas con problemas pueden ser identificadas por el torque errático durante la perforación, pero la pega ocurrirá cuando se esté sacando o metiendo tubería.

Pega de tubería al bajar broca

Después de que una sección desviada, con posibilidad de patas de perro, ha sido perforada con un ángulo específico de levantamiento, el ensamblaje de fondo en general se cambiará para continuar la trayectoria recta del pozo.

Un ensamblaje de fondo demasiado rígido puede no ser suficientemente flexible para pasar dicha sección, pues los estabilizadores quedan colgados en secciones opuestas de la pared del pozo, evitando que la sarta pueda seguir bajando. Como se ilustra en la figura 16.

Si se han perforado formaciones abrasivas, y las brocas han salido con su diámetro muy reducido, el hueco tendrá el diámetro efectivo reducido y la broca

nueva al bajar se puede trabar al bajar al fondo. Si se registra una baja de peso cuando se pasa por esta sección, la sarta no debe ser forzada a pasar. En vez de esto, esta sección del hueco debe ser rimada cuidadosamente y reabierta al diámetro correcto.

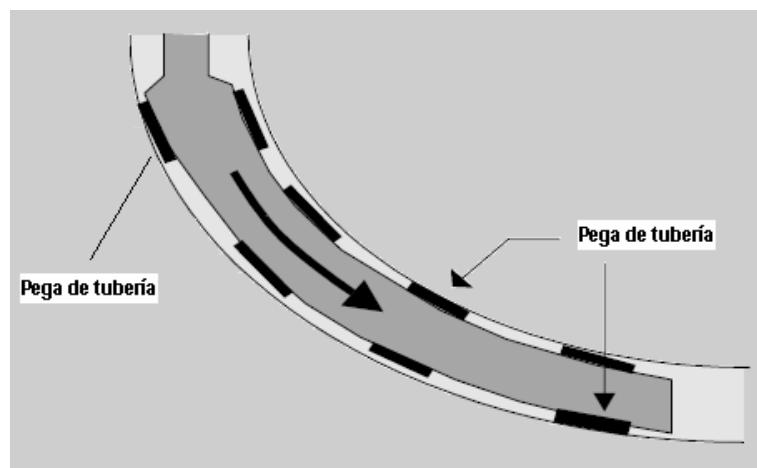


Fig. 16. Pega de tubería en sección curva

Pega de tubería al sacar

Aquí la pega de tubería ocurre generalmente cuando se saca tubería debido a una de las causas siguientes:

- La ocurrencia de patas de perro severas y se está usando un ensamblaje de fondo excesivamente rígido para aceptar los cambios.
- Si entre los ojos de llave que han resultado de una pata de perro se traban los drillcollars.
- Pueden producirse escalones producidos en la intercalación de formaciones duras y blandas.
- También puede haber micro patas de perro que se forman debido a los cambios de dirección cuando se han perforado intercalaciones de formaciones duras y blandas.

7.1.4. Hueco Agrandado, Velocidad Anular Disminuida, Limpieza de Hueco

Cuando se perforan formaciones fracturadas e inestables invariablemente se produce un hueco de diámetro agrandado, lo cual causa que disminuya la velocidad anular y se requiera limpieza adicional en el hueco.

7.1.5. Escalones (Ledges) y Ojos de Llave

Las formaciones fracturadas pueden crear escalones (ledges) y dependiendo de la inclinación del hueco y la desviación también la formación de ojos de llave. Esto puede ocasionar problemas de alto arrastre y pega de tubería.

7.1.6. Torque Errático

Los derrumbes fracturados que caen dentro del pozo actúan contra la rotación de la sarta de perforación, lo cual implica torque más alto y errático. En casos extremos, la rotación puede detenerse completamente por el alto torque, presentándose el peligro de que la tubería se tuerza permanentemente (twist off) o se rompa.

Perforando formaciones fracturadas

Cuando se perforan formaciones fracturadas se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones:

1. **Control de la tasa de penetración:** la tasa de penetración debe ser controlada cuando se perforan formaciones fracturadas para minimizar el material derrumbado.
2. **Movimiento de tubería y Limpieza de hueco:** de la misma manera, debe permitirse el tiempo adecuado de circulación para que la limpieza de los cortes sea completa. Es importante bombear píldoras (sweeps)

de lodo con propiedades óptimas de limpieza para mantener el pozo limpio.

3. **Incremento de la densidad de Lodo:** una torta de lodo de calidad puede ser suficiente para dar el soporte necesario a algunas zonas fracturadas, pero en zonas altamente fracturadas donde se encuentra derrumbamiento alto y continuo, puede ser efectivo el incremento del peso del lodo para sostener la pared y estabilizar la formación fracturada.
4. **Evitar Presiones de Surgencia:** las presiones de surgencia pueden crear o incrementar el fracturamiento. Entonces es importante tener velocidades de movimiento de tubería a bajas cuando el ensamblaje de fondo pasa a través de una zona fracturada, y comenzar y detener suavemente el bombeo en dicha zona.
5. **Protección de la pared con Cemento:** generalmente, las zonas fracturadas se estabilizan después de un período de tiempo. Si después de tomar todas las medidas citadas anteriormente, el pozo sigue sin estabilizarse, el recurso final es el uso de cemento. Al depositar cemento se puede sellar y estabilizar la formación de cemento, impidiendo problemas adicionales.

7.2. SHALES

7.2.1. Shales Reactivos

El hinchamiento es una tendencia típica de los shales. A medida que se hinchan los shales, estos se separan en pequeñas partículas que caen dentro del pozo (es decir con el colapso parcial o total de las paredes del pozo) y causan un hueco apretado.

Es de gran ayuda seleccionar el fluido de perforación apropiado para minimizar el hinchamiento y la reactividad de los shales. Los inhibidores del lodo (tales como caliza y sal) y lodos en base aceite son los fluidos de perforación más efectivos para controlar el hinchamiento.

Si se logra incrementar la tasa de perforación, es posible perforar una sección de shales sensibles y completar las operaciones antes que ocurra el hinchamiento y derrumbe. Sin embargo, perforar a través de un intervalo grande, sin buena limpieza de hueco, puede resultar en severos problemas de inestabilidad del pozo.

7.2.2. Shales Sobrepresionados

Los shales sobre-presionados tienen una presión de poro superior a la normal para la profundidad a la que ocurren. Aunque hay varios mecanismos que pueden llevar a esto, en general es el resultado de una compactación y deshidratación incompletas cuando los fluidos son forzados a salir de la formación por efecto de la sobre-carga a medida que los depósitos de shale se van sedimentando bajo nuevas capas.

Los shales entonces retienen una gran cantidad de fluido de formación. El mayor volumen de fluido soportará parte del peso de la sobrecarga, normalmente soportado por la matriz de la roca, lo cual resulta en una mayor presión de poro. Si esta presión excede la presión hidrostática del lodo, el fluido tratará de escapar de dentro del shale, lo cual será impedido por la impermeabilidad del shale, haciendo que se fracture la roca en fragmentos derrumbados que caen dentro del pozo.

Los shales derrumbados estarán llenando el fondo del pozo después de viajes y conexiones.

Aparecen problemas de hueco apretado, debido a la presión ejercida por el shale y por los derrumbes que caen encima y alrededor de la sarta de perforación, lo cual ocasiona incremento en el torque sobre la rotación mientras se está perforando y se evidenciará una mayor sobre-tensión (over pull) para levantar la tubería para las maniobras y conexiones.

A medida que el shale se fractura y se rompe, se libera gas. Un incremento en el nivel de gas, la presencia de gas de conexión o corte de gas en el lodo puede ser entonces una indicación de shales sobre-presionados y la necesidad de un incremento en el peso del lodo.

Incrementar el peso del lodo es el método más efectivo para controlar secciones de shales sobre-presionados e incompletamente compactados.

7.3. FORMACIONES EN SUPERFICIE

La perforación de formaciones superficiales puede resultar en diferentes problemas y en diversas consideraciones operacionales. Estas formaciones superficiales en general son sueltas e in-consolidadas, por lo tanto altamente susceptibles al derrumbe y al colapso.

En formaciones de conglomerados la grava, los guijos y guijarros presentan fuertes obstáculos contra la perforación y frecuentemente pueden deflectar la broca creando problemas de desviación.

Aún sin estos problemas asociados, el gran tamaño de los huecos de superficie resulta en un gran volumen de cortes, lo cual requiere de una hidráulica muy eficiente para levantar y sacar estos fuera del pozo.

Las formaciones superficiales que contengan gas también son un peligro en la perforación. Cuando aparece gas presionado en superficie hay muy poco tiempo disponible para reaccionar antes que el gas aparezca en superficie.

7.4. SECCIONES SALINAS

Si se usa un lodo incorrecto para perforar secciones salinas (por ejemplo, lodo en agua dulce), la sal se disolverá en el lodo, lo cual resultará en secciones desgastadas donde se pueden acumular cortes y causar problemas de limpieza en el pozo. Por lo tanto siempre debe usarse un lodo saturado de sal o un lodo base aceite para perforar secciones salinas.

La sal puede ser muy plástica o movable (comportarse como un fluido) y hacer que se levante la presión contra la pared del pozo y contra la sarta de perforación, lo cual puede resultar en pegas y daños de tubería. Para prevenir estos problemas, es importante trabajar la tubería regularmente y circular frecuentemente cuando se perforan secciones salinas. Un peso alto de lodo puede ayudar a sostener en su sitio la sal, pero si se llega a tener una pega total un recurso es circular al sitio con agua dulce, con el fin de disolver la sal y liberar la tubería.

7.5. CAPAS DE CARBÓN

Las capas de carbón generalmente están fracturadas. Como consecuencia el derrumbamiento y sus problemas asociados se hallan presentes en estos casos. Los procedimientos para perforar una capa de carbón son los mismos que para perforar una formación fracturada (por ejemplo, mantenimiento de limpieza de hueco).

7.6. FORMACIONES DE ANHIDRITA / YESO

El yeso y especialmente la anhidrita presentan un grave reto para el ingeniero de lodos.

Estos elementos incrementan la viscosidad y los valores de gel del lodo. Esto altera las propiedades de flujo y la hidráulica del lodo, llevando a mayores presiones de circulación de suaveo (swab) y surgencia (surge) además crea el problema de manejo del lodo pues se empaca alrededor del equipo de superficie.

8. ANÁLISIS ECONÓMICO

Dado que cuando se habla de ejecución de un proyecto se sabe que es el conjunto de elementos relacionados de manera lógica, técnica y cronológica, que tienen como objetivo el resolver un problema, cubrir una necesidad o aprovechar una oportunidad, y que este se encuentra sujeto a ciertos costos y beneficios. Se puede pensar entonces que debemos realizar una identificación de dichos costos, siendo esta la razón por la que nace el análisis económico como la posibilidad real de desarrollar un proyecto.

Un proyecto integra información de mercado, técnica, financiera, económica, legal e institucional que proporciona los fundamentos requeridos para la toma de decisiones respecto a la conveniencia de llevar a cabo una inversión.

Los estudios requeridos para evaluar la viabilidad de una inversión se llevan a cabo a través de un proceso de aproximaciones sucesivas que se conoce como el ciclo del proyecto (Fig. 17).

Durante la fase de identificación se realizan los proyectos al nivel de perfil. Esto es, para las diversas alternativas se utiliza la información disponible, así como el criterio y la experiencia del analista.

Una vez que se ha determinado cuales de las alternativas a nivel perfil pueden resultar adecuadas para la solución del problema que se presenta, estas se desarrollan a nivel de prefactibilidad. Es a este nivel en que se busca disminuir el riesgo con mejores estimaciones de las variables que influyen en el proyecto. Para este fin se utilizan fuentes de información secundarias como serian estadísticas y compañías especializadas. Los parámetros de costos se obtienen mediante estudios de alternativas, al nivel de ingeniería conceptual.

Derivado de los estudios de prefactibilidad, es posible determinar con mayor precisión la alternativa más adecuada, para la que se desarrolla el estudio de factibilidad, el cual debe proporcionar un alto grado de confiabilidad. El estudio de factibilidad incluye estudios de ingeniería básica y de detalle, así como el desarrollo de fuentes de información primarias, como serian cotizaciones.

Un proyecto integral debe incluir un estudio de factibilidad y su proyecto ejecutivo. El estudio de factibilidad evalúa si el proyecto es viable desde el punto de vista del mercadeo, técnico, financiero, económico e institucional, mientras que el proyecto ejecutivo comprende los cálculos y planos para ejecutarlos.

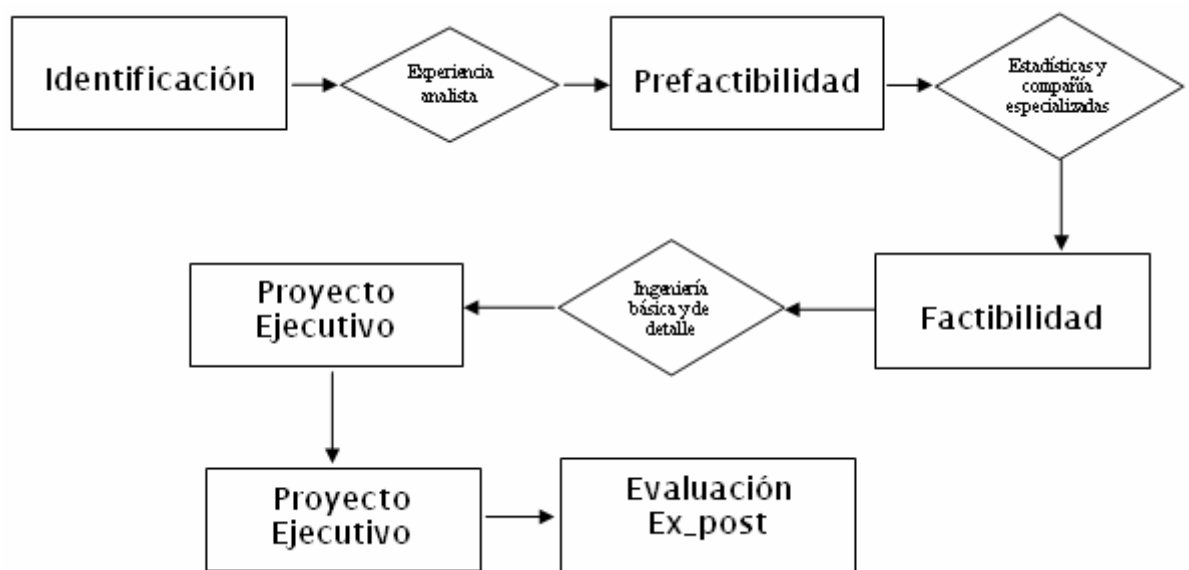


Fig. 17. Ciclo del proyecto

8.1. ANÁLISIS PARA EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE PROYECTOS

En el desarrollo del análisis económico es necesario entender las definiciones básicas en el tratamiento económico para de esta forma pasar a realizar un análisis mas detallado de los parámetros de decisión frente a la rentabilidad del

proyecto empezando por el flujo de caja de un proyecto el cual se compone de dos elementos básicos (ingresos y egresos):

Ingresos: Son aquellos flujos de caja generados por la venta o alquiler de los productos o prestación de servicios de un proyecto, estos se deben registrar en el año en que se esperan recibir, independientemente del momento en que se generen.

Los ingresos deben incluir tanto los ingresos operacionales, es decir, por la venta del producto como también los ingresos financieros.

Precio de Referencia: El precio de venta del petróleo para el Campo Lisama está ligado al precio internacional WTI (West Texas Intermediate) en US\$/BO; éste precio es corregido por un factor de calidad de acuerdo con la gravedad API y el porcentaje de azufre que tenga el crudo del Campo.

Actualmente el precio de venta del crudo WTI se encuentra alrededor de los 93,27 US\$/BO.

Para el caso de estudio, se determinó un WTI a refinería de 42 US\$/BO, constantes durante la vida útil del proyecto. Se asumió este valor por proyecciones de los precios históricos del crudo y su tendencia en 25 años.

Egresos: En los egresos se incluyen las inversiones iniciales, los costos de operación e impuestos.

Inversiones Iniciales: Son desembolsos correspondientes a la adquisición de activos fijos, como compra de terrenos, maquinaria, equipos y obras de instalación de apoyo entre otras. En el caso del proyecto corresponde a los gastos presentados por la construcción del pozo. Estos costos se concentran generalmente en los primeros períodos del proyecto.

Costos de operación: Son los desembolsos ocasionados por insumos y otros rubros necesarios para el ciclo productivo del proyecto a lo largo de su funcionamiento. Incluyen costos de producción fijos y variables.

Costos Fijos: Costos que no dependen del volumen de producción y se ejecutan a lo largo de la vida del proyecto. Para el Campo Infantas estos costos son cubiertos por la producción actual.

Costos Variables: Costos que dependen de la producción del Campo. Para el Campo Lisama son de 1.73 US\$/BO.

Costos de Transporte: Costos generados por el transporte del crudo desde el campo hasta la refinería y/o puerto. Para el Campo Infantas éste costo es de 1.89 US\$/BO.

Regalías: Contraprestación económica que se causa a favor del Estado por la explotación de un recurso no renovable.

Las diferentes metodologías para comparar alternativas de inversión, son conocidas como índices de rentabilidad, entre otros se cuenta con tasa interna de retorno (TIR), Valor Presente Neto (VPN), relación Beneficio/Costo (B/C)

Los indicadores miden los aspectos cualitativos y cuantitativos de una acción y permiten verificar el impacto, la eficacia y la eficiencia de un programa conociendo así mismo las causas concretas que generaron los resultados. Los indicadores hacen medibles los objetivos de un programa.

El valor presente neto de un proyecto a una tasa de interés (i), es la ganancia extraordinaria que genera el proyecto dada en valores monetarios actuales, es decir, el VPN refleja el valor de la inversión y el retorno de la misma en términos actuales al tener en cuenta tasas de interés que afectan el proyecto

durante su tiempo de ejecución; muestra en dólares actuales todos los ingresos y egresos, presentes y futuros, que constituyen el proyecto.

Se puede decir que la toma de decisiones se basara en:

Si $VPN > 0$, el proyecto es atractivo y debe ser aceptado, implica que el proyecto arroja un beneficio aun después de recuperar el dinero invertido, El valor presente neto positivo significa que el rendimiento del proyecto es superior a la tasa de interés de oportunidad.

Si $VPN < 0$, el proyecto no es rentable ya que existen alternativas de inversión que arrojan mayor beneficio.

Si $VPN = 0$, es indiferente realizar el proyecto o escoger las alternativas, puesto que arroja el mismo beneficio, es decir, que los beneficios alcanzan tan solo a compensar el capital invertido.

La tasa interna de retorno puede definirse como aquella tasa de descuento que cuando se aplica a los flujos de caja del proyecto produce un valor presente neto igual a cero, debe anotarse que la TIR es independiente de la tasa de descuento del inversionista y depende exclusivamente del proyecto. En general si la TIR es superior al costo de oportunidad el proyecto es conveniente, si es menor no es conveniente y si es igual, el inversionista será el que decida si ejecutar o no el proyecto. Se requiere resolver una ecuación polinómica pero se suele estimar por el método denominado interpolación lineal.

El valor presente neto obtenido en el cálculo realizado utilizando un costo de oportunidad de $r_0 = 9\%$ es de 212 399 058 para el Multilateral 1 (ML1), de 292 698 415 para el Multilateral 3 (ML3) y de 81 902 160 para el pozo productor

vertical (estrella); los cuales son valores positivos, se debe entonces sumar 10 unidades a la tasa inicialmente seleccionada.

El nuevo costo de oportunidad $r_1 = 9 + 10 = 19\%$.

Teniendo en cuenta el nuevo costo de oportunidad calculado se calcula el nuevo valor presente neto.

Una vez se tengan los cuatro valores r_0 , r_1 , Valor Presente Neto (VPN) y Nuevo Valor Presente Neto (NVPN) se resuelve la ecuación

$$TIR = r_1 - [NVPN * [(r_1 - r_0) / (NVPN - VPN)]]$$

Realizando las operaciones tenemos que para el ML1 $TIR = 58.03$, para el ML3 $TIR = 58.06$ y para el pozo productor vertical (estrella) $TIR = 57.98$

La tasa resultante corresponde a la tasa de rentabilidad de la alternativa que nos permitirá comparar esta alternativa frente a la tasa de mercado o costo de oportunidad de la inversión, en este caso notamos que esta tasa es superior al costo de oportunidad, por lo tanto la alternativa es viable desde el punto de vista financiero.

La incorporación del valor del dinero en el tiempo o costo de oportunidad depende del inversionista, en el caso de ECOPETROL se sabe que es de un 8% en un análisis real y de un 10.5% de un valor nominal en dólares, se introduce cuando se “descuentan” los flujos de caja. El “descuento” depende del momento en el cual esto se produce.

La idea central del concepto del valor del dinero en el tiempo está asociada al hecho que un cierto monto tiene un valor diferente dependiente de en que momento este monto se produce o se desembolsa. Esta idea no tiene nada

que ver con el concepto de inflación o devaluación (se asume que ninguna de estas dos situaciones se presenta) sino con el hecho que una suma de dinero puede ser invertida o ganar intereses

El indicador Beneficio / Costo corresponde al total de beneficios en valor presente de la alternativa dividido por el total de costos en valor presente de la alternativa y nos indica la relación de los beneficios generados por el costo del proyecto, la cifra corresponde al valor presente de ingresos a precios constantes del mercado sobre el valor presente de costos a precios constantes del mercado.

El beneficio costo de la alternativa nos indica que la alternativa comparada con otras se preferiría si su beneficio costo es mayor que el beneficio costo de las otras alternativas en estudio.

La relación beneficio-Costo (R B/C) es entonces un índice que representa el valor de la ganancia por cada dólar invertido en un proyecto. Un proyecto es rentable si la relación beneficio-costo es mayor que 1. Se calcula:

$$R_{B/C} = \frac{VP_{ingresos}(i)}{VP_{egresos}(i)}$$

Para las alternativas desarrolladas en este proyecto se tiene que la relación beneficio costos es de 48.70 para el ML1, de 57.40 para el ML3 y de 47.00 para el pozo productor vertical (estrella).

A continuación se presenta un resumen de la información utilizada:

MULTILATERAL 1								
Años	Producción (Bbls)	Ingresos (\$)	Costo Variable Operación (\$)	Costo de Transporte (\$)	Inversión Desarrollo (\$)	Flujo de Caja (\$)	Costo de Oportunidad	Valor Presente Neto Financiero (\$)
0	0	0	0	0	-6.000.000	-6.000.000	1	-6.000.000
1	2.836.470	119.131.740	-5.672.940	-5.672.940	0	107.785.860	0,91743	98.885.982
2	1.376.150	57.798.300	-2.752.300	-2.752.300	0	52.293.700	0,84167	44.014.038
3	822.730	34.554.660	-1.645.460	-1.645.460	0	31.263.740	0,77218	24.141.235
4	547.260	22.984.920	-1.094.520	-1.094.520	0	20.795.880	0,70842	14.732.217
5	390.300	16.392.600	-780.600	-780.600	0	14.831.400	0,64993	9.639.372
6	292.400	12.280.800	-584.800	-584.800	0	11.111.200	0,59626	6.625.164
7	227.220	9.543.240	-454.440	-454.440	0	8.634.360	0,54703	4.723.254
8	181.670	7.630.140	-363.340	-363.340	0	6.903.460	0,50186	3.464.570
9	148.540	6.238.680	-297.080	-297.080	0	5.644.520	0,46042	2.598.850
10	123.750	5.197.500	-247.500	-247.500	0	4.702.500	0,42241	1.986.383
11	104.660	4.395.720	-209.320	-209.320	0	3.977.080	0,38753	1.541.238
12	89.680	3.766.560	-179.360	-179.360	0	3.407.840	0,35553	1.211.589
13	77.690	3.262.980	-155.380	-155.380	0	2.952.220	0,32617	962.926
14	67.990	2.855.580	-135.980	-135.980	0	2.583.620	0,29924	773.122
15	59.960	2.518.320	-119.920	-119.920	0	2.278.480	0,27453	625.511
16	53.280	2.237.760	-106.560	-106.560	0	2.024.640	0,25186	509.926
17	47.690	2.002.980	-95.380	-95.380	0	1.812.220	0,23107	418.750
18	42.900	1.801.800	-85.800	-85.800	0	1.630.200	0,21199	345.586
19	38.810	1.630.020	-77.620	-77.620	0	1.474.780	0,19448	286.815
20	35.260	1.480.920	-70.520	-70.520	0	1.339.880	0,17843	239.075
21	32.210	1.352.820	-64.420	-64.420	0	1.223.980	0,16369	200.353
22	26.200	1.100.400	-52.400	-52.400	0	995.600	0,15018	149.519
23	24.080	1.011.360	-48.160	-48.160	0	915.040	0,13778	126.074
24	22.240	934.080	-44.480	-44.480	0	845.120	0,12640	106.823
25	20.580	864.360	-41.160	-41.160	0	782.040	0,11596	90.685
						\$ 286.209.360		\$ 212.399.058

Tabla 7. Tabla de Valor Presente Neto ML1

MULTILATERAL 1								
Años	Producción (Bbls)	Ingresos (\$)	Costo Variable Operación (\$)	Costo de Transporte (\$)	Inversión Desarrollo (\$)	Flujo de Caja (\$)	Costo de Oportunidad	Nuevo Valor Presente Neto Financiero (\$)
0	0	0	0	0	-6.000.000	-6.000.000	1	-6.000.000
1	2.836.470	119.131.740	-5.672.940	-5.672.940	0	107.785.860	0,84033	90.575.692
2	1.376.150	57.798.300	-2.752.300	-2.752.300	0	52.293.700	0,70616	36.927.719
3	822.730	34.554.660	-1.645.460	-1.645.460	0	31.263.740	0,59341	18.552.216
4	547.260	22.984.920	-1.094.520	-1.094.520	0	20.795.880	0,49866	10.370.074
5	390.300	16.392.600	-780.600	-780.600	0	14.831.400	0,41904	6.214.950
6	292.400	12.280.800	-584.800	-584.800	0	11.111.200	0,35214	3.912.698
7	227.220	9.543.240	-454.440	-454.440	0	8.634.360	0,29591	2.554.993
8	181.670	7.630.140	-363.340	-363.340	0	6.903.460	0,24867	1.716.683
9	148.540	6.238.680	-297.080	-297.080	0	5.644.520	0,20896	1.179.479
10	123.750	5.197.500	-247.500	-247.500	0	4.702.500	0,1756	825.759
11	104.660	4.395.720	-209.320	-209.320	0	3.977.080	0,14756	586.858
12	89.680	3.766.560	-179.360	-179.360	0	3.407.840	0,124	422.572
13	77.690	3.262.980	-155.380	-155.380	0	2.952.220	0,1242	366.666
14	67.990	2.855.580	-135.980	-135.980	0	2.583.620	0,08756	226.222
15	59.960	2.518.320	-119.920	-119.920	0	2.278.480	0,07358	167.651
16	53.280	2.237.760	-106.560	-106.560	0	2.024.640	0,06183	125.183
17	47.690	2.002.980	-95.380	-95.380	0	1.812.220	0,05196	94.163
18	42.900	1.801.800	-85.800	-85.800	0	1.630.200	0,04366	71.175
19	38.810	1.630.020	-77.620	-77.620	0	1.474.780	0,03669	54.110
20	35.260	1.480.920	-70.520	-70.520	0	1.339.880	0,03083	41.309
21	32.210	1.352.820	-64.420	-64.420	0	1.223.980	0,02591	31.713
22	26.200	1.100.400	-52.400	-52.400	0	995.600	0,02177	21.674
23	24.080	1.011.360	-48.160	-48.160	0	915.040	0,01829	16.736
24	22.240	934.080	-44.480	-44.480	0	845.120	0,01537	12.989
25	20.580	864.360	-41.160	-41.160	0	782.040	0,01292	10.104
						\$ 286.209.360		\$ 169.079.387

Tabla 8. Tabla de Nuevo Valor Presente Neto ML1

MULTILATERAL 3								
Años	Producción (Bbls)	Ingresos (\$)	Costo Variable Operación (\$)	Costo de Transporte (\$)	Inversión Desarrollo (\$)	Flujo de Caja (\$)	Costo de Oportunidad	Valor Presente Neto Financiero (\$)
0	0	0	0	0	-7.000.000	-7.000.000	1	-7.000.000
1	3.870.230	162.549.660	-7.740.460	-7.740.460	0	147.068.740	0,91743	134.925.274
2	1.894.910	79.586.220	-3.789.820	-3.789.820	0	72.006.580	0,84167	60.605.778
3	1.133.670	47.614.140	-2.267.340	-2.267.340	0	43.079.460	0,77218	33.265.097
4	754.420	31.685.640	-1.508.840	-1.508.840	0	28.667.960	0,70842	20.308.956
5	538.200	22.604.400	-1.076.400	-1.076.400	0	20.451.600	0,64993	13.292.108
6	403.280	16.937.760	-806.560	-806.560	0	15.324.640	0,59626	9.137.470
7	313.460	13.165.320	-626.920	-626.920	0	11.911.480	0,54703	6.515.937
8	250.620	10.526.040	-501.240	-501.240	0	9.523.560	0,50186	4.779.494
9	204.970	8.608.740	-409.940	-409.940	0	7.788.860	0,46042	3.586.147
10	170.750	7.171.500	-341.500	-341.500	0	6.488.500	0,42241	2.740.807
11	144.430	6.066.060	-288.860	-288.860	0	5.488.340	0,38753	2.126.896
12	123.780	5.198.760	-247.560	-247.560	0	4.703.640	0,35553	1.672.285
13	107.230	4.503.660	-214.460	-214.460	0	4.074.740	0,32617	1.329.058
14	93.830	3.940.860	-187.660	-187.660	0	3.565.540	0,29924	1.066.952
15	82.760	3.475.920	-165.520	-165.520	0	3.144.880	0,27453	863.364
16	73.560	3.089.520	-147.120	-147.120	0	2.795.280	0,25186	704.019
17	65.800	2.763.600	-131.600	-131.600	0	2.500.400	0,23107	577.767
18	59.210	2.486.820	-118.420	-118.420	0	2.249.980	0,21199	476.973
19	53.590	2.250.780	-107.180	-107.180	0	2.036.420	0,19448	396.043
20	48.700	2.045.400	-97.400	-97.400	0	1.850.600	0,17843	330.203
21	44.460	1.867.320	-88.920	-88.920	0	1.689.480	0,16369	276.551
22	40.740	1.711.080	-81.480	-81.480	0	1.548.120	0,15018	232.497
23	37.500	1.575.000	-75.000	-75.000	0	1.425.000	0,13778	196.337
24	34.620	1.454.040	-69.240	-69.240	0	1.315.560	0,12640	166.287
25	28.620	1.202.040	-57.240	-57.240	0	1.087.560	0,11596	126.113
						\$ 394.786.920		\$ 292.698.415

Tabla 9. Tabla de Valor Presente Neto ML3

MULTILATERAL 3								
Años	Producción (Bbls)	Ingresos (\$)	Costo Variable Operación (\$)	Costo de Transporte (\$)	Inversión Desarrollo (\$)	Flujo de Caja (\$)	Costo de Oportunidad	Nuevo Valor Presente Neto Financiero (\$)
0	0	0	0	0	-7.000.000	-7.000.000	1	-7.000.000
1	3.870.230	162.549.660	-7.740.460	-7.740.460	0	147.068.740	0,84033	123.586.274
2	1.894.910	79.586.220	-3.789.820	-3.789.820	0	72.006.580	0,70616	50.848.167
3	1.133.670	47.614.140	-2.267.340	-2.267.340	0	43.079.460	0,59341	25.563.782
4	754.420	31.685.640	-1.508.840	-1.508.840	0	28.667.960	0,49866	14.295.565
5	538.200	22.604.400	-1.076.400	-1.076.400	0	20.451.600	0,41904	8.570.038
6	403.280	16.937.760	-806.560	-806.560	0	15.324.640	0,35214	5.396.419
7	313.460	13.165.320	-626.920	-626.920	0	11.911.480	0,29591	3.524.726
8	250.620	10.526.040	-501.240	-501.240	0	9.523.560	0,24867	2.368.224
9	204.970	8.608.740	-409.940	-409.940	0	7.788.860	0,20896	1.627.560
10	170.750	7.171.500	-341.500	-341.500	0	6.488.500	0,1756	1.139.381
11	144.430	6.066.060	-288.860	-288.860	0	5.488.340	0,14756	809.859
12	123.780	5.198.760	-247.560	-247.560	0	4.703.640	0,124	583.251
13	107.230	4.503.660	-214.460	-214.460	0	4.074.740	0,1242	506.083
14	93.830	3.940.860	-187.660	-187.660	0	3.565.540	0,08756	312.199
15	82.760	3.475.920	-165.520	-165.520	0	3.144.880	0,07358	231.400
16	73.560	3.089.520	-147.120	-147.120	0	2.795.280	0,06183	172.832
17	65.800	2.763.600	-131.600	-131.600	0	2.500.400	0,05196	129.921
18	59.210	2.486.820	-118.420	-118.420	0	2.249.980	0,04366	98.234
19	53.590	2.250.780	-107.180	-107.180	0	2.036.420	0,03669	74.716
20	48.700	2.045.400	-97.400	-97.400	0	1.850.600	0,03083	57.054
21	44.460	1.867.320	-88.920	-88.920	0	1.689.480	0,02591	43.774
22	40.740	1.711.080	-81.480	-81.480	0	1.548.120	0,02177	33.703
23	37.500	1.575.000	-75.000	-75.000	0	1.425.000	0,01829	26.063
24	34.620	1.454.040	-69.240	-69.240	0	1.315.560	0,01537	20.220
25	28.620	1.202.040	-57.240	-57.240	0	1.087.560	0,01292	14.051
						\$ 394.786.920		\$ 233.033.497

Tabla 10. Tabla de Nuevo Valor Presente Neto ML3

POZO PRODUCTOR VERTICAL (ESTRELLA)								
Años	Producción (Bbls)	Ingresos (\$)	Costo Variable Operación (\$)	Costo de Transporte (\$)	Inversión Desarrollo (\$)	Flujo de Caja (\$)	Costo de Oportunidad	Valor Presente Neto Financiero (\$)
0	0	0	0	0	-2.400.000	-2.400.000	1	-2.400.000
1	1.094.880	45.984.960	-2.189.760	-2.189.760	0	41.605.440	0,91743	38.170.079
2	531.190	22.309.980	-1.062.380	-1.062.380	0	20.185.220	0,84167	16.989.294
3	317.570	13.337.940	-635.140	-635.140	0	12.067.660	0,77218	9.318.406
4	211.250	8.872.500	-422.500	-422.500	0	8.027.500	0,70842	5.686.842
5	150.650	6.327.300	-301.300	-301.300	0	5.724.700	0,64993	3.720.654
6	112.870	4.740.540	-225.740	-225.740	0	4.289.060	0,59626	2.557.395
7	87.710	3.683.820	-175.420	-175.420	0	3.332.980	0,54703	1.823.240
8	70.120	2.945.040	-140.240	-140.240	0	2.664.560	0,50186	1.337.236
9	57.340	2.408.280	-114.680	-114.680	0	2.178.920	0,46042	1.003.218
10	47.760	2.005.920	-95.520	-95.520	0	1.814.880	0,42241	766.623
11	40.400	1.696.800	-80.800	-80.800	0	1.535.200	0,38753	594.936
12	34.620	1.454.040	-69.240	-69.240	0	1.315.560	0,35553	467.721
13	29.990	1.259.580	-59.980	-59.980	0	1.139.620	0,32617	371.710
14	26.240	1.102.080	-52.480	-52.480	0	997.120	0,29924	298.378
15	23.150	972.300	-46.300	-46.300	0	879.700	0,27453	241.504
16	20.560	863.520	-41.120	-41.120	0	781.280	0,25186	196.773
17	18.410	773.220	-36.820	-36.820	0	699.580	0,23107	161.652
18	16.560	695.520	-33.120	-33.120	0	629.280	0,21199	133.401
19	14.980	629.160	-29.960	-29.960	0	569.240	0,19448	110.706
20	13.610	571.620	-27.220	-27.220	0	517.180	0,17843	92.280
21	12.730	534.660	-25.460	-25.460	0	483.740	0,16369	79.183
22	9.820	412.440	-19.640	-19.640	0	373.160	0,15018	56.041
23	9.290	390.180	-18.580	-18.580	0	353.020	0,13778	48.639
24	8.590	360.780	-17.180	-17.180	0	326.420	0,12640	41.259
25	7.940	333.480	-15.880	-15.880	0	301.720	0,11596	34.987
						\$ 110.392.740		\$ 81.902.160

Tabla 11. Tabla de Valor Presente Neto Pozo Vertical Estrella

POZO PRODUCTOR VERTICAL (ESTRELLA)								
Años	Producción (Bbls)	Ingresos (\$)	Costo Variable Operación (\$)	Costo de Transporte (\$)	Inversión Desarrollo (\$)	Flujo de Caja (\$)	Costo de Oportunidad	Nuevo Valor Presente Neto Financiero (\$)
0	0	0	0	0	-2.400.000	-2.400.000	1	-2.400.000
1	1.094.880	45.984.960	-2.189.760	-2.189.760	0	41.605.440	0,84033	34.962.299
2	531.190	22.309.980	-1.062.380	-1.062.380	0	20.185.220	0,70616	14.253.995
3	317.570	13.337.940	-635.140	-635.140	0	12.067.660	0,59341	7.161.070
4	211.250	8.872.500	-422.500	-422.500	0	8.027.500	0,49866	4.002.993
5	150.650	6.327.300	-301.300	-301.300	0	5.724.700	0,41904	2.398.878
6	112.870	4.740.540	-225.740	-225.740	0	4.289.060	0,35214	1.510.350
7	87.710	3.683.820	-175.420	-175.420	0	3.332.980	0,29591	986.262
8	70.120	2.945.040	-140.240	-140.240	0	2.664.560	0,24867	662.596
9	57.340	2.408.280	-114.680	-114.680	0	2.178.920	0,20896	455.307
10	47.760	2.005.920	-95.520	-95.520	0	1.814.880	0,1756	318.693
11	40.400	1.696.800	-80.800	-80.800	0	1.535.200	0,14756	226.534
12	34.620	1.454.040	-69.240	-69.240	0	1.315.560	0,124	163.129
13	29.990	1.259.580	-59.980	-59.980	0	1.139.620	0,1242	141.541
14	26.240	1.102.080	-52.480	-52.480	0	997.120	0,08756	87.308
15	23.150	972.300	-46.300	-46.300	0	879.700	0,07358	64.728
16	20.560	863.520	-41.120	-41.120	0	781.280	0,06183	48.307
17	18.410	773.220	-36.820	-36.820	0	699.580	0,05196	36.350
18	16.560	695.520	-33.120	-33.120	0	629.280	0,04366	27.474
19	14.980	629.160	-29.960	-29.960	0	569.240	0,03669	20.885
20	13.610	571.620	-27.220	-27.220	0	517.180	0,03083	15.945
21	12.730	534.660	-25.460	-25.460	0	483.740	0,02591	12.534
22	9.820	412.440	-19.640	-19.640	0	373.160	0,02177	8.124
23	9.290	390.180	-18.580	-18.580	0	353.020	0,01829	6.457
24	8.590	360.780	-17.180	-17.180	0	326.420	0,01537	5.017
25	7.940	333.480	-15.880	-15.880	0	301.720	0,01292	3.898
						\$ 110.392.740		\$ 65.180.675

Tabla 12. Tabla de Nuevo Valor Presente Neto Pozo Vertical Estrella

8.2. VALOR PRESENTE DE POZOS EXISTENTES

Para realizar el análisis de rentabilidad se calculan los flujos de efectivo en una proyección de 15 o más años en este caso la valoración de inversión se realiza basada en información de perforación multilateral llevada a cabo en un campo colombiano con fechas actuales.

A continuación se mostrarán los valores calculados para tres pozos, donde cada uno de los costos se llevó a valor futuro de una suma presente. En cada cálculo se utilizó una tasa de valorización del dinero de 18 %; y la fórmula fue:

Valor Futuro de Una Suma Presente

$$F = P * (1 + i)^n$$

Año de perf				
1983	LISA 146			
COSTO TOTAL US\$	PIE PERFORADO	COSTO TOTAL US\$ ACUMULADO	PIE PERFORADO ACUMULADO	COSTO TOTAL US\$ ACUMULADO ACTUALIZADO
7615	325	7615	325	404.425
6886	1116	14501	1441	770.134
5718	559	20219	2000	1.073.811
5721	550	25940	2550	1.377.648
5201	474	31141	3024	1.653.868
4421	326	35562	3350	1.888.662
23308	1370	58870	4720	3.126.527
8451	446	67321	5166	3.575.351
6891	326	74212	5492	3.941.326
8841	104	83053	5596	4.410.862
66380	285	149433	5881	7.936.238
9361	338	158794	6219	8.433.392
5851	193	164645	6412	8.744.132
6241	185	170886	6597	9.075.586
15220	60	186106	6657	9.883.905
6111	188	192217	6845	10.208.454
6980	20	199197	6865	10.579.155
5461	135	204658	7000	10.869.183

Tabla 13. Tabla de costos vs. pie perforado Pozo 1

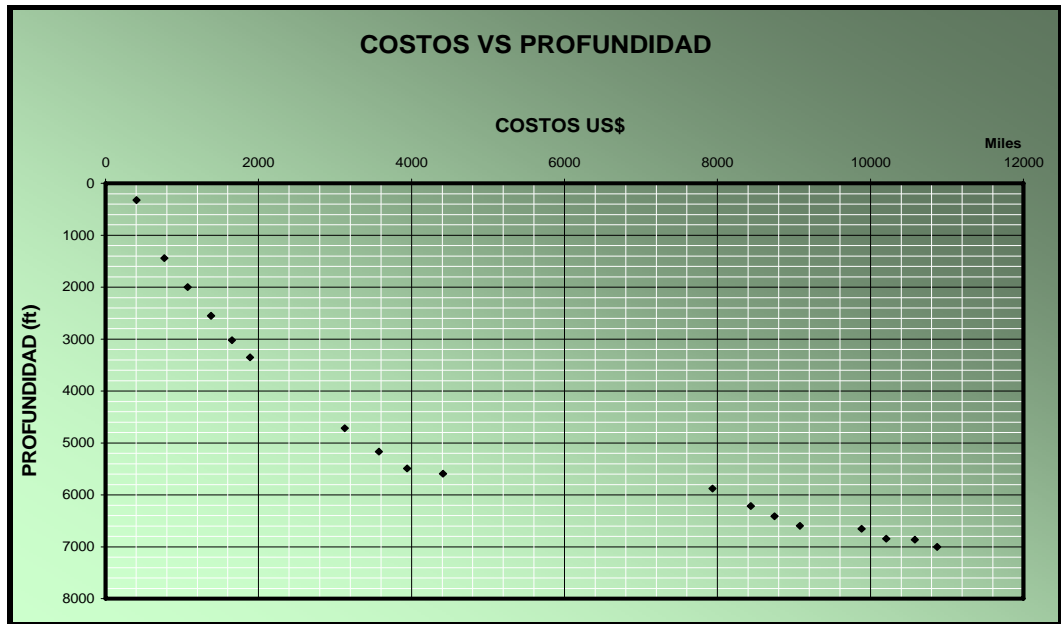


Fig. 18. Gráfico de custos vs. profundidad Pozo 1

Año de perf				
1988	LISA 142			
COSTO TOTAL US\$	PIE PERFORADO	COSTO TOTAL US\$ ACUMULADO	PIE PERFORADO ACUMULADO	COSTO TOTAL US\$ ACUMULADO ACTUALIZADO
6760	850	6760	850	156.930
3250	250	10010	1100	232.377
6716	882	16726	1982	388.285
5416	595	22142	2577	514.014
5676	374	27818	2951	645.779
5936	431	33754	3382	783.580
5156	145	38910	3527	903.274
8276	363	47186	3890	1.095.396
26581	1230	73767	5120	1.712.459
8796	310	82563	5430	1.916.653
12176	304	94739	5734	2.199.312
10226	278	104965	6012	2.436.703
7756	188	112721	6200	2.616.754
28921	801	141642	7001	3.288.139
11916	273	153558	7274	3.564.762
11916	299	165474	7573	3.841.386
15816	183	181290	7756	4.208.545
43611	352	224901	8108	5.220.950
14126	156	239027	8264	5.548.877
12696	261	251723	8525	5.843.607
5676	70	257399	8595	5.975.373
8536	209	265935	8804	6.173.531
6326	60	272261	8864	6.320.386
7886	121	280147	8985	6.503.455

Tabla 14. Tabla de custos vs. pie perforado Pozo 2

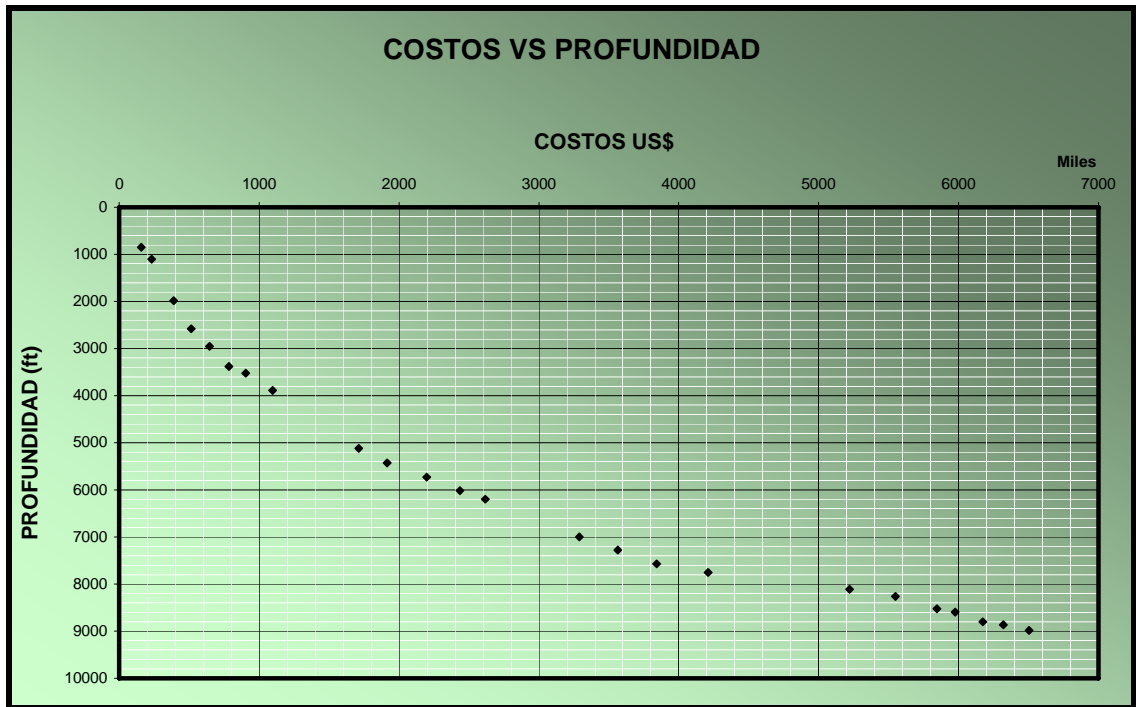


Fig. 19. Gráfico de costos vs. profundidad Pozo 2

Año de perf				
1984	LISA 122			
COSTO TOTAL US\$	PIE PERFORADO	COSTO TOTAL US\$ ACUMULADO	PIE PERFORADO ACUMULADO	COSTO TOTAL US\$ ACUMULADO ACTUALIZADO
8641	900	8641	900	388.911
8111	1281	16752	2181	753.968
40890	2233	57642	4414	2.594.330
14422	539	72064	4953	3.243.430
12907	121	84971	5074	3.824.344
44805	1575	129776	6649	5.840.911
4486	0	134262	6649	6.042.815
18337	361	152599	7010	6.868.120
62930	1757	215529	8767	9.700.450
24282	370	239811	9137	10.793.325

Tabla 15. Tabla de costos vs. pie perforado Pozo 3

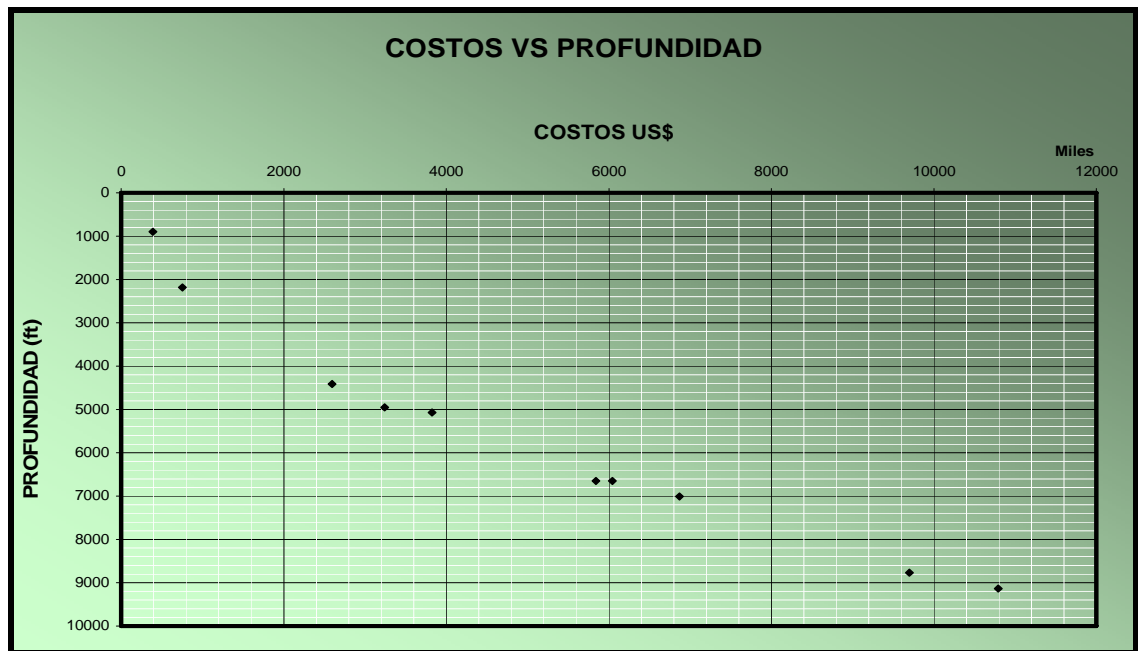


Fig. 20. Gráfico de costos vs. profundidad Pozo 3

Después de realizados los respectivos cálculos de valor presente de costos se notó que difieren mucho del costo real actual de un pozo convencional; esto se debe a que la tecnología ha mejorado significativamente lo que reduce los riesgos y por lo tanto los costos de perforar un pozo, comúnmente las empresas de servicio aconsejan no usar este tipo de análisis debido al cambio constante de las nuevas tecnologías.

Se presenta en la tabla los costos generados de perforación en una etapa direccional durante el diseño de un pozo ramificado tipo multilateral.

PERFORACION DIRECCIONAL	24	HRS / DIA	COSTOS	US\$
PROF. ACTUAL	3976	PIES	COSTO DIARIO DE PERFORACION	55619
PROF. ANTERIOR	2545	PIES	COSTO LODO DE PERFORACION	27966
AVANCE	1431	PIES	COSTO SERVICIOS ESPECIALES	10400
PIES ROTADOS: 1299 (91%)	PIES DESLIZADOS: 132 (9%)		HORAS HOMBRE/ DIA	1624

Tabla 16. Ejemplo costos de perforación direccional

La siguiente tabla de ejemplo se trata de un estimado real de costos para un estudio de perforación direccional estimado en fechas actuales.

CONCEPTO	COSTO PROGRAMADO (USD)
PERFORACION VERTICAL /DIA	55728
PERFORACION DIRECCIONAL /DIA	55619
TUBERIA DE REVESTIMIENTO	62380
CEMENTACION DE LAS RAMAS	70846
REGISTROS	Tabla 7
FLUIDOS DE PERFORACION VERTICAL /DIA	18581
FLUIDOS DE PERFORACION DIRECCIONAL /DIA	27966
MOVIMIENTO E INSTALACION DE EQUIPO	Tabla 7
SERVICIOS ESPECIALES DIRECCIONAL /DIA	10400
TERMINACION	Tabla 7
HORAS HOMBRE/DIA ACUMULADAS	24.460
HERRAMIENTAS ESPECIALES	Tabla 7
<u>TOTAL</u>	

Tabla 17. Costos de perforación pozo ML2

8.3. INFORMACION DE COSTOS

La forma de evaluar el desarrollo de un pozo durante la perforación se logra por medio de un gráfico o tabla que indique los costos vs. la profundidad; este tipo de tablas corresponden a la curva de costos y es de vital importancia en el momento de perforar, en el caso a tratar el estimado se realiza a estudios económicos de pozo multilaterales implementados en campos colombianos con fecha actual.

Tomando como base la información de costos que se presentó para el desarrollo de pozos ML en el campo castilla se realizó la siguiente tabla que muestra los costos de perforación en función de la profundidad.

TVD	COSTO DIARIO	COSTO ACUM
0	0	1.162.993
730	1.331.447	1.331.447
1008	74.493	1.623.511
1032	186.197	1.809.707
2544	84.043	1.905.716
2743	66.384	1.972.100
2743	67.231	2.039.331
2743	492.464	2.531.795
2743	111.432	2.643.227
2743	58.060	2.701.287
2780	117.895	2.819.182
3975	93.985	2.913.167
4352	101.133	3.014.300
4379	142.402	3.156.702
4379	85.368	3.242.070
4379	68.316	3.310.386
4379	49.969	3.360.355
4582	142.402	3.502.757
5278	124.437	3.627.194
5532	76.641	3.703.835
5831	96.394	3.800.229
5972	69.129	3.869.358
6062	59.692	3.929.050
6128	70.874	3.999.924
6381	66.384	4.066.308
6510	117.793	4.184.101
6582	85.368	4.269.469

TVD	COSTO DIARIO	COSTO ACUM
6655	64.954	4.334.423
6758	66.379	4.400.802
6847	77.016	4.477.818
6905	73.814	4.551.632
6964	71.708	4.623.340
6964	52.827	4.676.167
6964	193.029	4.869.196
6964	234.362	5.103.558
6964	70.145	5.173.703
6967	46.132	5.219.835
6583	68.099	5.287.934
6687	91.210	5.379.144
6788	95.259	5.474.403
6816	114.315	5.588.718
6690	116.114	5.704.832
7053	119.008	5.823.840
7064	163.302	5.987.142
7130	114.315	6.101.457
7280	119.008	6.220.465
7370	193.029	6.413.494
7434	79.693	6.493.187
7434	63.898	6.557.085
7434	185.999	6.743.084
7434	49.156	6.792.240
7434	50.755	6.842.995
7434	49.731	6.892.726

Tabla 18. Curva de costos para ML2

9. APLICACIÓN MLT CAMPO LISAMA

9.1. EVALUACIÓN DE DATOS

Para llevar a cabo el desarrollo del proyecto se hizo necesario la obtención de las propiedades petrofísicas y de fluido de las áreas en las cuales se encuentran ubicados los pozos ML; Estas propiedades tales como la porosidad, la permeabilidad, la saturación de agua, la viscosidad del fluido, etc. se obtuvieron de manera estadísticas extrapolando los valores tomados de los pozos vecinos al punto de la ubicación de cada pozo ML a desarrollar.

A continuación se muestran las tablas de datos correspondientes a cada pozo ML

ML 1

Formación	K (mD)	Φ	e (ft)	Sw (%)	P actual (psia)	P yto (psia)	Sor	$^{\circ}$ API	μ (cp)	Comp. Fluido (psi ⁻¹)	FVF (RB/STB)
A1	78,493	0,222	51,906	0,236	1200	2920	0,31	32	5,0	1,80E-05	1,2
A2	48,312	0,205	46,701	0,363	1200	2920	0,31	32	5,0	1,80E-05	1,2
B1	52,207	0,213	21,170	0,389	1200	2920	0,31	32	5,0	1,80E-05	1,2

Tabla 19. Tabla de propiedades ML1

ML 2

Formación	K (mD)	Φ	e (ft)	Sw (%)	P actual (psia)	P yto (psia)	Sor	$^{\circ}$ API	μ (cp)	Comp. Fluido (psi ⁻¹)	FVF (RB/STB)
A1	78,493	0,222	51,906	0,236	1200	2920	0,31	32	5,0	1,80E-05	1,2
A2	48,312	0,205	46,701	0,363	1200	2920	0,31	32	5,0	1,80E-05	1,2
B1	108,075	0,250	16,315	0,400	1200	2920	0,31	32	5,0	1,80E-05	1,2
B2	49,995	0,241	18,845	0,395	1200	2920	0,31	32	5,0	1,80E-05	1,2

Tabla 20. Tabla de propiedades ML2

ML 3

Formación	K (mD)	Φ	e (ft)	Sw (%)	P actual (psia)	P yto (psia)	Sor	$^{\circ}$ API	μ (cp)	Comp. Fluido (psi ⁻¹)	FVF (RB/STB)
A1	78,493	0,222	51,906	0,236	1200	2920	0,31	32	5,0	1,80E-05	1,2
A2	48,312	0,205	46,701	0,363	1200	2920	0,31	32	5,0	1,80E-05	1,2
B1	47,395	0,218	10,558	0,328	1200	2920	0,31	32	5,0	1,80E-05	1,2
B2	74,500	0,231	21,845	0,415	1200	2920	0,31	32	5,0	1,80E-05	1,2

Tabla 21. Tabla de propiedades ML3

ML 4											
Formación	K (mD)	Φ	e (ft)	Sw (%)	P actual (psia)	P yto (psia)	Sor	γ API	μ (cp)	Comp. Fluido (psi ⁻¹)	FVF (RB/STB)
A1	78,493	0,222	51,906	0,236	1200	2920	0,31	32	5,0	1,80E-05	1,2
A2	48,312	0,205	46,701	0,363	1200	2920	0,31	32	5,0	1,80E-05	1,2
A3	143,420	0,265	7,416	0,296	1200	2920	0,31	32	5,0	1,80E-05	1,2
B1	53,565	0,219	22,805	0,374	1200	2920	0,31	32	5,0	1,80E-05	1,2
B2	91,334	0,216	21,880	0,433	1200	2920	0,31	32	5,0	1,80E-05	1,2

Tabla 22. Tabla de propiedades ML4

ML 5											
Formación	K (mD)	Φ	e (ft)	Sw (%)	P actual (psia)	P yto (psia)	Sor	γ API	μ (cp)	Comp. Fluido (psi ⁻¹)	FVF (RB/STB)
A1	78,493	0,222	51,906	0,236	1200	2920	0,31	32	5,0	1,80E-05	1,2
A2	48,312	0,205	46,701	0,363	1200	2920	0,31	32	5,0	1,80E-05	1,2
A3	38,755	0,209	12,281	0,351	1200	2920	0,31	32	5,0	1,80E-05	1,2
B1	40,633	0,205	17,090	0,382	1200	2920	0,31	32	5,0	1,80E-05	1,2
B2	54,835	0,227	9,775	0,435	1200	2920	0,31	32	5,0	1,80E-05	1,2

Tabla 23. Tabla de propiedades ML5

ML 6											
Formación	K (mD)	Φ	e (ft)	Sw (%)	P actual (psia)	P yto (psia)	Sor	γ API	μ (cp)	Comp. Fluido (psi ⁻¹)	FVF (RB/STB)
A1	78,493	0,222	51,906	0,236	1200	2920	0,31	32	5,0	1,80E-05	1,2
A2	48,312	0,205	46,701	0,363	1200	2920	0,31	32	5,0	1,80E-05	1,2
B3	30,105	0,235	14,026	0,441	1200	2920	0,31	32	5,0	1,80E-05	1,2
C1	67,880	0,217	13,285	0,380	2200	2920	0,31	32	5,0	1,80E-05	1,2
C2	72,850	0,230	19,000	0,440	2200	2920	0,31	32	5,0	1,80E-05	1,2

Tabla 24. Tabla de propiedades ML5

ML 7											
Formación	K (mD)	Φ	e (ft)	Sw (%)	P actual (psia)	P yto (psia)	Sor	γ API	μ (cp)	Comp. Fluido (psi ⁻¹)	FVF (RB/STB)
A1	78,493	0,222	51,906	0,236	1200	2920	0,31	32	5,0	1,80E-05	1,2
A2	48,312	0,205	46,701	0,363	1200	2920	0,31	32	5,0	1,80E-05	1,2

Tabla 25. Tabla de propiedades ML7

ML 8											
Formación	K (mD)	Φ	e (ft)	Sw (%)	P actual (psia)	P yto (psia)	Sor	γ API	μ (cp)	Comp. Fluido (psi ⁻¹)	FVF (RB/STB)
A1	78,493	0,222	51,906	0,236	1200	2920	0,31	32	5,0	1,80E-05	1,2
A2	33,050	0,201	48,713	0,397	1200	2920	0,31	32	5,0	1,80E-05	1,2

Tabla 26. Tabla de propiedades ML8

ML 9											
Formación	K (mD)	Φ	e (ft)	Sw (%)	P actual (psia)	P yto (psia)	Sor	°API	μ (cp)	Comp. Fluido (psi ⁻¹)	FVF (RB/STB)
A1	78,493	0,222	51,906	0,236	1200	2920	0,31	32	5,0	1,80E-05	1,2
A2	48,312	0,205	46,701	0,363	1200	2920	0,31	32	5,0	1,80E-05	1,2
B2	52,162	0,199	51,968	0,349	1200	2920	0,31	32	5,0	1,80E-05	1,2

Tabla 27. Tabla de propiedades ML9

9.2. SELECCIÓN DE ÁREAS APLICACIÓN MLT

En el proceso de selección de las áreas para la ubicación de los pozos ML se tuvieron en cuenta diversos factores como el espesor de arenas, el aceite remanente, interferencia entre pozos, etc. De acuerdo a estas áreas se determinó la ubicación de los pozos ML en superficie, que es como sigue a continuación.

Los pozos ML1 y ML3 se colocan en rojo para identificarlos de manera fácil, dado que estos son los mejores prospectos de los 9 MLs realizados y coinciden con la ubicación de los pozos multibranch.

A continuación se muestran algunas características estimadas de los pozos MLs:

ML 1

Producción acumulada: **7,8 MMSTB**

Factor de Recobro: **35 %**

Costo Aproximado: **6 MM U\$**

ML 2

Producción acumulada: **5,4 MMSTB**

Factor de Recobro: **42 %**

Costo Aproximado: **6.8 MM U\$**

ML 3

Producción acumulada: **10,4 MMSTB**

Factor de Recobro: **43 %**

Costo Aproximado: **7 MM U\$**

ML 4

Producción acumulada: **3,6 MMSTB**

Factor de Recobro: **38 %**

ML 5

Producción acumulada: **3,5 MMSTB**

Factor de Recobro: **38 %**

ML 6

Producción acumulada: **4 MMSTB**

Factor de Recobro: **36 %**

ML 7

Producción acumulada: **5,8 MMSTB**

Factor de Recobro: **35 %**

ML 8

Producción acumulada: **5 MMSTB**

Factor de Recobro: **30 %**

ML 9

Producción acumulada: **2,4 MMSTB**

Factor de Recobro: **20 %**

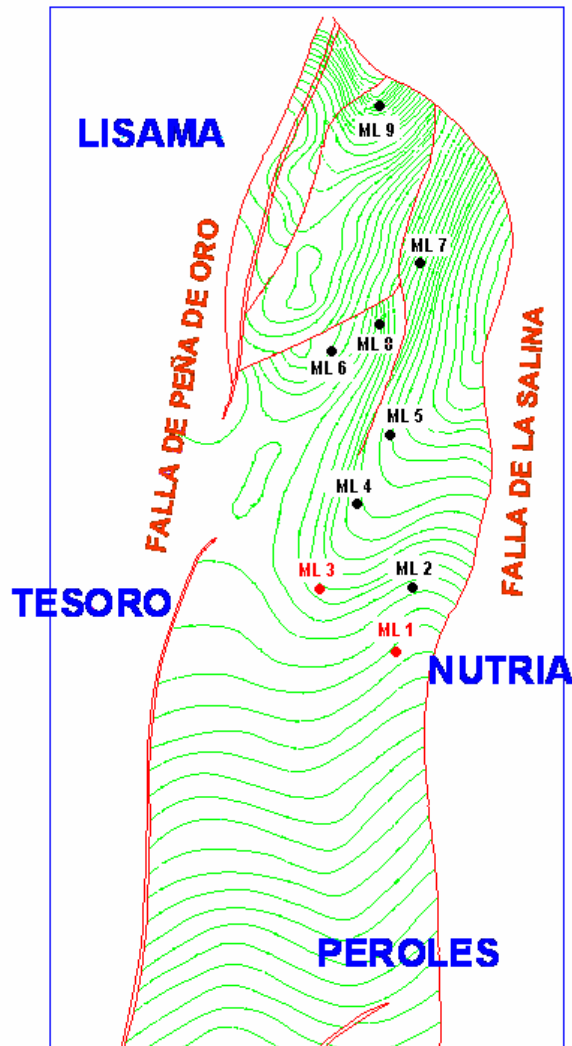


Fig. 21. Localización de los pozos ML

9.3. DISEÑOS MULTILATERALES

La localización de los pozos ML en superficie se hizo de manera estratégica para alcanzar todos los objetivos deseados con cada pozo ML; los objetivos o targets de los pozos ML se seleccionaron después de un arduo proceso en el cual se escogieron las zonas que presentaron los mejores espesores de arenas, la mayor saturación de aceite remanente, las mejores propiedades petrofísicas (permeabilidad, porosidad) y evitando que estos pozos fueran a causar interferencia con los pozos ya desarrollados en el campo estudio.

Los diseños de los pozos ML propuestos en este proyecto de grado se hicieron partiendo de las propiedades petrofísicas y de fluidos obtenidas de los pozos vecinos ya perforados.

Después de saber que formaciones se desean drenar; se realizaron los diseños de los pozos ML propuestos; tales diseños se presentan a continuación.

En los cuales se muestra la forma de cada pozo ML, las formaciones que se quiere drenar con cada uno de ellos, la profundidad a la cual se encuentra cada formación y la longitud de cada lateral.

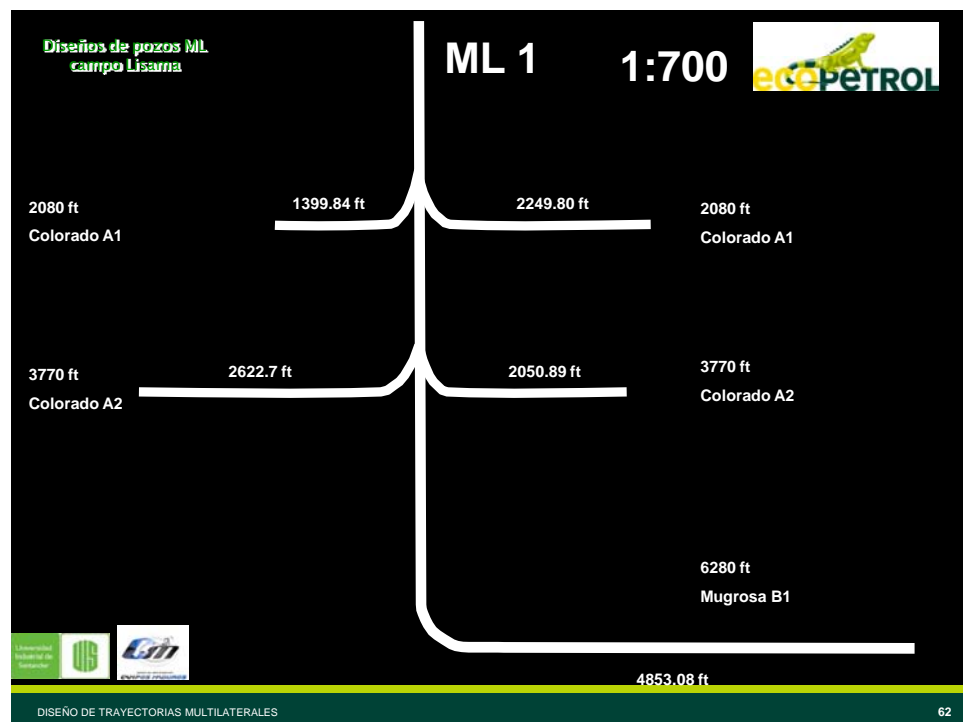


Fig. 22. Diseño pozo ML1

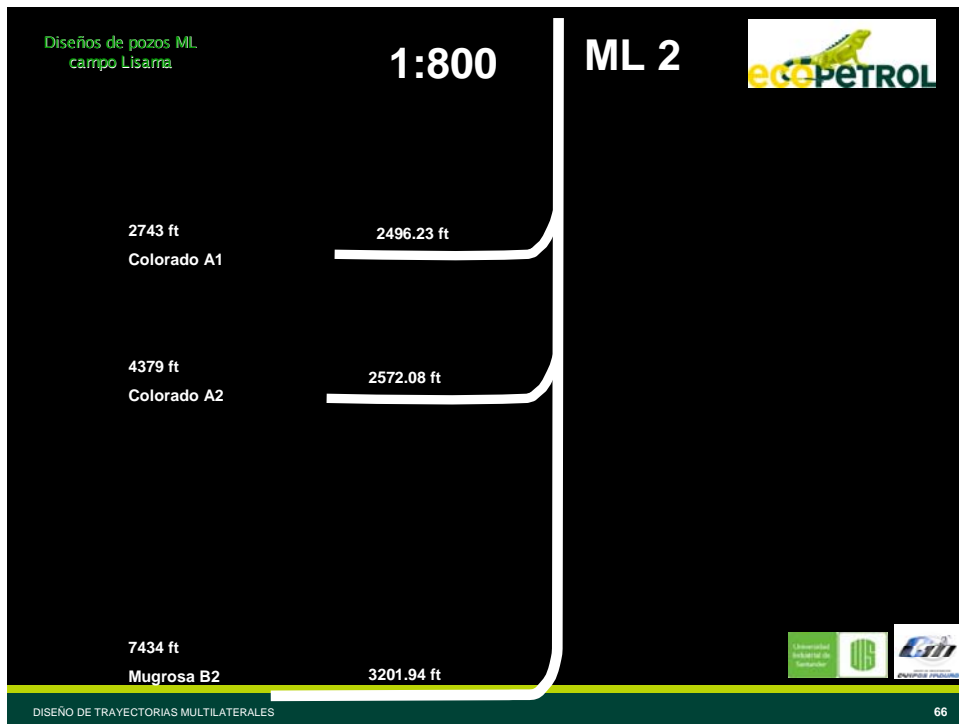


Fig. 23. Diseño pozo ML2

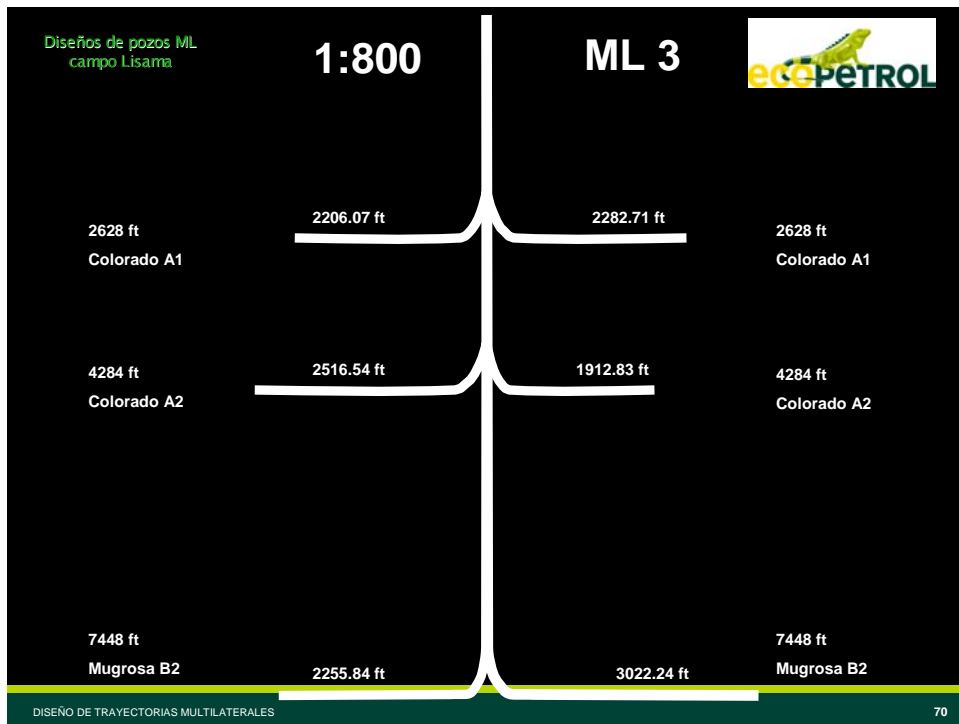


Fig. 24. Diseño pozo ML3

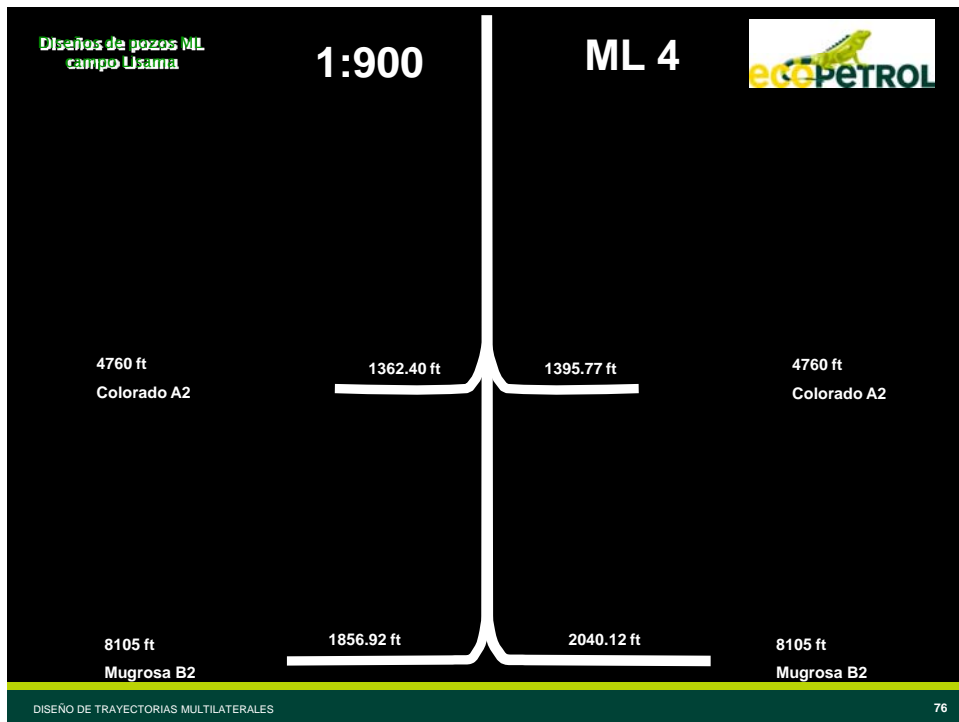


Fig. 25. Diseño pozo ML4

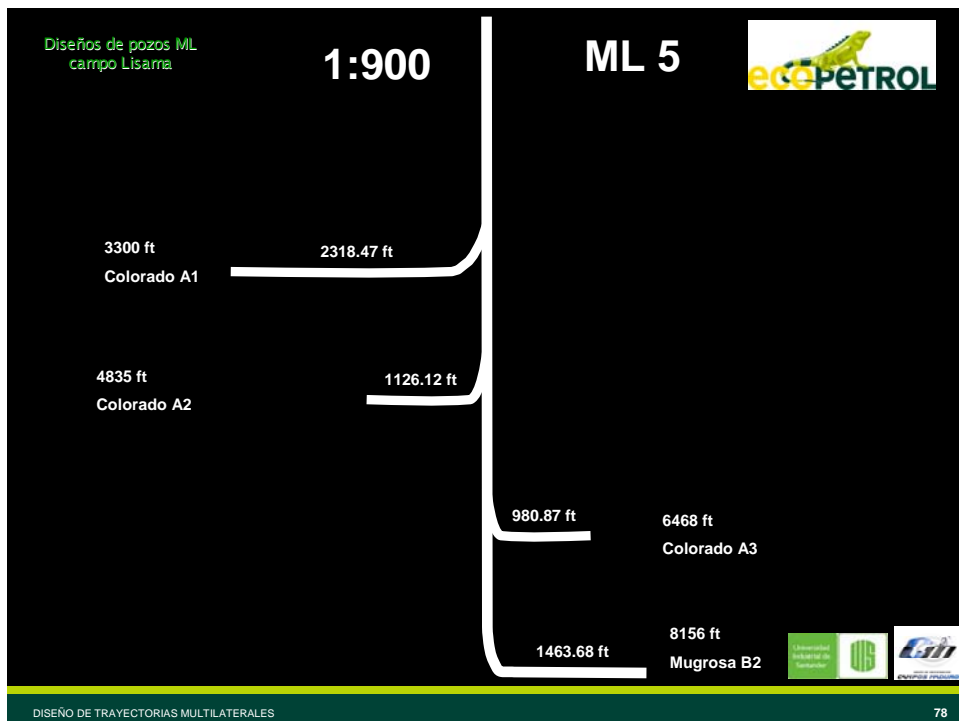


Fig. 26. Diseño pozo ML5

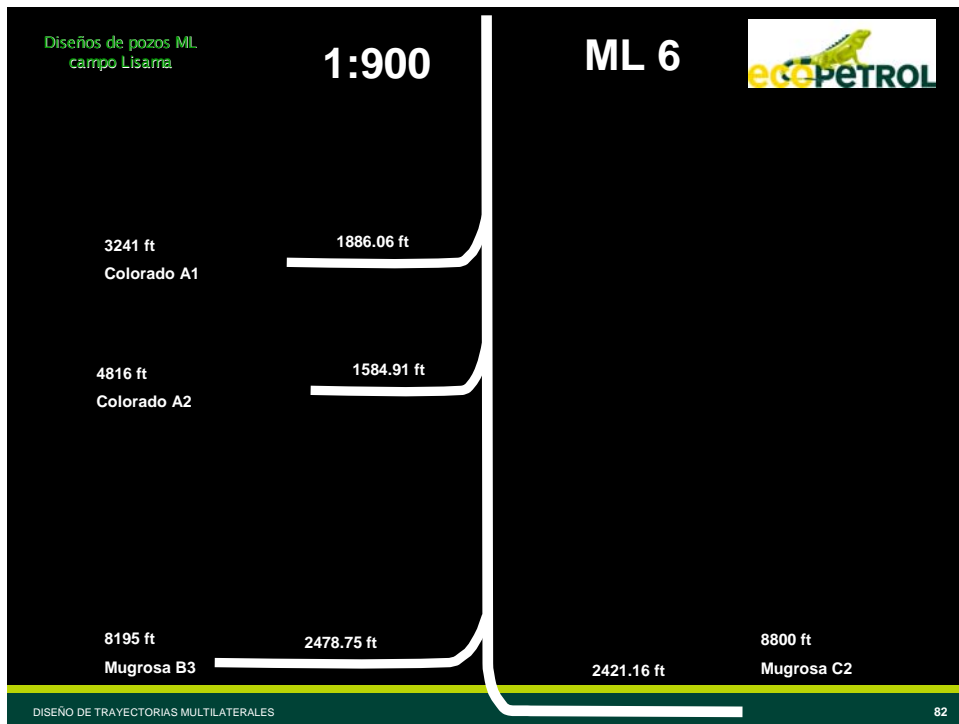


Fig. 27. Diseño pozo ML6

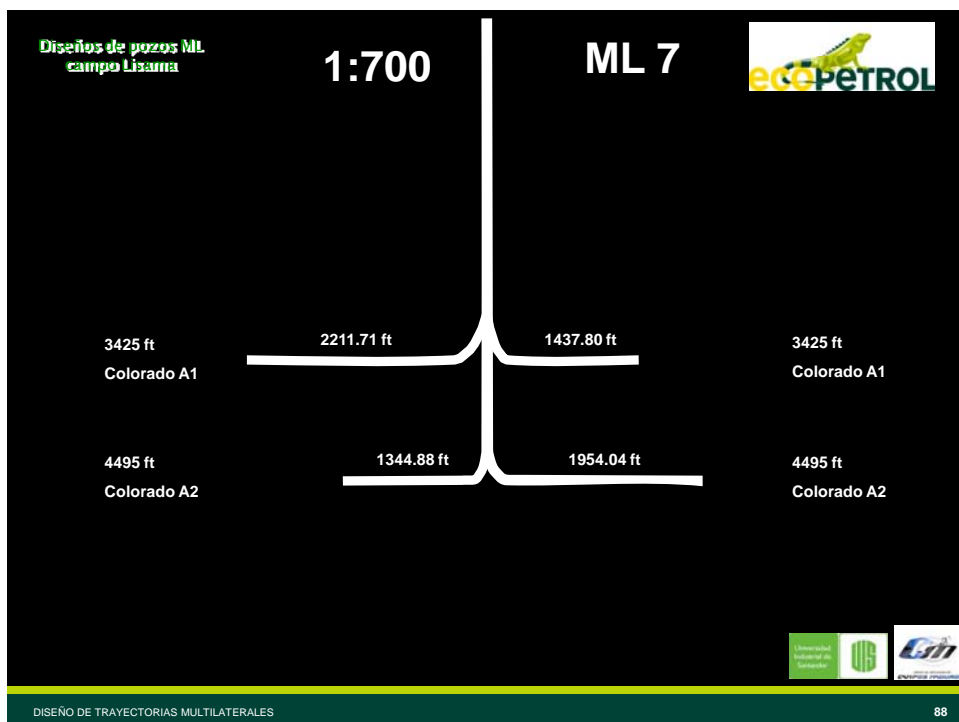


Fig. 28. Diseño pozo ML7

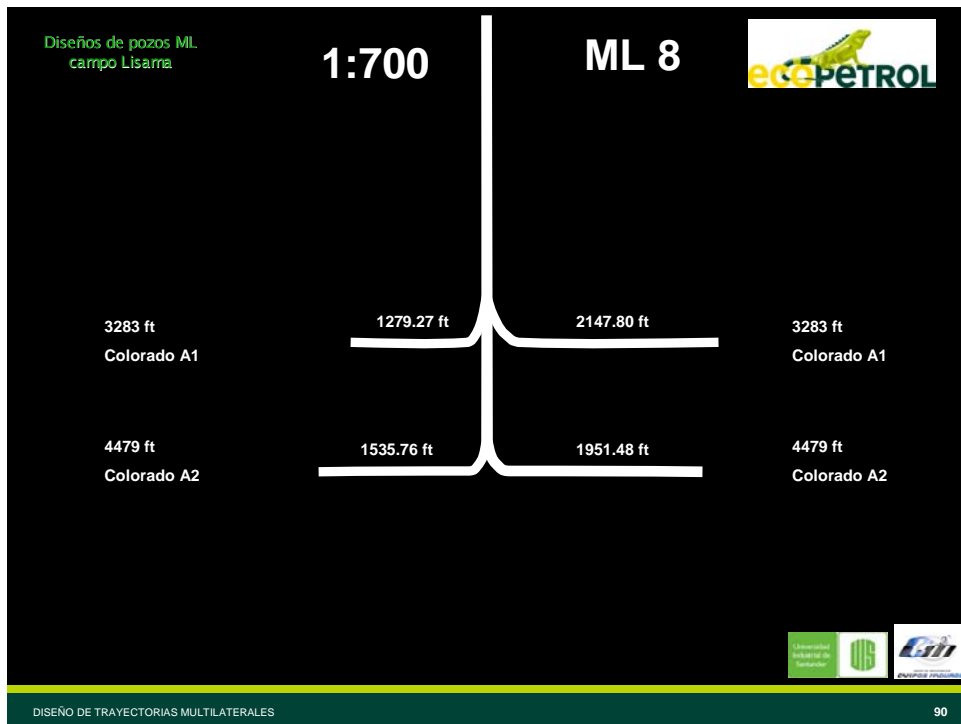


Fig. 29. Diseño pozo ML8

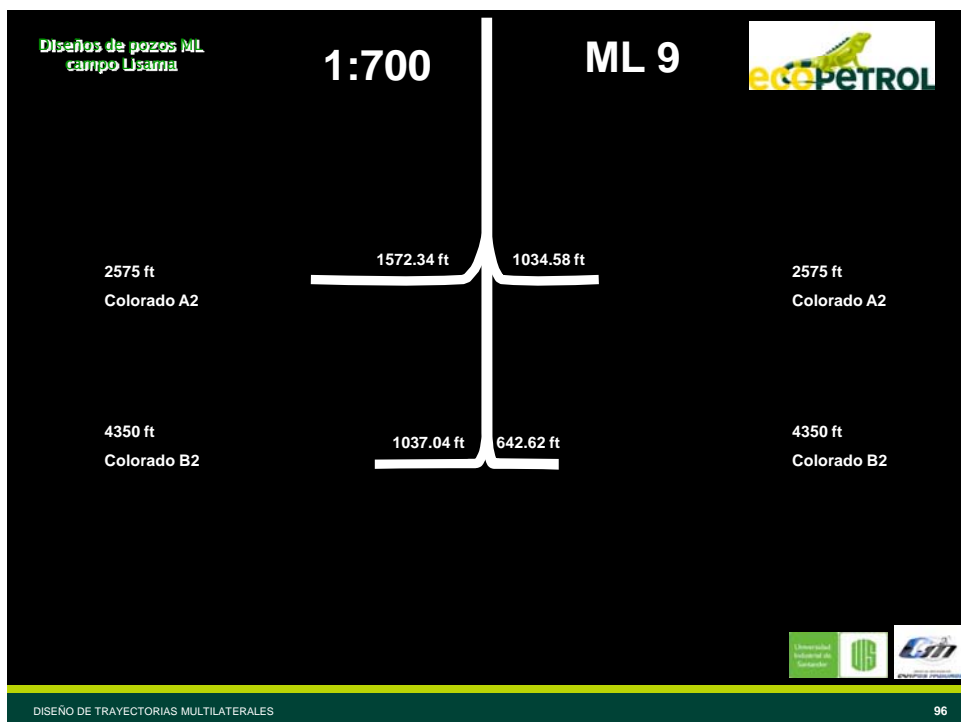


Fig. 30. Diseño pozo ML9

Las gráficas de producción acumulada, producción diaria y factor de recobro que se espera tener para cada pozo ML se obtuvieron por medio de un software propiedad del ICP llamado JTI el cual arrojó los siguientes resultados:

9.4. DISEÑOS SELECCIONADOS

Después de analizar los diferentes diseños desarrollados, el factor decisivo para la selección de los mejores diseños fue la producción diaria y por lo tanto la producción acumulada que se espera tener con cada uno de estos pozos.

Estos pozos superan ampliamente la producción acumulada que se tiene con el pozo estrella del campo en cuestión que es de aprox. 3 MM de STB. Casi todos los diseños (excepto el 9) superan la producción acumulada que tiene el pozo estrella que corresponde al pozo de mejor producción en el campo actualmente; pero de estos los mejores son los **ML1** y **ML3**.

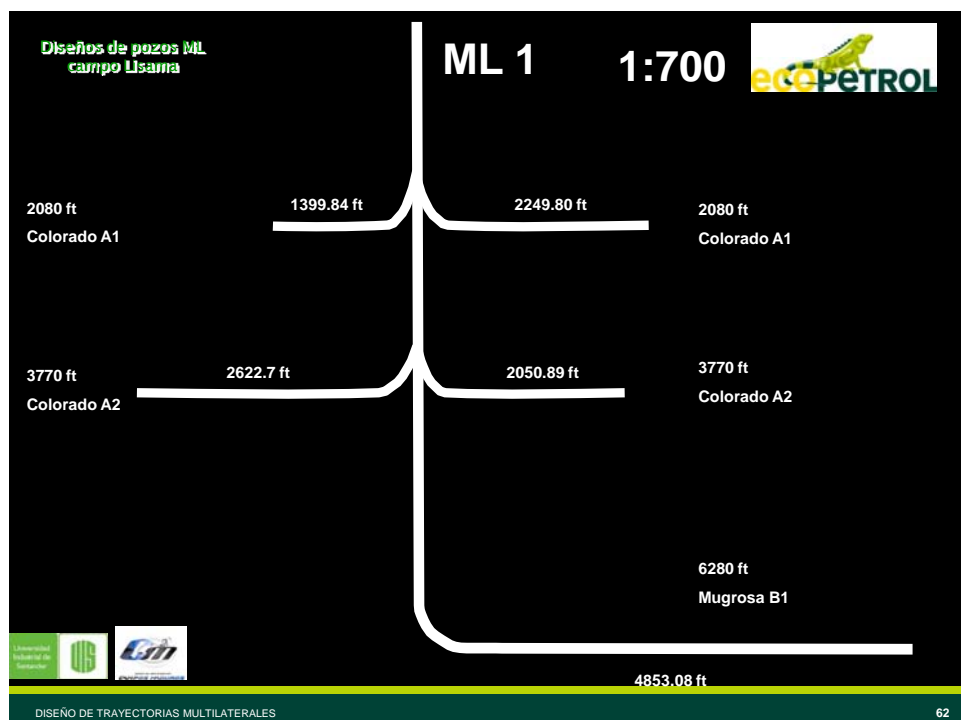


Fig. 31. Diseño pozo ML1

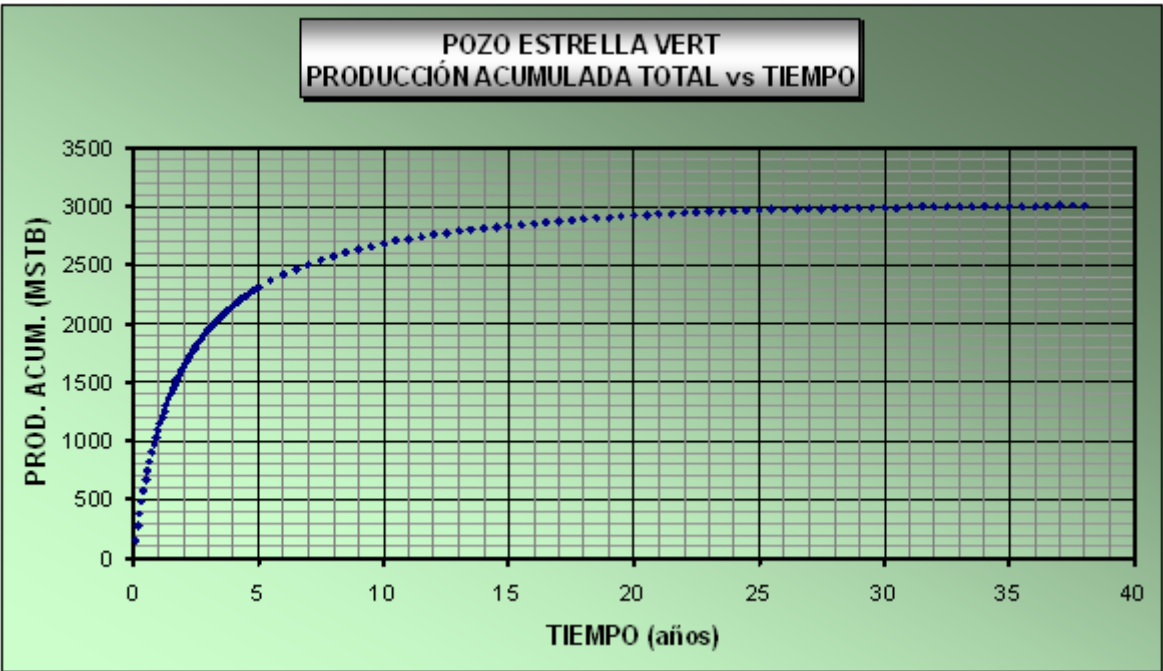


Fig. 32. Producción acumulada pozo estrella

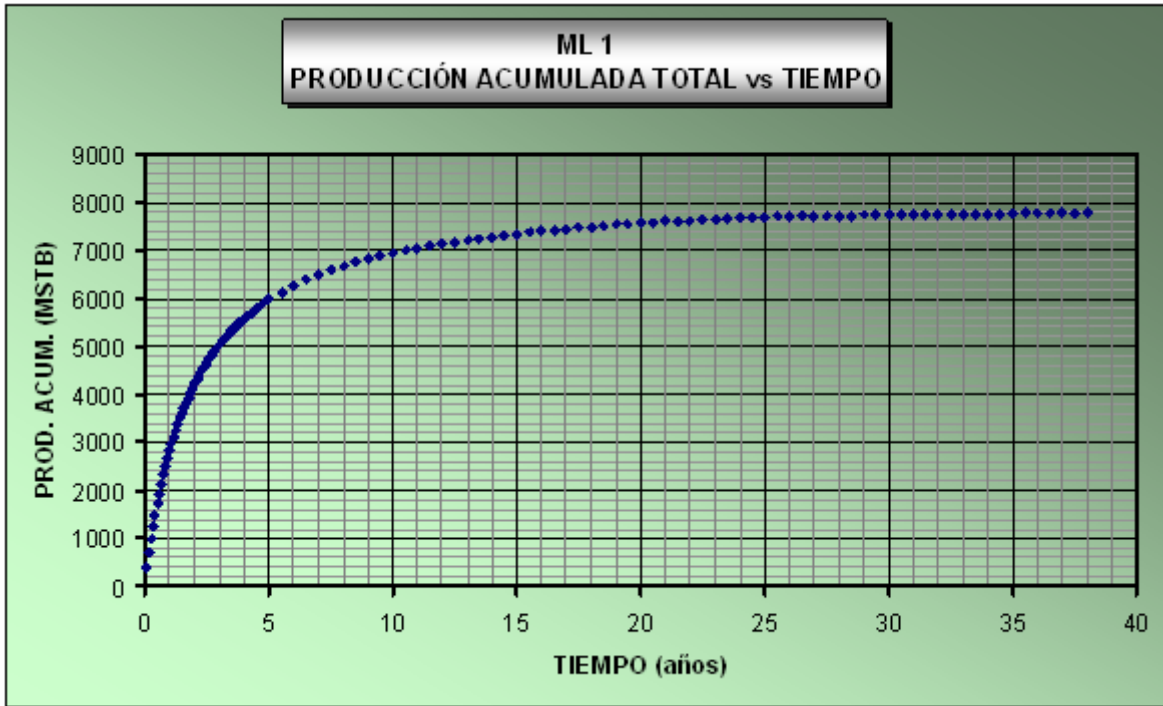


Fig. 33. Producción acumulada ML1

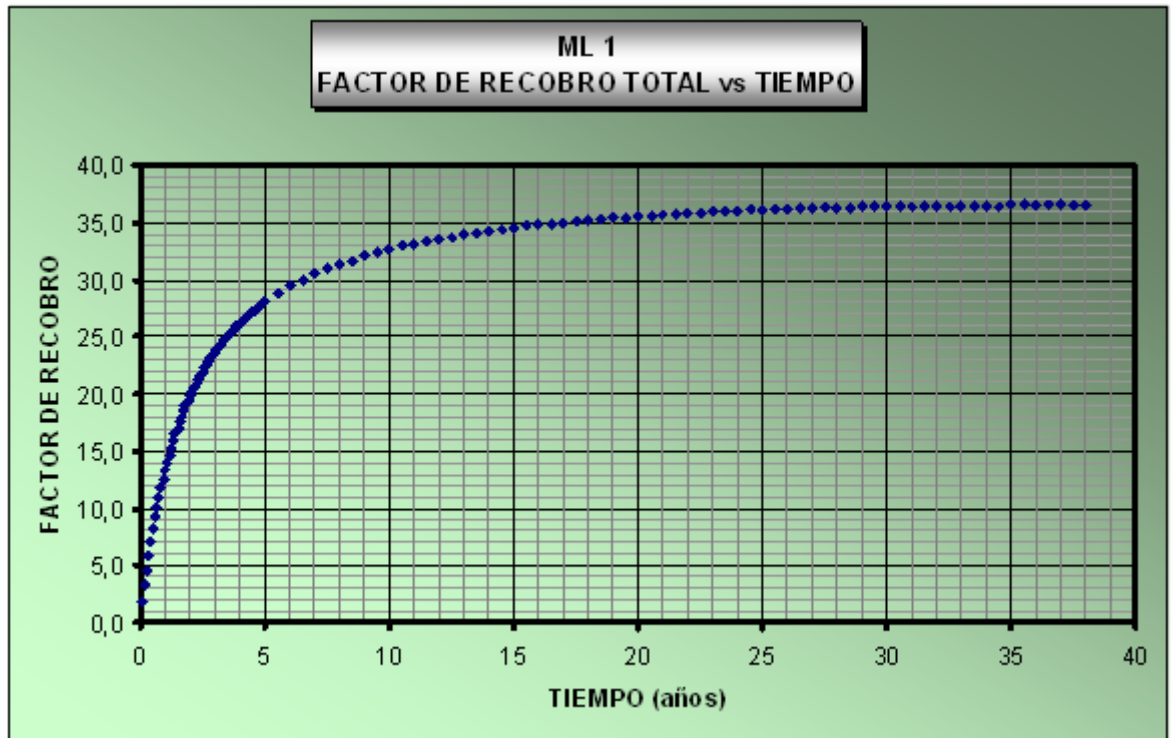


Fig. 34. Factor de recobro ML1

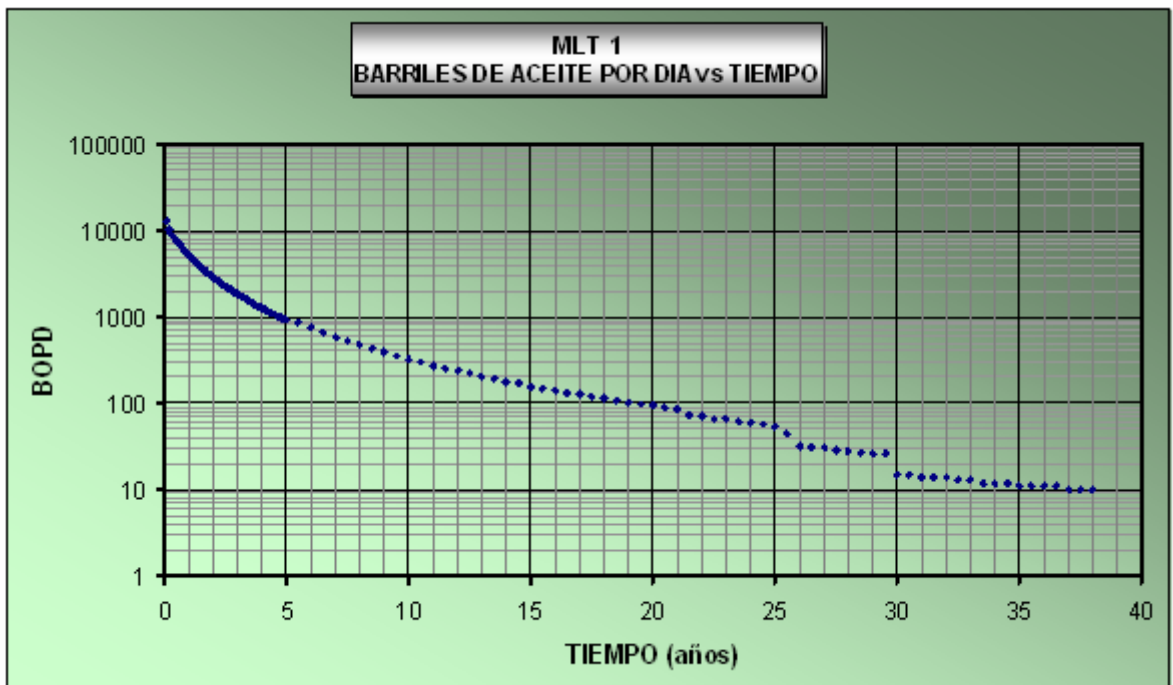


Fig. 35. Barriles de aceite por día ML1

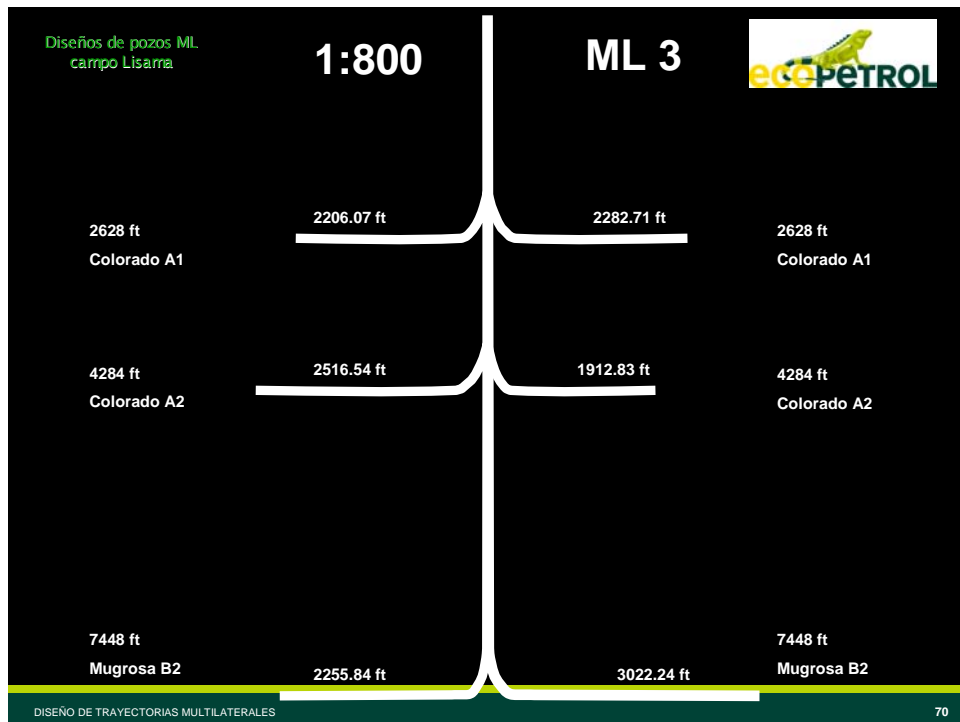


Fig. 36. Diseño pozo ML3

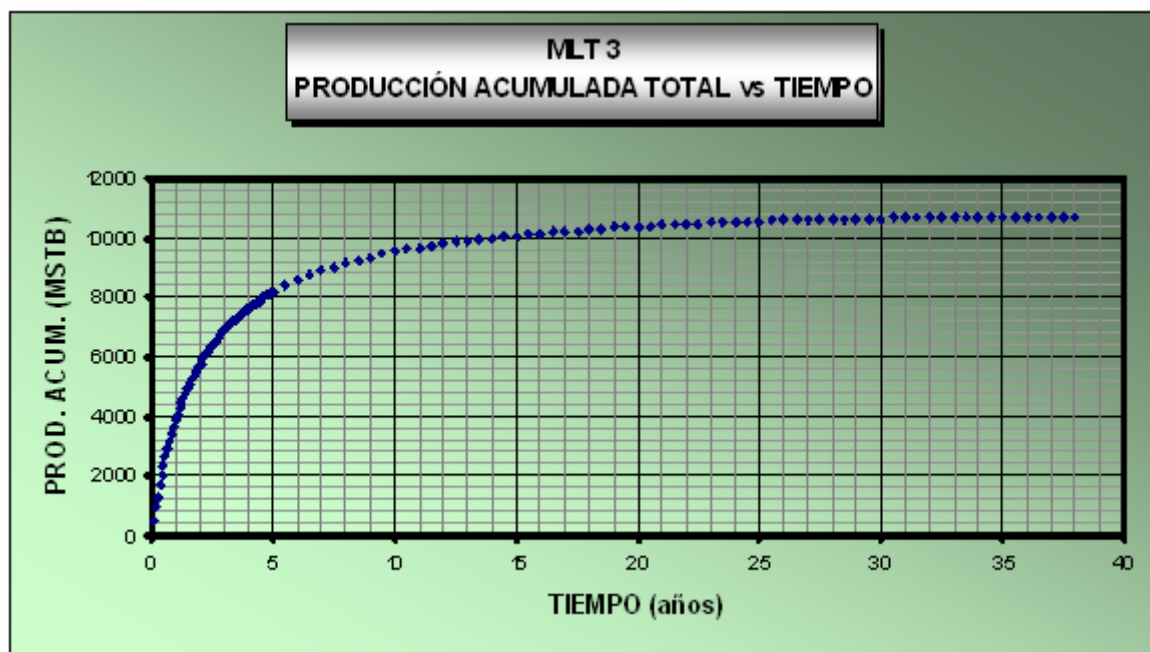


Fig. 37. Producción acumulada ML3

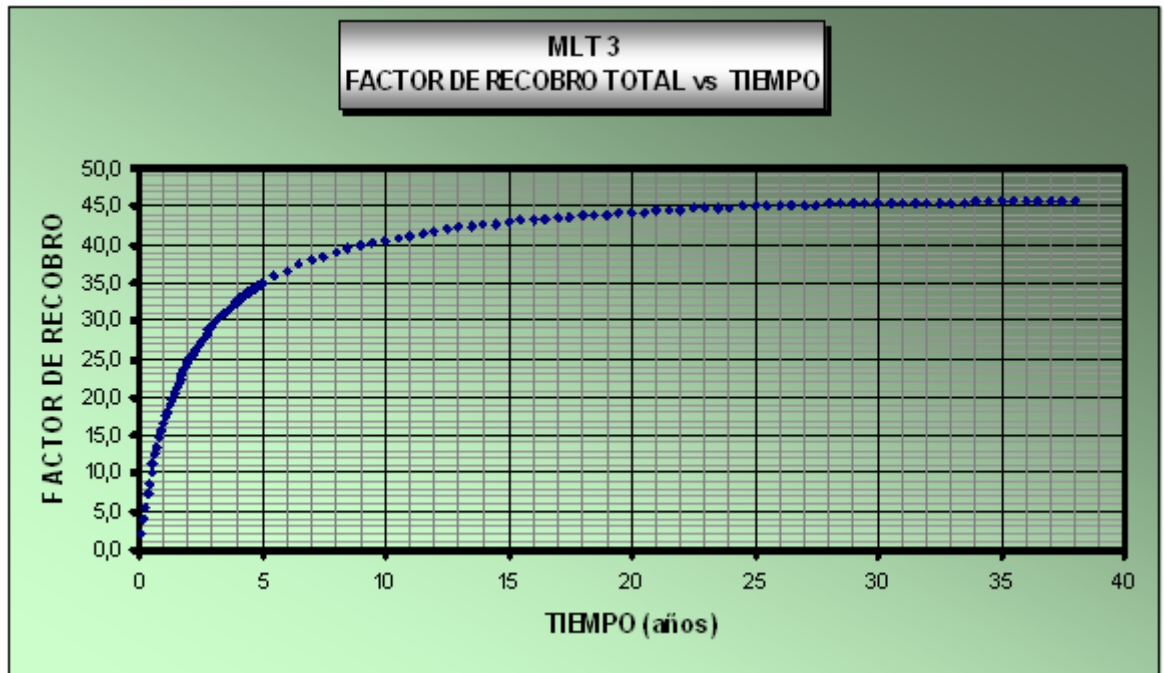


Fig. 38. Factor de recobro ML3

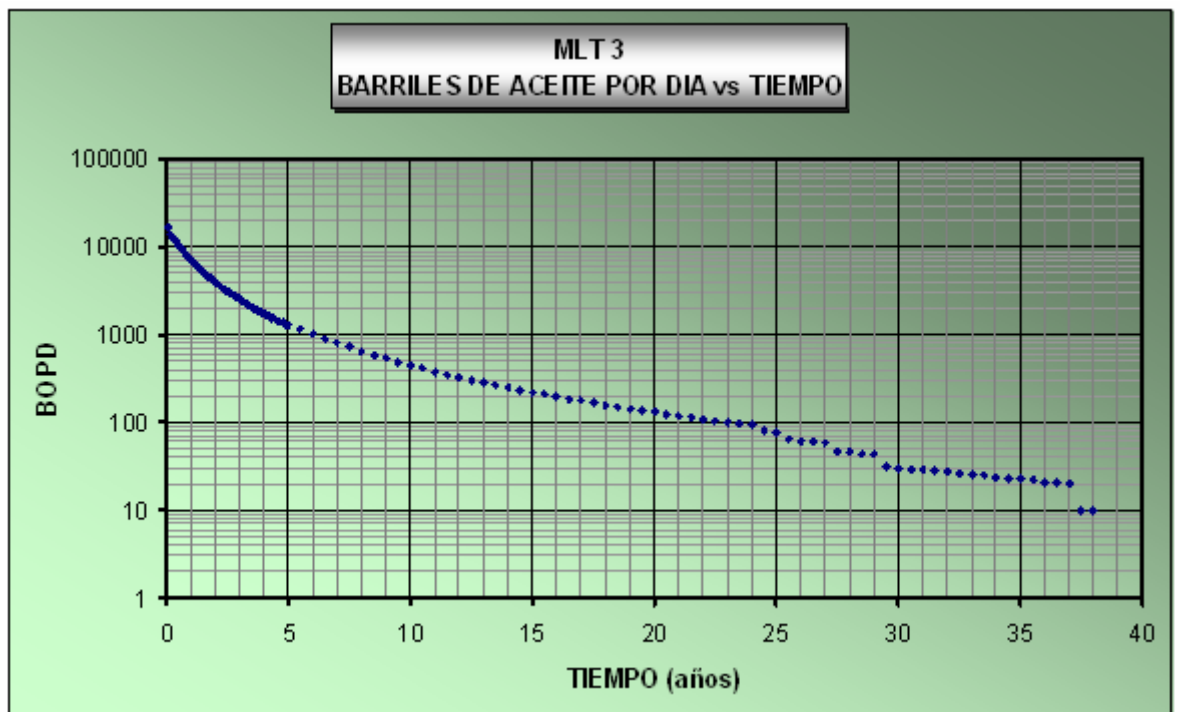


Fig. 39. Barriles de aceite por día ML3

Dado que los pozos multilaterales en ocasiones pueden presentar problemas de estabilidad y riesgos potenciales debido a sus múltiples laterales; y dado el ambiente de depositación (canales) que presenta el campo en estudio se sugiere el desarrollo de pozos multibranch (MB) en vez de los pozos multilaterales seleccionados ML 1 y ML 3.

Estos diseños partieron de la misma localización de los respectivos multilaterales; el MB 1 busca reemplazar al ML1 y el MB 2 al ML 3.

Los objetivos de estos pozos son los mismos de los respectivos multilaterales, pero la gran diferencia radica en la forma en que cada pozo ataca la formación; los MLs atacan la formación de manera horizontal, mientras que los MBs penetran con un ángulo de ataque diferente.

Estos MBs pretenden drenar la misma área que los respectivos MLs con un menor factor de riesgo, dado que presentan únicamente dos brazos; Esto repercute en la estabilidad del pozo y en la disminución del riesgo en la operabilidad del pozo.

Las propiedades petrofísicas y de fluidos son las mismas que se mostraron para los pozos ML1 y ML3 excepto porque en estos se hace necesario un completo conocimiento de la geología que permita el conocimiento del porcentaje de volumen de arena que potencialmente se pueden drenar en las distintas zonas que el pozo atraviese.

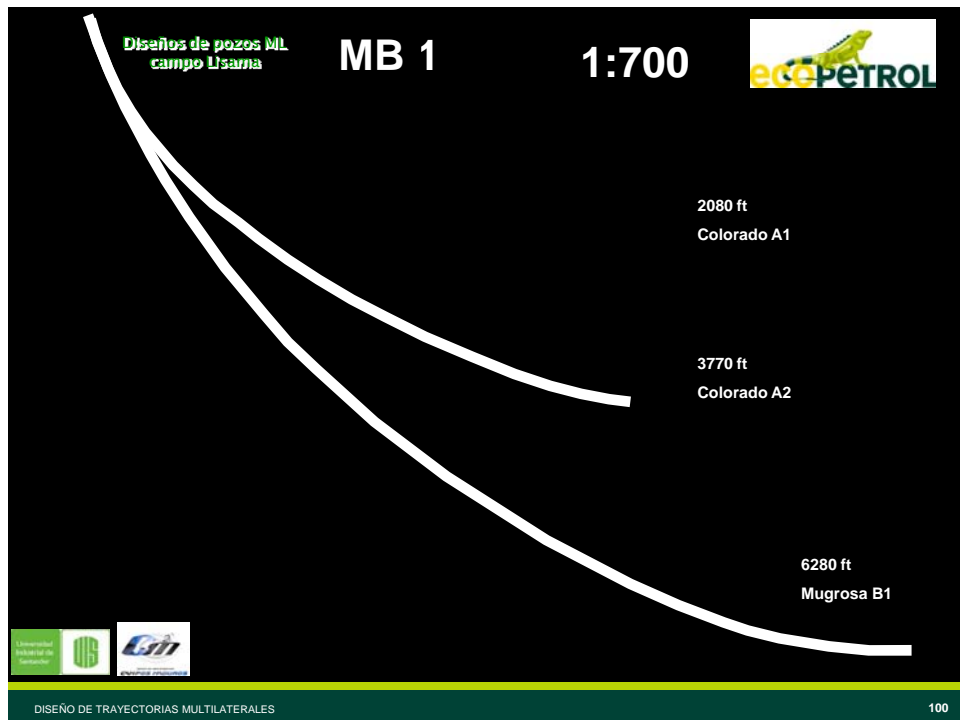


Fig. 40. Diseño pozo MB 1

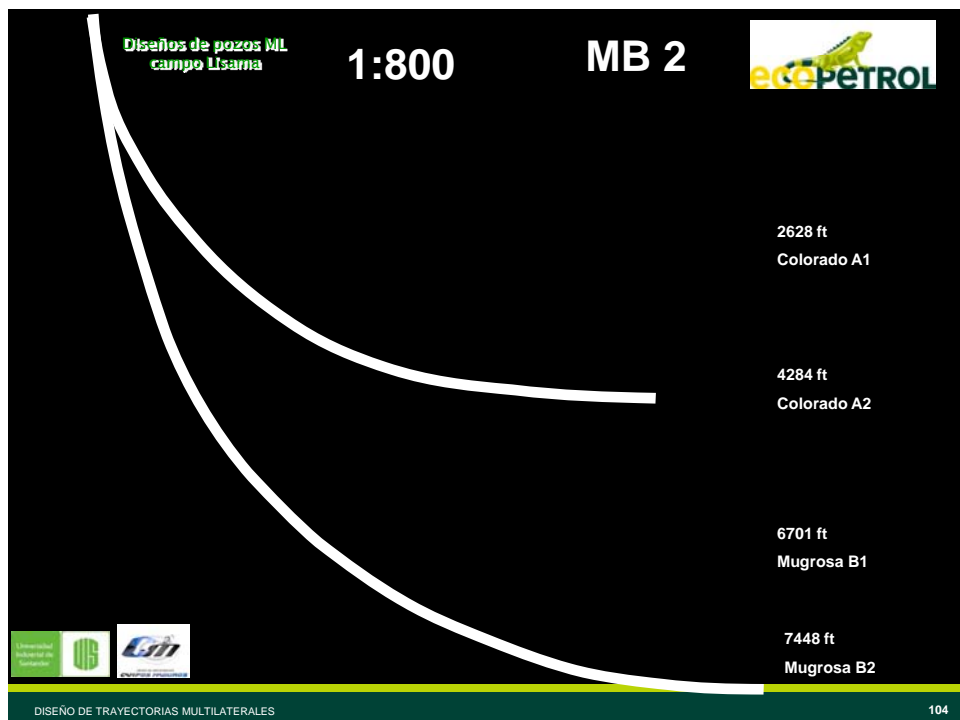


Fig. 41. Diseño pozo MB 2

9.5. EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

Se estimó el costo aproximado de la implementación de tres tipos de pozos ML seleccionados para lo cual dado el diseño y las condiciones de profundidad, y asumiendo un muy pequeño costo debido a riesgos durante la perforación, así como un costo de herramientas evaluado de manera similar al estudio realizado en la evaluación para el Campo Castilla.

De esta manera se logrará realizar un ejercicio académico de análisis económico donde se generan una serie de gráficas que acercan el trabajo a un estudio real de análisis de costos, de igual forma se da a entender que un estudio especializado exige un completo estudio de riesgos y evaluación económica donde el modelo depende de la empresa que elabore la dicha evaluación y sus metodologías son de uso privado, sin embargo depende de un diagrama de flujo donde se evalúen las distintas características del estudio de factibilidad.

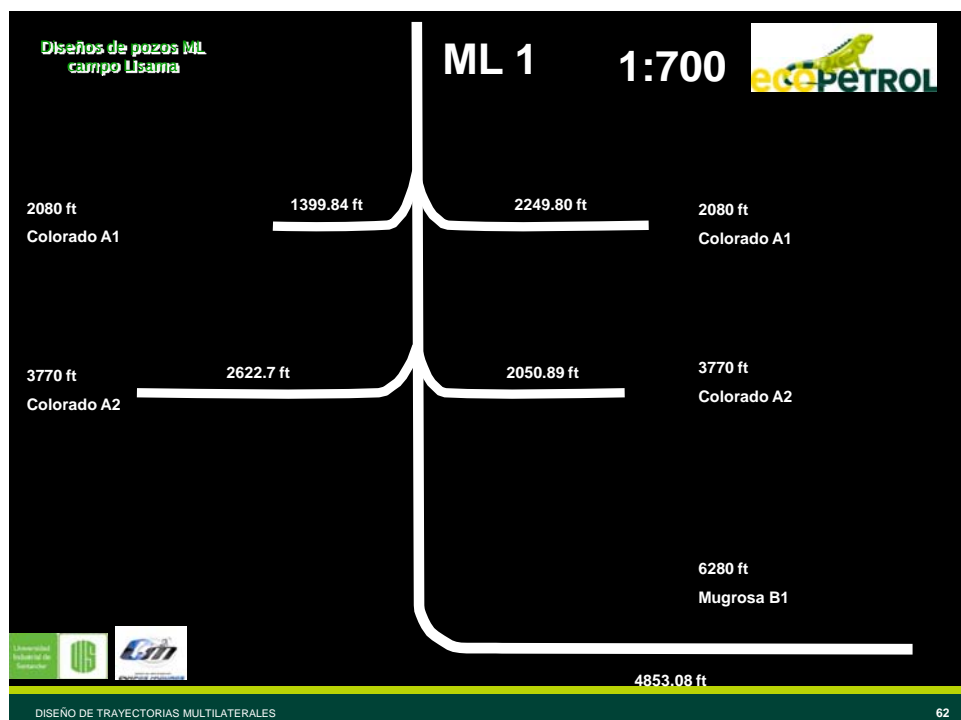


Fig. 42. Diseño pozo ML1

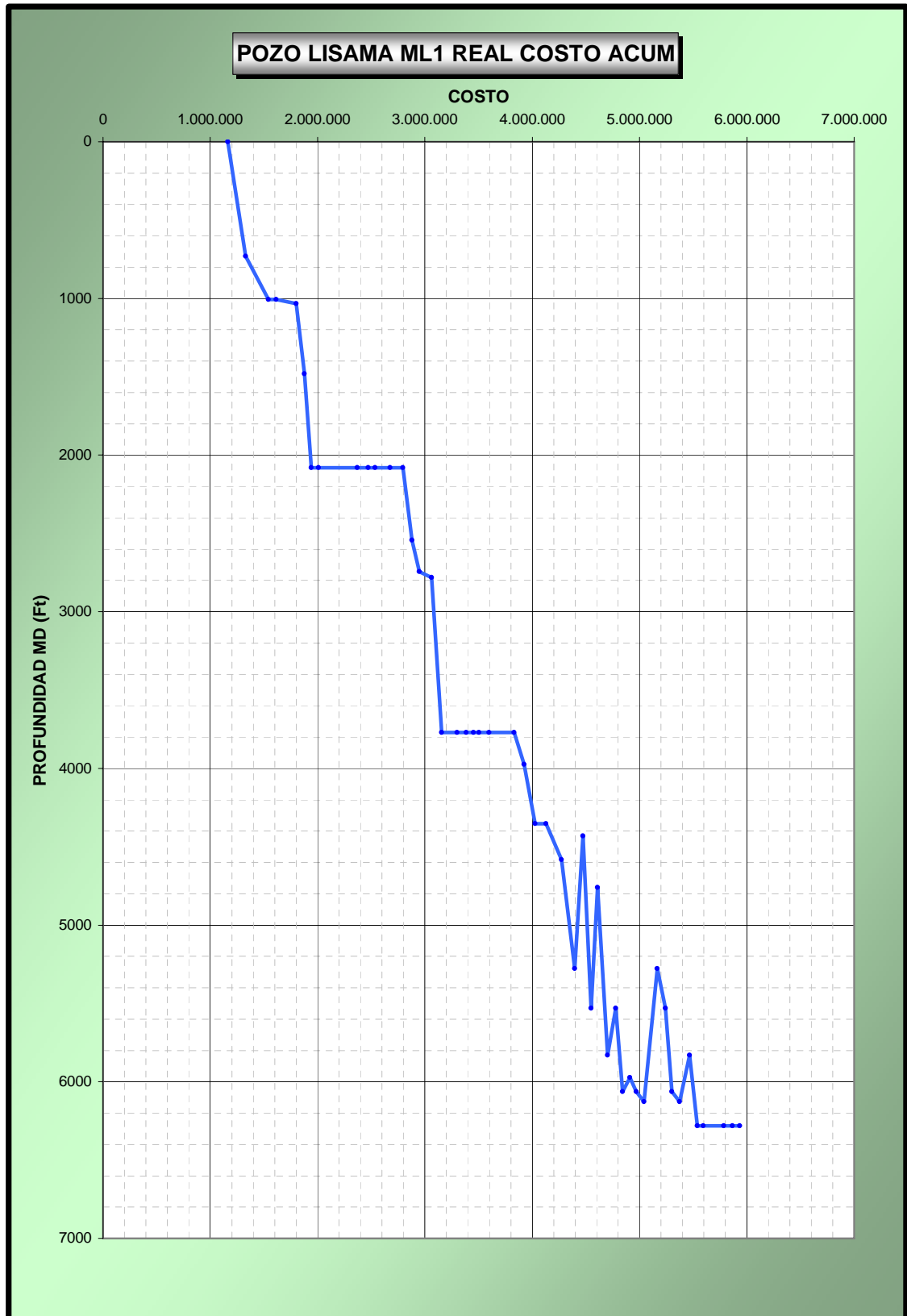


Fig. 43. Costo acumulado vs. profundidad pozo ML1

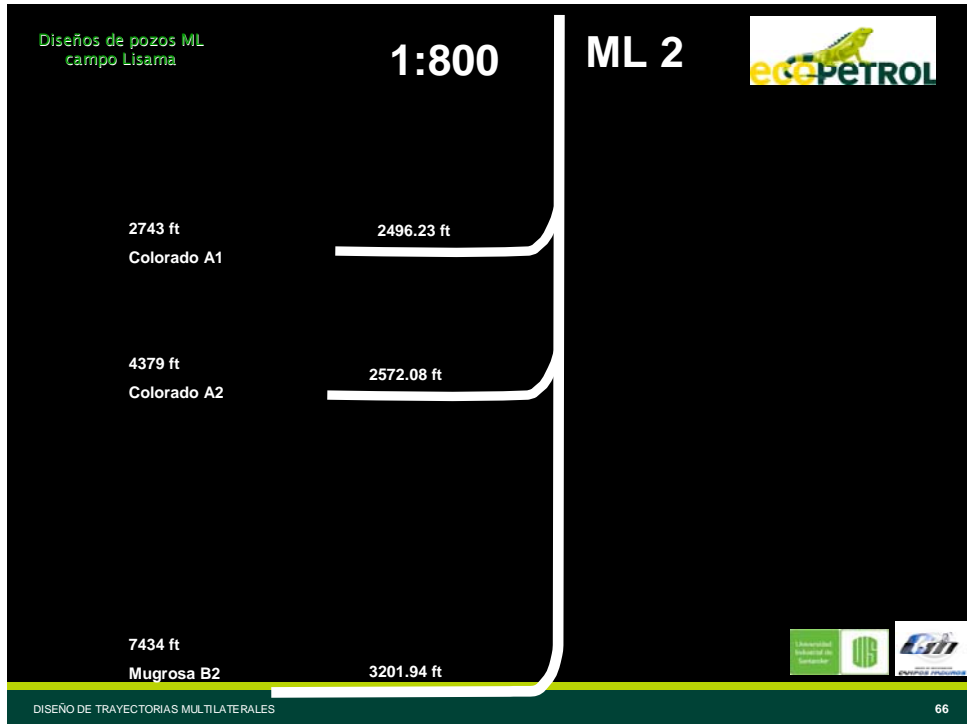


Fig. 44. Diseño pozo ML2

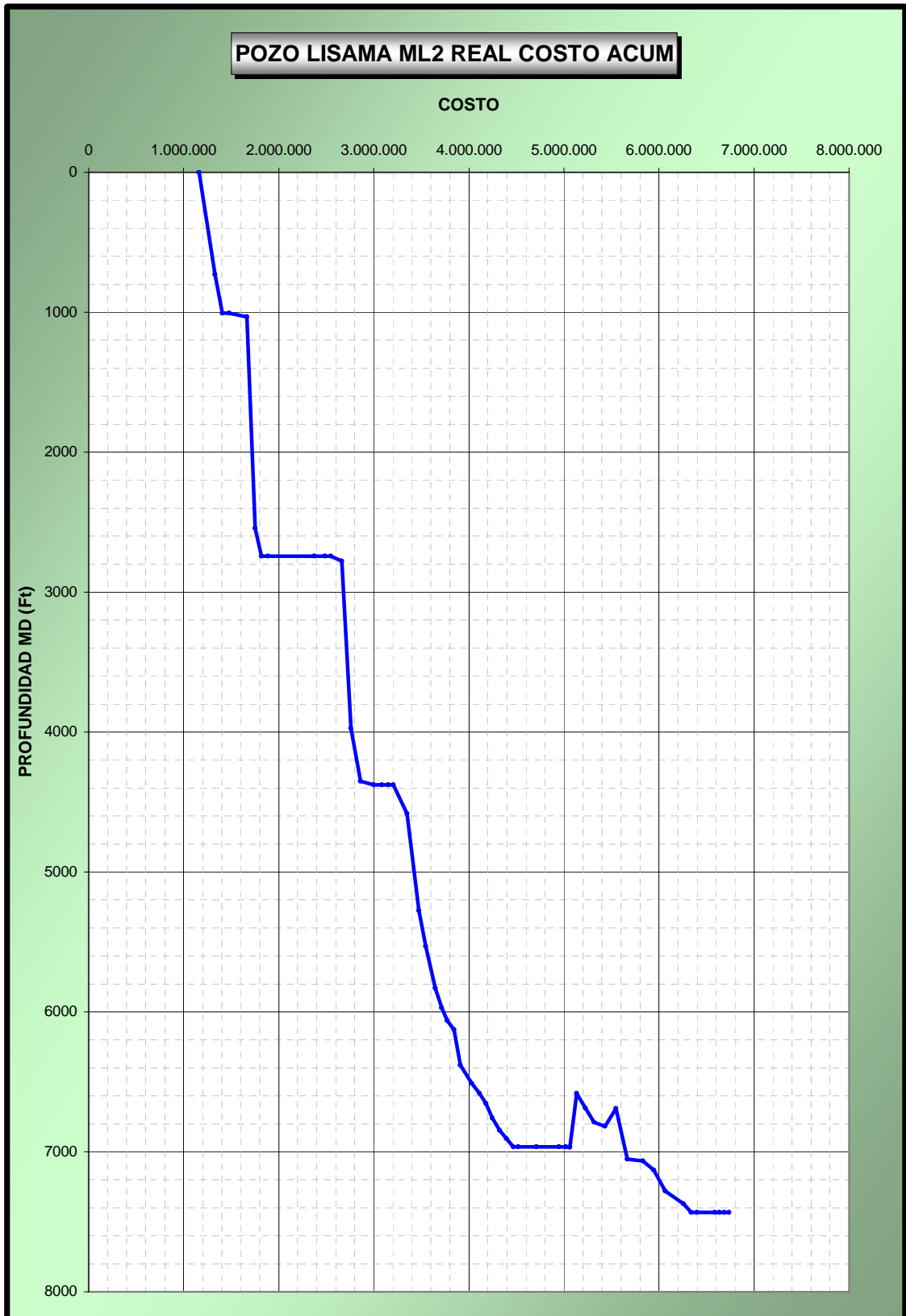


Fig. 45. Costo acumulado vs. profundidad pozo ML2

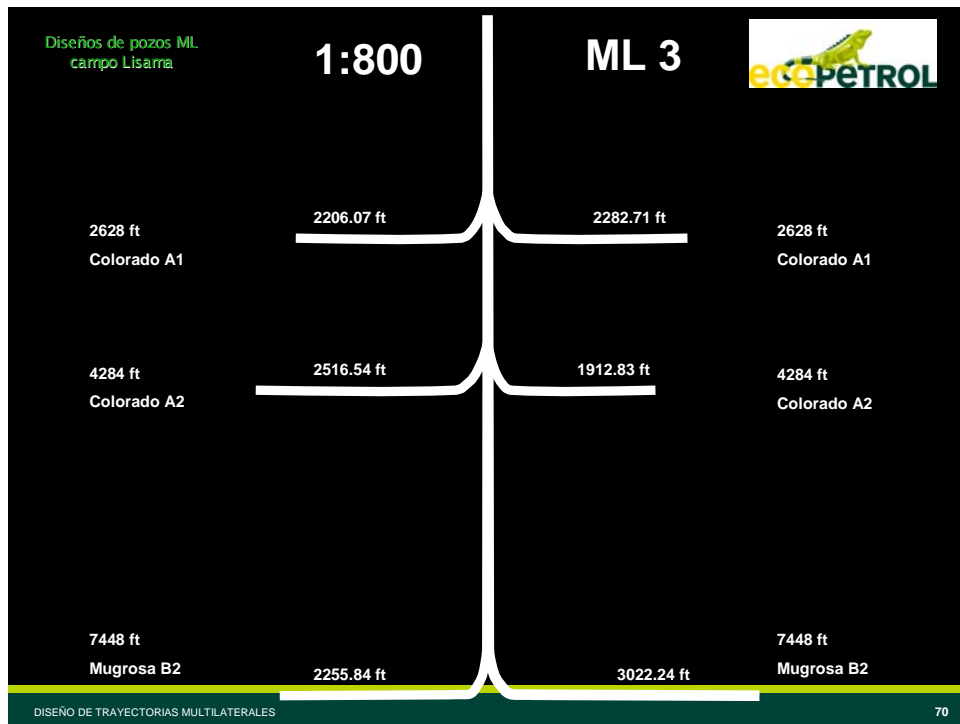


Fig. 46. Diseño pozo ML3

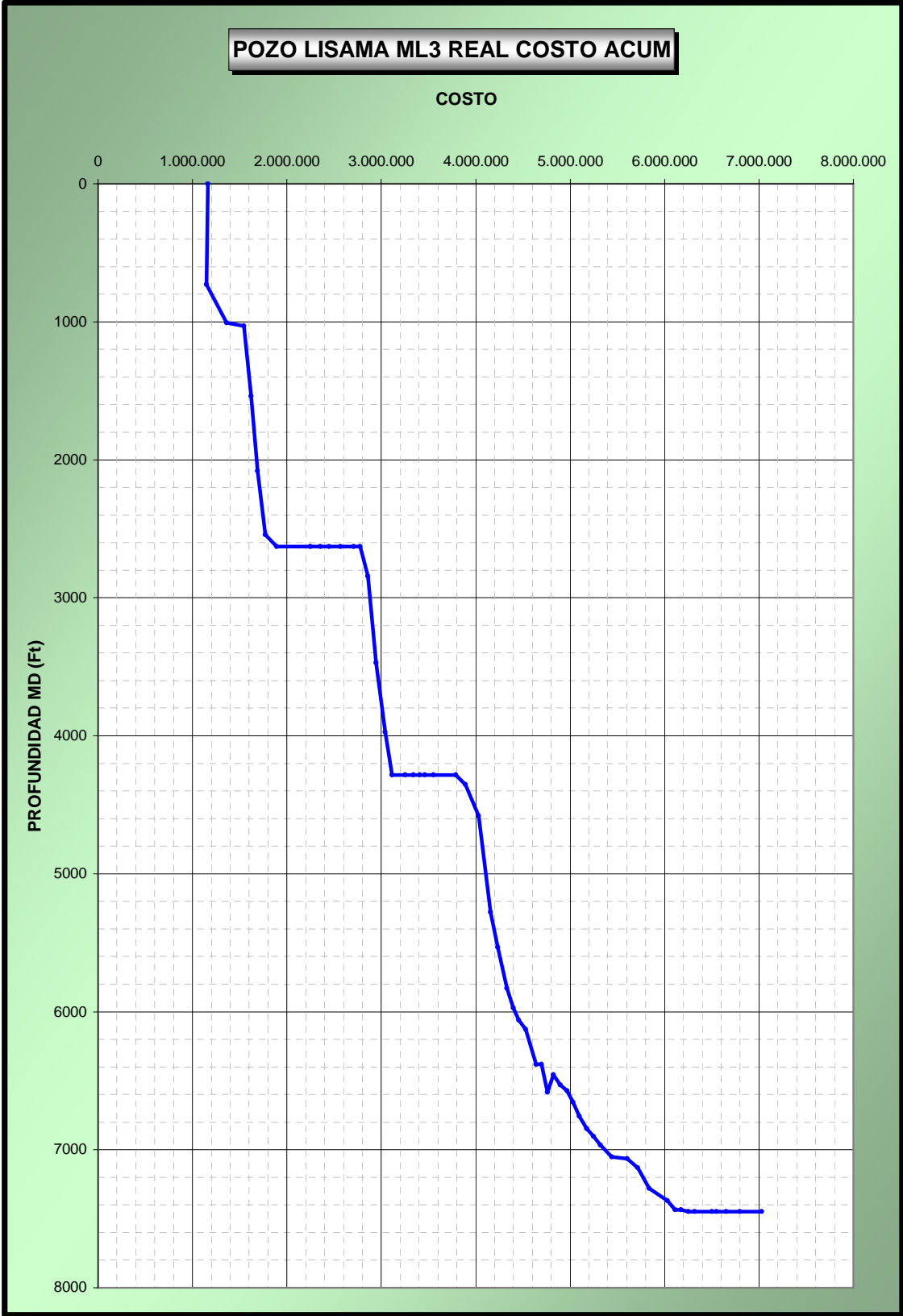


Fig. 47. Costo acumulado vs. profundidad pozo ML3

9.6. METODOLOGÍA DESARROLLADA

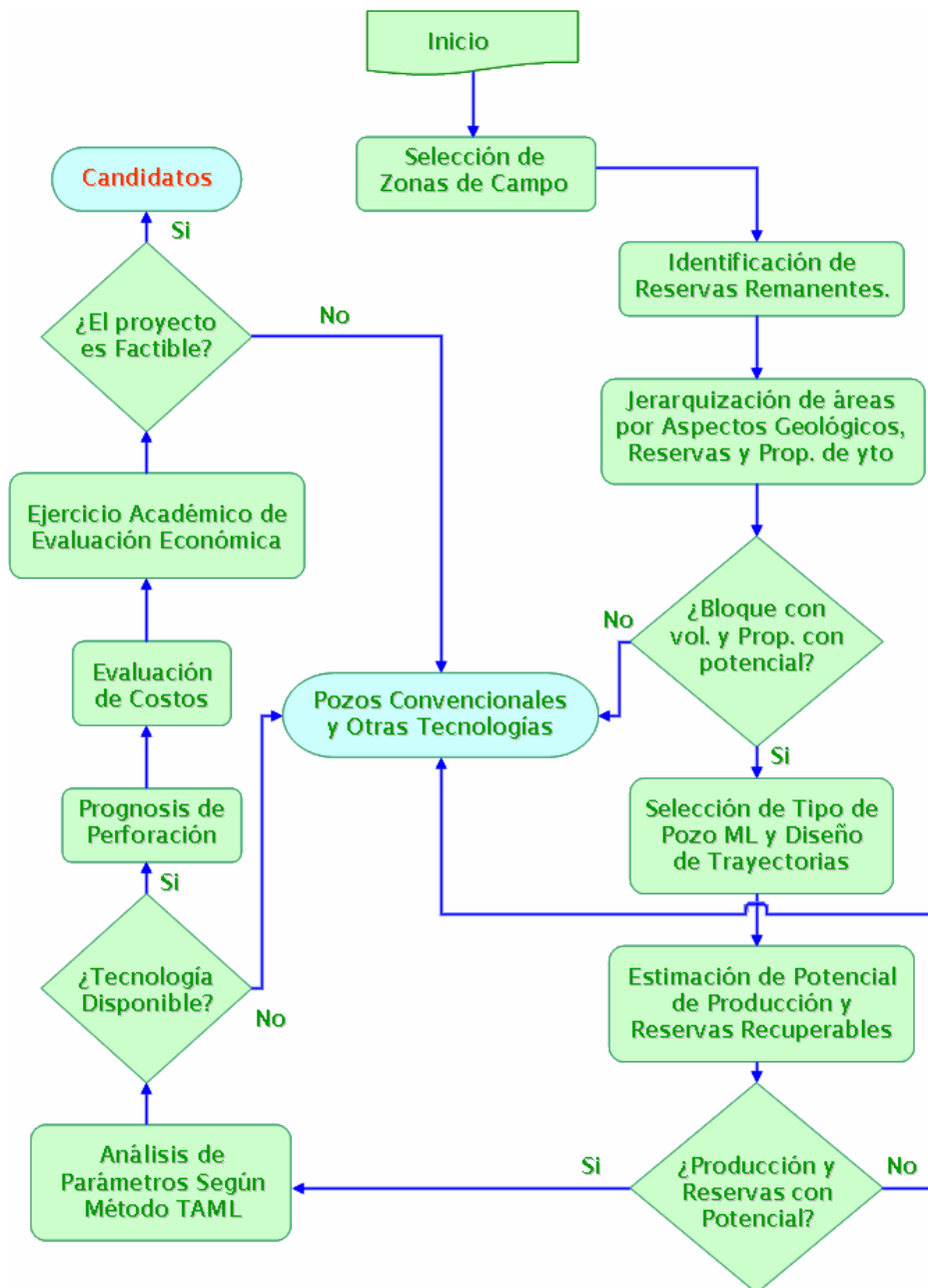


Fig. 48. Metodología

Dicha metodología está estructurada de la siguiente manera:

Visualización de los campos candidatos. El objetivo es entender las condiciones del campo e identificar potenciales soluciones con la aplicación de pozos ML:

- Modelo geológico del campo
- Reservas recuperables.
- Costo barril producido.
- Potenciales aplicaciones de pozos ML para el desarrollo del campo

Conceptualización. El objetivo de esta fase es recopilar, clasificar y validar toda la información técnica del campo para hacer diseños de pozos y evaluar:

- Mapas estructurales del Área en formato digital.
- Data de pozos (Coordenadas de superficie/fondo, topes de formación.)
- Data de Producción del Área, (tasa diaria/acumulada de petróleo, agua, gas, RAP).
- Historia de perforación y completamiento de pozos del área.
- Interpretación Geológica.
 - ✓ Uso de Correlaciones
 - ✓ Uso de Secciones Estructurales y Estratigráficas.
 - ✓ Uso de mapas isopacos estructurales.
- Interpretación Petrofísica

- Caracterización del yacimiento.
 - ✓ Geometría.
 - ✓ Propiedades.
- Diseño académico del Pozo
 - ✓ Posición de los laterales en función del yacimiento
 - ✓ Arquitectura del Pozo.
 - ✓ Evaluación de tecnologías disponibles
 - ✓ Tipo de completamiento a usar.
- Simulación académica de producción del pozo
 - ✓ Producción diaria esperada
 - ✓ Factor de Recobro esperado
 - ✓ Producción acumulada en el tiempo
- Evaluación económica de tipo académico
- Evaluación académica de índices de rentabilidad

CONCLUSIONES

- ✓ Con la perforación de pozos multilaterales se aumenta la productividad de los pozos porque se incrementa: la exposición del yacimiento debido a la longitud total perforada, la extensión areal a desarrollar y la posibilidad para acceder y drenar múltiples zonas de interés.
- ✓ Perforar pozos multilaterales reduce el impacto ambiental porque se optimizan facilidades en superficie y se minimiza la disposición de lodos y cortes.
- ✓ La comparación de la producción y el respectivo análisis de viabilidad económica entre los diferentes tipos de pozos (ML, vertical y horizontal), permite ubicar a los pozos ML como la mejor opción, anotando que este estudio requiere de un análisis de ingeniería de detalle para una mayor confiabilidad debido a que se trata de un estudio de tipo académico.
- ✓ La caracterización del Campo Lisama así como el conocimiento geológico de la zona, teniendo en cuenta los espesores en áreas sin desarrollar, son apropiados para aplicar la tecnología de pozos multilaterales.
- ✓ La aplicación de la tecnología multilateral en campos Colombianos, tiene a su favor el desarrollo de este tipo de pozos en Venezuela, la experiencia mundial disponible, así como la amplia colaboración de empresas de servicio interesadas en ampliar la investigación en esta tecnología puesto que se han obtenido excelentes resultados.
- ✓ El completamiento de los pozos ML se ve afectado por la estabilidad y la competencia de las formaciones a perforar en el campo, es necesario hacer un estudio detallado de esfuerzos así como conocer claramente la tecnología disponible donde se involucre un análisis de juntas ML.

RECOMENDACIONES

- ✓ Si se quiere garantizar a cabalidad el exitoso desarrollo de un proyecto de perforación ML se debe conocer la geoestadística del yacimiento o en su defecto tener un muy buen conocimiento geológico de la zona.
- ✓ Un diseño de perforación de pozos ML siempre debe ir acompañado de un análisis de estabilidad de las trayectorias propuestas para así de esta manera garantizar la integridad del pozo ML.
- ✓ El calculo de la producción de un pozo multibranch debe hacerse teniendo en cuenta el porcentaje de volumen de arena neta productiva que atraviesa; el cual se obtiene con un análisis detallado de la geología del yacimiento.
- ✓ Al momento de diseñar un pozo ML se recomienda hacer el diseño lo mas simple posible, para de esta manera hacer un pozo de menor costo, evitar problemas de estabilidad, daño en el pozo origen e interferencia entre los laterales; la posible complejidad de este se evaluará en el tiempo teniendo en cuenta los altos costos que puede traer la implementación de un lateral (aproximadamente desde 3MM US); los expertos recomiendan pozos ML con un máximo de entre 4 y 5 laterales.
- ✓ El notable avance de las tecnologías (perforación, completamiento) ha hecho posible el desarrollo de proyectos que con tecnología no hubiera sido viable económicamente; por lo tanto es recomendable actualizarse en las tecnologías para de esta manera llevar a cabo el desarrollo de un proyecto de perforación de pozos ML.

TRABAJOS FUTUROS

- ✓ Análisis de estabilidad en configuraciones multilaterales.
- ✓ Estudio de factibilidad para diseño de juntas multilaterales.
- ✓ Desarrollo de software para medición de producción en sistemas multilaterales.
- ✓ Desarrollo de estudio geoestadístico para campos con potencial de aplicación ML.
- ✓ Estudio de impacto ambiental en implementaciones multilaterales.
- ✓ Determinación de métodos de recobro para la implementación con uso de tecnología ML.
- ✓ Evaluación de patrones de flujo durante la producción en distintas configuraciones ML.
- ✓ Estudio de perforación direccional y uso óptimo de herramientas direccionales en desarrollos ML.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- BRAND, M.J., FRICK, C.W. economides. Well configurations in Anisotropic Reservoirs. SPE 27980, 1994
- DEAN, Lee (SPE), BRANDAO, Fernando. New Look for an Old Field – Multilateral, Underbalanced, Semi-Short Radius Drilling. SPE 79857.
- DICTIONARY OF PETROLEUM TERMS, third edition, Petroleum Extension Service, University of Texas at Austin.
- GROBA Cristian et al. Posibilidades productivas de pozos “multibranch” 21 de agosto de 2007.
- HAWKER, David, et al. Datalog Wellsite Operations Manual, Version 3.0, issued March 2001.
- HOGG, Cliff. Comparison of Multilateral Completion Scenarios and Their Application. SPE 38493, 1997
- LEE, VEEKEN. Multi-Lateral Well Modeling to Optimize Well Design and Cost .SPE 68728, 2001.
- LONGBOTTOM, Jim, HERRERA Ignacio. Multilateral well can multiply reserve potential. Artículo Horizontal and Directional Drilling. 1997.
- MATHISEN, Mark. Geoscience technology in the planning, drilling and post-drilling evaluation of horizontal wells. SPE 30529. 1995
- MIMS M. Directional Drilling Performance Improvement. World Oil 220, no. 5. 1999.
- PETZET, Alan. Operators make wider use of horizontal drilling technology. Artículo Oil and Gas Journal. 1998
- RETNANTO, A., Frick, T.P., Brand, C.W., and Economides, M.J.: “Optimal Configurations of Multiple Lateral Horizontal Wells. SPE 35712, 1996.

- RETNANTO, E, Economides. Optimization of the Performance of Partially Completed Horizontal Wells. TEXAS. SPE 37492.
- STALDER John, YORK Gregory. Multilateral-Horizontal Wells Increase Rate and Lower Cost Per Barrel in the Zuata Field, Faja, Venezuela. SPE 68728, 2001.
- STEPHEN R. Dittoe, ALBERTUS Retnanto, Economides. Analysis of Reserves Enhancement in Petroleum Reservoirs with Horizontal and Multi-Lateral Wells. SPE 37037.
- WINTON, LODDER, A.L. Multi-Lateral Well Construction: a Multi-Benefit Drilling Technology. SPE 39353.