

**EVALUACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN DE POZOS
MULTILATERALES APLICADO AL CAMPO COLORADO**

PAOLA LIZETH RANGEL LEAL

JUAN DIEGO AMAYA MURCIA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE FISICO-QUÍMICAS

ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

BUCARAMANGA

2012

**EVALUACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN DE POZOS
MULTILATERALES APLICADO AL CAMPO COLORADO**

PAOLA LIZETH RANGEL LEAL

JUAN DIEGO AMAYA MURCIA

Trabajo de grado para optar el título de Ingeniero de Petróleos

Director

MSc. EMILIANO ARIZA LEÓN

Ingeniero de Petróleos

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE FISICO-QUÍMICAS

ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

BUCARAMANGA

2012

DEDICATORIA

A Dios por permitir mi existencia y darme la fortaleza para superar grandes retos.

A mis padres por el obsequio de la vida y ser mi apoyo.

A mis hermanitos que los quiero incondicionalmente.

A mis abuelitas, y mi tía geña por estar siempre pendiente de mi.

A Juan David Morales porque cada día me da una razón para sonreír.

A mis amigos que me acompañaron en el proceso de formación.

Paola Lizeth Rangel Leal

DEDICATORIA

*A mi padre por enseñarme el valor del trabajo y el esfuerzo que se debe tener para
alcanzar mis metas.*

*A mi madre por mostrarme que el amor y cariño que se involucra en todas las cosas
que uno hace se ven reflejados en los resultados obtenidos.*

A mi hermanita que representa todos mis sueños y deseos con su sonrisa.

A toda mi familia por su compañía incondicional.

A todos mis amigos que fueron mi familia a lo largo de mi vida universitaria.

*A mis maestros y a todas esas personas que abrieron mis ojos al conocimiento
profesional y de la vida misma.*

*A Dios y Jesús por escucharme en los momentos que más los necesitaba y brindarme
la oportunidad de vivir cada día con felicidad.*

Juan Diego Amaya Murcia

AGRADECIMIENTOS

Expresamos un especial agradecimiento al docente Emiliano Ariza León por su colaboración en la dirección del proyecto.

A Campo Escuela Colorado por facilitarnos el acceso a información requerida del campo.

A Halliburton y la sala CPIP por permitirnos utilizar el software especializado COMPASS.

A la Ingeniera Alejandra Castillo de Occidental de Colombia LLC por su tutoría en el manejo de software especializados en diseño y planeación de pozos.

A la Universidad Industrial de Santander y la Escuela de Ingeniería de Petróleos por formarnos profesionalmente y darnos la oportunidad de cumplir nuestras metas.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	20
1. GENERALIDADES DE LOS POZOS MULTILATERALES.....	21
1.1 DEFINICIÓN	21
1.2 ANTECEDENTES DE LA TECNOLOGÍA MULTILATERAL	22
1.2.1 Cronología	23
1.2.2 Creación de TAML.....	26
1.3 APLICACIÓN EN COLOMBIA	26
1.4 DENOMINACIÓN DE POZOS MULTILATERALES.....	30
1.5 APLICACIÓN A YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS Y COMPARTAMENTALIZADOS.....	33
1.6 VENTAJAS TÉCNICO-ECONÓMICAS.....	35
1.7 LIMITACIONES.....	36
2. CLASIFICACIÓN DE LOS POZOS MULTILATERALES.....	38
2.1 CLASIFICACIÓN GENERAL DEL COMPLETAMIENTO	38
2.1.1 Pozos multilaterales abiertos	38
2.1.2 Pozos multilaterales con aislamiento y acceso limitado.....	39
2.1.3 Sistema multilateral completo	40
2.2 CLASIFICACIÓN TAML.....	41
2.2.1 Rango de complejidad	41
2.2.2 Clasificación funcional	50
3. DISEÑO DE POZOS MULTILATERALES	54
3.1 SELECCIÓN DE ARQUITECTURA	54
3.2 SELECCIÓN DEL SISTEMA	58
3.3 CONSIDERACIONES DE DISEÑO DE CASING.....	59

3.4 CONSIDERACIONES DE DISEÑO DE LA SARTA DE PERFORACIÓN...	61
3.5 SELECCIÓN DE LA BROCA	67
3.6 MOTOR DE FONDO.....	72
3.7 CONSIDERACIONES DEL LINER DEL LATERAL.....	74
3.8 SECUENCIA DE PERFORACIÓN	75
3.9 CONSIDERACIONES DEL HUECO	75
3.10 LODO DE PERFORACIÓN	77
3.11 CONTROL DE SÓLIDOS	77
3.12 PLAN DE CONTINGENCIA	78
4. FACTIBILIDAD DE APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA MULTILATERAL AL CAMPO ESCUELA COLORADO.....	79
4.1 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO ESCUELA COLORADO	79
4.1.1 Localización	79
4.1.2 Características de las formaciones.....	80
4.1.3 Historia del desarrollo y explotación	83
4.1.4 Estado actual del campo.....	84
4.2 SELECCIÓN DE LA ZONA DE INTERÉS PARA APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA MULTILATERAL.....	85
4.3 PLANTEAMIENTO DE DIFERENTES DISEÑOS	92
4.3.1 Diseño del pozo Colorado 19.....	93
4.3.2 Diseño del pozo Colorado 21.....	99
4.3.3 Diseño del pozo Colorado 70.....	102
4.4 SELECCIÓN DEL SISTEMA MULTILATERAL.....	105
4.5 SELECCIÓN DE LA TECNOLOGÍA MULTILATERAL PARA EL CAMPO COLORADO	107
4.5.1 Diseño propuesto del pozo C19 TML.....	108
4.5.2 Diseño propuesto del pozo C ML 21.....	109
4.5.3 Diseño propuesto del pozo C ML 70.....	110
4.6 SELECCIÓN DEL LODO	112

4.7 DISEÑO DE LA SARTA DE PERFORACIÓN.....	116
4.7.1 Selección del BHA	116
4.7.2 Selección de la tubería de perforación.....	117
4.7.3 Selección de brocas.....	125
4.8 PLAN DE CONTINGENCIA	127
5. EVALUACIÓN TÉCNICA Y ANÁLISIS FINANCIERO.....	129
5.1 PREDICCIONES DE PRODUCCIÓN	129
5.2 ANÁLISIS TÉCNICO-FINANCIERO	137
5.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS	142
CONCLUSIONES	143
RECOMENDACIONES	144
BIBLIOGRAFÍA.....	146

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Avance histórico de la tecnología multilateral	25
Tabla 2. Rangos de complejidad de completamiento TAML	42
Tabla 3. Descripción del pozo por código alfanumérico.....	51
Tabla 4. Descripción de la junta por código alfanumérico.....	53
Tabla 5. Porosidad y espesor promedio Formación Mugrosa.....	82
Tabla 6. Presiones iniciales de la Formación Mugrosa	82
Tabla 7. Medida de los laterales del pozo C19 TML obtenida de Compass	93
Tabla 8. Datos de cada lateral del diseño Pata de cuervo obtenidos de Compass	97
Tabla 9. Datos de cada lateral del pozo C21 ML obtenidos en Compass.....	100
Tabla 10. Datos de cada lateral del pozo C70 ML obtenidos en Compass.....	103
Tabla 11. Propiedades del lodo seleccionado.....	113
Tabla 12. Peso total y longitud del BHA propuesto para la perforación de los laterales	117
Tabla 13. Longitud vertical verdadera del <i>drill pipe</i> y presión de colapso calculada para cada lateral	121
Tabla 14. Peso de la sarta de perforación en cada lateral	124
Tabla 15. Programa de brocas para el pozo C19 TML	126
Tabla 16. Programa de brocas para el pozo C21 ML	127

Tabla 17. Programa de brocas para el pozo C70 ML	127
Tabla 18. Datos de entrada para estimar la producción de los pozos	130
Tabla 19. Información calculada por JTI Multilateral para el diseño del pozo C19 TML.....	132
Tabla 20. Costo de inversión para cada diseño multilateral propuesto.....	138
Tabla 21. Costo producción por barril de crudo del campo Colorado	139
Tabla 22. Flujo de caja anual para cada diseño de pozo.....	141

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Ejemplo de Pozo Multilateral	22
Figura 2. Primer pozo multilateral en Bashkiria, Rusia.....	24
Figura 3. Pozo de doble lateral apilado.....	28
Figura 4. Pozo de doble lateral tipo trinche.....	28
Figura 5. Pozo multilateral ala de gaviota	29
Figura 6. Algunos esquemas sencillos de pozos multilaterales	31
Figura 7. Algunos esquemas complejos de pozos multilaterales.....	32
Figura 8. Pozo de dos laterales opuestos en una formación naturalmente fracturada.....	33
Figura 9. Aplicación de dos pozos a un yacimiento compartamentalizado	34
Figura 10. Pozo Multilateral a hueco abierto en el pozo principal y en el lateral (Nivel 1).....	43
Figura 11. Pozo Multilateral cementado en el hueco principal y a hueco abierto en el lateral (Nivel 2).....	44
Figura 12. Pozo Multilateral cementado en el hueco principal y con revestimiento en el lateral (Nivel 3)	46
Figura 13. Pozo Multilateral cementado en el hueco principal y en el lateral (Nivel 4).....	47
Figura 14. Pozo Multilateral con integridad de presión alcanzada con el completamiento (Nivel 5)	48

Figura 15. Pozo Multilateral con integridad de presión alcanzada con el revestimiento (Nivel 6)	49
Figura 16. Factor de separación	57
Figura 17. Ventana de peso de lodo	60
Figura 18. Tubo colapsado	62
Figura 19. Fisura provocada por estallido	63
Figura 20. Problemas de estabilización de la broca.....	66
Figura 21. Broca PDC bicéntrica.....	69
Figura 22. Brocas de diamante	70
Figura 23. Broca de conos dentados	71
Figura 24. Broca de insertos	72
Figura 25. Ilustración del sistema RSS	73
Figura 26. Ubicación geográfica del campo Colorado	80
Figura 27. Columna estratigráfica Cuenca del Magdalena Medio.....	81
Figura 28. Estructura anticlinal al tope de la Zona C	86
Figura 29. Zonas prospectivas Campo Colorado.....	88
Figura 30. Límite de acuíferos y zonas prospectivas	90
Figura 31. Áreas prospectivas Formación Mugrosa C	91
Figura 32. Zona prospectiva en la Formación Esmeraldas.....	92
Figura 33. Diseño 1, Espina de pescado Formación Mugrosa.....	94
Figura 34. Vista de planta del área del pozo C19 TML	96

Figura 35. Alternativa de diseño para el pozo C19 TML, Pata de cuervo	98
Figura 36. Vista de planta del área del pozo C19 TML	99
Figura 37. Diseño 2, Alas de gaviota Formación Mugrosa.....	101
Figura 38. Vista de planta del área del pozo C21 ML	102
Figura 39. Diseño 3, Alas de gaviota Formación Mugrosa y Formación Esmeraldas	104
Figura 40. Vista de planta del área del pozo C70 ML	105
Figura 41. Árbol de decisiones para selección del sistema multilateral de los diseños de los pozos C19 TML y C21 ML.....	106
Figura 42. Árbol de decisiones para selección del sistema multilateral para el diseño del pozo C70 ML	107
Figura 43. Procedimiento para obtener un sistema nivel 2	108
Figura 44. Broca de MillThru Instalation.....	109
Figura 45. Procedimiento de la instalación MillThru.....	110
Figura 46. Procedimiento para el lateral de la formación Esmeraldas	111
Figura 47. Procedimiento para el lateral de la formación Mugrosa C	112
Figura 48. Ventana de lodo del Bloque I del año 2007	114
Figura 49. Ventana de lodo del Bloque II del año 2007	115
Figura 50. BHA para perforar los laterales.....	117
Figura 51. Secciones de un pozo desviado	118
Figura 52. Datos proporcionados por Compass para el lateral con KOP de 1500 pies	120

Figura 53. Posición de los laterales del diseño del pozo C19 TML	131
Figura 54. Posición de los laterales del diseño del pozo C21 ML	131
Figura 55. Posición del lateral en la formación Esmeraldas del diseño del pozo C70 ML	131
Figura 56. Posición del lateral en la formación Mugrosa del diseño del pozo C70 ML	132
Figura 57. Gráfica de producción acumulada contra tiempo para el diseño C19 TML	133
Figura 58. Gráfica de producción acumulada contra tiempo para el diseño C21 ML	134
Figura 59. Gráfica de producción acumulada contra tiempo para el lateral de la formación Esmeraldas del pozo C70 ML	135
Figura 60. Gráfica de producción acumulada contra tiempo para el lateral de la formación Mugrosa del pozo C70 ML	136

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN DE POZOS MULTIALTERALES APLICADO AL CAMPO COLORADO*

AUTORES: PAOLA LIZETH RANGEL LEAL
JUAN DIEGO AMAYA MURCIA**

PALABRAS CLAVE: Campo Colorado, Diseño de pozos, Tecnología Multilateral.

En el presente trabajo de grado se estudia la factibilidad para el campo Colorado de la implementación de la tecnología de perforación de pozos multilaterales mediante la evaluación de diferentes diseños propuestos con ayuda de herramientas software como CompassTM y JTI MultilateralTM.

Para llevar a cabo esta evaluación, inicialmente se revisan algunos aspectos geológicos y distribución de propiedades petrofísicas como porosidad, saturación de agua y espesor neto de las principales formaciones del campo Colorado. Esto se lleva cabo mediante la investigación de tesis de geología realizadas anteriormente, con el fin de determinar las zonas prospectivas a intervenir y la ubicación de los objetivos.

Posteriormente, se muestra todo el proceso de diseño y planeación de pozos multilaterales aplicados al campo Colorado a través de la implementación del software Compass de Landmark. Como resultado de este proceso se obtienen tres diseños de pozos, dos corresponden a la aplicación en pozos existentes y uno en un pozo nuevo, lo cual resulta conveniente para comparar la viabilidad económica entre estas dos aplicaciones de esta tecnología.

Por último, se define la factibilidad de la implementación para cada diseño propuesto mediante una evaluación de costos de inversión y producción. Así que para estimar la producción, se utiliza el software JTI MultilateralTM y de acuerdo al TIR de cada propuesta, se obtiene el mejor escenario para realizar la inversión.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Msc. Emiliano Ariza León.

ABSTRACT

TITLE: EVALUATION OF MULTILATERAL WELLS DRILLING TECHNOLOGY APPLIED TO COLORADO FIELD*

AUTHORS: PAOLA LIZETH RANGEL LEAL
JUAN DIEGO AMAYA MURCIA**

KEYWORDS: Colorado field, Well Design, Multilateral Technology.

In this degree Project the authors study the viability of Multilateral Wells drilling technology implementation in Colorado field by evaluating different proposed designs using software tools such as CompassTM and JTI MultilateralTM.

To carry out this study it is necessary to review some geological and petrophysical aspects like porosity, water saturation and net pay thickness of the Colorado field principal formations. This is carried out by geological previously performed degree projects, to identify proteh spective intervention areas and the location of targets.

Later, it shows the whole well design and Multilateral planning process applied to Colorado field through the Landmark's Compass software Implementation. As a result of this process provides three well designs, two correspond to the application on existing wells and one in a new well, which is convenient to compare the economic viability of these two applications of thud is this two applications of this technology.

Finally, it defines the feasibility of implementation for each proposed design through an assessment of investment costs and production. So it used the software JTI MultilateralTM and according to the IRR of each proposal, the best choice for investment is selected.

* Degree project

** Physico-Chemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Project Manager: Msc. Emiliano Ariza León.

INTRODUCCIÓN

La tecnología de perforación de pozos multilaterales ofrece grandes beneficios que no pueden ser alcanzados con perfiles de pozo vertical o incluso horizontal. Con esta tecnología es posible aprovechar al máximo las condiciones geológicas que presenta el campo porque los diseños son flexibles y pueden ser adaptados a los requerimientos del yacimiento.

La importancia del proyecto se basa en que a nivel mundial ya se han perforado miles de pozos multilaterales pero en Colombia su aplicación ha sido escasa. La razón del proyecto es estimular el estudio de esta tecnología en el país, ya que su aplicación no se limita a pozos nuevos, también es posible aplicarla en pozos existentes de campos maduros, como el campo Colorado.

El objetivo principal de la investigación es realizar una evaluación de la tecnología de pozos multilaterales aplicada al campo Colorado. Para ello, inicialmente se realizó una revisión bibliográfica de los aspectos generales de los pozos multilaterales. Después se llevó a cabo una revisión de aspectos geológicos y petrofísicos del campo, lo cual es la base para los diseños y planes que posteriormente son presentados. Por último se hizo un análisis técnico-financiero para los diseños propuestos.

Los resultados obtenidos indican un gran porcentaje de factibilidad de los proyectos siendo los diseños más razonables los relacionados a la construcción de pozos multilaterales sobre pozos existentes.

1. GENERALIDADES DE LOS POZOS MULTILATERALES

La tecnología de perforación y completamiento ha progresado hasta el punto de hacer posible drenar yacimientos a través de múltiples *wellbores* conectados a una sola tubería de producción. De eso se tratan los pozos multilaterales. Si bien los pozos horizontales hicieron posible el desarrollo de campos donde no era económicamente viable usar pozos verticales, los pozos multilaterales hacen ver atractivos incluso a los campos marginales que no pueden ser desarrollados por los pozos horizontales.

Los pozos multilaterales ofrecen una manera innovadora y económica de producir hidrocarburos. El éxito de los estudios e implementación llevados a cabo en diferentes partes del mundo como Estados Unidos, Oeste de Canadá, Mar del Norte y Venezuela ha aumentado la publicidad de la tecnología multilateral causando un aumento de compañías que ofrecen una amplia variedad de sistemas de perforación y completamiento.

Para tener más claro de qué se trata un pozo multilateral, a continuación se va a proporcionar una clara definición y profundizar en algunos aspectos generales.

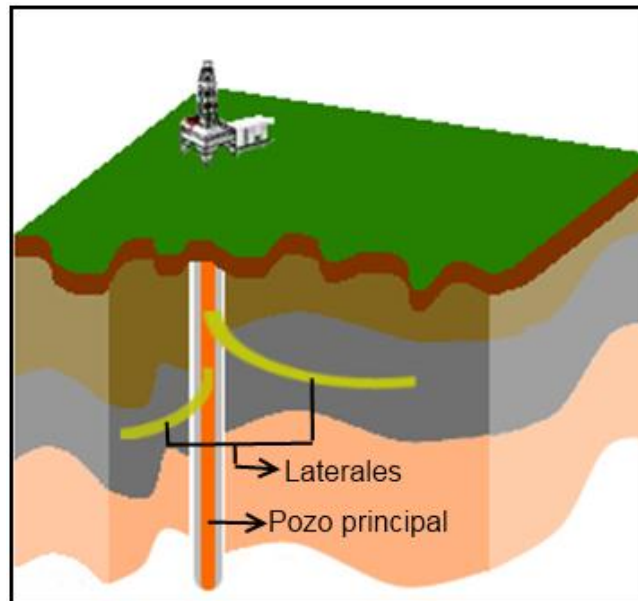
1.1 DEFINICIÓN

Un pozo multilateral puede ser definido aquel en el que hay varios laterales horizontales o casi horizontales perforados a partir de un pozo principal y donde existe una conexión entre dichos laterales y el pozo principal¹. En la Figura 1 se observa un ejemplo de pozo multilateral. Los huecos laterales pueden ser verticales, horizontales o inclinados y su finalidad es mantener o aumentar la producción. Así que por definición un pozo multilateral puede tener múltiples

¹ PEDEN J., *et al.* Quantifying The Benefits of Multilateral Producing Wells. SPE 30441. 1995.

puntos de acceso al yacimiento de hidrocarburos y su finalidad no solo se limita a producir, también puede ser utilizado para inyectar fluidos, incluso para obtener información de un prospecto.

Figura 1. Ejemplo de Pozo Multilateral



Fuente: Autores.

1.2 ANTECEDENTES DE LA TECNOLOGÍA MULTILATERAL

El primer avance que se dio en la tecnología de perforación y completamiento fue con la implementación de pozos horizontales y posteriormente los direccionales. Con base en éstas, se desarrolló otra tecnología un poco más avanzada y compleja que corresponde a los pozos multilaterales. Si bien es lo último en perforación, no se trata de una nueva tecnología ya que lleva una larga historia de desarrollo, desde el año 1929 que se registra la primera patente de tecnología multilateral. A continuación se muestran los aspectos más relevantes que contribuyeron con el desarrollo de esta tecnología.

1.2.1 Cronología

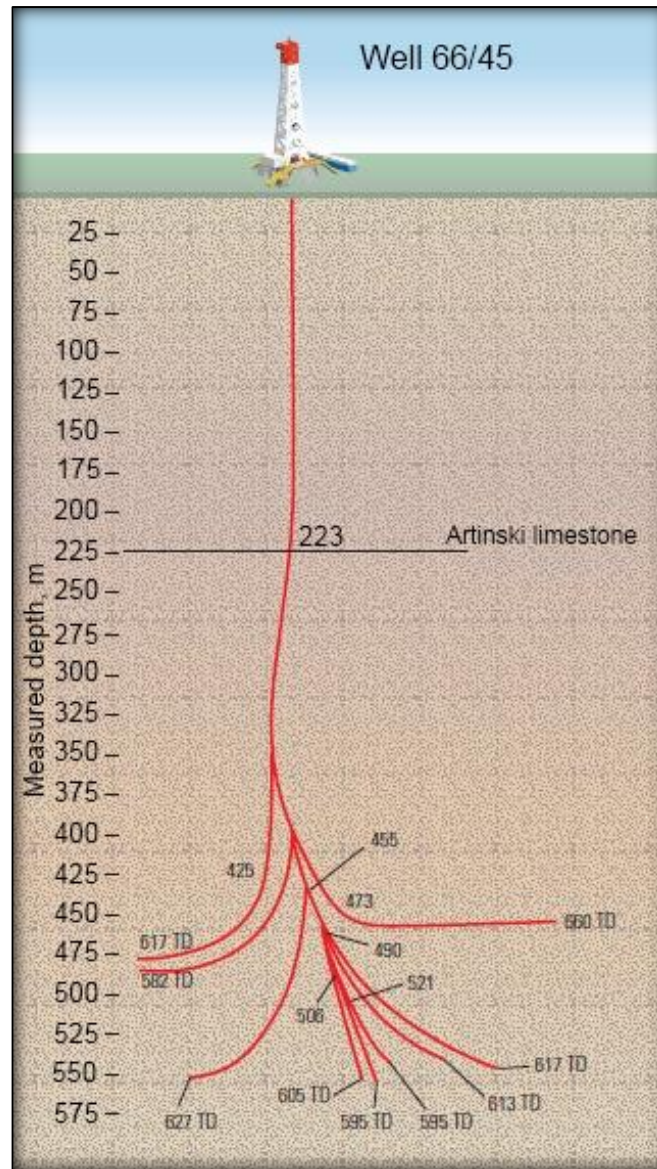
A inicios de los años 50, el soviético Alexander Mikhailovich Grigoryan se involucró en el trabajo teórico del científico americano L. Yuren, quien decía que era posible aumentar la producción aumentando el diámetro del hueco del pozo en la zona productiva². Así que Grigoryan llevó esta teoría un poco más allá al proponer la perforación de brazos a partir de un *wellbore* en la zona productiva para aumentar la exposición superficial. Es por esta idea que se considera a Grigoryan como padre de la tecnología de la perforación multilateral.

En 1953, Grigoryan puso en práctica esta teoría en el campo Bashkiria (hoy Bashkortostan) en Rusia, en donde la zona de interés era el horizonte de Akavassky, un intervalo de 33 a 197 pies de espesor. Perforó el pozo N° 66-45 hasta una profundidad total de 1886 pies, justo encima de la zona de interés y luego perforó nueve brazos desde el hueco abierto. Una vez completado el pozo, tenía nueve laterales produciendo con un máximo alcance horizontal de 446 pies desde el KOP (*Kick Off Point*). En la Figura 2 se puede observar una vista del pozo. Este fue el primer pozo multilateral documentado aunque los intentos rudimentarios de multilaterales se habían hecho desde la década de 1930.

Al comparar este pozo con los demás del mismo campo, se encontró que fue 1,5 veces más costoso pero penetró 5,5 veces más el espesor de la zona productora y su producción por día era 17 veces mayor. El éxito de la primera perforación multilateral llevó a los soviéticos perforar 110 pozos multilaterales en sus campos petroleros durante los próximos 27 años, de los cuales Grigoryan perforó 30 de ellos.

² BOSWORTH S., *et al.* Key Issues in Multilateral Technology. En: Oilfield Review. 1998.

Figura 2. Primer pozo multilateral en Bashkiria, Rusia



Fuente: BOSWORTH S., EL-SAYED H., ISMAIL G., OHMER H., STRACKE M., WEST C., RETNANTO A. *Key Issues in Multilateral Technology*. Oilfield Review 14-28. 1998.

La Tabla 1 muestra los avances en la historia de pozos multilaterales después el primer caso ya mencionado. Desde mediados de la década de 1980 hasta finales de la década de 1990 fue una época deprimida en la industria internacional petrolera, por lo tanto en este periodo la introducción de nuevas tecnologías fue

mínima. Primero, el precio del petróleo colapsó a mediados de los ochenta, y posteriormente la desintegración de la URSS y su industria petrolera, la primera guerra del golfo a comienzos de los noventa y eventualmente la crisis económica hacia a finales de los noventa. Estos eventos retrasaron la perforación de pozos multilaterales en gran medida.

Tabla 1. Avance histórico de la tecnología multilateral

Año	Operador	Campo	Tipo	Avance histórico
1988		Louisiana, USA	Onshore	10 laterales desde un pozo horizontal
1992	Maersk	Kraka, Denmark	Offshore	Primero en Mar del Norte
1994	Mobil	Galahad, UK	Offshore	Primero en Reino Unido
1995	Phillips	Alison, UK	Offshore	Primer tri/cuadri lateral
1996	Petronas	Bokor, Malaysia	Offshore	Primer trilateral en Asia
1996	Norsk Hydro	Oseberg, Norway	Offshore	Instalación del primer completamiento de nivel 5
1997	PDO	Shuaiba, Oman	Onshore	Record de pozos dual/tri laterales
2000	Petrosuata	Venezuela	Onshore	Laterales y branches largos
2002	CNPC	Sur del mar de China	Offshore	Primer nivel 6 en China

Fuente: HILL A. D., ZHU D., ECONOMIDES M. J., *Multilateral Wells*. Capítulo 1. Edición 2005.

Recientemente, la tecnología de completamiento inteligente ha aumentado las aplicaciones de los pozos multilaterales porque hace posible el monitoreo y control de las condiciones de flujo en fondo, además de regular flujos de diferentes compartimientos o capas de un yacimiento, lo cual ayuda a que un pozo multilateral drene de manera eficiente.

1.2.2 Creación de TAML

En marzo de 1997 se creó un consorcio industrial compuesto principalmente por operadores del Mar del Norte, denominado “*Technical Advancement of Multi-Laterals*” (TAML), cuyo objetivo era establecer un foro para que los participantes compartieran su experiencia acerca de pozos multilaterales, con el fin de proporcionar una dirección más unificada para el desarrollo de la tecnología de perforación multilateral³. Con esto se logró desarrollar un método de nomenclatura para pozos multilaterales, el cual se ha convertido en un estándar para la industria. La clasificación de TAML se encuentra explicada de manera más detallada en la sección 2.2 del presente documento.

1.3 APLICACIÓN EN COLOMBIA

En Colombia se tiene un caso histórico que corresponde al campo Castilla, el cual está ubicado aproximadamente a 50 km de la ciudad Villavicencio. Es un campo de aceite pesado que presenta un fuerte empuje de agua, el área del campo es 10.300 acres y su reservorio principal es la formación Guadalupe, específicamente las unidades K1 y K2.

Inicialmente el campo fue desarrollado con pozos verticales por la compañía Chevron pero cuando pasó a Ecopetrol, en el año 2000, se empezaron a evaluar

³ HILL A. D., ZHU D., ECONOMIDES M. J., *Multilateral Wells*. Capítulo 1. Edición 2005.

diferentes tecnologías para aumentar la producción y mejorar el factor de recobro. Como resultado, en el año 2001 se completó el primer pozo horizontal de Castilla y a principios de 2005 se inició una campaña de pozos direccionales usando un cluster de siete pozos. Al siguiente año, un grupo multidisciplinario evaluó la viabilidad de implementar pozos con arquitectura más compleja para aumentar la eficiencia de barrido, evitar efectos de conificación y minimizar la producción de agua. Se llegó a la conclusión de perforar tres pozos multilaterales de nivel 4 (Ver capítulo 2) para reemplazar nueve pozos direccionales proyectados en dos áreas del campo⁴.

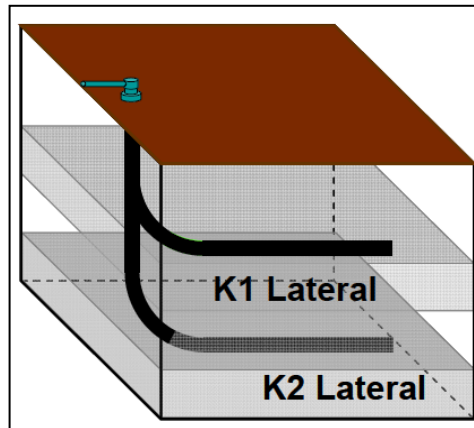
En el curso de esta evaluación se analizaron los siguientes diseños de pozos multilaterales:

- **Pozo bilateral apilado**

Como se observa en la Figura 3, con este diseño es posible drenar los yacimientos K1 y K2 simultáneamente, sin embargo, en el área seleccionada de K1 no se presenta la suficiente continuidad lateral y para poder controlar la producción de cada lateral se requiere un completamiento inteligente o dos bombas electrosumergibles de cuerdas concéntricas.

⁴ MERCADO O., VÉLEZ J., FIPKE S. *Multilateral Wells in the Castilla Field of Eastern Colombia: A Case History of the Guadalupe Reservoir*. SPE/IADC 119458. 2009.

Figura 3. Pozo de doble lateral apilado

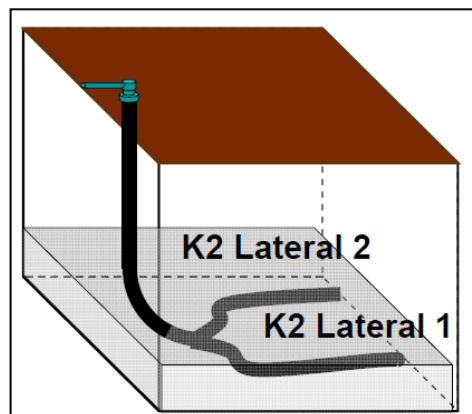


Fuente: MERCADO O., VÉLEZ J., FIPKE S. *Multilateral Wells in the Castilla Field of Eastern Colombia: A Case History of the Guadalupe Reservoir*. SPE/IADC 119458. 2009.

- **Pozo bilateral tipo trinche**

Este diseño se observa en la Figura 4. Con él es posible drenar áreas adyacentes a un mismo yacimiento (K2), por lo tanto el contacto con K1 es menor, sin embargo la longitud de los laterales está limitada por el contacto agua-petróleo.

Figura 4. Pozo de doble lateral tipo trinche

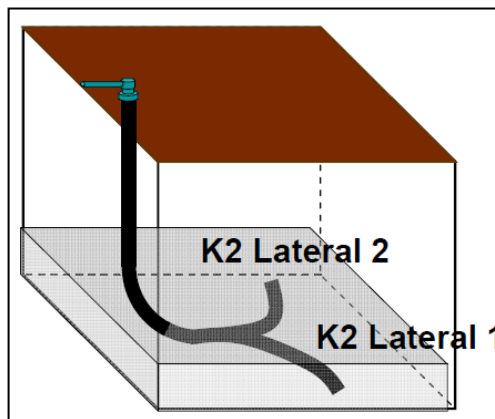


Fuente: Ibíd.

- **Pozo multilateral ala de gaviota**

Este diseño es el que se observa en la Figura 5. La evaluación muestra que el desplazamiento de los laterales debe alcanzar los puntos de entrada del yacimiento K2 y permitir la separación lateral y la exposición de los yacimientos K1 y K2 aumenta. Para lograr un manejo estratégico del yacimiento se requiere escoger el adecuado tamaño de equipos de producción y ubicar adecuadamente las profundidades.

Figura 5. Pozo multilateral ala de gaviota



Fuente: Ibíd.

De estos tres diferentes diseños se escogió el pozo multilateral ala de gaviota con el cual se logró reducir efectivamente el problema de conificación del agua, además de aumentar la exposición de los yacimientos K1 y K2, reducir el *drawdown* para producir de la unidad K2, y mayor factor de recobro final estimado por pozo.

Se perforaron los siguientes pozos: Castilla 32 ML y Castilla 33 ML en el noroeste de la estructura del campo, cerca al contacto agua-petróleo; y el pozo Castilla 43 ML en el lado oeste, cerca de la falla principal. Con esto se logró disminuir a la

mitad la declinación de la producción de aceite en comparación con los nueve pozos direccionales, se ahorró 2 meses de taladro y en consecuencia se obtuvo 2 meses adicionales de producción. La producción inicial de aceite que se obtuvo con el proyecto fue de 8.480 BPD y en Junio del año 2008 la producción de aceite llegó a 6.806 BPD.

Los resultados alcanzados con la implementación del proyecto de pozos multilaterales demuestran que esta tecnología da un valor significativo a la estrategia de desarrollo del yacimiento Guadalupe, además de que al implementar nuevas técnicas se aprenden nuevas lecciones.

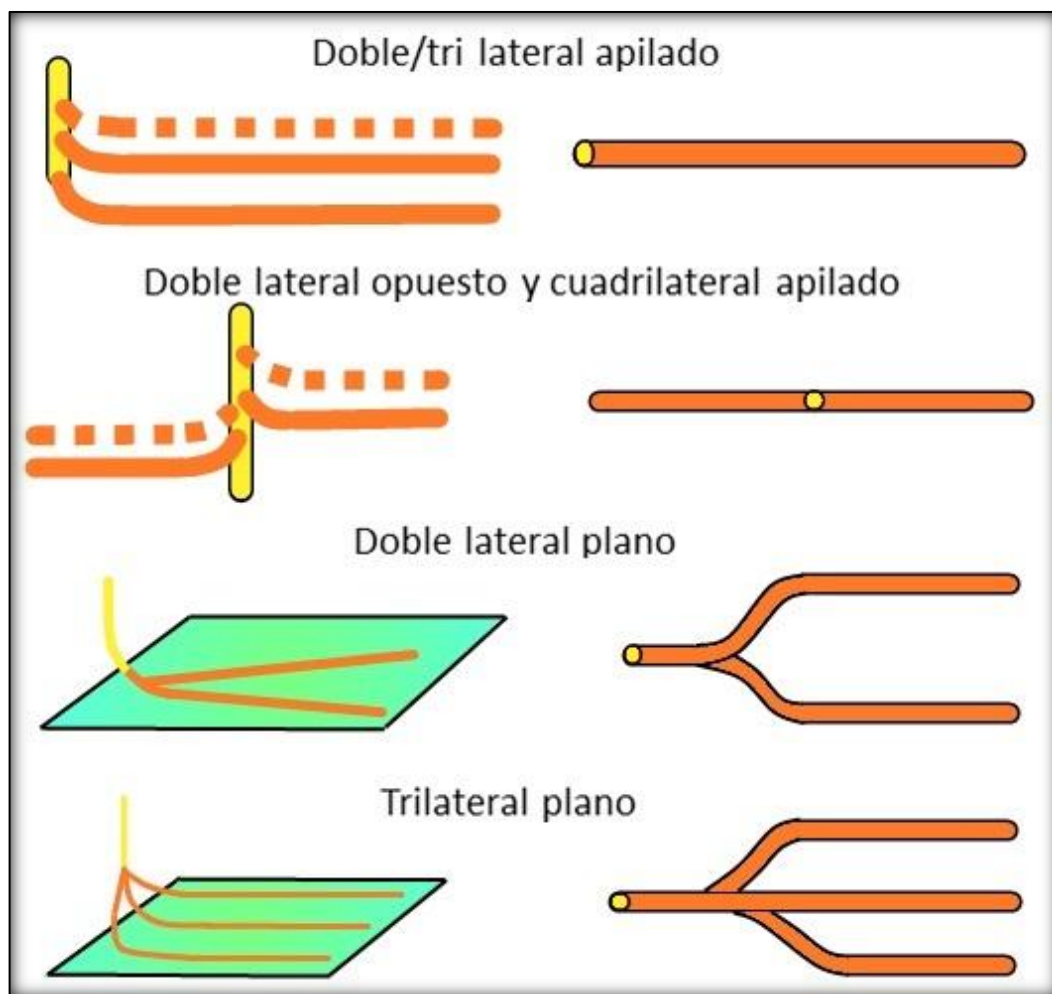
1.4 DENOMINACIÓN DE POZOS MULTILATERALES

En la práctica puede existir un amplio catálogo de geometrías, sin embargo, es posible generalizarlas de acuerdo al tipo de configuración y número de laterales. Así que para la configuración se tiene que puede ser: apilada, plana y opuesta. Para el número de laterales se tiene: doble lateral, trilateral, cuadrilateral, etc. En la Figura 6 se muestran algunos esquemas sencillos y en la Figura 7 otros un poco más complejos, con su respectiva denominación. En estas figuras se muestran dos vistas de cada esquema, una de costado en la parte izquierda y otra superior en la parte derecha.

A pesar de que los esquemas pueden ser nombrados de esta manera, es normal encontrar en la industria que se usen ciertos nombres característicos que describen la apariencia del pozo multilateral, como por ejemplo, un pozo trilateral plano puede ser nombrado como pata de cuervo, un pozo de doble lateral opuesto como alas de gaviota y un pozo cuadrilateral opuesto plano como espina de pescado. También es posible encontrar lo que se denomina patrón estrella que es un pozo con cinco laterales de forma radial al pozo principal. Así que no existe un reglamento estricto para denominar los esquemas de los pozos multilaterales.

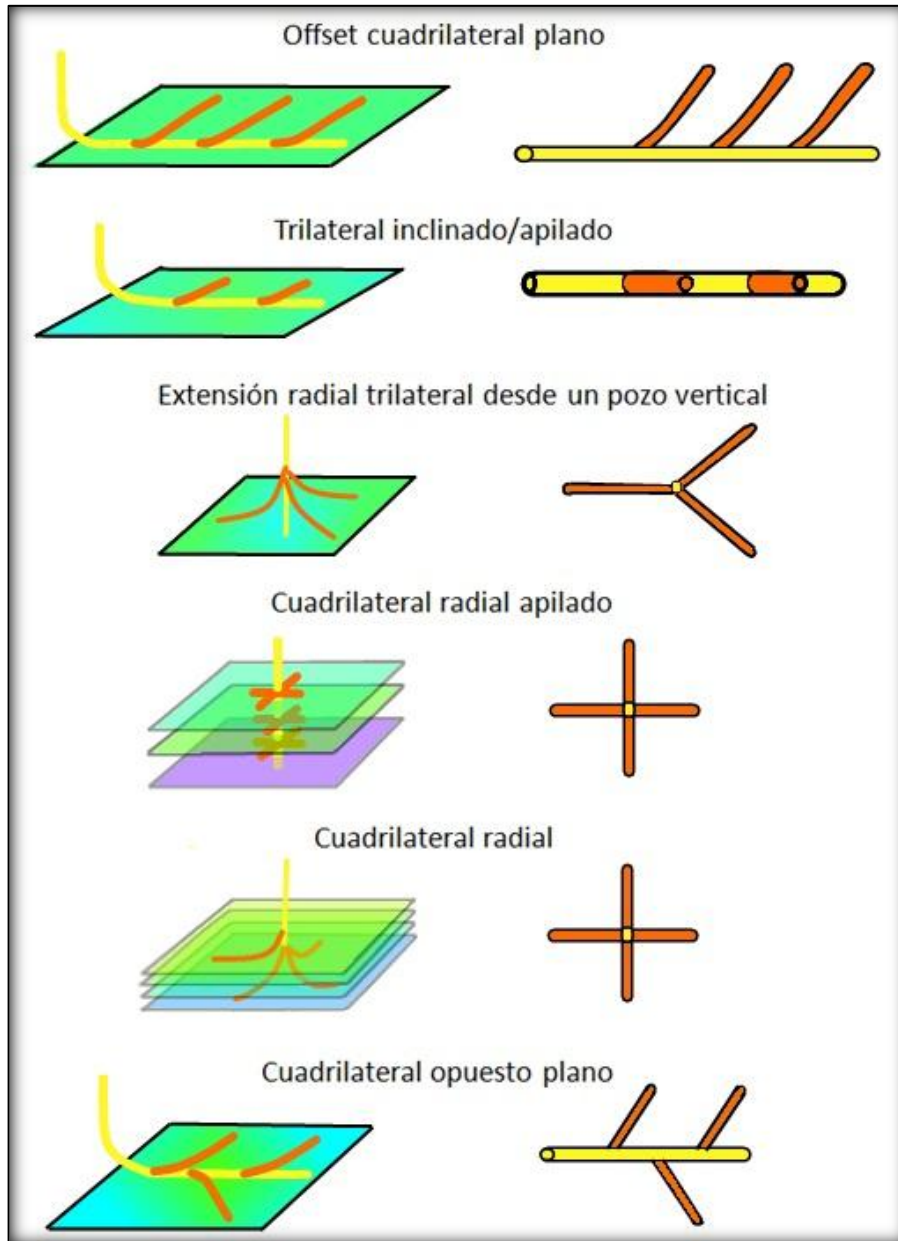
En cuanto al diseño de la geometría, es posible crear nuevos esquemas teniendo como base las ya mencionadas mientras se logre satisfacer los requerimientos del campo y que el diseño se adapte a las necesidades del yacimiento. Por eso es muy importante tener información suficiente del yacimiento y que provenga de fuentes confiables.

Figura 6. Algunos esquemas sencillos de pozos multilaterales



Fuente: CROUSE P., *Application and Needs for Advanced Multilateral Technologies and Strategies*, 1997.

Figura 7. Algunos esquemas complejos de pozos multilaterales

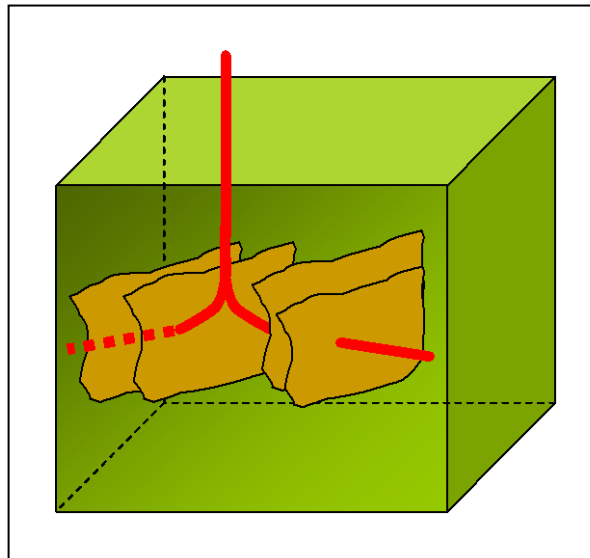


Fuente: CROUSE P., *Application and Needs for Advanced Multilateral Technologies and Strategies*, 1997.

1.5 APLICACIÓN A YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS Y COMPARTAMENTALIZADOS

Las fracturas naturales pueden ofrecer grandes ventajas en la producción, sin embargo hay que tener en cuenta que cuando son fracturas verticales pueden causar irrupción temprana de agua o gas al pozo. Para evitar este tipo de problemas, los yacimientos naturalmente fracturados deben ser operados a baja caída de presión de la manera más económica posible. Un mecanismo es perforar pozos de dos laterales opuestos, como en Austin Chalk en Texas, (Figura 8). La configuración de laterales opuestos es casi siempre la más indicada para este caso. La producción desde los dos laterales de una longitud dada va a ser de 30 a 60% más alta que la producción de un solo pozo horizontal de longitud igual a la suma de los dos laterales. Esto es por la diferencia de drenaje que las dos configuraciones pueden proporcionar.

Figura 8. Pozo de dos laterales opuestos en una formación naturalmente fracturada

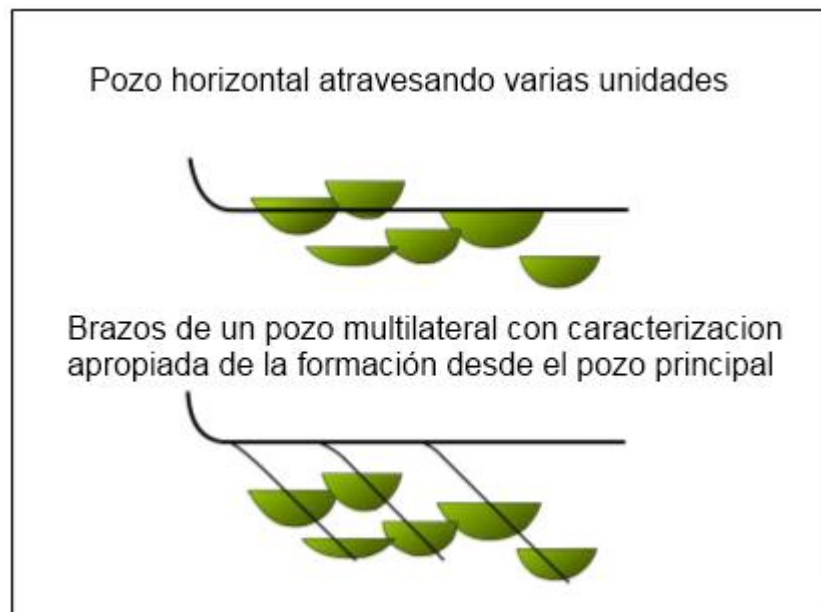


Fuente: HILL A. D., ZHU D., ECONOMIDES M. J., *Multilateral Wells*. Capítulo 2. 2005.

Otra estrategia que puede ser aplicada a formaciones fracturadas de shale es perforar laterales horizontales paralelos a la dirección de las fracturas naturales, lo cual crea varias fracturas transversales que intersecan las fracturas naturales. Esto se puede aplicar cuando el estrés horizontal mínimo está en la dirección predominante de las fracturas naturales.

Para el caso en que las arenas del yacimiento son muy delgadas para ser identificadas individualmente por la sísmica, pero tienen suficiente extensión areal, los pozos horizontales pueden servir como una estrategia ideal para producir estas formaciones y alcanzar varios compartimientos. Sin embargo, cuando no es el caso, es mejor utilizar pozos multilaterales o ramificados guiados de tal manera que se pueda drenar cada compartimiento individual. Con esta estrategia también es posible cerrar un lateral que produce fluidos indeseados. La Figura 9 muestra la comparación de un pozo horizontal y un pozo ramificado en un yacimiento con grandes compartimientos.

Figura 9. Aplicación de dos pozos a un yacimiento compartimentalizado



Fuente: Ibíd.

1.6 VENTAJAS TÉCNICO-ECONÓMICAS

La tecnología de perforación de pozos multilaterales ha demostrado su habilidad de aumentar significativamente la producción de campos petroleros debido a que logra adaptar y combinar las capacidades de la perforación direccional y horizontal al mismo tiempo, aumentando sustancialmente la exposición del yacimiento al *wellbore* a través de múltiples laterales, como ya se ha mencionado anteriormente. De esta manera se logra aumentar la producción, el drenaje y la eficiencia de barrido, eliminando completamente la necesidad de perforar pozos infill⁵.

Entre otros beneficios que ofrece la tecnología de pozos multilaterales es la reducción del espacio ocupado en superficie, ya que con una sola cabeza de pozo y su correspondiente quipo se puede obtener la producción equivalente de dos, tres o cuatro pozos, logrando superar espacios limitados en campos remotos, pozos offshore o áreas ambientalmente sensibles. Esto además reduce los riesgos ambientales porque se reducen las “marcas o huellas” de las operaciones de perforación.

Además, el rango de aplicación económicamente viable para la tecnología multilateral es mayor que para los pozos verticales y horizontales. Es útil para yacimientos donde la baja permeabilidad restringe la movilidad de los hidrocarburos o la baja porosidad limita el flujo de producción, es la más eficiente para formaciones con capas delgadas y sistemas significativamente fracturados, y en formaciones anisotrópicas, donde la dirección preferencial de la permeabilidad no es conocida, los laterales pueden compensar la productividad no uniforme del yacimiento.

⁵ GALLIVAN J., *et al.* QUANTIFYING THE BENEFITS OF MULTI-LATERAL PRODUCING WELLS. SPE 30441. 1995.

La aplicación de la tecnología multilateral también puede reducir la conficación de agua y de gas, además de dar una buena descripción de los yacimientos cuando se trata de pozos exploratorios.

En cuanto al costo, un pozo multilateral puede estar costando 1,5 veces más que un pozo convencional vertical. Pero si se evalúa con respecto a su equivalencia, es decir, dos, tres o cuatro pozos independientes, es menor el costo de inversión, ya que hay que tener en cuenta todo lo que se requiere, como por ejemplo, la ubicación en superficie, los cabezales de pozo, traslados del taladro, tiempo de perforación, tubería adicional, lodo de perforación, la cantidad del personal, productos y otros servicios. Esto hace que la tecnología multilateral sea más económica desde una perspectiva general.

1.7 LIMITACIONES

Si bien los pozos multilaterales han recibido gran atención en la industria petrolera, en la práctica su implementación corresponde a una pequeña fracción del total de pozos perforados hasta ahora. Una razón que podría explicar su aplicación limitada es que el beneficio económico puede estar en cuestionamiento aun cuando los resultados en teoría proyectan una buena producción. En realidad, la incertidumbre en el costo y desempeño del pozo es muy alta debido a las dificultades técnicas de predicción de comportamiento del flujo y eficiencia de drenaje. Sin embargo es posible superar estas dificultades mediante el desarrollo de exhaustivos proyectos de investigación, además de combinar métodos analíticos y de simulación que ayudan a predecir la producción y la eficiencia de barrido en geometrías irregulares que se acercan más a la realidad del yacimiento.

A pesar de que no se trata de una nueva tecnología, la perforación multilateral aún no se considera que ha madurado en la industria. Las compañías operadoras aún lo piensan dos veces antes de implementar esta tecnología debido a que son

muchos los riesgos asociados. Además de lo que se ha mencionado, hay que considerar el riesgo de interferencia entre los laterales, formación de flujo cruzado, dificultades de distribución de producción y la sensibilidad a yacimientos heterogéneos. Por lo tanto, para disminuir estos riesgos se requiere bastante inversión de tiempo y dinero en análisis e investigación.

Otros factores que obstaculizan el desarrollo de los pozos multilaterales es la complejidad de la tecnología de perforación, completamiento y producción, la simulación costosa y compleja, limpieza lenta o poco efectiva y durante la producción, y el difícil control del *wellbore*. Pero todo esto puede ser superado a medida que aumenta la cantidad de pozos multilaterales exitosamente perforados, ya que al aumentar la experiencia, aumenta la confianza de las compañías, sobre todo por evidenciar las grandes ventajas que se obtienen.

2. CLASIFICACIÓN DE LOS POZOS MULTILATERALES

La parte más crítica de un pozo multilateral es la conexión entre los laterales y el pozo principal, por eso el completamiento de la conexión en un pozo multilateral es la clave para la construcción del mismo. La clasificación de los pozos multilaterales se centra en el estado de dicha conexión. Así que para determinar la clasificación hay que saber si ésta es abierta o cerrada, si tiene instalado un casing o tubing, si existe integridad mecánica, hidráulica o ninguna, etc. En este capítulo primero se va a presentar una clasificación general del completamiento de los pozos multilaterales para luego entender de mejor manera el rango de complejidad de la unión (clasificación TAML) que se presentará posteriormente.

2.1 CLASIFICACIÓN GENERAL DEL COMPLETAMIENTO

Es posible encontrar tres principales tipos de completamiento para pozos multilaterales: abiertos, con aislamiento y acceso limitado, y sistema completo. A continuación se describe la operación de cada uno.

2.1.1 Pozos multilaterales abiertos

El hueco principal es perforado hasta una profundidad por encima de los intervalos de producción y de los puntos de salida de los laterales. Luego se coloca una tubería de revestimiento superficial o intermedia. La perforación continúa mediante el uso de un ensamblaje de navegación para guiar el hueco lateralmente desde el pozo principal. Si se requiere, otros huecos laterales son perforados hasta que todas las entradas de drenaje del diseño hayan sido creadas.

Este tipo de completamiento es óptimo para formaciones estables y consolidadas. Se debe revisar siempre el riesgo potencial de colapso.

2.1.2 Pozos multilaterales con aislamiento y acceso limitado

Se hace necesario este tipo de instalación cuando se produce agua o gas a partir de una formación u otro yacimiento ya que cierra desde el hueco productor la producción no deseada. Los cambios de presión entre los huecos productores, como resultado del cierre, pueden ser manejados a través de este diseño.

Antes de que el sistema sea instalado, el hueco principal debe ser perforado y revestido por debajo del punto de donde parte el hueco lateral. Es posible perforar el hueco principal direccionalmente y ser también hueco productor. Para estos sistemas se usa camisas deslizables a través de la tubería de producción adyacente a la salida lateral. Este tipo de camisa tiene una ventana pre-cortada que apunta hacia el hueco lateral. Esta ventana se abre cuando se corre cable o herramientas de tubería flexible.

Igual que en hueco abierto, este sistema no permite que la tubería de revestimiento sea instalada en el hueco lateral y por lo tanto que sea conectada mecánicamente al hueco principal. Sin embargo, es posible la re-entrada al hueco lateral durante la perforación y las primeras fases de completamiento.

Como los liners de producción y otras herramientas no pueden ser reconectados mecánicamente desde el lateral al hueco principal, se debe seleccionar en la salida del lateral, una roca estable, consolidada y poco permeable (lutita o roca de similares características), ya que pueden ocurrir fallas en la zona no protegida que es la conexión.

Si se hace un buen diseño de este tipo, se presenta menos riesgo en comparación con los pozos multilaterales abiertos, ya que se dispone de más control de producción de acuerdo a los cambios de flujo.

2.1.3 Sistema multilateral completo

Este tipo de sistema provee de 2 a 5 laterales desde un pozo nuevo o existente. En pozos nuevos, el portal de salida para el hueco lateral se debe colocar en el plano vertical, direccional u horizontal y su dirección orientarse después de que se instale la tubería de revestimiento. El sistema debe ser compatible con operaciones de cementación para liners, liners ranurados y mallas pre-empacadas para el control de arena. El hueco lateral es revestido hasta el punto de salida en el hueco primario. La tubería del liner revestido en el lateral se conecta mecánicamente a la tubería de revestimiento primaria. La tubería de la conexión puede ser sellada hidráulicamente.

Durante la instalación de este sistema, el hueco primario es perforado, colocando y cementando la tubería de revestimiento de producción de tal manera que atraviese todas las salidas laterales planeadas. El hueco principal normalmente es perforados dentro de una zona productora y completado para la producción final. Una vez creada la ventana con ayuda del deflector de perforación, se corren ensamblajes de fondo direccionales los cuales se utilizan para la perforación del hueco lateral hasta la profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento del lateral.

Una vez colocado el liner lateral, se estabiliza la circulación y se bombea una mezcla de cemento y aditivos especiales hacia el fondo del liner cubriendo el espacio anular. Esto permite conectar mecánicamente el liner lateral con la tubería de revestimiento del hueco principal y provee estabilidad a la conexión.

Sus aplicaciones son las mismas que en multilaterales con aislamiento y acceso limitado, adicionando que también es posible aplicarlo en aguas profundas o ambiente marinos.

2.2 CLASIFICACIÓN TAML

El tipo de conexión se escoge de acuerdo a la clasificación aportada por un grupo de compañías petroleras denominado Avance Técnico de Pozos Multilaterales, TAML por sus siglas en ingles. Esta clasificación fue desarrollada en 1997 pero fue modificada en 2002 debido a la experiencia en aplicaciones de campo y tecnologías desarrolladas después de 1997⁶.

El sistema de clasificación TAML está dividido en dos categorías: rango de complejidad y clasificación funcional. La primera categoría corresponde al completamiento de las conexiones y se encuentra dividido en seis (6) niveles, donde el nivel uno (1) es el más simple y el seis (6) el más avanzado. La segunda categoría se subdivide en descripción del pozo y descripción de la junta.

2.2.1 Rango de complejidad

Los pozos multilaterales tienen sus propias tecnologías de completamiento, especialmente en relación con la unión, dependiendo de la integridad hidráulica y mecánica. En la Tabla 2 se muestra un resumen de esta clasificación y más adelante se describe de manera detallada cada nivel.

⁶ FRAIJA J., OHMER H., PULICK T., JARDON M., KAJA M., PAEZ R., SOTOMAYOR G., UMUDJORO K. *Nuevos Aspectos de la Construcción de Pozos Multilaterales*. Oilfield Review. 2002.

Tabla 2. Rangos de complejidad de completamiento TAML

NIVEL	DESCRIPCIÓN
1	Pozo ML a hueco abierto en el pozo principal y en el lateral
2	Pozo ML cementado en el hueco principal y a hueco abierto en el lateral
3	Pozo ML cementado en el hueco principal y con revestimiento en el lateral
4	Pozo ML cementado en el hueco principal y en el lateral
5	Pozo ML con integridad de presión alcanzada en el completamiento
6	Pozo ML con integridad de presión alcanzada con el revestimiento

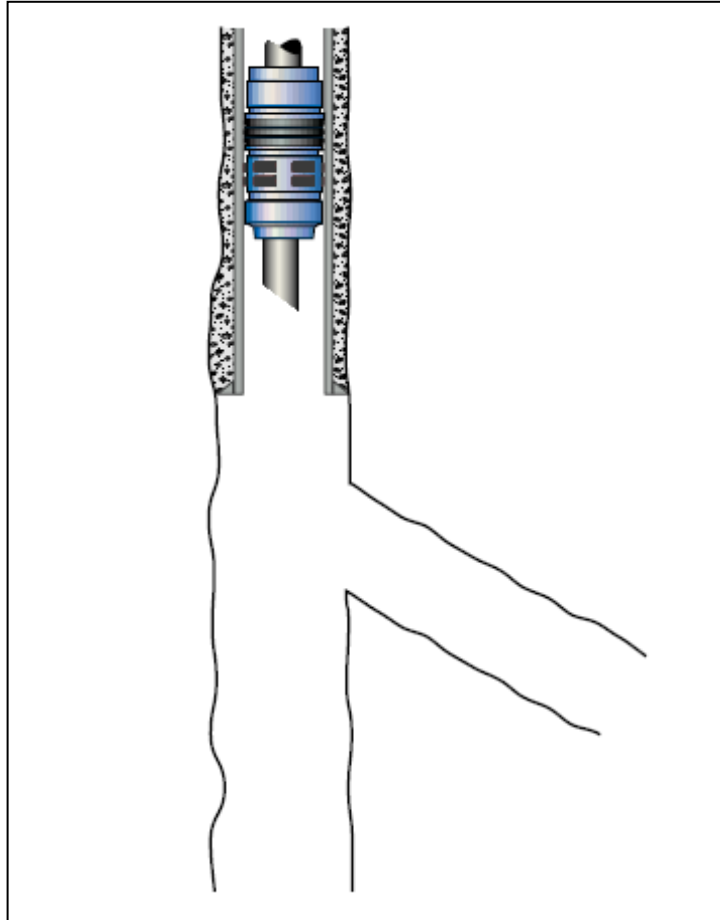
Fuente: FRAIJA J., OHMER H., PULICK T., JARDON M., KAJA M., PAEZ R., SOTOMAYOR G., UMUDJORO K. *Nuevos Aspectos de la Construcción de Pozos Multilaterales*. Oilfield Review. 2002.

- **Nivel 1**

Corresponde a un lateral a hueco abierto perforado desde un pozo principal que también se encuentra a hueco abierto, como se observa en la Figura 10. No hay soporte mecánico ni aislamiento hidráulico de la conexión. Al principio de la historia de los pozos multilaterales, se escogía este nivel por su simplicidad y bajo costo. No requiere ventanas pre-cortadas ni deflectores recuperables. Se instala un mínimo de equipos de producción en el hueco, de manera que el tamaño del hueco para la producción es grande. El nivel 1 se aplica a formaciones consolidadas, altamente competentes, debido a la falta de soporte de la conexión y el lateral. Se ha visto su aplicación en formaciones de aceite pesado.

Entre las desventajas del nivel 1 se encuentra: incapacidad de controlar la producción, no es posible aislar zonas y no se garantiza que se pueda realizar re-entrada al pozo. Es por esto que las aplicaciones de este nivel se encuentran limitadas.

Figura 10. Pozo Multilateral a hueco abierto en el pozo principal y en el lateral (Nivel 1)



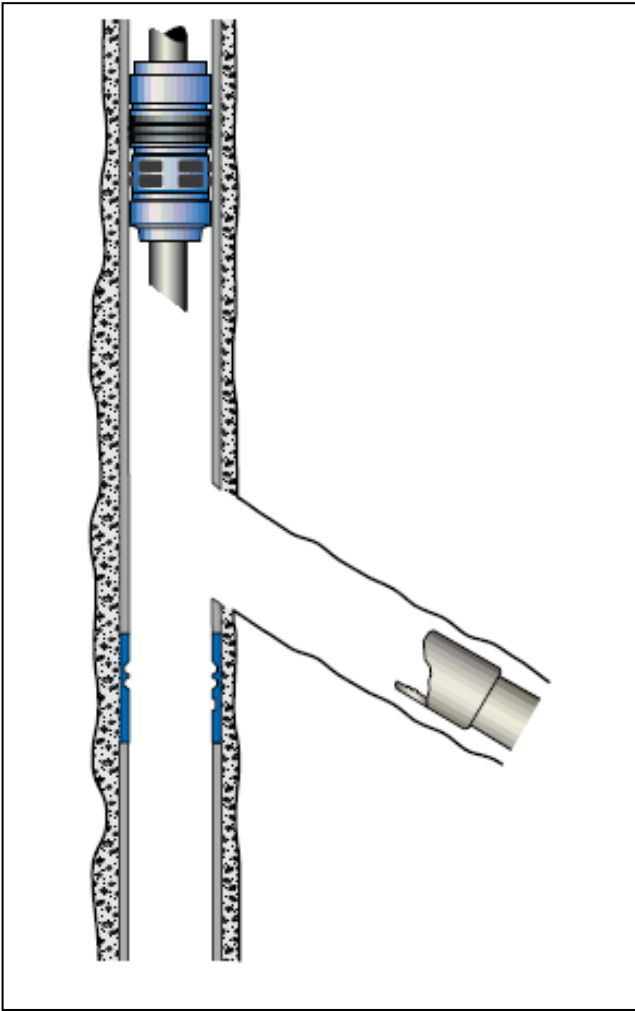
Fuente: FRAIJA J., OHMER H., PULICK T., JARDON M., KAJA M., PAEZ R., SOTOMAYOR G., UMUDJORO K. *Nuevos Aspectos de la Construcción de Pozos Multilaterales*. Oilfield Review. 2002.

- **Nivel 2**

Hace referencia cuando el pozo principal tiene casing y está cementado, pero los laterales tienen completamiento simple como hueco abierto, un liner ranurado sostenido desde el pozo principal o pantalla pre-empacada sostenida desde el pozo principal. En este caso sí se utilizan deflectores recuperables. La Figura 11 muestra un ejemplo de nivel 2.

Como el pozo principal está cementado y tiene casing, hay dos maneras de hacer la conexión: por ventanas pre-cortadas o moler a través del casing, lo que hace incrementar la complejidad. Además, como la conexión es soportada por el casing, el hueco tiene más estabilidad en comparación con el nivel 1, sin embargo, si la formación no es competente puede colapsar fácilmente, en cuyo caso lo más conveniente sería un nivel más alto de completamiento que soporte mecánicamente la conexión.

Figura 11. Pozo Multilateral cementado en el hueco principal y a hueco abierto en el lateral (Nivel 2)



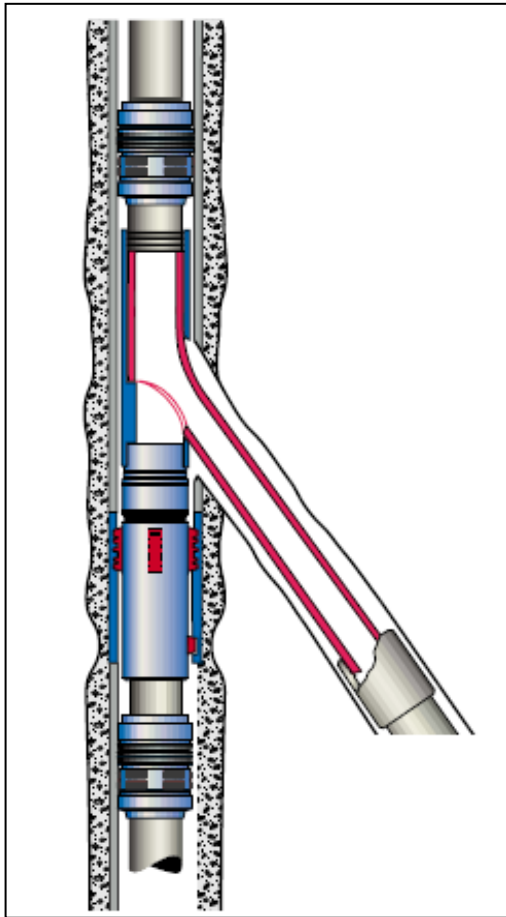
Fuente: Ibíd.

- **Nivel 3**

Corresponde al caso en que el pozo principal tiene casing y está cementado, y el lateral tiene casing pero no está cementado, como se muestra en la Figura 12. La principal ventaja es la integridad mecánica en la conexión, la cual no se puede obtener con los niveles anteriores. Una conexión de nivel 3 permite el control de arenas en formaciones no consolidadas, sin embargo, como no hay integridad hidráulica, la conexión puede seguir fallando cuando la caída de presión es grande, después de un periodo de producción.

La clave en el diseño es el acceso al pozo principal y lateral después del completamiento. Éste debe dejar el máximo espacio posible para la producción, re-entrada, equipos de *workover* y de levantamiento artificial.

Figura 12. Pozo Multilateral cementado en el hueco principal y con revestimiento en el lateral (Nivel 3)



Fuente: Ibíd.

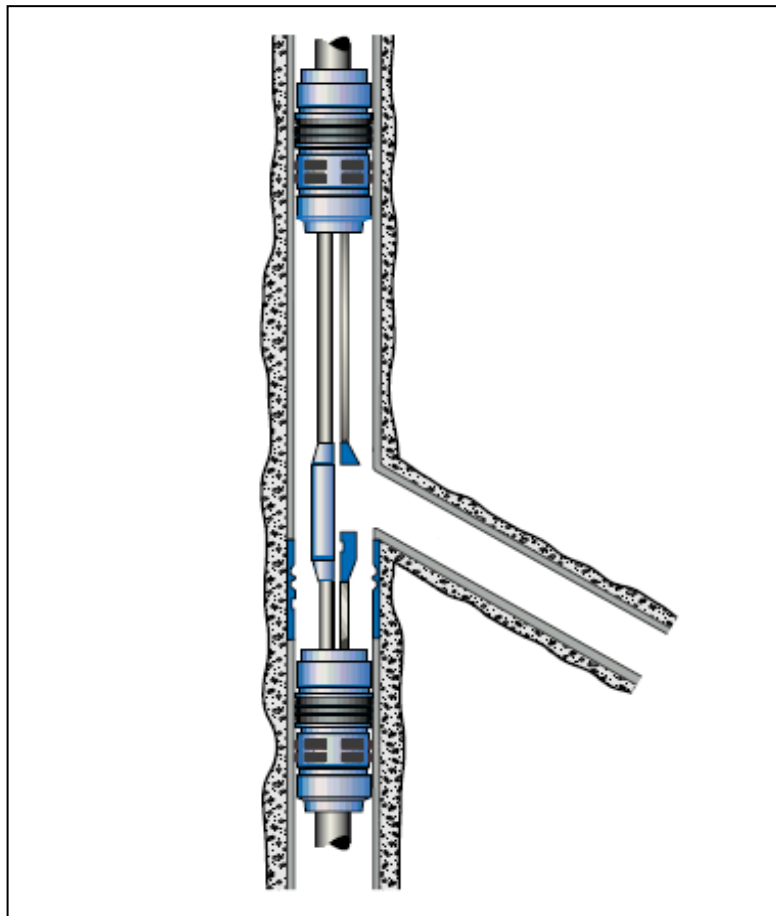
- **Nivel 4**

El pozo principal y el lateral tienen casing y están cementados en la conexión, como se observa en la Figura 13. El nivel 4 tiene mejor integridad mecánica y aislamiento hidráulico que el nivel 3, por la cementación en la junta. Puede soportar altos diferenciales de presión y previene problemas de arena en la conexión.

El procedimiento de completamiento es más complicado porque requiere más viajes y tiene más equipos. El completamiento más simple de nivel 4 utiliza un *hollow whipstock* en lugar de un deflector convencional.

Para recuperar el acceso a la parte más profunda del pozo principal, el *hollow whipstock* debe ser perforado. No se requiere lavado o moler a través del lateral, pero no permite la re-entrada al pozo principal por debajo del deflector.

Figura 13. Pozo Multilateral cementado en el hueco principal y en el lateral (Nivel 4)

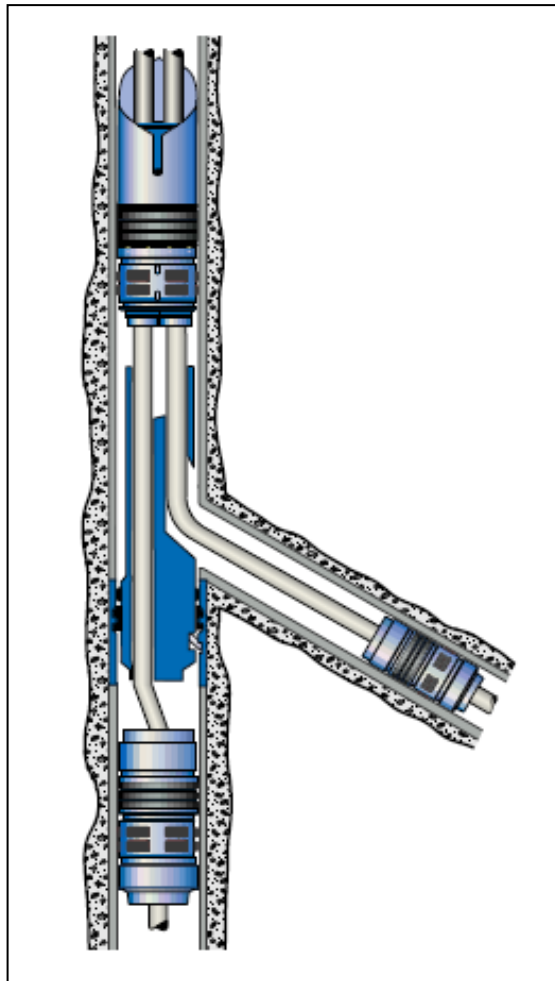


Fuente: Ibíd.

- **Nivel 5**

Este nivel fue desarrollado con base en los sistemas de nivel 4 con mejoramiento en la integridad de presión. Con el nivel 5 se alcanza totalmente la integridad de presión en las conexiones mediante tubulares y empaques en el pozo principal y el lateral, como se muestra en la Figura 14. En un típico sistema de nivel 5, hay doble empaque por encima de la locación de la conexión y dos más por debajo de la conexión. Este nivel ofrece la mejor solución para pozos multilaterales en ambientes débiles, incompetentes y susceptibles al colapso.

Figura 14. Pozo Multilateral con integridad de presión alcanzada con el completamiento (Nivel 5)



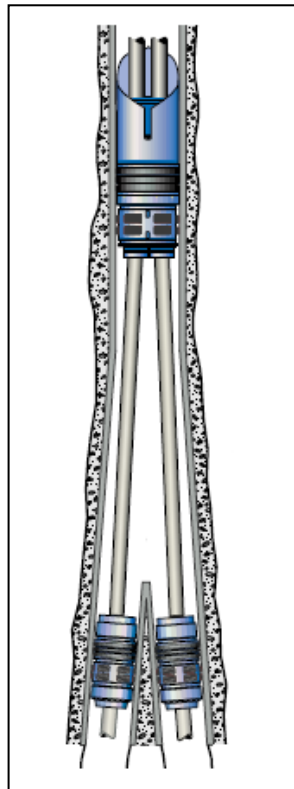
Fuente: Ibíd.

- **Nivel 6**

Corresponde al nivel más avanzado de tecnología de completamiento de pozos multilaterales. Se logra alcanzar una total integridad de presión y aislamiento hidráulico en las conexiones con *casing strings* tanto en el pozo principal como los laterales, como se puede ver en la Figura 15. Una de las ventajas que presenta el nivel 6 es que es un solo componente de completamiento, el proceso de completamiento en las conexiones es más simple y elimina los escombros de la perforación del fondo del pozo o de procesos de lavado.

El completamiento resultante ofrece máxima flexibilidad mientras se minimizan los riesgos y la complejidad. Las principales limitaciones del nivel 6 es que se requiere un hueco de gran tamaño y es muy costoso.

Figura 15. Pozo Multilateral con integridad de presión alcanzada con el revestimiento (Nivel 6)



Fuente: Ibíd.

2.2.2 Clasificación funcional

La clasificación funcional provee más detalles técnicos en la mayoría de atributos del pozo multilateral. Se describen las características críticas y la funcionalidad del pozo. En un pozo con más de una unión, se describe cada una desde el fondo hasta el tope.

➤ Descripción del pozo

- **Pozo nuevo o existente**

Esto se debe tener en cuenta para los métodos de salida del casing y la habilidad de proveer integridad de presión en las juntas.

- **Número de uniones**

Es importante en la complejidad del pozo.

- **Tipo de pozo**

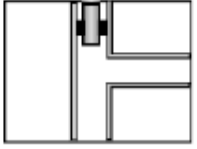
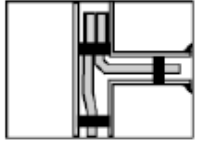

Hace referencia de que si es productor con o sin levantamiento artificial, inyector o multi-propósito.

- **Tipo de completamiento**

Describe el completamiento de acuerdo al empaque de producción, el cual tiene un gran impacto en el tipo de equipo requerido en la unión. Puede ser simple, doble u hoyo concéntrico.

La Tabla 3 muestra la clasificación alfanumérica del código usado para describir el pozo.

Tabla 3. Descripción del pozo por código alfanumérico

Pozo Nuevo/Existente	Número de conexiones	Tipo de pozo	Tipo de completamiento por encima del empaque
Nuevo (N)	1	Productor con levantamiento artificial (PA)	 Hueco sencillo
	2	Productor con levantamiento natural (PN)	 Doble hueco
Existente (E)	3	Inyector (IN)	
	...	Multipropósito (MP)	 Hoyo concéntrico

Fuente: MERCADO D. y VELANDIA J. *Estudio de Factibilidad para la Perforación de Pozos Multilaterales en un Campo Maduro del Valle Medio del Magdalena* [Tesis de grado]. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas; 2008. 131 p.

➤ **Descripción de la junta**

- **Conectividad**

Es el mismo indicador del nivel del rango de complejidad. Para pozos de más de una unión, cada unión tendrá su propio nivel indicador, el cual puede o no ser

similar. La más compleja de las uniones determinará el rango de complejidad del pozo. Además del nivel, se incluye un rango de presión, por ejemplo: Nivel 5 - 5000 psi.

- **Accesibilidad**

Describe el nivel de re-entrada. La clasificación incluye: re-entrada no selectivo, re-entrada por empuje del completamiento o re-entrada al atravesar la tubería.







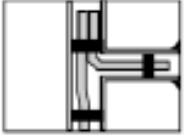
- **Control de flujo**

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 de la válvula de seguridad (*Surface Controlled Sub Surface Safety Valve*), integridad del pozo y corrosión.

Entre esta clasificación se encuentra: ningún control de flujo, control de flujo selectivo, control de flujo separado, monitoreo remoto, y control y monitoreo remoto.

La Tabla 4 ilustra la descripción de la junta por código alfanumérico.

Tabla 4. Descripción de la junta por código alfanumérico

Conectividad	Accesibilidad	Control de flujo
<p>Es el nivel del rango de complejidad (1-6).</p> <p>Cada conexión tiene su propio nivel sin importar que sea el mismo de otra conexión.</p>	 <p>Re-entrada no selectiva (NR)</p>	 <p>Ninguno (NON)</p>
	 <p>Re-entrada por empuje del completamiento (PR)</p>	  <p>Selectivo (SEL)</p>
	 <p>Re-entrada al atravesar la tubería (TR)</p>	 <p>Separado (SEP)</p>
		<p>Monitoreo remoto (REM)</p> <p>Control y monitoreo remoto (RMC)</p>

Fuente: Ibíd.

3. DISEÑO DE POZOS MULTILATERALES

La experiencia ha demostrado que en las etapas más tempranas del proceso de planeación de pozo se debe tomar un acercamiento multidisciplinario, integrando el conocimiento de profesionales de diferentes áreas: operadores de perforación, completamiento, yacimientos, personal de logística, compañía de servicios de perforación direccional, compañía de cementación, compañía de lodos y el contratista de perforación. Se debe contemplar todos los planteamientos que se necesitan en el diseño de la perforación, completamiento y futuras intervenciones de reparación del pozo. De esta manera la comunicación se vuelve un factor muy importante para lograr satisfactoriamente los objetivos del proyecto de perforación de pozos multilaterales.

Para cada aplicación se encuentran involucrados ciertos factores que deben ser estudiados para seleccionar de manera acertada el sistema. Este sistema debe estar claramente analizado para conocer las restricciones que puede imponer en el diseño. Una planeación pobre es responsable, hasta cierto punto, de más de la mitad de los incidentes de pega de tuberías. Citando las palabras de John Mitchell (2002), “es mejor ser proactivo mientras se planea, que reactivo mientras se perfora”.

Las principales consideraciones para realizar el diseño de un pozo multilateral se encuentran descritas a continuación.

3.1 SELECCIÓN DE ARQUITECTURA

La arquitectura de pozo se debe seleccionar por un cuidadoso análisis y una predicción realística de la producción, para lo cual hay que tener en cuenta que rara vez la producción de todo el pozo multilateral es la suma de la producción de

los laterales analizados cada uno por separado. La arquitectura lleva inherente el riesgo geológico, el cual debe ser identificado y manejado correctamente.

La selección de la trayectoria del pozo es una de las primeras oportunidades para evitar pegas. Al seleccionarla se deben tener en cuenta los siguientes factores:

- **Localización de los objetivos**

Una causa frecuente de pega de tuberías es la selección de muchos objetivos para ser alcanzados con una sola trayectoria de pozo. Si bien la tecnología de pozos multilaterales ayuda a contactar más el yacimiento, no es conveniente crear trayectorias de pozo agresivas para abarcar más de lo que se puede. Para este caso, podría ser más económico perforar varios pozos.

Otro problema que se puede dar es seleccionar un objetivo que apenas está al alcance de un equipo desde su localización existente, por lo que se asume el riesgo de perforar a inclinaciones elevadas y largas secciones con agujero descubierto. Se debe dejar que la broca siga una trayectoria natural hacia el objetivo con la mínima corrección posible, esforzándose en minimizar la tortuosidad del agujero.

- **Estabilidad del hueco**

En regiones de altos esfuerzos tectónicos, la trayectoria del pozo debe ser seleccionada para minimizar la diferencia entre los esfuerzos principales y los menores. Con esfuerzos tectónicos locales, que ocurren alrededor de domos salinos y fallas, se puede seleccionar una trayectoria para evitar completamente una zona de esfuerzos, y otros riesgos geológicos, como formaciones de gas consolidadas o no consolidadas.

Se debe procurar la construcción de ángulo en formaciones estables y mantener un ángulo constante a través de formaciones difíciles, esto con el fin de limitar el tiempo de exposición del agujero abierto.

- **Inclinación y Dirección**

La dirección e inclinación del pozo son regidas en gran parte por la trayectoria, el objetivo y la estabilidad del agujero. La inclinación también influye en la limpieza del agujero, pega por presión diferencial y algunos problemas de geometría del agujero. Al incrementar la inclinación y tortuosidad, es más difícil liberar la tubería una vez que se ha pegado.

Se debe evitar inclinaciones del hueco entre 45° y 65° para prevenir efectos potenciales de avalancha, los cuales podrían arruinar los perfiles de aterrizaje, el deflector o el equipo de completamiento, interfiriendo con la secuencia de las operaciones.

Se debe recordar que los puntos de asentamiento de tubería de revestimiento pueden ser afectados por el peso del lodo, que debe incrementarse conforme se incrementa el ángulo de inclinación.

- **Planos de sedimentación y ritmo de penetración de la broca**

Los planos de sedimentación naturales determinan la trayectoria del pozo hasta cierto punto, en los que ángulos bajos generan que la broca tienda a perforar buzamiento arriba y ángulos empinados, buzamiento abajo.

Los planos de sedimentación pueden ocasionar problemas de inestabilidad, por lo tanto, se debe seleccionar una trayectoria del pozo que evite cruzar estos planos con mucho ángulo.

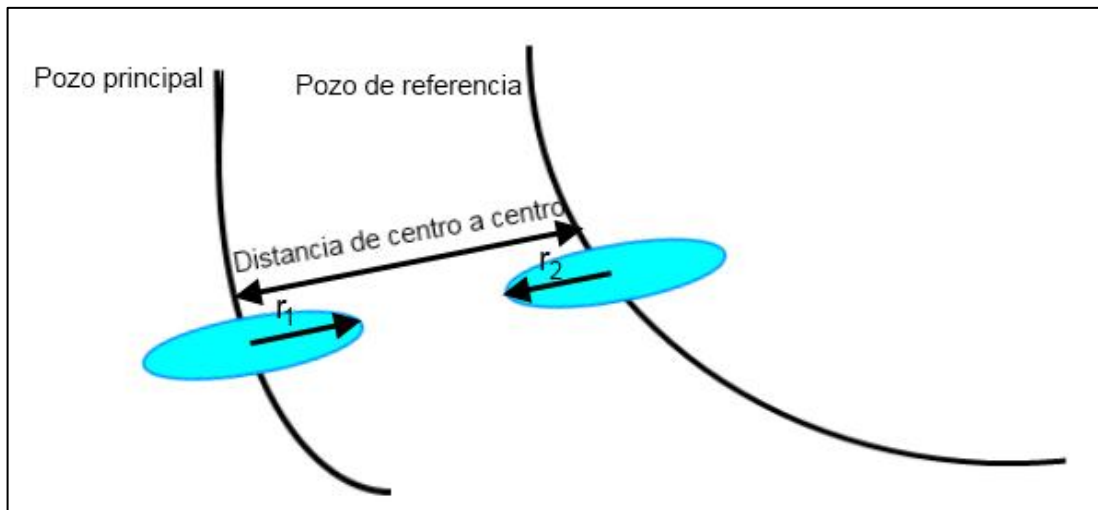
- **MWD y otras herramientas para medir en fondo**

No es aconsejable suspender la perforación para tomar mediciones ya que esto puede originar pega de tubería, sobre todo cuando la sarta queda en lutitas problemáticas o arenas depresionadas. Así que lo mejor es que mientras se planea la trayectoria e inclinación del pozo, se considere la forma más conveniente de medir la trayectoria.

- **Colisión entre pozos**

Es necesario realizar un análisis de anticollisión para que la trayectoria no interfiera con un pozo existente o con algún brazo del mismo diseño. Para llevar un control de esto se utiliza un factor de separación (FS) que determina el riesgo de colisión entre pozos. Se define como factor de separación la distancia de centro a centro entre dos pozos vecinos, dividido por la suma de los radios (semi-ejes principales) de sus elipsoides asociadas de incertidumbre, ver Figura 16.

Figura 16. Factor de separación



Fuente: Autores.

Entonces para el diseño de la trayectoria se debe mantener un FS igual o mayor a 1,5. Si el FS es menor a 1,5 no es conveniente realizar la perforación debido a la cercanía entre los pozos.

3.2 SELECCIÓN DEL SISTEMA

De acuerdo al artículo de la SPE "*The Design Considerations of a Multilateral Well*" de LIM B. y otros, éste proceso involucra ciertos pasos que incluyen la consideración de:

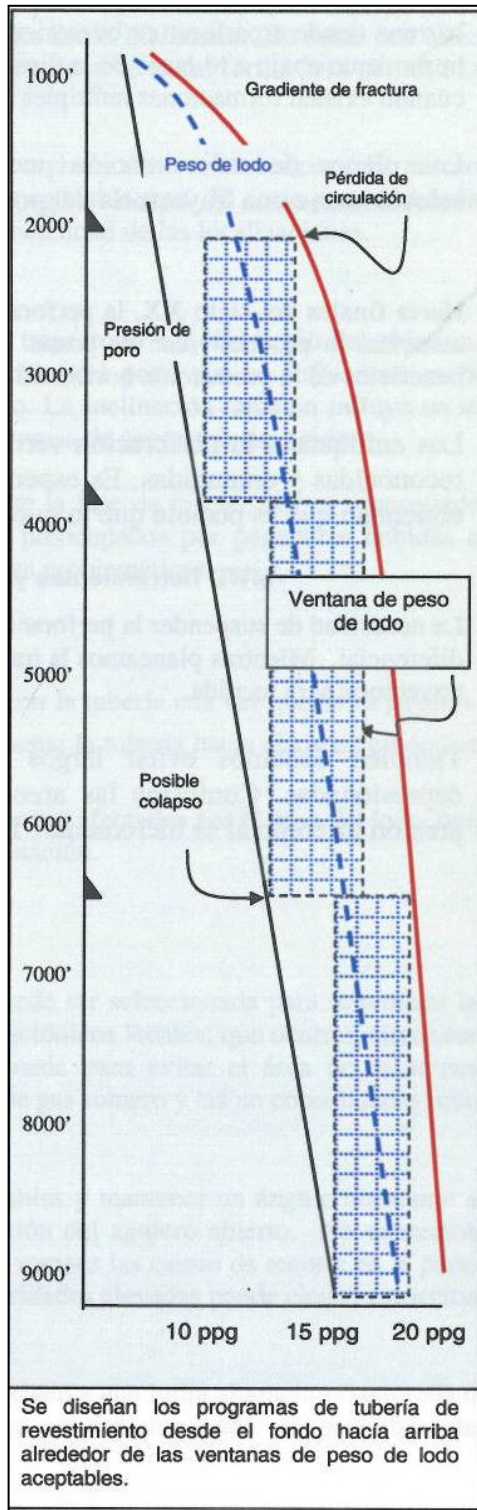
- Requerimientos de casing y cementación para el pozo principal y los laterales.
- Agregar un lateral o laterales a un pozo existente, o perforar un nuevo pozo multilateral.
- Requerimientos de integridad en la unión. Entre estos se encuentra: control de arena, sello hidráulico, *tie-back* mecánico, etc.
- Requerimientos de re-entrada para los laterales y el pozo principal. Esto puede ir desde no requerir re-entrada hasta la existencia de tubing con total acceso selectivo.
- Requerimientos de aislamiento y control de flujo. Por ejemplo, cerrar de manera selectiva el flujo de un lateral.
- Habilidad de los sistemas de perforar y completar con las especificaciones requeridas. Esto incluye, por ejemplo, tamaños del sistema, especificaciones mecánicas, consideraciones metalúrgicas para ambientes hostiles en fondo de pozo y la compatibilidad entre los sistemas de perforación y completamiento.
- Requerimientos de autoridad regulatoria de producción, como la habilidad de unificar el flujo de diferentes yacimientos. Para el caso en que esto no es viable se debe instalar doble completamiento.

3.3 CONSIDERACIONES DE DISEÑO DE CASING

Después de diseñar la trayectoria, se diseña el programa de revestimiento, de fondo hacia arriba, se elige el diámetro de la tubería de producción y entonces se selecciona el tamaño de revestimiento mínimo que permita este completamiento. El siguiente paso es decidir el tamaño de agujero descubierto que el pozo puede tolerar antes del asentamiento de la tubería de revestimiento, así como su longitud, mediante el análisis de presiones de poro y gradientes de fractura de las formaciones perforadas.

El peso del lodo en la sección del agujero descubierto deberá ser lo suficientemente pesado para prevenir el flujo al pozo y soportar las paredes del agujero, y lo suficientemente ligero para evitar pérdidas de circulación. Para cumplir con estas condiciones, se grafica una ventana de lodo, como se ve en la Figura 17 y de esta manera se puede conocer el peso ideal del lodo. Sin embargo, hay que tener en cuenta otros factores, ya que por ejemplo, si el lodo es suficientemente pesado para la parte del fondo del pozo puede ser muy pesado para las secciones superiores. Por eso es que las formaciones superiores deben estar revestidas, para permitir el uso de un lodo más pesado.

Figura 17. Ventana de peso de lodo



Fuente: MITCHELL J. Perforando Sin Problemas. Drillbert Engineering Inc. 2002.

Los siguientes factores pueden imponer restricciones en el diseño del casing del hueco principal para un pozo multilateral:

- Se debe calcular la máxima presión diferencial esperada en el casing (durante la cementación u operaciones de liner, por ejemplo) y compararla con el rango de presión de los sellos internos de la unión. Si es evidente que se puede exceder la presión se debe investigar métodos alternativos.
- No se debe colocar centralizadores en la unión para evitar cualquier problema potencial que pueda impedir la perforación del lateral.

3.4 CONSIDERACIONES DE DISEÑO DE LA SARTA DE PERFORACIÓN

La finalidad del diseño de sarta es obtener los diferentes tipos de sartas de perforación programados durante las etapas de perforación y terminación del pozo.

En cualquier diseño de sartas se deben siempre considerar las siguientes herramientas: tubería de perforación y BHA (tubería pesada, collares de perforación y estabilizadores):

Tubería de perforación (*drill pipe*): Son tubos de acero o aluminio con características especiales usados para transmitir rotación y fluido a la broca en las operaciones de perforación, terminación y reparación de pozos.

Existen algunos criterios en la selección de tubería de perforación para prevenir las fallas al utilizar un grado o peso del material no adecuado para el intervalo a perforar. Esos criterios son:

- Presión de colapso: La tubería de perforación puede colapsarse si se excede la capacidad en cargas de presión, (ver Figura 18). El colapso es

mas probable en la parte inferior del hoyo, cuando la tubería es evacuada para realizar pruebas de pozo.

Figura 18. Tubo colapsado



Fuente: Criterios de diseño de sargas y fallas del material. {En línea}. {Octubre 10 de 2011}. Disponible en: (www.slb.com).

Es posible determinar la presión de colapso para un arreglo de sarga de perforación utilizando la siguiente ecuación:

$$P_c = \rho \times g \times h \times Fc \quad (1)$$

Donde:

P_c = Presión de colapso

ρ =Densidad del lodo

g =Aceleración de la gravedad

h =Longitud de la tubería de perforación

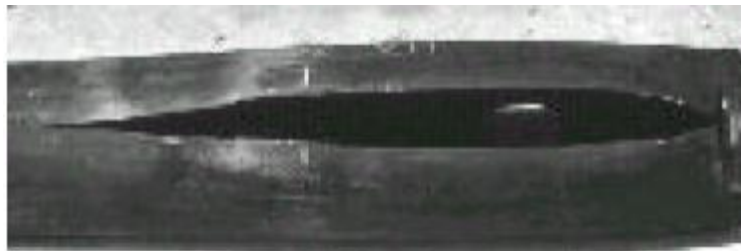
Fc =Factor de seguridad para la presión de colapso (1,1 – 1,15)

De esta manera se compara el valor calculado con el de las especificaciones de las diferentes tuberías de perforación que se

encuentran en el mercado para saber cuáles soportan esta presión de colapso.

- Presión de estallido: La tubería de perforación puede estallar si se excede la capacidad en cargas de presión, (ver Figura 19). El estallido es más probable que ocurra en la parte superior del hoyo.

Figura 19. Fisura provocada por estallido



Fuente: Criterios de diseño de sarta y fallas del material. {En línea}. {Octubre 10 de 2011}. Disponible en: (www.slb.com).

La presión de estallido de un arreglo de sarta se puede determinar conociendo la presión máxima en superficie:

$$P_{es} = P_{maxesperada\ sfc} \times Fest \quad (2)$$

Donde:

P_{es} = Presión de estallido

$P_{maxesperada\ sfc}$ = Presión máxima esperada en superficie

$Fest$ = Factor de seguridad para la presión de estallido (1 – 1,3)

Este valor calculado se compara con el de las especificaciones de las tuberías de perforación que cumplieron con el requerimiento de presión de colapso. De esta manera se selecciona la tubería de perforación que soporta tanto la presión de colapso como la de estallido que se va a generar en el pozo.

- Tensión: Las fallas por tensión ocurren cuando se excede la capacidad de carga del componente más débil de la sarta de perforación. Generalmente es la tubería de perforación en el tope del hoyo. Ocasionalmente falla la junta si se le aplica torque por encima del recomendado. Entonces, por seguridad se establece un valor de MOP (*Margin Over Pull*) para que en caso de que se requiera tirar de toda la sarta de perforación para sacarla a superficie, no se desprenda la sarta en la sección más débil. Se puede utilizar un MOP entre el rango de 50000 y 150000 libras. Para calcular el MOP que se tiene con una sarta de perforación específica se debe calcular el peso total de la sarta y se debe saber la mínima fuerza de tensión que soporta la tubería utilizada (que se encuentra en tablas).

$$MOP = T_{max} - T_{surf} \quad (3)$$

Donde:

T_{max} = Tensión mínima nominal multiplicado por 0,9

T_{surf} = Peso de toda la sarta de perforación dentro del lodo

Este valor calculado de MOP debe ser igual o mayor al MOP establecido por los requerimientos de seguridad.

- Torsión: Las juntas estandar API tienen una resistencia a la torsión del 80% sobre el tubo al que se encuentran soldadas, por esta razón en todos los casos las fallas por torsión siempre van a ocurrir en las juntas. La mayoría de las compañías utilizan la resistencia mínima a la tensión como el valor para torsión sin modificarlo. La mayoría de las fallas por tensión o torsión se pueden eliminar utilizando un proceso efectivo de diseño y buenas prácticas en las inspecciones.

- Velocidad de rotación crítica: La vibración causa daño y fatiga, ésta se da cuando se tiene resonancia en los puntos críticos de la sarta cuando se alcanzan las RPM críticas. Con la siguiente ecuación se puede saber cuál es la rpm crítica para un arreglo de sarta determinado:

$$rpm = \frac{33056*(OD^2+ID^2)^{0.5}}{L_s^2} \quad (4)$$

Donde:

OD =Diámetro externo de la tubería de perforación en pulgadas

ID =Diámetro interno de la tubería de perforación en pulgadas

L_s =Longitud de un tubo en pies

Con la RPM crítica se calcula la longitud de la sarta a la cual se encuentra el punto crítico y los respectivos armónicos con la siguiente ecuación:

$$L = \frac{258000}{rpm} * n^2 \quad (5)$$

Donde:

L =Longitud de la sarta donde ocurre resonancia en pies

rpm =La RPM crítica

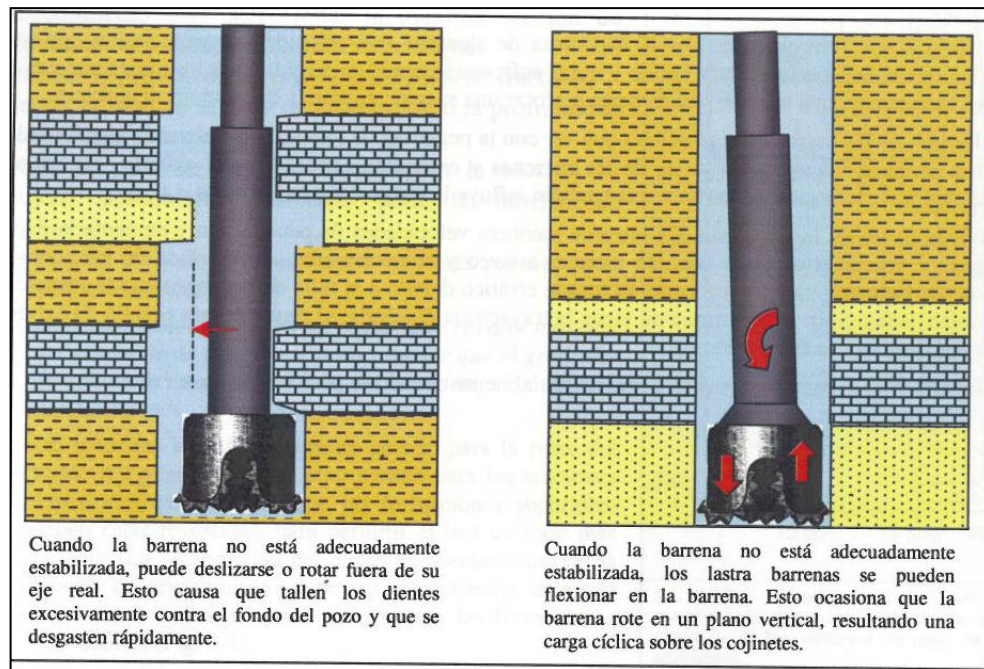
n =Es un factor que va aumentando en unidad para determinar cada armónico

Además de las consideraciones de diseño del *drill pipe*, se debe tener en cuenta la selección del BHA ya que debe proveer una correcta inclinación y dirección mientras se perfora. Los BHA largos y estabilizados proveen agujeros rectos y de calibre completo. La masa del BHA suministra un efecto de giro flotante para

mantener la rotación de la broca y amortiguar el efecto de brincoteo y vibraciones entre la broca y la sarta de perforación.

Las vibraciones verticales, axiales y torsionales de la sarta de perforación son absorbidas antes de que puedan ser transferidas a la broca y viceversa. Los BHA largos y estabilizados, permiten una vida más larga a la broca evitando que se deslice, manteniendo un peso constante sobre esta. Si se flexiona o se pandea el sistema, el peso sobre un lado de la broca será mayor que en el otro lado, como se observa en la Figura 20. La carga a través de los cojinetes será entonces oscilante a medida que la broca rota. Esto causa fatiga innecesaria y reduce la vida de la broca en los cojinetes, dientes y conos, incluso, en casos extremos, causa la ruptura del vástago de la broca.

Figura 20. Problemas de estabilización de la broca



Fuente: MITCHELL J. Perforando Sin Problemas. Drillbert Engineering Inc. 2002.

Los ingenieros se oponen frecuentemente al uso de cuellos de perforación largos por temor a la erosión del agujero con las altas velocidades anulares y por temor de una pega por presión diferencial, sobre todo en los casos donde se construye ángulo, pues se provee menos peso sobre la broca y más peso sobre la parte baja del pozo. Esto incrementa el momento torsional y arrastre. Los cuellos de perforación largos disminuyen el espacio anular para permitir el arrastre sobre las camas de recortes y la sarta tiende a empacarse aún más.

Tubería pesada de perforación: Esta tubería se fabrica con un mayor espesor de pared y uniones especiales extralargas con relación a la tubería de perforación normal. Su función principal es la de hacer transición de esfuerzos entre la tubería de perforación y los collares de perforación.

Collares de perforación: Son tubos cuya finalidad es proporcionar peso a la broca y rigidez a la sarta de perforación, por lo cual el espesor de pared de estos tubos es gruesa. Se fabrican con diámetros interiores y exteriores uniformes y con roscas de sello.

Estabilizadores: Su función principal es la de mantener la dirección programada del pozo y estabilización del mismo evitando el pandeo de la sarta de perforación, así mismo ayudan a concentrar el peso de la herramienta sobre la broca.

3.5 SELECCIÓN DE LA BROCA

Las brocas son seleccionadas con la esperanza de alcanzar una velocidad de penetración óptima. Esto significa que deben perforar muy rápido y durar suficiente tiempo para minimizar los viajes por una broca nueva. Idealmente, una sola broca debería perforar una sección completa del agujero descubierto.

La selección inapropiada de las brocas propicia menores velocidades, viajes innecesarios y demasiada exposición del agujero. Ocasionalmente, la broca se puede pegar, especialmente cuando se perfora con motor de fondo. En los agujeros direccionales, la selección de la broca también influye en la tortuosidad y calidad del agujero.

Existe una gran variedad de brocas pero se pueden clasificar en dos grupos: brocas con cortadores fijos y brocas cónicas.

➤ **Brocas con cortadores fijos**

Este tipo de broca se caracteriza porque los cortadores están compactados en la cabeza de la broca de tal manera que la perforación sucede con la rotación de ésta. Hay dos tipos de brocas con cortadores fijos: las brocas PDC y las brocas de diamante.

Brocas PDC: La broca Policristalina de Diamante Compacto (PDC) tiene cortadores hechos de diamantes artificiales y de Carburo de Tungsteno. Estas brocas son costosas, pero tienen un potencial de larga vida y tienen alta velocidad de perforación. Pueden perforar en formaciones blandas, medianamente duras o duras por varias horas y sin fallar. Se debe considerar que pueden sufrir daño por impacto y abrasividad, además de problemas de estabilidad. Dentro de esta categoría se encuentran las brocas bicéntricas que corresponden a brocas que tienen incorporados rimadores alrededor, antes de la cabeza de la broca, (ver Figura 21).

Figura 21. Broca PDC bicéntrica



Fuente: Baker Hughes. {En línea}. {Octubre 20 de 2011}. Disponible en: (<http://www.bakerhughes.com/products-and-services/drilling/drill-bit-systems/pdc-bits>).

Brocas de diamante: Estas brocas tienen cortadores de diamante industrial impregnados en la matriz de metal que conforma la cabeza de la broca, (ver Figura 22). El diamante actúa como una lija, desgastando la formación. La broca rompe la formación comprimiéndola, cortándola o rapándola. Estas brocas son muy costosas, pero son de larga duración y tienen capacidad de penetrar formaciones duras y abrasivas. Lo que hay que tener en cuenta es que la velocidad de perforación no es tan alta como en la broca PDC y es sensible a las RPM.

Figura 22. Brocas de diamante



Fuente: Programa de brocas. {En línea}. {Octubre 20 de 2011}. Disponible en: (<http://www.geocities.ws/perfuracao/broc1.htm>).

➤ **Brocas cónicas**

Estas brocas se caracterizan porque tienen conos con dientes o cortadores. Dentro de los conos se encuentran unos cojinetes que permiten la movilidad de éstos, por lo tanto, la perforación se da por el movimiento de los conos. Dentro de esta categoría están las brocas con conos dentados y las brocas de insertos.

Brocas con conos dentados: Corresponde a las brocas más económicas del mercado. Los dientes están forjados en el acero de que está hecho el cono y los cojinetes son de rodillo, (ver Figura 23). Son convenientes para perforar formaciones blandas, alcanzan altas velocidades de perforación y se tiene buena estabilidad. Sin embargo hay que considerar que los dientes se desgastan más rápido y tener en cuenta la vida de los cojinetes.

Figura 23. Broca de conos dentados



Fuente: Bit Brokers International. {En línea}. {Octubre 20 de 2011}. Disponible en: (http://www.bitbrokers.com/tricones-open_bearing_steel_tooth_bits.php)

Brocas de insertos: Estas brocas son un poco más costosas que las de conos dentados pero los cortadores resisten más el desgaste. Los cojinetes que utiliza para el movimiento de los conos son de fricción. Puede perforar desde formaciones blandas a duras, se puede dirigir y es más estable, aunque se debe considerar, además de la vida de los cojinetes, que la velocidad de perforación es lenta. La Figura 24 muestra un ejemplo de broca de insertos.

Figura 24. Broca de insertos



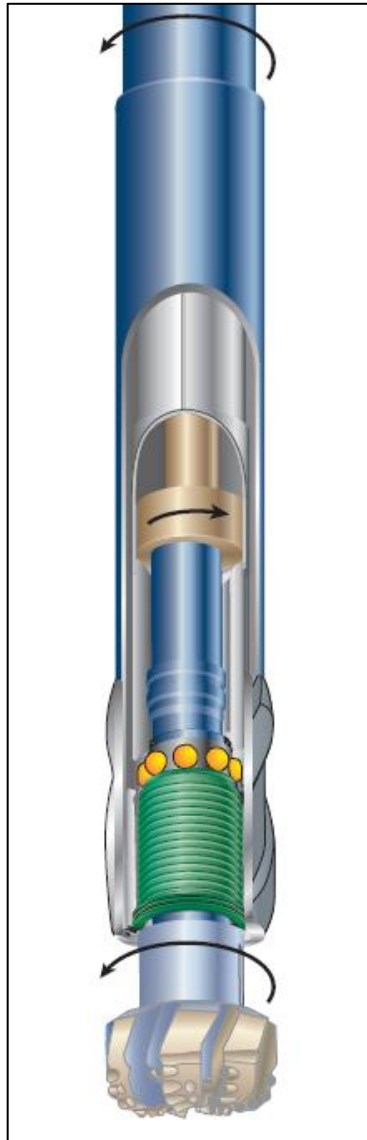
Fuente: MINEX MEXICANA CONSULTORES Y ABASTECEDORES SA DE CV. {En línea}. {Octubre 20 de 2011}. Disponible en: (http://www.minexmexicana.com/mi_brocastri.php).

Para la selección de la broca también se debe tener en cuenta el tipo de formación que se va a perforar. Las brocas para formaciones blandas generalmente perforan mejor con un peso moderado y altas velocidades de rotación. Y por otro lado, las brocas para formaciones duras usualmente perforan mejor con bastante peso y moderada velocidad de rotación.

3.6 MOTOR DE FONDO

Se debe considerar un sistema que controle la dirección de la perforación a medida que la broca va avanzando en la construcción de la trayectoria del pozo lateral. Entre estos sistemas se encuentra el denominado *Rotary Steerable System* (RSS). Este sistema es totalmente rotativo y orienta la broca a través de un mecanismo interno de direccionamiento, (ver Figura 25), lo cual resulta muy conveniente en casos donde los mecanismos de direccionamiento externo alcanzan sus límites de rendimiento.

Figura 25. Ilustración del sistema RSS



Fuente: Schlumberger. PowerDrive Xceed. {En línea}. {Noviembre 10 de 2011}. Disponible en: (http://www.slb.com/~media/Files/drilling/brochures/directional_drilling/powerdrive_xceed_sp_br.aspx).

Debido a que el sistema RSS no dependen del contacto con la pared del pozo para lograr el incremento angular, pueden desarrollar desviaciones en *dogleg* y perforar pozos de re-entrada con incrementos angulares de hasta de $8^{\circ}/100$ pies a fin de colocar los pozos en el mejor lugar del yacimiento. Este sistema es

altamente confiable, además reduce la tendencia al espiralado del pozo debido a las variaciones de su trayectoria.

La combinación de un sistema direccional rotativo RSS con el sistema de telemetría MWD, permite transmitir mediciones de inclinación y azimut frente a la broca en tiempo real. El uso de esa información cercana a la broca para actualizar la trayectoria del pozo, permite que los ingenieros de perforación direccional dirijan el pozo al mejor lugar del yacimiento con el objetivo de optimizar la producción.

El uso de una broca bicéntrica en conjunto con un sistema RSS permite incrementar el calibre del agujero durante la perforación direccional. La capacidad de abrir el agujero durante el direccionamiento en modo rotativo es particularmente ventajosa para la perforación productiva de pozos de alcance extendido.

Los sistemas RSS no requieren una caída de presión a través de la broca para funcionar. Esto otorga flexibilidad al ingeniero de perforación para optimizar el sistema hidráulico y perforar pozos sin exceder las limitaciones de presión del equipo de perforación.

3.7 CONSIDERACIONES DEL LINER DEL LATERAL

Se deben considerar un número de factores al planear la instalación del liner del lateral. Estos factores incluyen:

- El tamaño del hueco del lateral permitido por el sistema determina el tamaño permitido de liner. Así que el sistema debe ser seleccionado de tal manera que permita el tamaño requerido del liner a ser corrido. Ciertos sistemas restringen el tamaño del hueco del lateral.

- Puede ser que no sea posible, dependiendo del sistema de revestimiento utilizado, desplazar el liner hacia el fondo, por lo tanto, se debe planear procedimientos para obtener las mejores condiciones posibles para el hueco.
- La unión y/o deflector puede presentar restricciones que pueden interferir con el paso de cualquier accesorio del liner como centralizadores. Si se sospecha que puede haber un problema potencial con el método de centralización se debe llevar a cabo una prueba.

3.8 SECUENCIA DE PERFORACIÓN

La secuencia de perforar los laterales es totalmente a discreción del operador debido al hecho de que el acoplamiento del cierre no restringe el diámetro interno del casing. Sin embargo, se recomienda implementar una secuencia de arriba hacia abajo para minimizar los riesgos de perder acceso a secciones anteriormente perforadas, ya que de lo contrario podría suceder una falla por encima de ellas.

3.9 CONSIDERACIONES DEL HUECO

Los siguientes factores deben ser examinados en el proceso de planeación:

- Al planear la perforación del hueco principal se debe considerar el máximo diámetro externo efectivo de las uniones. Es posible que se encuentren problemas al correr el casing a la profundidad requerida, entre los que se podría incluir consideraciones de estabilidad del hueco, intervalos sensibles al tiempo de hinchazón de las arcillas, potencial cierre de empaque y llenado excesivo. Si se presenta algunos de estos problemas, puede ser

prudente perforar el hueco principal más profundo de lo que era normalmente planeado.

- El tamaño del agujero se establece de acuerdo con el diámetro de la tubería de revestimiento. Debe haber suficiente espacio libre en el anular para correr y cementar la tubería de revestimiento. Algunas veces, se perforan agujeros mayores para formaciones apretadas. El tamaño del agujero influye en su limpieza, estabilidad, pega diferencial y empacamiento. Generalmente, para diámetros de agujero grandes, es más difícil la limpieza, pero es menor el riesgo de pegas.
- Como es importante que el liner del lateral alcance la profundidad requerida se deben realizar cálculos de arrastre para correr el liner. Puede ser prudente planear para la perforación una sola longitud de *drill pipe* del hueco lateral.
- Los elementos de sello de componentes como el tamiz de presión interno o herramienta hidráulica recuperable pueden ser adversamente afectados por temperaturas muy altas. Es necesario conocer las temperaturas (estática y en circulación) que se esperan dentro del pozo y realizar una evaluación en cuanto a sí o no requerir materiales especiales que resistan alta temperatura.
- Se debe evaluar completamente la compatibilidad química de todo el equipo de perforación y completamiento con los fluidos del pozo (lodo de perforación, cemento, fluidos de formación, fluidos de completamiento, etc). Si existe alguna duda de la compatibilidad química de los componentes en una aplicación particular, se debe llevar a cabo una prueba para simular los efectos del ambiente esperado dentro del pozo.
- Se debe utilizar el mejor tipo de fluido de perforación para reducir los problemas de estabilidad de pozo que pueden llevar a dificultades en la corrida de casing o liner y/u orientación de las uniones.

3.10 LODO DE PERFORACIÓN

El lodo de perforación debe ser adaptado al pozo. El peso del lodo debe ser balanceado cuidadosamente para ajustarlo a la ventana de peso de lodo permitida en el programa de tubería de revestimiento. Los lubricantes, aditivos para pérdida de flujo y otros aditivos químicos pueden requerirse para prevenir pegadas, sin embargo no se recomienda usarlos en altas dosis. El punto de cedencia y la viscosidad plástica deben ser controlados para optimizar la limpieza del agujero.

El costo del lodo es difícil de predecir y frecuentemente causa que el proyecto tenga un presupuesto adicional, incluso puede ser uno de los componentes más costosos de un programa de perforación.

El peso del lodo es uno de los más grandes culpables de las pegadas de tuberías. Se perfora más rápido con lodos menos densos, pero si el peso del lodo es muy ligero, el agujero puede perder estabilidad, lo que a final de cuentas puede disminuir o parar el progreso en curso.

3.11 CONTROL DE SÓLIDOS

Un inadecuado control de sólidos puede generar incremento del espesor de la torta del lodo, altas presiones de suaveo y surgencia, disminución de la velocidad de penetración, daño de la broca y cuellos, desgaste de los equipos, pobres trabajos de cementación de tubería de revestimiento y pérdidas de circulación. Todos estos problemas pueden contribuir al riesgo de una pega de las tuberías.

Es importante tener el equipo para el control de sólidos especificado por el pozo, adecuadamente instalado y supervisado, pues los problemas del agujero son, por lo general, reducidos a medida que la eliminación de sólidos se optimiza.

3.12 PLAN DE CONTINGENCIA

Para minimizar el impacto de cualquier problema que puede interferir con la operación del sistema, es esencial desarrollar procedimientos de contingencia como parte del proceso de planeación. La herramienta requerida para implementar cualquier plan de contingencia debe estar disponible en el taladro antes de comenzar cada operación.

4. FACTIBILIDAD DE APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA MULTILATERAL AL CAMPO ESCUELA COLORADO

Antes de aplicar el conocimiento adquirido acerca de diseño de pozos multilaterales al campo Colorado, es necesario conocer las características del campo. A continuación se muestra una descripción del campo Colorado.

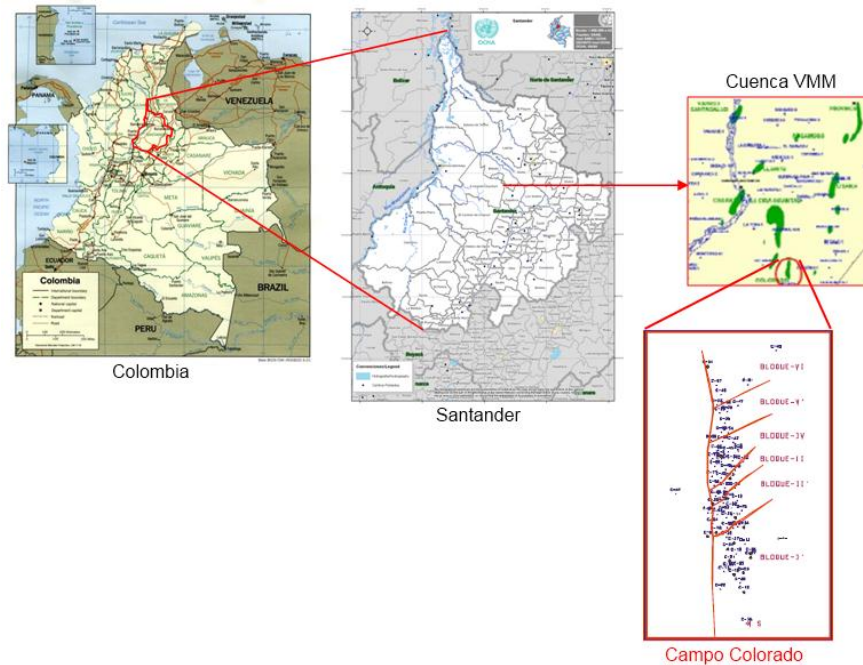
4.1 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO ESCUELA COLORADO

En esta sección se muestra la localización, las características de las formaciones, la historia de desarrollo y explotación y el estado actual del campo.

4.1.1 Localización

El Campo Colorado está localizado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM), en la provincial estructural del Piedemonte Occidental de la Cordillera Oriental, en inmediaciones del municipio de San Vicente de Chucuri, al sureste del municipio de Barrancabermeja (Santander) y al sur del Campo La Cira-Infantas. La Figura 26 muestra de manera gráfica la ubicación del campo.

Figura 26. Ubicación geográfica del campo Colorado



Fuente: RODRÍGUEZ A. y TORRES E. *Evaluación Técnica de las Estrategias de Levantamiento Artificial Implementadas en Campos Maduros. Diseño de una Herramienta Software de Selección* [Tesis de grado]. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas; 2007. 250 p. Modificado.

4.1.2 Características de las formaciones

Las formaciones productoras de Petróleo son principalmente la formación Mugrosa (Zonas B y C) y Esmeraldas (Zona D) de edad Oligoceno-Mioceno inferior, depositadas en un sistema fluvial meándrico. La columna estratigráfica generalizada de la cuenca se observa en la Figura 27. La trampa está conformada por un anticlinal elongado en dirección Norte-Sur limitado por una falla inversa al oeste en sentido N-S y que buza hacia el Este y dividido en siete bloques por fallas satélite de dirección SW-NE.

Figura 27. Columna estratigráfica Cuenca del Magdalena Medio

PERIODO	EPOCA	FORMACION	LITOLOGIA
CUATERNARIO	PLEISTOCENO	MESA	
	PLIOCENO		
TERCIARIO	MIOCENO	REAL	
		COLORADO	
	OLIGOCENO	MUGROSA	
		ESMERALDAS	
	EOCENO	LA PAZ	
		DISCORDANCIA EOCENO-PALEOCENO	
	PALEOCENO	LISAMA	
CRETACEO	MAESTRICHTIANO	UMIR	
	CAMPANIANO		
	SANTONIANO	LA LUNA	
	CONIACIANO		
	TURONIANO		
	CENOMANIANO		
	ALBIANO	SIMITI	
	APTIANO	TABLAZO	
	BARREMIANO	PAJA	
		ROSABLANCA	
VALANGINIANO	TAMBOR		
JURASICO		GIRON	
PREMESOZOICO		BASAMENTO	

Fuente: ECOPETROL – ICP. 2007.

Las areniscas de la formación Mugrosa se dividen en cuatro unidades operacionales en el campo Colorado, las cuales son: zona B1, zona B2, zona C1 y zona C2. La porosidad y el espesor de cada una se muestran en la Tabla 5.

Tabla 5. Porosidad y espesor promedio Formación Mugrosa

Zonas	Porosidad Promedio [%]	Espesor Promedio [ft]
B1	12.9	21.8
B2	13.5	23.2
C1	15.7	24.9
C2	19.6	42.3

Fuente: RODRÍGUEZ A. y TORRES E. *Evaluación Técnica de las Estrategias de Levantamiento Artificial Implementadas en Campos Maduros. Diseño de una Herramienta Software de Selección* [Tesis de grado]. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas; 2007. 250 p.

El yacimiento presenta poca continuidad lateral en los cuerpos arenosos, baja energía y arenas delgadas (< 20 pies), haciendo que la producción de los pozos sea baja también.

Las acumulaciones principales son de aceite liviano y gas de 36 a 42° API, siendo el empuje por gas en solución el mecanismo de producción predominante. Las presiones iniciales a 1900 pies para cada zona son reportadas en la Tabla 6.

Tabla 6. Presiones iniciales de la Formación Mugrosa

Zonas	Presión Inicial @ 1900 ft MD [psi]
B	506
C	2208

Fuente: Ibíd.

4.1.3 Historia del desarrollo y explotación

La exploración del Campo Colorado fue realizada entre 1923 y 1932 por la compañía Tropical Oil Company TROCO, perforando 7 pozos. En 1945 empezaron a perforar 8 pozos con los que se oficializó el inicio de producción con una tasa de 300 BOPD. Entre 1953 y 1964 fue la empresa colombiana Ecopetrol quien desarrolló completamente el campo perforando 60 pozos adicionales, para completar un total de 75 pozos perforados a lo largo de todo el Campo. En 1961 alcanzó su máxima producción, con un caudal de 1771 BOPD, declinando rápidamente, hasta llegar a un valor de 467 BOPD en 1966, caracterizándose este periodo por la pérdida de pozos productores por diferentes problemas mecánicos entre los que se destacaba el taponamiento de las líneas por parafinas. A partir de 1966 se empezó a notar un aumento en la declinación, pasando de 692 BOPD en 1976 a 47 BOPD en 1989. Desde entonces su producción se ha mantenido en un promedio de 20 BOPD

De los 75 pozos perforados, solamente 56 pozos reportan algún tipo de producción, siendo muy pobres las producciones acumuladas de gran parte de ellos, donde solamente un pozo ha producido más de medio millón de barriles y otros 20 pozos han producido más de doscientos mil barriles.

La producción inicial de los pozos oscila entre 70 a 100 BOPD declinando rápidamente a un promedio de 10 BOPD en un espacio de tiempo de 3-6 años. La mayoría de los pozos han sido clasificados como pozos con bajo potencial de hidrocarburos.

El máximo número de pozos activos simultáneamente se alcanzó en 1963 con un total de 44 pozos. Históricamente se realizaron campañas de workover intentando recuperar la producción del área, pero la continua declinación de los pozos por la

precipitación de parafinas repercutía rápidamente sobre la pérdida de los trabajos realizados.

A lo largo de la vida del Campo se han utilizado dos sistemas de levantamiento artificial: bombeo mecánico y *plunger lift*. Este último fue retirado debido a pérdidas de eficiencia y daños ocasionados por la precipitación de parafinas. De acuerdo a esto, es aconsejable realizar análisis de ingeniería con métodos alternativos de levantamiento artificial que puedan disminuir los costos de recuperación de los pozos inactivos.

4.1.4 Estado actual del campo

El aceite original estimado de acuerdo al último reporte es de 59 MMBls y las reservas primarias producidas son de 8,6 MMBls con un factor de recobro actual de 14,7%. En la actualidad, el campo tiene 26 pozos activos con una producción promedio de 400 BOPD.

El campo se clasifica como campo maduro, debido a que presenta los siguientes factores:

- Su producción se encuentra en la etapa estabilizada de su curva de declinación y es excesivamente baja comparada con su tasa inicial.
- Baja energía del yacimiento, debido al poco aporte del mecanismo de empuje predominante (Gas en Solución).
- Bajo índice de productividad en todos los pozos del campo.

4.2 SELECCIÓN DE LA ZONA DE INTERÉS PARA APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA MULTILATERAL

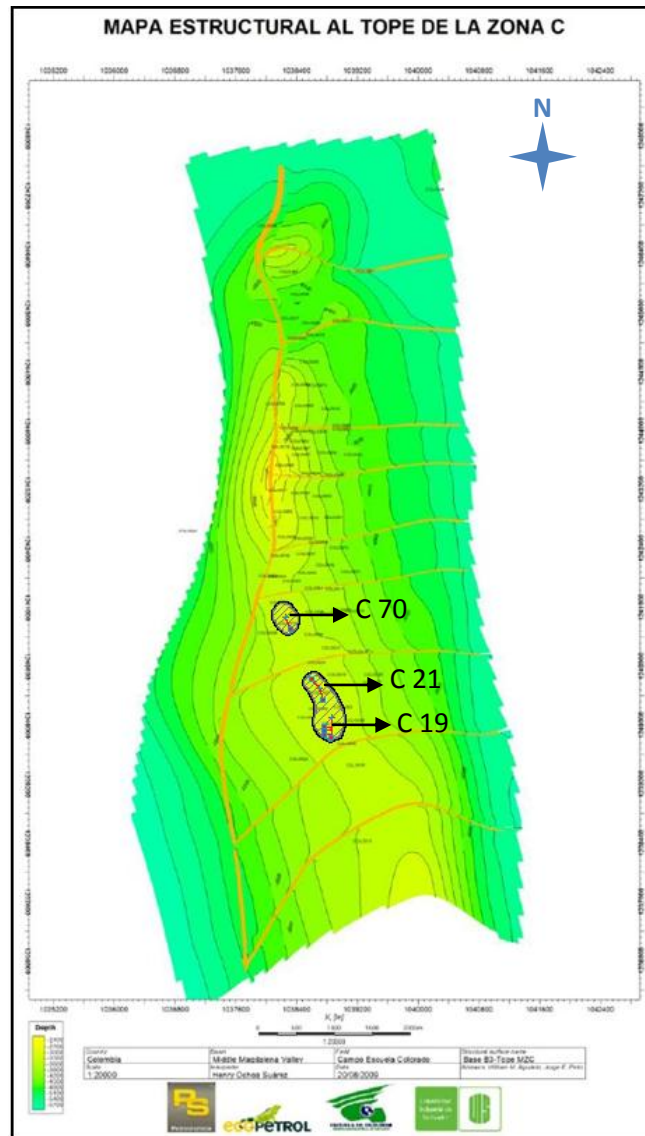
En el proceso de selección de la mejor zona para perforar un pozo multilateral en el Campo Escuela Colorado, se debe realizar un estudio integral, en donde se tengan en cuenta importantes factores geológicos y de producción, tal como el estudio del ambiente de depositación de las formaciones de interés, la interpretación sísmica y de mapas estructurales, modelos tridimensionales y geoestadísticos, así mismo, datos de producción del campo. Al generar la integración de datos petrofísicos mediante estudios geoestadísticos, se puede evaluar la contribución de estos análisis, en la determinación de las áreas prospectivas al momento de valorar el reservorio.

Las mejores zonas prospectivas están influenciadas por la estructura del anticlinal de Colorado, que son producto quizás del sistema de fallas satélites que se ubican en el campo. Los posibles adelgazamientos de las arenas producto de un ambiente de depositación de ríos meandriiformes, con marcada migración lateral del cauce de mediana sinuosidad y barras alternantes, es otro motivo del posible entrapamiento de crudos⁷.

De acuerdo al trabajo realizado por Henry Ochoa en su tesis de pregrado “*Análisis Estructural del Campo Colorado en la Cuenca del Valle del Magdalena Medio, Colombia*” (Escuela de Geología, Universidad Industrial de Santander, 2010) se ha propuesto centrar la atención hacia la zona sur del Campo, puesto que es allí donde la estructura anticlinal está mejor definida, principalmente en la zona comprendida entre la charnela del pliegue y la Zona C de la Formación Mugrosa. En la Figura 28 se observa el mapa estructural al tope de la Zona C.

⁷ GARCÍA J. y FONSECA C. *Modelo Sedimentológico y Estratigráfico de la Formación Mugrosa en el Campo Escuela Colorado*. Tesis de pregrado, Escuela de Geología, Universidad Industrial de Santander. 2009.

Figura 28. Estructura anticlinal al tope de la Zona C



Fuente: OCHOA H. *Análisis Estructural del Campo Colorado en la Cuenca del Valle del Magdalena Medio, Colombia* [Tesis de grado]. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas; 2010. 141 p. Modificado.

En otro trabajo de tesis de pregrado, realizado por Karl L. Amaya y Jhon F. Calvo, denominado "*Geoestadística Univariable Aplicada a Atributos Petrofísicos de la Formación Mugrosa para la Determinación de Áreas Prospectivas del Campo Escuela Colorado*", (Escuela de Geología, Universidad Industrial de Santander,

2010), se identificaron siete sectores prospectivos mediante la integración de mapas de distribución de topes, espesores por formación, espesores de arena netos y propiedades petrofísicas de porosidad efectiva, saturación de agua y espesor de arena petrolífera Netpay de zonas productoras B1, B2, C1 y C2 de la Formación Mugrosa en el Campo Escuela Colorado. Estos sectores se muestran en la Figura 29, donde los que están encerrados en línea interrumpida de color rojo son los sectores que podrían ser de interés para nuevos estudios de exploración.

Figura 29. Zonas prospectivas Campo Colorado

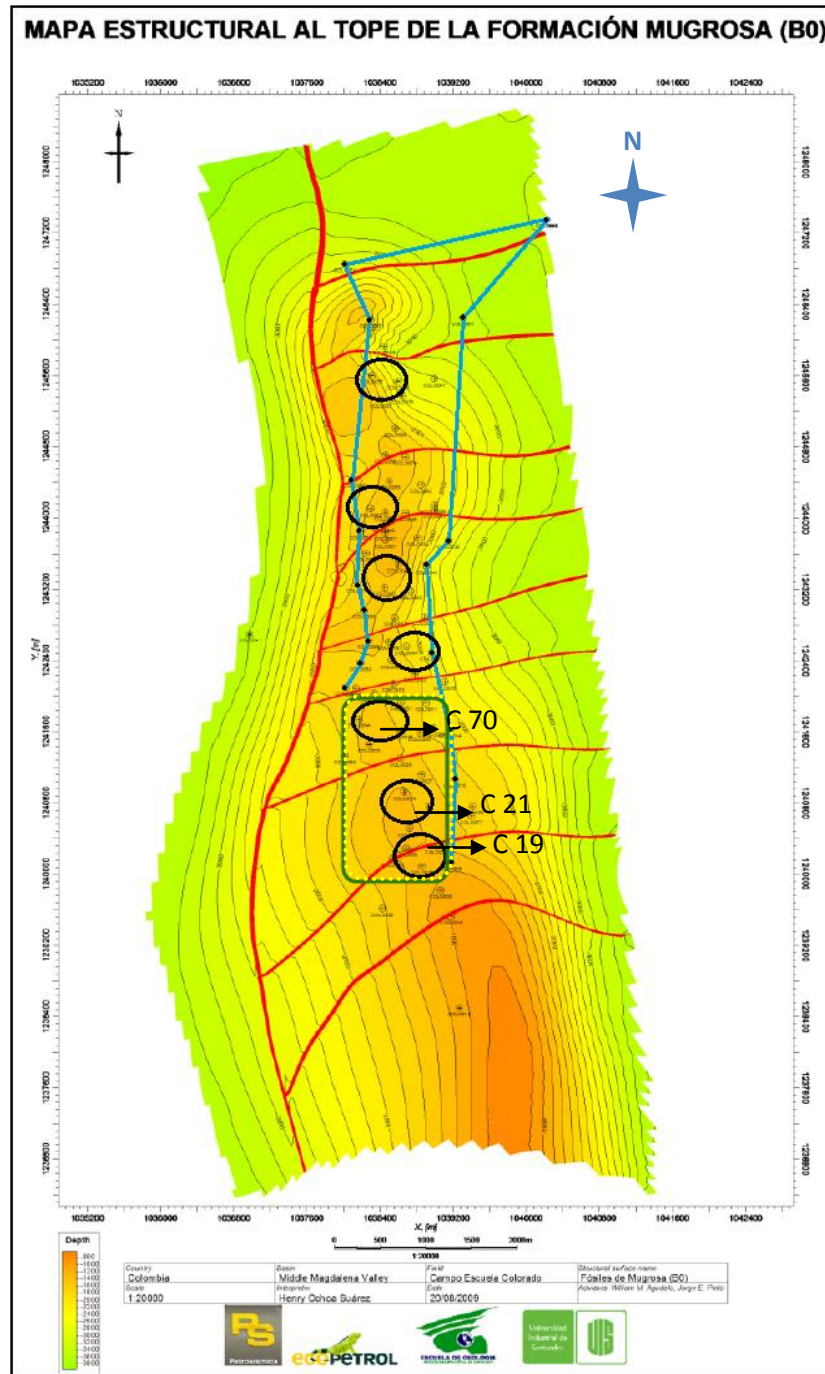


Fuente: AMAYA K. y CALVO J. *Geoestadística Univariable Aplicada a Atributos Petrofísicos de la Formación Mugrosa para la Determinación de Áreas Prospectivas del Campo Escuela Colorado* [Tesis de grado]. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas; 2010. 169 p.

Por último, se tuvo en cuenta los datos de producción del Campo Colorado, y se separaron los pozos con alta producción de agua. Estos pozos se muestran en la Figura 30 unidos por una línea azul para tener una visión general de la delimitación que se forma por el acuífero. Se observa además que los siete sectores prospectivos mostrados anteriormente se encuentran rodeados por esta delimitación. Así que, teniendo en cuenta que la zona de mayor interés es donde la estructura anticlinal está mejor definida (al sur del Campo), se selecciona la zona encerrada en línea a trazos para los objetivos de los pozos multilaterales.

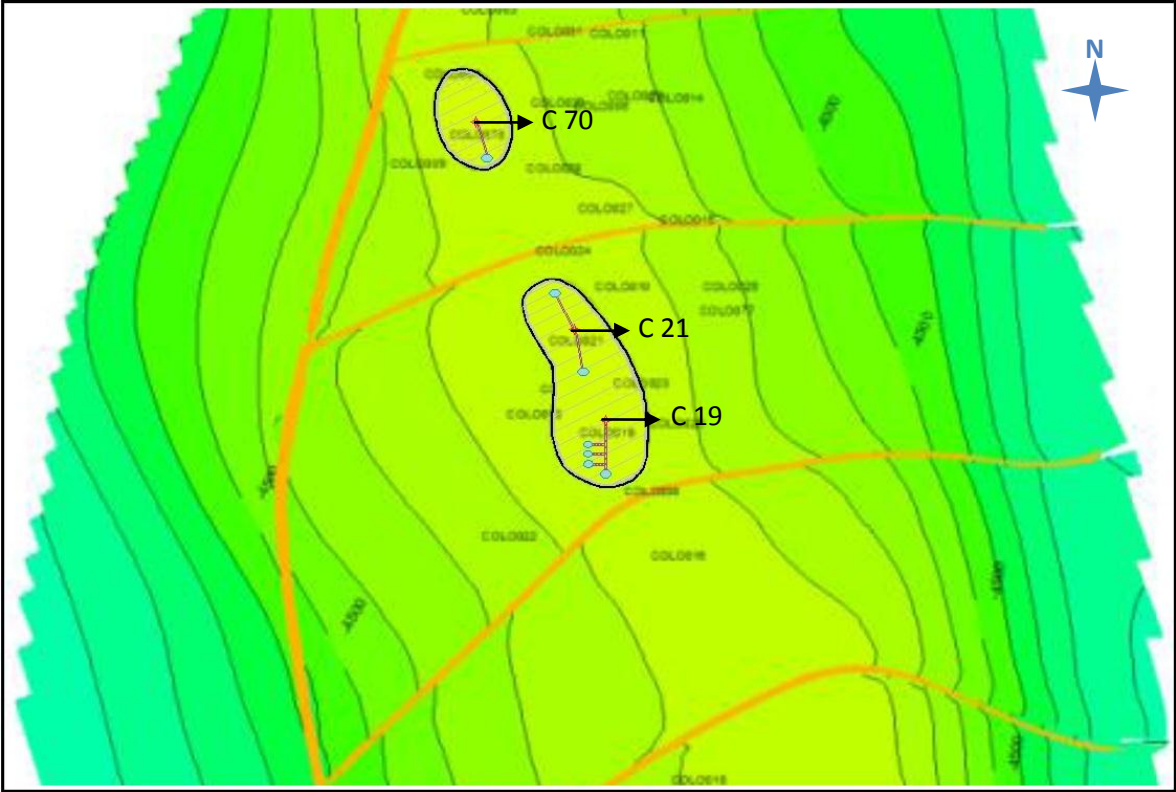
Dentro de dicha zona se decidió aislar tres áreas con el fin de que la perforación y completamiento de pozos no se vean afectados por las fallas satélites ni el límite del acuífero. La Figura 31 muestra las zonas prospectivas de la Zona C de la Formación Mugrosa y la Figura 32 muestra la zona prospectiva de la Formación Esmeraldas. Identificando las áreas de sur a norte, la primera (área 1) parte del pozo Colorado 19 (actualmente no produce), la segunda (área 2) tiene en su centro el pozo Colorado 21 (actualmente no produce) y la última (área 3) tiene en su centro el pozo Colorado 70 (actualmente en producción). En esta última se pretende producir de dos formaciones (Mugrosa y Esmeraldas).

Figura 30. Límite de acuíferos y zonas prospectivas



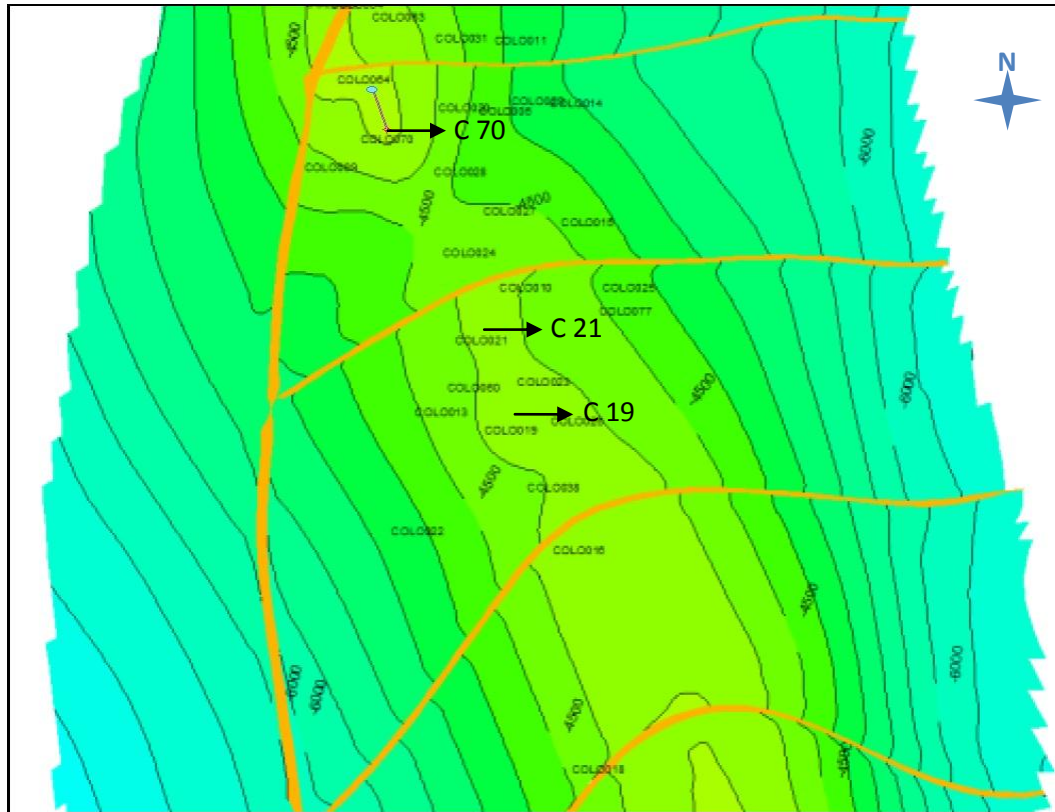
Fuente: OCHOA H. *Análisis Estructural del Campo Colorado en la Cuenca del Valle del Magdalena Medio, Colombia* [Tesis de grado]. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas; 2010. 141 p. Modificado.

Figura 31. Áreas prospectivas Formación Mugrosa C



Fuente: Ibid.

Figura 32. Zona prospectiva en la Formación Esmeraldas



Fuente: Ibíd.

4.3 PLANTEAMIENTO DE DIFERENTES DISEÑOS

En este aparte se propone un diseño de pozo multilateral para cada área prospectiva seleccionada anteriormente. Estos son diseños preliminares que posteriormente van a pasar por un análisis de anticollisión con los otros pozos existentes, por lo cual están sujetos a cualquier cambio que se requiera. Posteriormente se determinarán los parámetros técnicos para cada pozo.

Para la realización de los siguientes diseños se utilizó la herramienta software Compass™ con licencia académica.

4.3.1 Diseño del pozo Colorado 19

De los pozos existentes en el área 1, el mejor que está localizado para aprovechar la geometría del anticlinal es el pozo Colorado 19 pero se encuentra abandonado por derrumbe así que se propone la perforación de un pozo gemelo, separado aproximadamente por 164 pies, con las siguientes coordenadas cartesianas con origen en Bogotá, obtenidas con ayuda de Compass™.

Norte=1240049,46 metros Este=1038859,77 metros

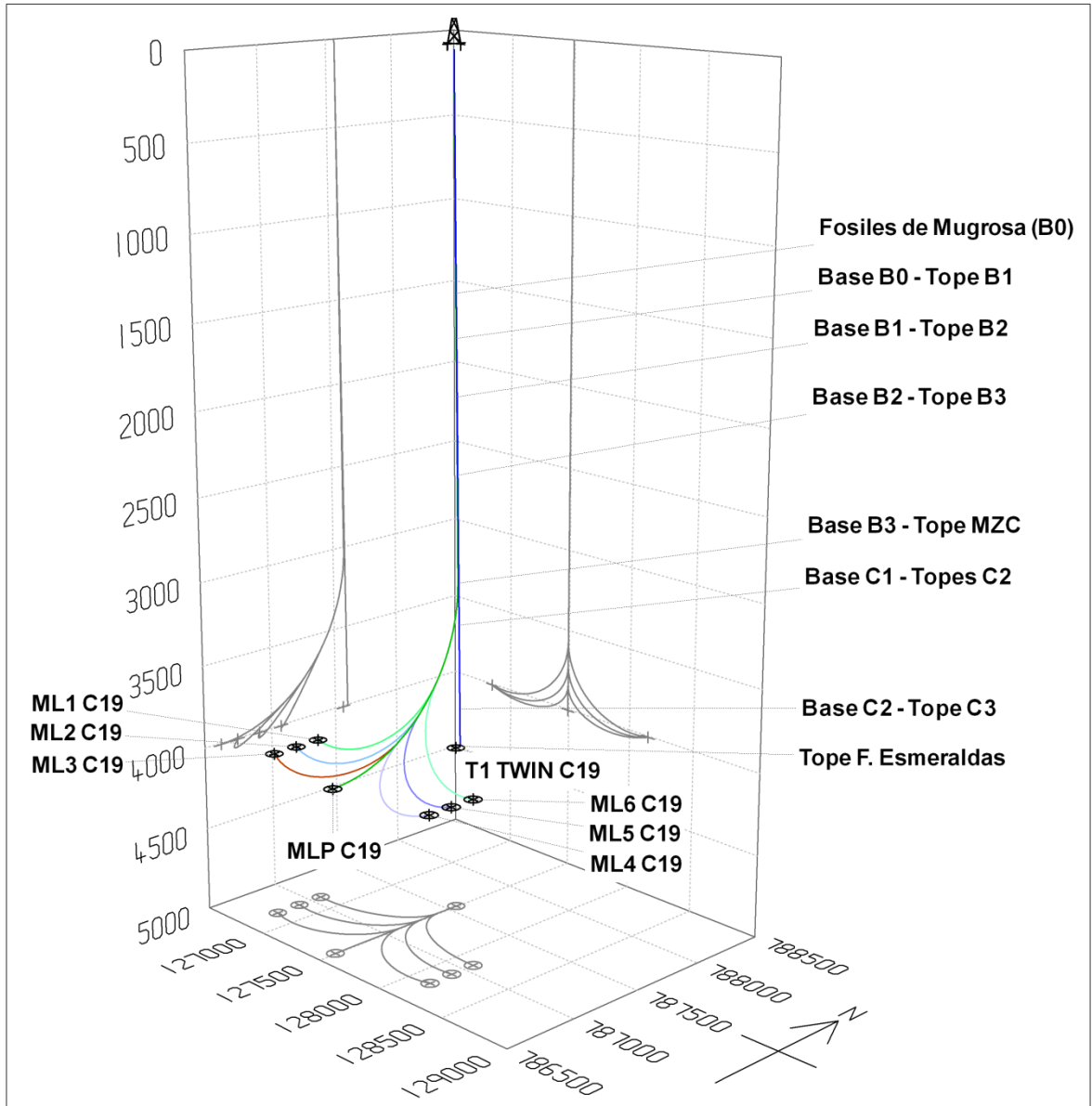
Este pozo será referenciado como C19 TML. Con él se propone un multilateral tipo espina de pescado para abarcar ampliamente las arenas de la Formación Mugrosa. El pozo principal corresponde a un pozo horizontal de diámetro de 12 1/4 pulgadas con un KOP de 3000 pies, llegando a una profundidad de 4544 pies. Los laterales salen del pozo principal como se muestra en la Figura 33, donde también es posible observar en el plano horizontal la dirección en donde están los objetivos para cada lateral. La Tabla 7 muestra cuánto mide cada lateral, de acuerdo a los datos proporcionados por Compass™.

Tabla 7. Medida de los laterales del pozo C19 TML obtenida de Compass

Lateral	ML1 C19	ML2 C19	ML3 C19	ML4 C19	ML5 C19	ML6 C19
MD (ft)	979,7	946,6	930,5	930,0	946,1	979,2

Fuente: Autores.

Figura 33. Diseño 1, Espina de pescado Formación Mugrosa



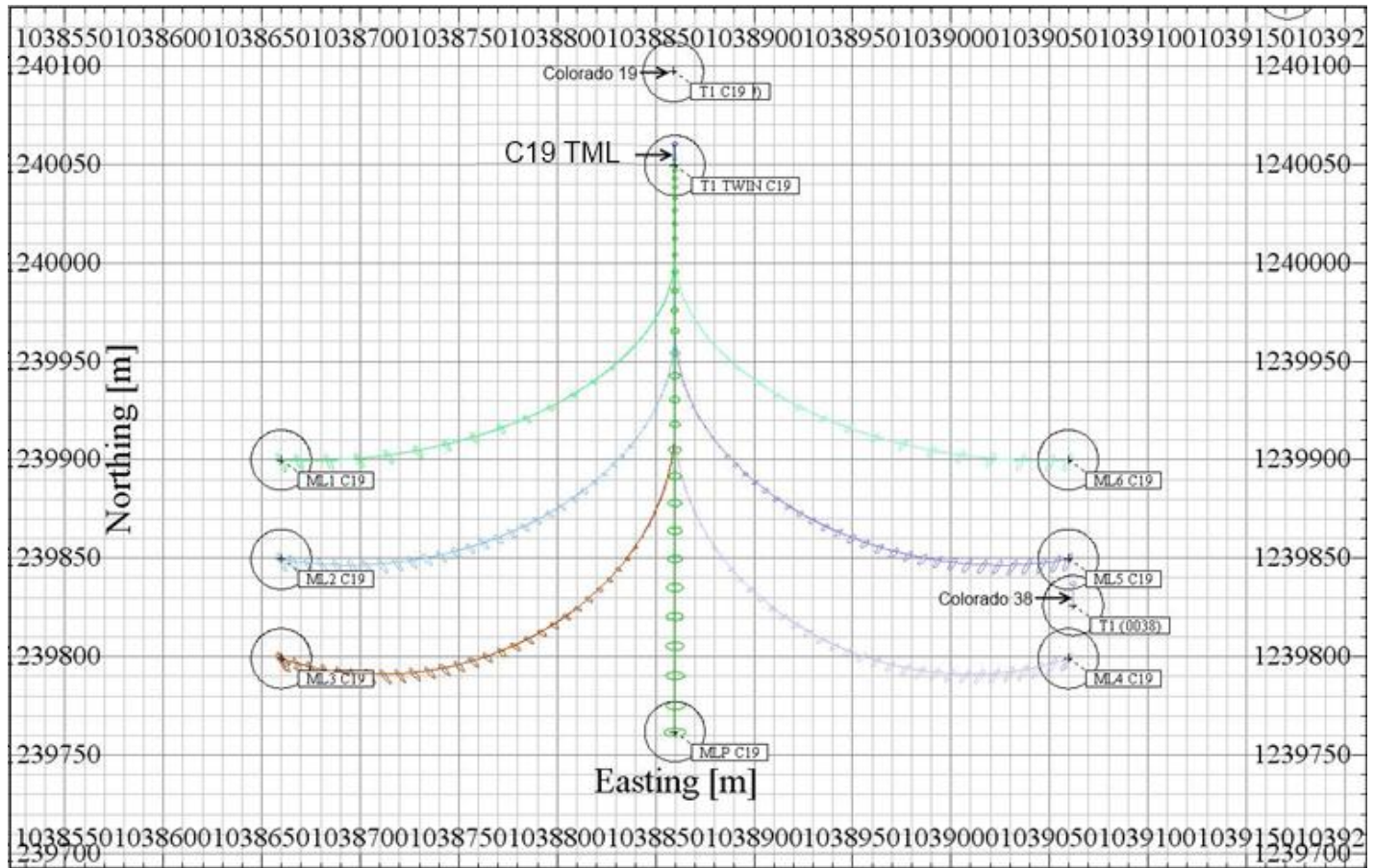
Fuente: Autores. Imagen capturada de Compass.

4.3.1.1 Análisis de anticolidión para el pozo C19 TML

Con ayuda del software Compass™ es posible saber la distancia que existe entre los pozos existentes y los laterales propuestos, además de tener en cuenta la incertidumbre de la trayectoria.

La Figura 34 muestra que no es conveniente realizar este diseño propuesto (espina de pescado) porque presenta riesgo de colisión con el pozo Colorado 38 que se encuentra a 25 metros (82 pies) del lateral cinco y del lateral cuatro. Además, se debe tener en cuenta para los diseños de multilaterales, que no es viable perforar la salida de los laterales en la construcción de curvatura, como sucedió con este último diseño.

Figura 34. Vista de planta del área del pozo C19 TML



Fuente: Autores. Imagen capturada de Compass.

Con base en lo anterior se propone una modificación del diseño para el este pozo, el cual se muestra en la Figura 35. Este diseño corresponde al tipo pata de cuervo, compuesto por un pozo principal vertical que llega hasta 4007 pies y tres laterales que salen a partir del él en diferentes profundidades para producir de la Formación Mugrosa. El primer lateral parte del pozo principal a una profundidad de 1500 pies, el segundo lateral a 2000 pies y el tercero a 2500 pies. En la Figura 36 se puede ver que con este nuevo diseño el pozo más cercano (Colorado 38) está a 112 metros (367,5 pies) del lateral tres.

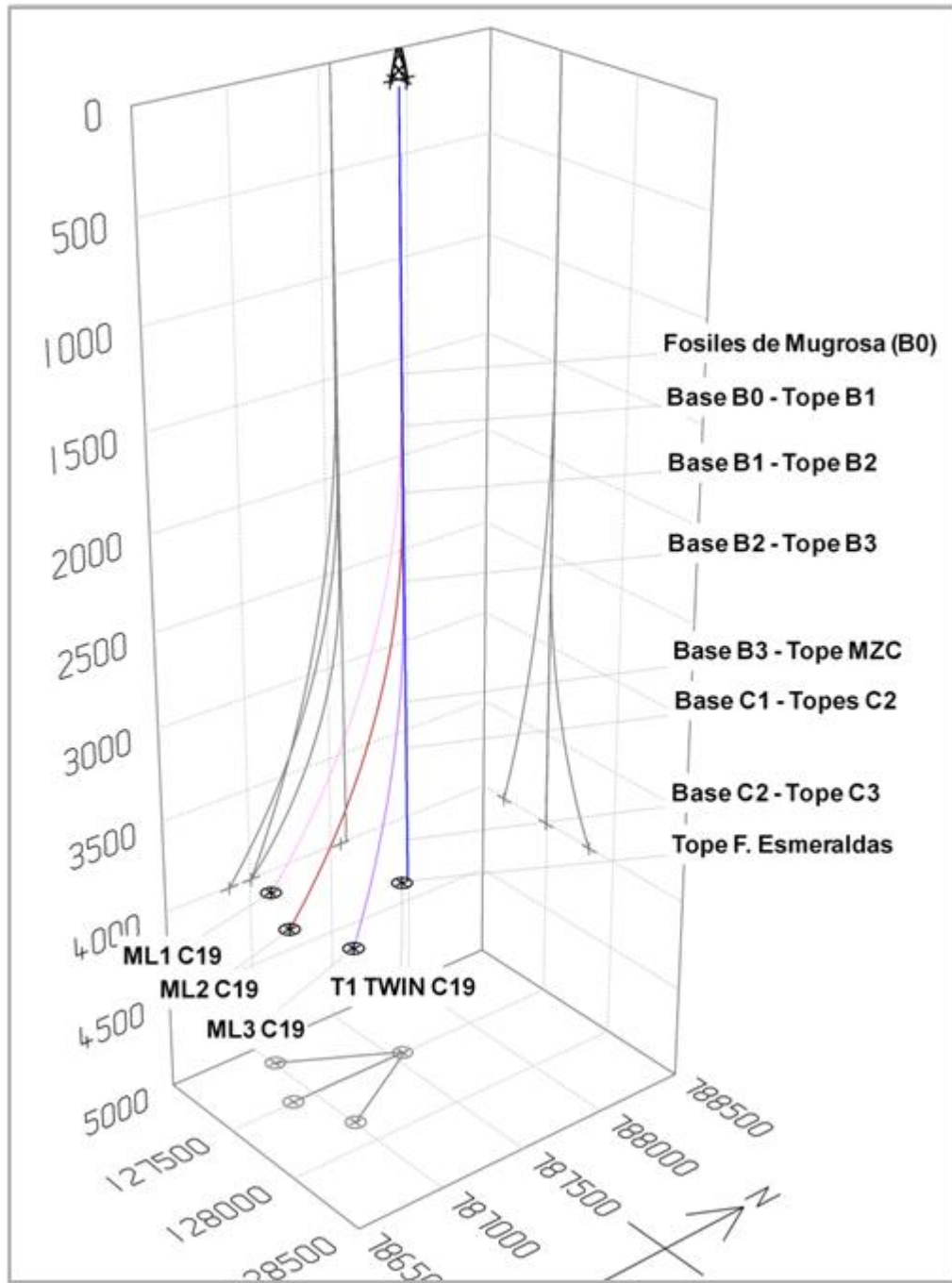
En la Tabla 8 se muestra los valores arrojados por Compass™ para el último intervalo de perforación en cada uno de estos laterales.

Tabla 8. Datos de cada lateral del diseño Pata de cuervo obtenidos de Compass

	MD (ft)	Inc. (°)	Azi. (°)	TVD	N/S (ft)	E/W (ft)	DLeg (°/100ft)
ML1 C19	4119,4	29,37	210,03	4007,4	787008,6	127163,8	1,13
ML2 C19	4167,1	38,78	179,95	4007,4	786875,9	127493,3	1,81
ML3 C19	4193,8	47,63	150,41	4007,4	787008,6	127821,3	2,84

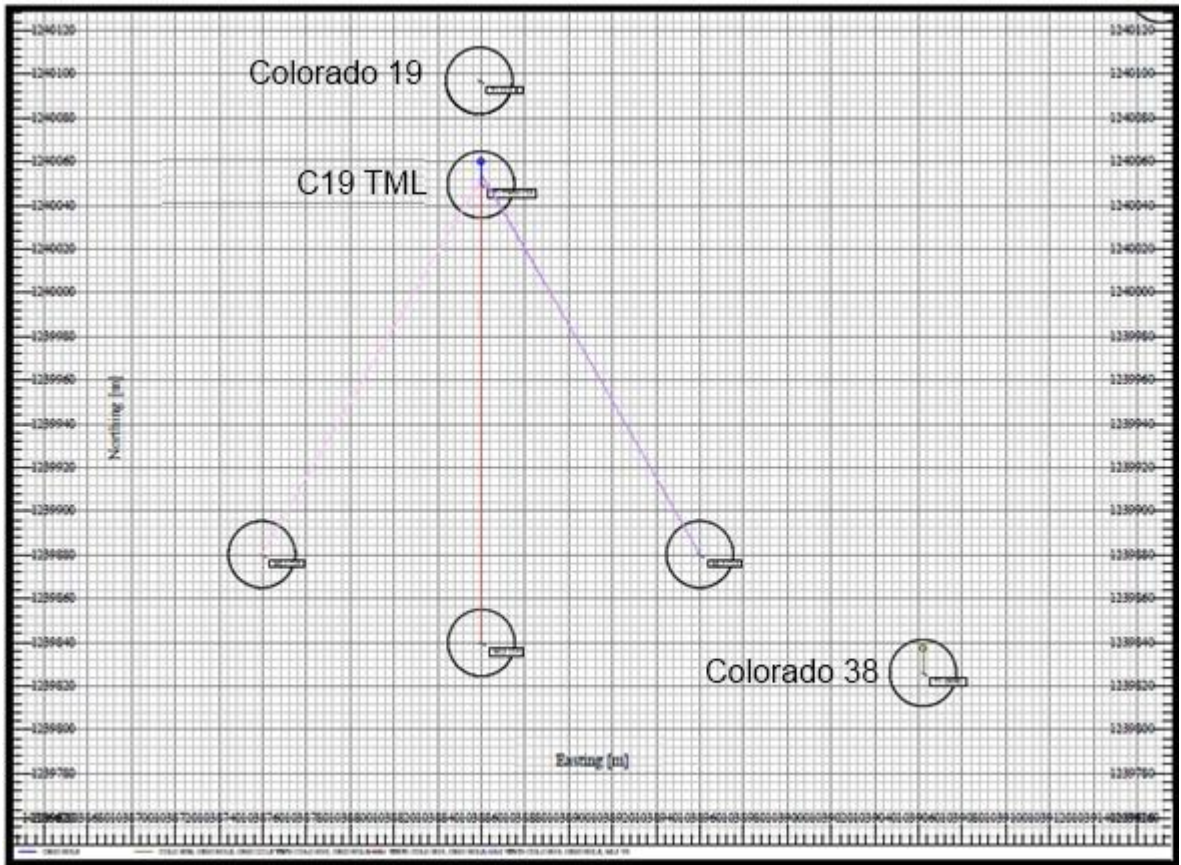
Fuente: Autores.

Figura 35. Alternativa de diseño para el pozo C19 TML, Pata de cuervo



Fuente: Autores. Imagen capturada de Compass.

Figura 36. Vista de planta del área del pozo C19 TML



Fuente: Autores. Imagen capturada de Compass.

4.3.2 Diseño del pozo Colorado 21

Para intervenir en el área 2 se plantea usar el pozo existente Colorado 21 y acceder a la Zona C de la Formación Mugrosa a través de dos nuevos puntos para lograr una mayor área de contacto con el anticlinal. Así que se propone el diseño tipo gaviota, en donde los dos laterales parten de una profundidad vertical del pozo original de 1500 pies y llegan hasta una profundidad aproximada de 3900 pies. Este pozo será referenciado como C21 ML. En la Tabla 9 se muestran los datos obtenidos por Compass de cada lateral para la última profundidad perforada

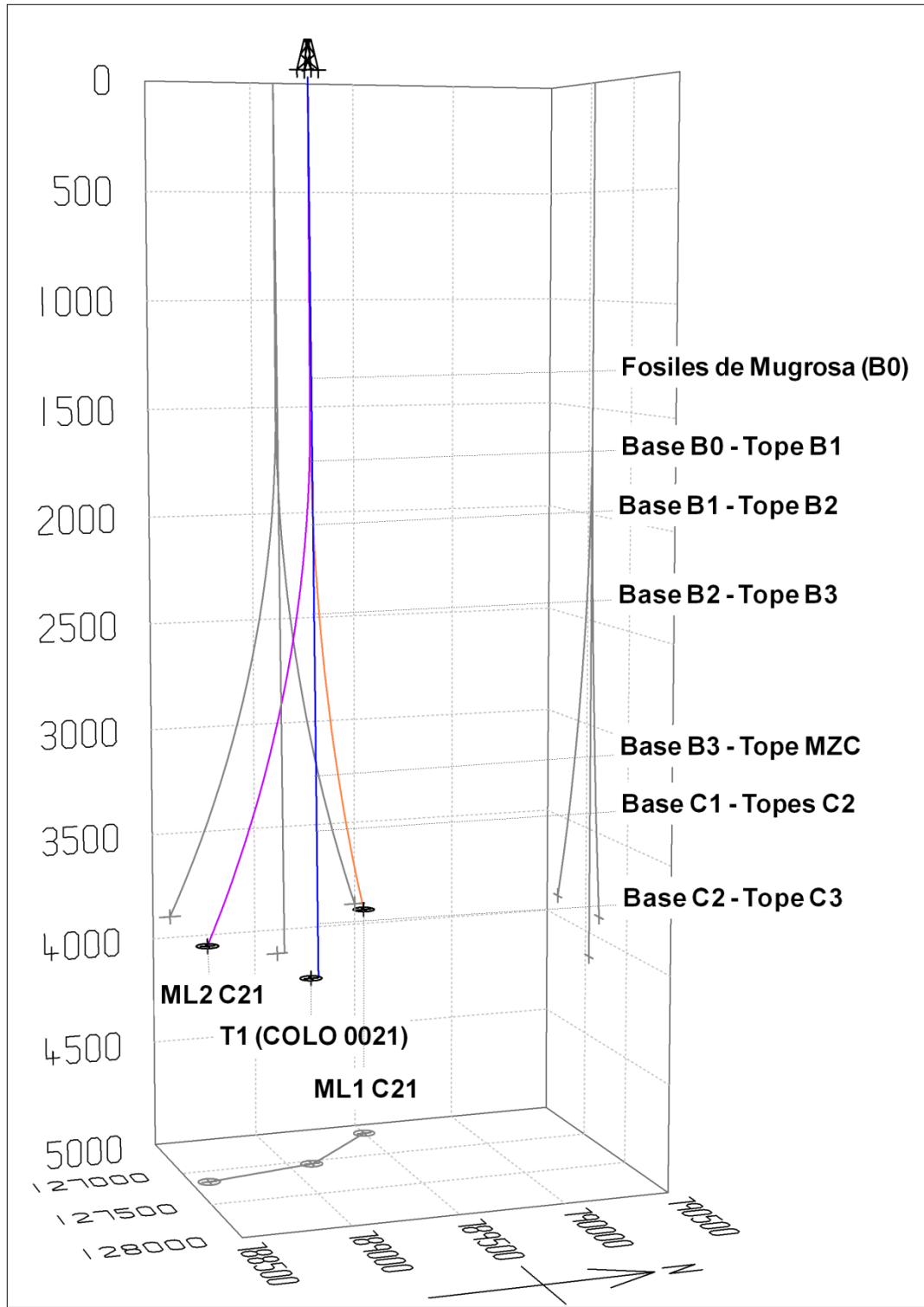
y en la Figura 37 se puede observar el esquema de este diseño, y a su vez la dirección de cada lateral en plano horizontal.

Tabla 9. Datos de cada lateral del pozo C21 ML obtenidos en Compass

	MD (ft)	Inc. (°)	Azi. (°)	TVD	N/S (ft)	E/W (ft)	DLeg (°/100ft)
ML1 C21	3984,8	25,94	313,1	3900,0	789501,3	126640,4	1,03
ML2 C21	3983,3	26,02	167,35	3900,0	788582,7	127165,4	1,06

Fuente: Autores.

Figura 37. Diseño 2, Alas de gaviota Formación Mugrosa

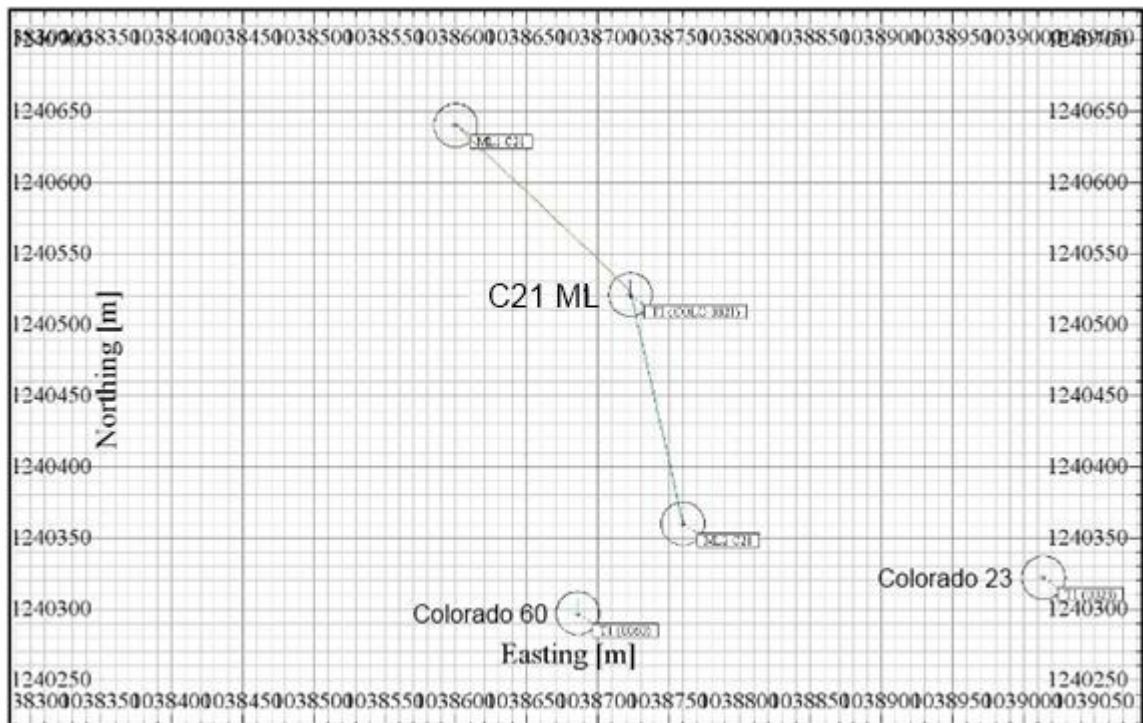


Fuente: Autores. Imagen capturada de Compass.

4.3.2.1 Análisis de anticollisión para el pozo C21 ML

En la Figura 38 muestra que el pozo C21 ML no presenta problemas de colisión ya que el pozo más cercano es Colorado 60 que se encuentra a 84 metros (275,6 pies) del lateral dos.

Figura 38. Vista de planta del área del pozo C21 ML



Fuente: Autores. Imagen capturada de Compass.

4.3.3 Diseño del pozo Colorado 70

Para el área 3 se planea acceder a dos zonas de interés con el pozo existente Colorado 70: la zona geológica de Esmeraldas al norte y Mugrosa Zona C al sur del pozo. Para ello se plantea un diseño de pozo multilateral tipo gaviota con las siguientes características: el KOP para el primer lateral (ML1 C70) es 1500 pies y accede a la Zona C de la Formación Mugrosa hasta una profundidad aproximada

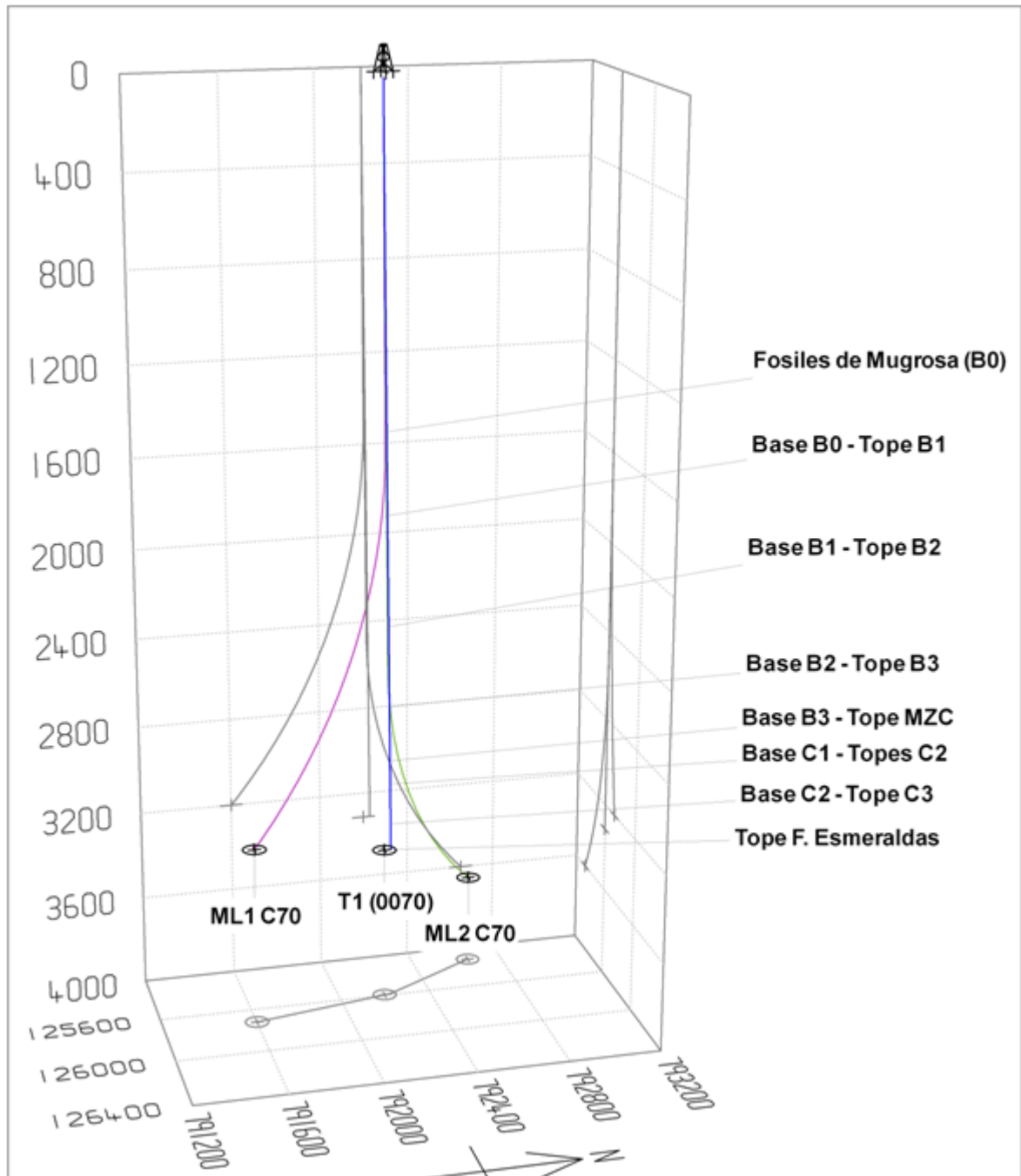
de 3200 pies; el KOP para el segundo lateral (ML2 C70) es 2500 pies y accede a la Formación Esmeraldas hasta una profundidad aproximada de 3600 pies. Este pozo será referenciado como C70 ML. En la Tabla 10 se muestran los datos que se obtienen con CompassTM para cada lateral de este diseño en la última profundidad perforada y en la Figura 39 se observa el esquema del diseño donde también es posible saber la dirección hacia donde va cada lateral en el plano horizontal.

Tabla 10. Datos de cada lateral del pozo C70 ML obtenidos en Compass

	MD (ft)	Inc. (°)	Azi. (°)	TVD	N/S (ft)	E/W (ft)	DLeg (°/100ft)
ML1 C70	3347,0	40,31	168,17	3200,0	791601,0	125721,8	2,21
ML2 C70	3749,9	49,18	328,14	3600,0	792650,9	125328,1	3,88

Fuente: Autores.

Figura 39. Diseño 3, Alas de gaviota Formación Mugrosa y Formación Esmeraldas

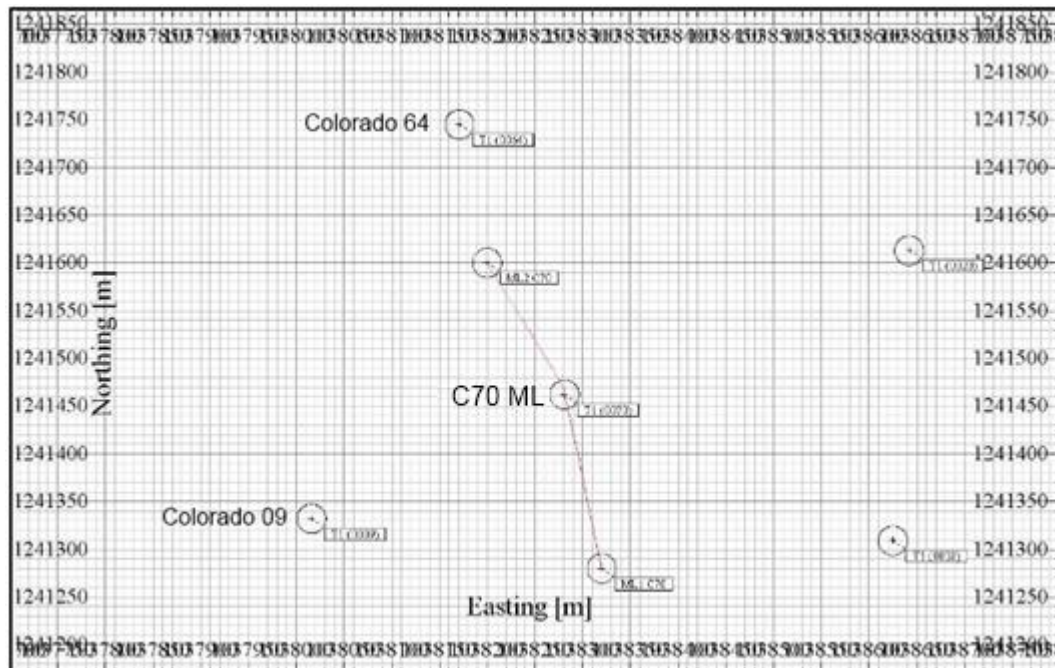


Fuente: Autores. Imagen capturada de Compass.

4.3.3.1 Análisis de anticollisión para el pozo C70 ML

En la Figura 40 es posible observar que no hay problemas de colisión con el pozo C70 ML ya que el pozo más cercano es Colorado 64 que se encuentra a 153 metros (502 pies) del lateral dos.

Figura 40. Vista de planta del área del pozo C70 ML



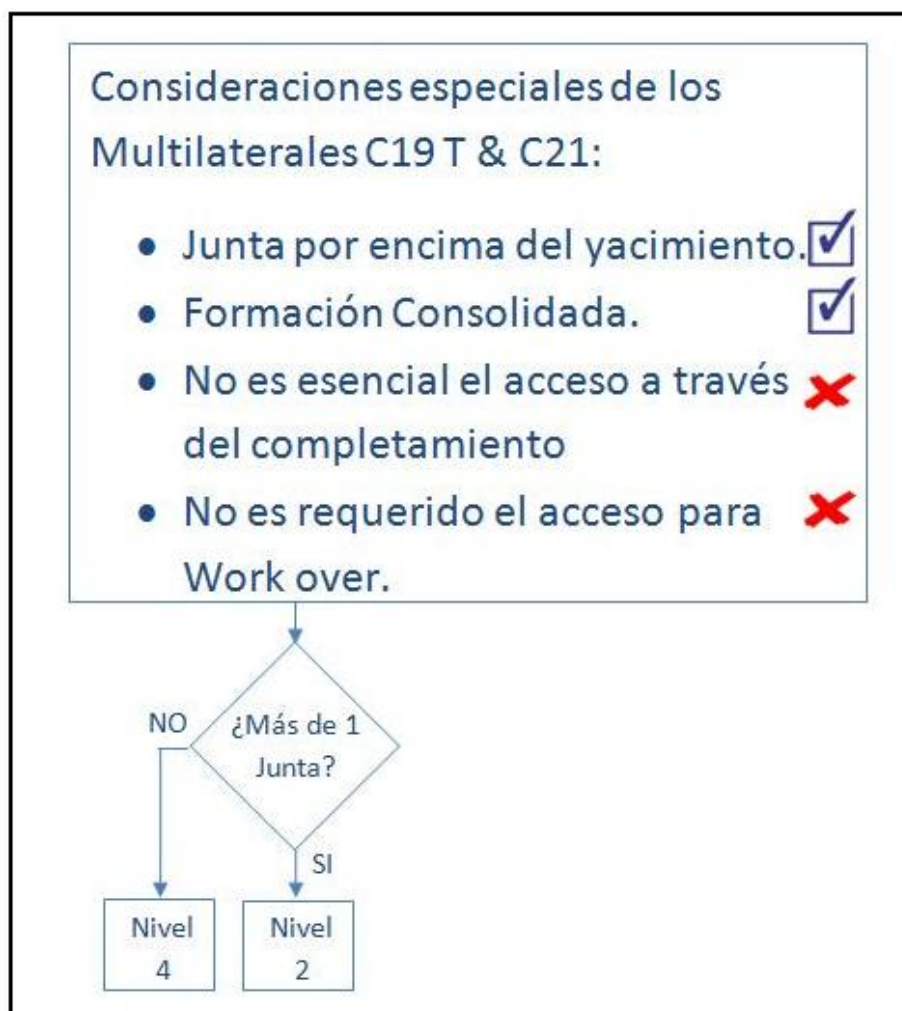
Fuente: Autores. Imagen capturada de Compass.

4.4 SELECCIÓN DEL SISTEMA MULTILATERAL

Para la selección del sistema multilateral se debe tener en cuenta los objetivos que se quieran alcanzar con esta perforación. En base con el numeral 3.2 del presente documento y para este caso de estudio, con los dos primeros diseños se desea abarcar mayor área de drenaje del anticlinal más pronunciado del área sur del campo, por lo que se quiere llegar a la misma formación, Mugrosa C y en consecuencia no es requerido un aislamiento hidráulico en la junta (ver Figura 41).

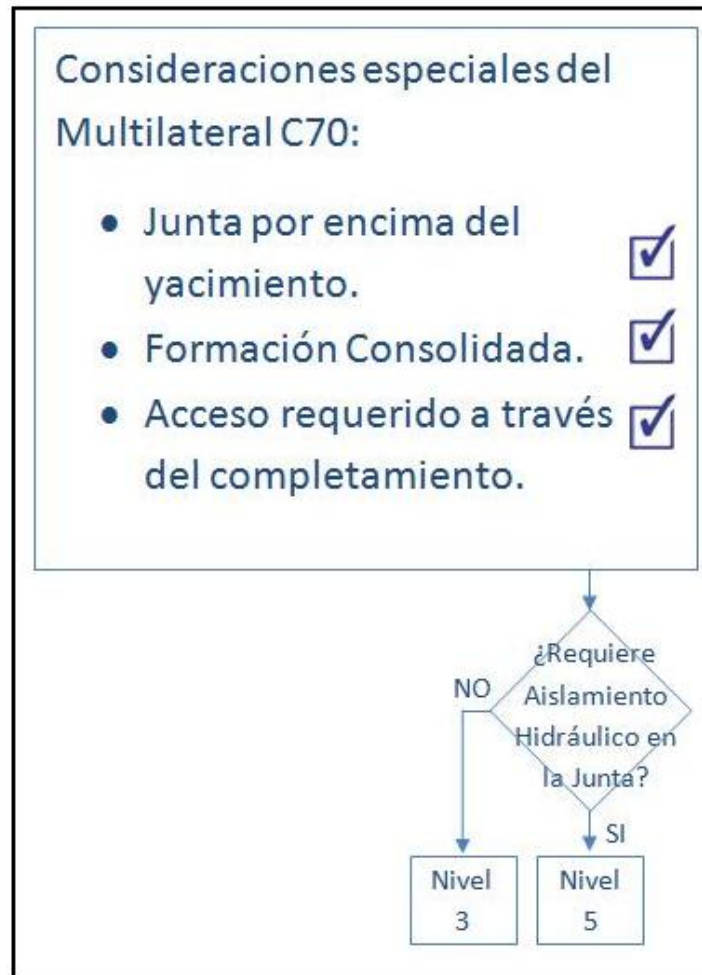
Sin embargo, como el diseño del pozo C19 TML tiene más de una junta, se escogerá el nivel 2 de sistema multilateral y para el diseño del pozo C21 ML el Nivel 4. Por otro lado, con el diseño del pozo C70 ML se busca alcanzar dos formaciones, Mugrosa C y Esmeraldas, por lo que se requiere de un aislamiento hidráulico en la junta (ver Figura 42),

Figura 41. Árbol de decisiones para selección del sistema multilateral de los diseños de los pozos C19 TML y C21 ML



Fuente: Autores.

Figura 42. Árbol de decisiones para selección del sistema multilateral para el diseño del pozo C70 ML



Fuente: Autores.

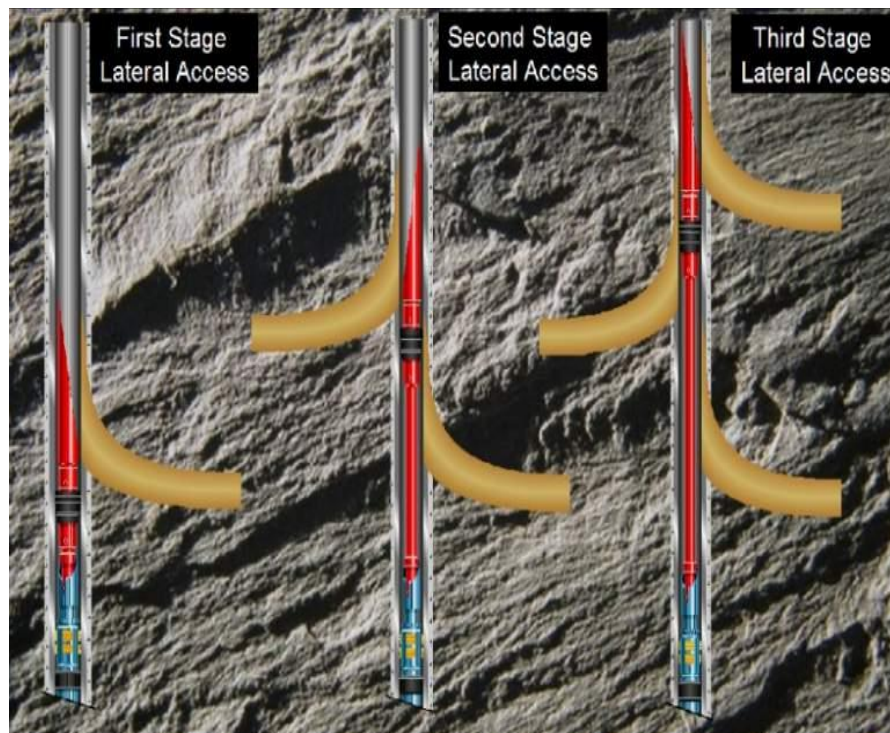
4.5 SELECCIÓN DE LA TECNOLOGÍA MULTILATERAL PARA EL CAMPO COLORADO

De acuerdo a la selección del sistema multilateral se tiene que tener en cuenta que pozos tienen aislamiento hidráulico, cuales tienen más de una junta y cuáles de estos diseños se van a realizar sobre pozos existentes, esto con el fin de seleccionar la mejor tecnología multilateral para la salida de revestimiento.

4.5.1 Diseño propuesto del pozo C19 TML

Como el pozo gemelo del Colorado 19 es un diseño de pozo nuevo, que no requiere aislamiento hidráulico y que tiene más de una junta, se escogió un sistema multilateral nivel 2. Estos sistemas tienen múltiples aplicaciones, pues los laterales pueden ser en hueco abierto o como en este caso con liners ranurados, la orientación es controlada y simplificada, las zonas se pueden producir independientes o mezcladas y la aplicación del sistema permite proximidad de hasta 4 pies entre las ventanas. En la Figura 43 se pueden observar las etapas para obtener un sistema multilateral de nivel 2 utilizando el sistema de re-entrada selectiva (SRS) de Weatherford.

Figura 43. Procedimiento para obtener un sistema nivel 2



Fuente: Weatherford. {En línea}. {Noviembre 10 de 2011}. Disponible en: (<http://www.weatherford.com/Products/Intervention/MultilateralSystems/SelectiveRe-entry/Cased-HoleSelectiveRe-EntrySystem/index.htm>).

4.5.2 Diseño propuesto del pozo C ML 21

El pozo Colorado 21 no requiere aislamiento hidráulico y solo tiene una junta, por lo que se escogió un sistema multilateral nivel 4. Para obtener este nivel se recomienda usar la tecnología de Weatherford, *MillThru Instalation*.

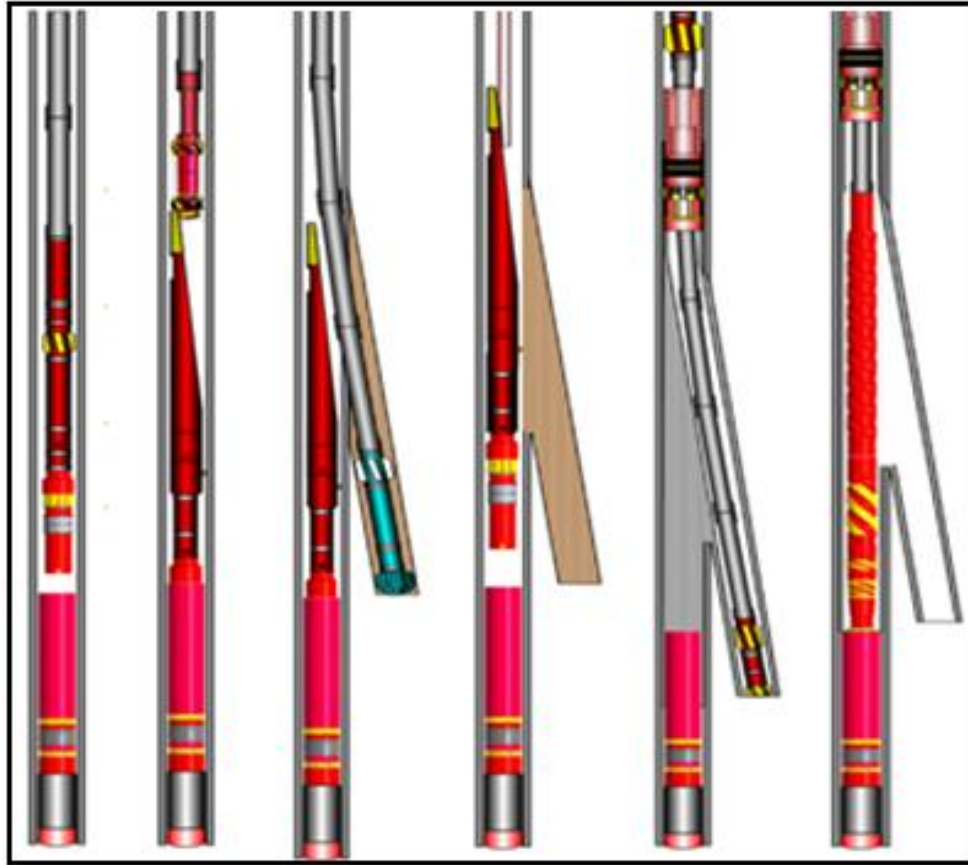
Esta tecnología consiste en primero bajar un empaque, determinar la orientación de salida mediante MWD, bajar el desviador, perforar la ventana del revestimiento principal con broca especial (ver Figura 44), perforar el lateral, bajar revestimiento de lateral, cementar y posteriormente moler mediante una broca especial el revestimiento y cemento sobrante del hueco principal, logrando así acceso mecánico a ambos laterales. La Figura 45 muestra este procedimiento resumido.

Figura 44. Broca de MillThru Instalation



Fuente: Weatherford. Inaugural MillThru™ System Instalation Provides Operator with Highest-Producing Multilateral in Field. {En línea}. {Noviembre 15 de 2011}. Disponible en: (<http://www.weatherford.com/Products/Intervention/MultilateralSystems/MillThruSystems/>).

Figura 45. Procedimiento de la instalación MillThru



Fuente: Weatherford. Whipstocks and Whipstock Mills. {En línea}. {Noviembre 15 de 2011}.

Disponible en:

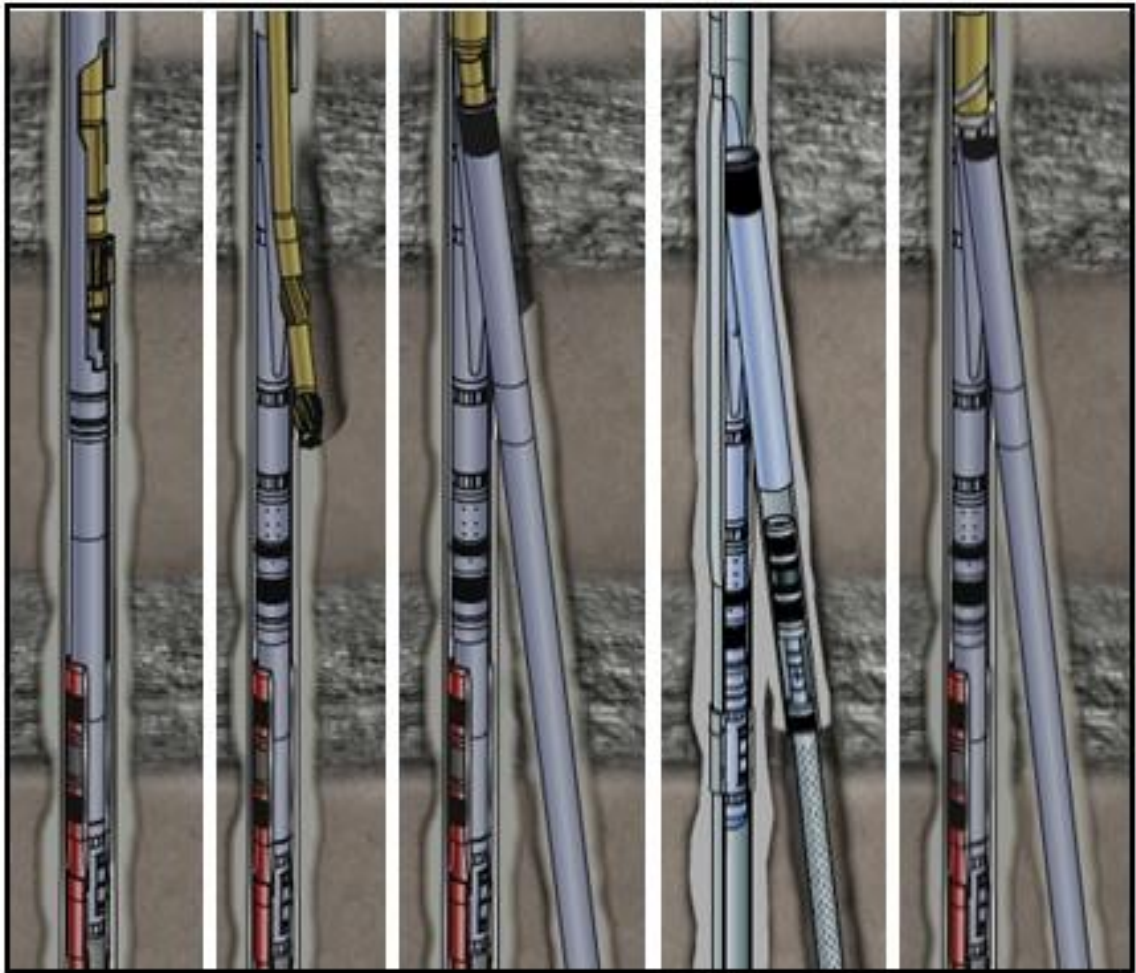
(<http://www.weatherford.com/Products/Intervention/MultilateralSystems/MillThruSystems/>).

4.5.3 Diseño propuesto del pozo C ML 70

Como el diseño del pozo Colorado 70 es sobre un pozo existente, se propone utilizar la tecnología de Halliburton, *MillRite*[®] para crear el lateral de la formación Esmeraldas. Este sistema tiene una broca especial para crear la ventana de salida en el revestimiento, luego baja el desviador y se perfora el lateral que va al *target* establecido, baja el revestimiento del lateral y se cementa, posteriormente se muele el tubo intermedio y se recupera el desviador. En la Figura 46 se muestra este procedimiento gráficamente. Para el lateral de la formación Mugrosa C se

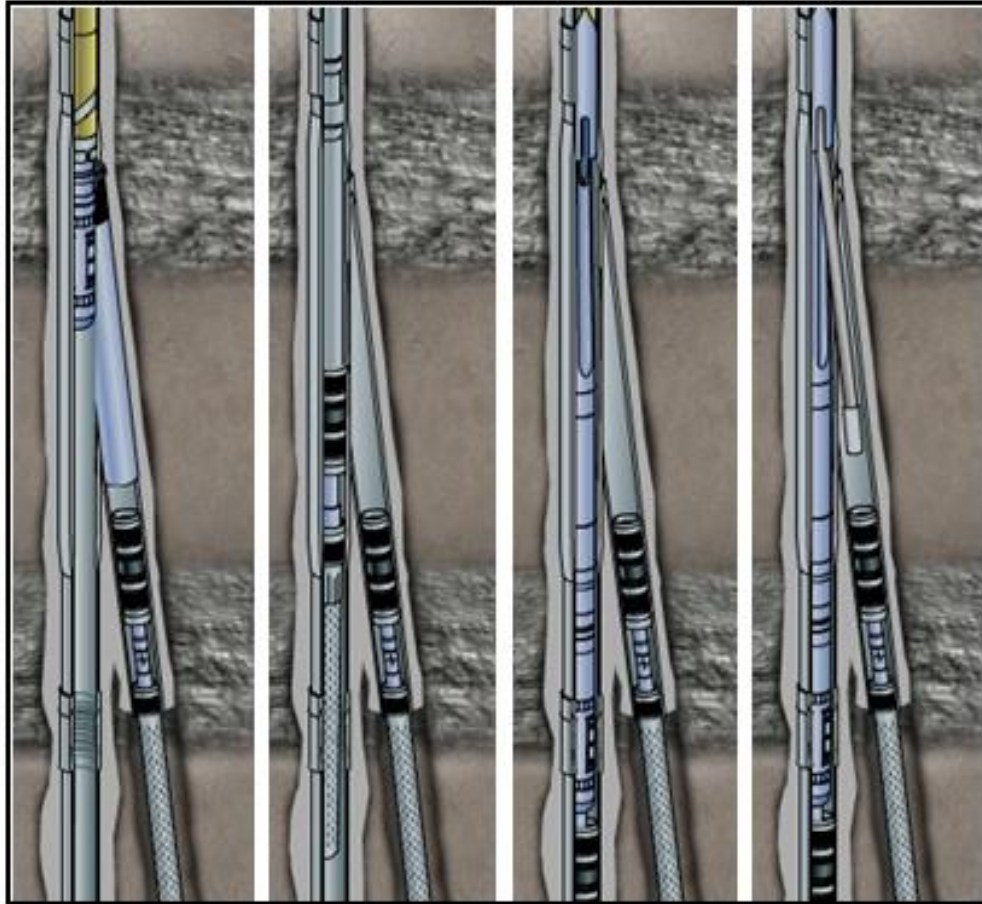
propone implementar la tecnología de Halliburton, *FloRite*[®]. Este sistema sigue el mismo procedimiento, pero en la parte del completamiento y el aislamiento hidráulico se bajan empaques especiales, un desviador de completamiento y un tubing de producción dual para producir de ambas zonas. Este procedimiento se muestra en la Figura 47. Con esto se obtiene el sistema multilateral de nivel 5.

Figura 46. Procedimiento para el lateral de la formación Esmeraldas



Fuente: Halliburton. {En línea}. {Septiembre 29 de 2011}. Disponible en: (<http://www.halliburton.com/ps/Default.aspx?navid=1151&pageid=474&folderid=MSE%3a%3a1045229747050391>).

Figura 47. Procedimiento para el lateral de la formación Mugrosa C



Fuente: Halliburton. {En línea}. {Septiembre 29 de 2011}. Disponible en:

(<http://www.halliburton.com/ps/Default.aspx?navid=1151&pageid=474&folderid=MSE%3a%3a1045229747050391>).

4.6 SELECCIÓN DEL LODO

La selección de la densidad del lodo y sus demás propiedades se hizo con base en el trabajo de grado de la Universidad Industrial de Santander titulado “*Formulación de un Lodo para las Futuras Perforaciones en Campo Colorado*” realizado por Carlos Castro y Duvan Rojas en el año 2011. Las propiedades del lodo seleccionado para todos los diseños se muestran en la Tabla 11.

Tabla 11. Propiedades del lodo seleccionado

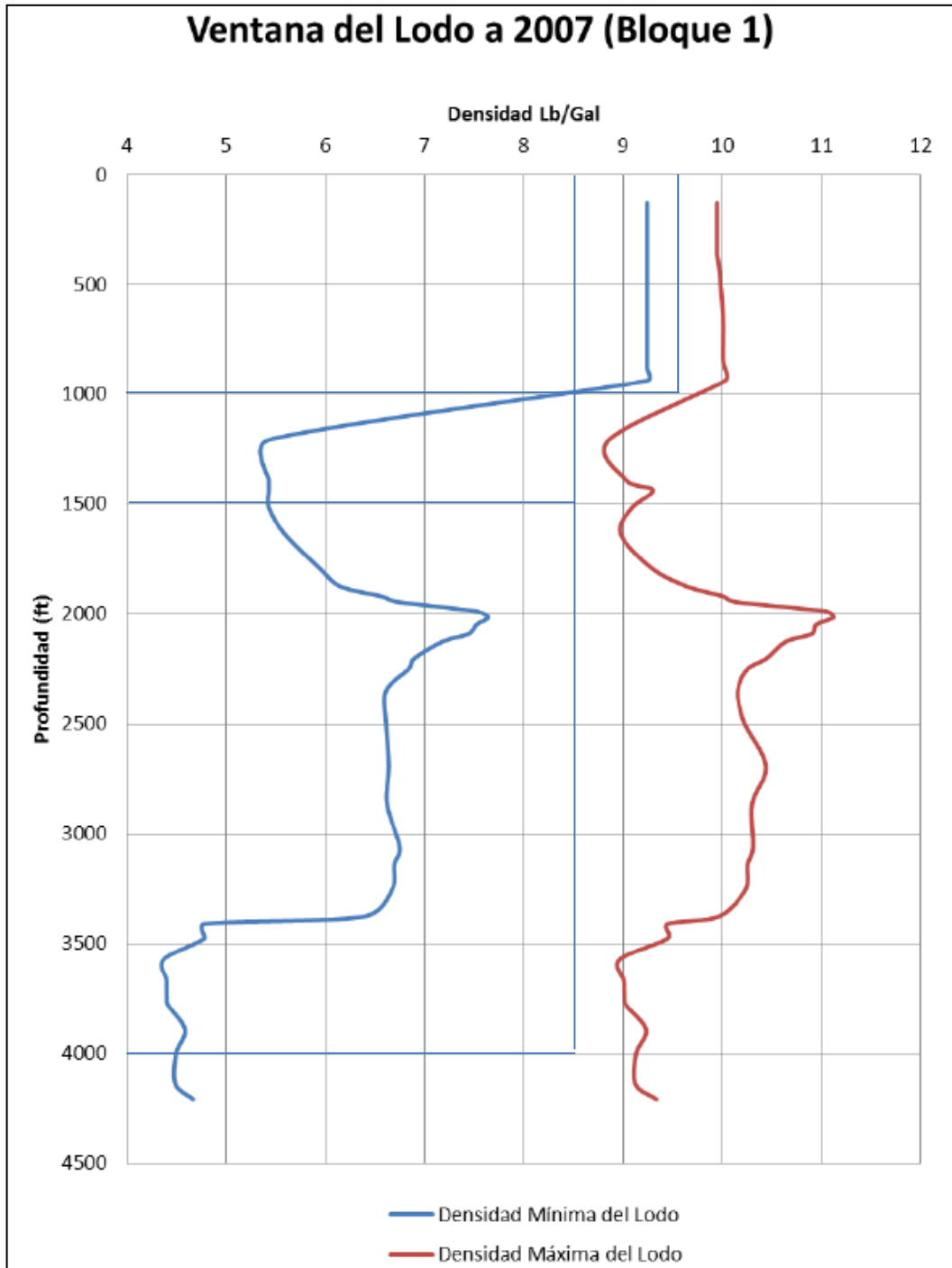
Densidad (lb/gal)	Viscosidad embudo (seg)	Concentración de los componentes (lb/bbl)
8,6	88	Glicol = 2
		PAC-L = 1
		Soda caustica (NaOH) = 4
		Bentonita = 30
		SAPP = 1

Fuente: CASTRO C. y ROJAS D. *Formulación de un Lodo para Futuras Perforaciones en Campo Colorado* [Tesis de grado]. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas; 2011.

Para verificar que es posible usar esta densidad de lodo, se revisó la ventana de lodo del Bloque I y del Bloque II del campo Colorado. Éstas se muestran en la Figura 48 y Figura 49, respectivamente. Como es posible observar, la densidad de lodo de 8,6 lb/gal está dentro de la ventana de lodo para los diseños de los pozos C70 ML y C21 ML, ya que la profundidad de inicio de perforación más somera es 1500 pies y la perforación más profunda es aproximadamente 4000 pies. Así que se considera que el lodo propuesto inicialmente aplica para estos casos.

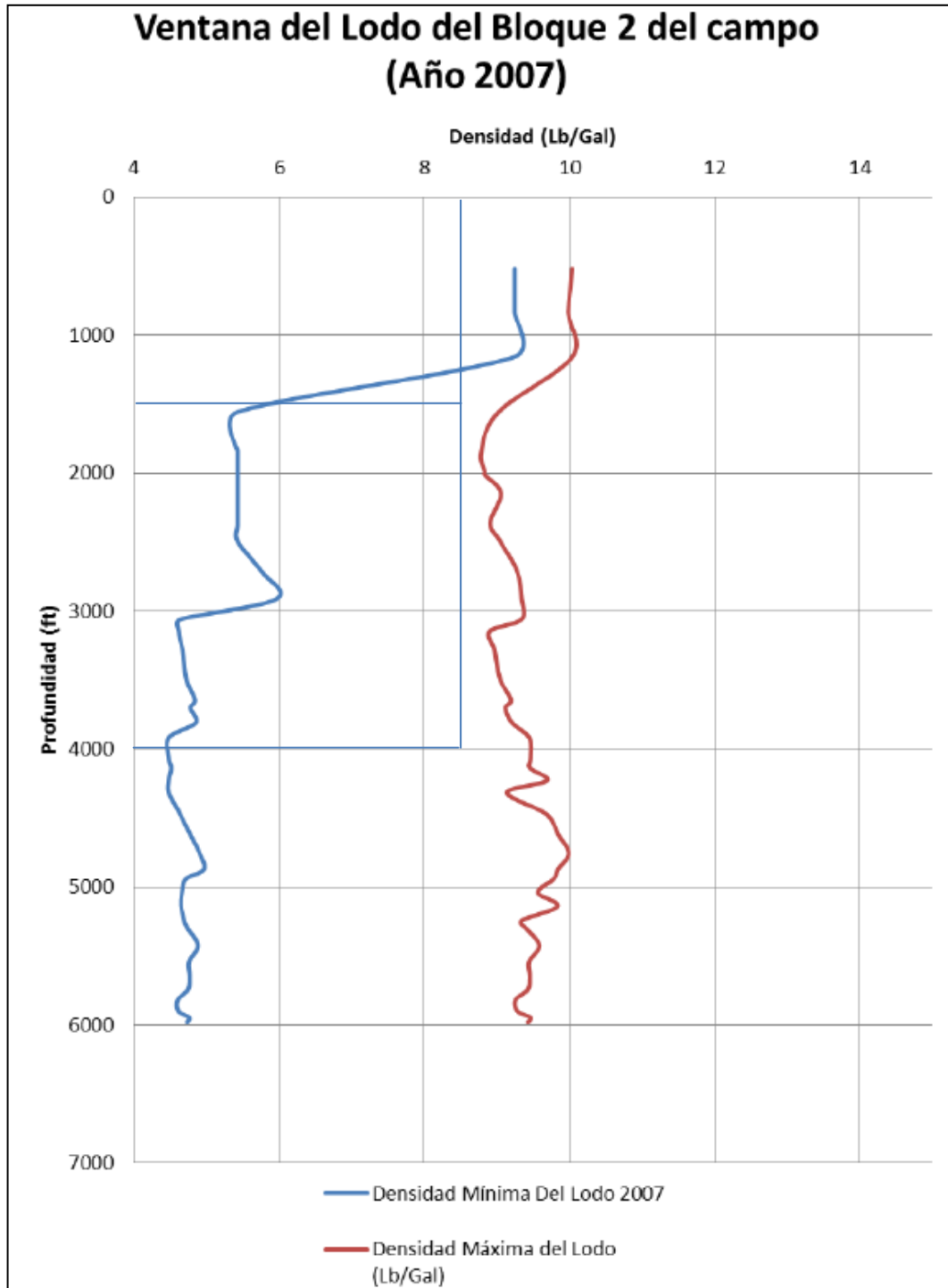
Por otro lado, con el pozo C19 TML se debe considerar que para la perforación del intervalo de 0-1000 pies la densidad del lodo no puede ser menor de 9,3 lb/gal ni mayor a 10 lb/gal, de acuerdo a la ventana de lodo del Bloque I (Figura 48), así que se propone una densidad de 9,7 lb/gal. Después de ese intervalo, se puede trabajar con el lodo propuesto inicialmente de 8,6 lb/gal.

Figura 48. Ventana de lodo del Bloque I del año 2007



Fuente: GONZALEZ A. y GÓMEZ M. *Reevaluación de las Presiones de Formación y Fractura a Partir de Registro en el Campo Colorado* [Tesis de grado]. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas; 2011. 167 p. Modificado.

Figura 49. Ventana de lodo del Bloque II del año 2007



Fuente: Ibíd.

4.7 DISEÑO DE LA SARTA DE PERFORACIÓN


En esta sección se va a mostrar el procedimiento para el diseño de la sarta de perforación para un pozo multilateral a través de la aplicación al pozo propuesto C19 TML.

4.7.1 Selección del BHA

Para la perforación del pozo principal se utiliza un BHA tradicional como el que se propone en el trabajo de grado de la Universidad Industrial de Santander titulado “*Evaluación de las Oportunidades de Perforación Underbalanced en el Campo Colorado*” elaborado por Omar Sepúlveda en el año 2010.

Para la perforación de cada lateral, se propone el BHA que se muestra en la Figura 50. Como es posible observar, este cuenta con un motor de fondo RSS para realizar la desviación del pozo sin interrupciones para deslizar la broca ya que, como se había mencionado en el aparte 3.6, este cuenta con un sistema interno de direccionamiento. En la Tabla 12 se muestra el peso total y la longitud total del BHA.

Figura 50. BHA para perforar los laterales



	Juntas	Largo [ft]	OD [in]	ID [in]	Weight [lb/ft]
Heavy Weight	4	122,96	4,5	2,75	42,6
Jar	1	31,96	6,5	2,75	92,85
Heavy Weight	4	122,24	4,5	2,75	42,6
Crossover	2	5,86	6,69	2,80	98,8
Stabilizer	1	5,63	8,38	2,75	93,54
MWD	3	19,63	6,65	2,40	101,97
Crossover	1	2,1	6,74	1,98	111,1
Drill Collar	2	24,74	7,63	1,95	103,3
Crossover	1	3,35	6,75	1,98	111,46
Drill Collar	1	24,36	6,75	1,92	109,4
Stabilizer	1	1,95	8,13	1,98	111,46
Drill Collar	2	8,94	6,75	1,91	97,05
Crossover	1	4,2	6,75	3,0	105,1
MWD	1	9,22	6,75	3,13	104,4
RSS	1	20,17	7,63	1,49	114,4
Bit	1	0,81	8,5	2,25	97,86

Fuente: Autores.

Tabla 12. Peso total y longitud del BHA propuesto para la perforación de los laterales

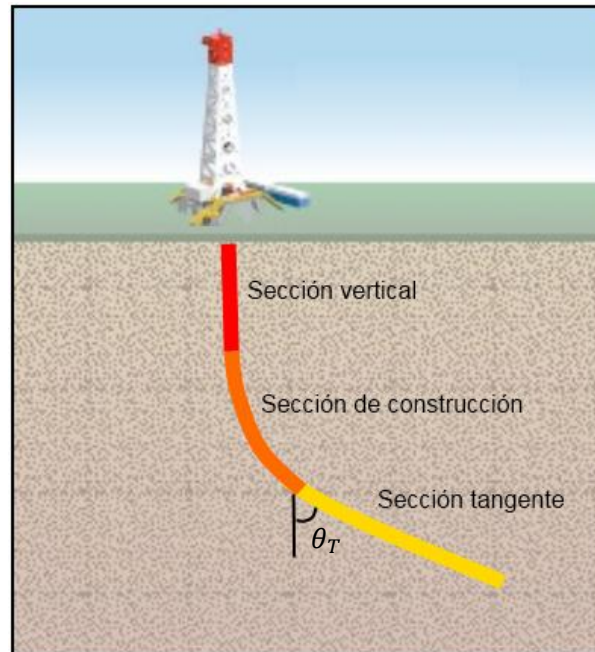
BHA	
LONGITUD (ft)	408,12
PESO TOTAL (lb)	27223,28

Fuente: Autores.

4.7.2 Selección de la tubería de perforación

Para el diseño de la tubería de perforación se visualizó cada lateral como un pozo desviado para facilitar la comprensión del proceso de diseño. La Figura 51 muestra las secciones que compone a un pozo desviado.

Figura 51. Secciones de un pozo desviado



Fuente: Autores.

Aplicando la Figura 51 al diseño propuesto del pozo C19 TML, la sección vertical corresponde al pozo principal, el cual llega hasta 4007 pies y los tres laterales no tienen sección tangente, solo sección de construcción y llegan a la misma profundidad del pozo vertical. Para la sección vertical se tiene un procedimiento convencional de cálculos para determinar la tubería de perforación, pero para la sección de construcción se debe tener en cuenta que la acción de la gravedad se siente en la componente vertical del peso, así que será prudente modificar algunas ecuaciones para este caso. A continuación se muestra el procedimiento de selección de tubería de perforación para la sección de un lateral del diseño del pozo C19 TML teniendo como base el numeral 3.4 del presente documento.

➤ **Sección de construcción**

Se halla el factor de flotación con la densidad de lodo para todo el tramo que se va a perforar con la ecuación (6). Esto para saber el peso de la sarta dentro del lodo. Para este caso BF es 0,869.

$$BF = 1 - \frac{\rho_L}{65,5} \quad (6)$$

• **Presión de colapso esperada**

La ecuación (1) con unidades de campo se convierte en la ecuación (7).

$$P_c = 0,052 \times \rho_L \times h \times F_c \quad (7)$$

Donde:

ρ_L = Densidad del lodo (lb/gal)

h = Longitud vertical de la tubería de perforación (ft)

F_c = Factor de seguridad (adimensional)

Hay que tener en cuenta que “ h ” hace referencia a la longitud vertical de la tubería de perforación, por lo cual se debe considerar el máximo ángulo de inclinación y la tasa de incremento de ángulo para calcular la equivalencia de la longitud de BHA en longitud vertical para obtener la longitud total de la tubería de perforación. Pero en este caso, el software Compass proporciona valores de MD y TVD a medida que avanza 100 pies la perforación hasta que alcanza el *target*, por lo cual no es necesario realizar cálculos adicionales. Así que para el lateral que tiene un KOP de 1500 pies, la longitud de la tubería de perforación es 3633,8 pies (ver Figura 52).

Figura 52. Datos proporcionados por Compass para el lateral con KOP de 1500 pies

COMPASS - [Plan Editor - TWIN COLO 0019/ORIG HOLE/ML1]

File Edit View Analysis Plot Report Tools Window Help

Units: API Datum: WELL @ 0.0ft (Original Well Elev) TVDs to System Local: Site North: Grid

	MD (ft)	Inc (°)	Azi (°)	TVD (ft)	N/S (ft)	E/W (ft)	V.Sec. (ft)	DLeg (°/100ft)	Tool
1	0.0	0.00	0.00	0.0	787563.8	127492.7	0.0	0.00	UNDEFINED
2	1500.0	0.37	0.00	1500.0	787568.7	127492.7	-4.2	0.02	MWD (1)
3	1600.0	0.83	222.62	1600.0	787568.5	127492.2	-3.8	1.13	MWD (1)
4	1700.0	1.95	215.16	1700.0	787566.6	127490.7	-1.4	1.13	MWD (1)
5	1800.0	3.08	213.15	1799.9	787563.0	127488.3	3.0	1.13	MWD (1)
6	1900.0	4.21	212.22	1899.7	787557.6	127484.8	9.4	1.13	MWD (1)
7	2000.0	5.35	211.69	1999.3	787550.5	127480.4	17.7	1.13	MWD (1)
8	2100.0	6.48	211.34	2098.8	787541.8	127475.1	28.0	1.13	MWD (1)
9	2200.0	7.61	211.09	2198.0	787531.3	127468.7	40.3	1.13	MWD (1)
10	2300.0	8.75	210.91	2297.0	787519.1	127461.4	54.5	1.13	MWD (1)
11	2400.0	9.88	210.77	2395.7	787505.2	127453.1	70.7	1.13	MWD (1)
12	2500.0	11.01	210.66	2494.0	787489.6	127443.8	88.8	1.13	MWD (1)
13	2600.0	12.15	210.57	2592.0	787472.3	127433.6	108.9	1.13	MWD (1)
14	2700.0	13.28	210.49	2689.5	787453.4	127422.4	130.9	1.13	MWD (1)
15	2800.0	14.41	210.42	2786.6	787432.7	127410.3	154.8	1.13	MWD (1)
16	2900.0	15.55	210.37	2883.2	787410.4	127397.2	180.6	1.13	MWD (1)
17	3000.0	16.68	210.32	2979.3	787386.5	127383.2	208.4	1.13	MWD (1)
18	3100.0	17.81	210.28	3074.8	787360.9	127368.2	238.0	1.13	MWD (1)
19	3200.0	18.95	210.24	3169.7	787333.7	127352.3	269.6	1.13	MWD (1)
20	3300.0	20.08	210.21	3263.9	787304.8	127335.5	303.0	1.13	MWD (1)
21	3400.0	21.21	210.18	3357.5	787274.3	127317.8	338.2	1.13	MWD (1)
22	3500.0	22.35	210.15	3450.4	787242.2	127299.2	375.3	1.13	MWD (1)
23	3600.0	23.48	210.13	3542.5	787208.6	127279.6	414.3	1.13	MWD (1)
24	3700.0	24.61	210.11	3633.8	787173.3	127259.2	455.0	1.13	MWD (1)
25	3800.0	25.75	210.09	3724.3	787136.5	127237.8	497.6	1.13	MWD (1)
26	3900.0	26.88	210.07	3813.9	787098.1	127215.6	541.9	1.13	MWD (1)
27	4000.0	28.02	210.05	3902.7	787058.2	127192.5	588.0	1.13	MWD (1)
28	4100.0	29.15	210.04	3990.5	787016.8	127168.6	635.8	1.13	MWD (1)
29	4119.4	29.37	210.03	4007.4	787008.6	127163.8	645.3	1.13	MWD (1)

Fuente: Autores.

De esta manera se encuentra la longitud vertical verdadera para los demás laterales. La Tabla 13 muestra este valor junto con la presión de colapso calculada para cada lateral utilizando el factor de seguridad como 1,15.

Tabla 13. Longitud vertical verdadera del *drill pipe* y presión de colapso calculada para cada lateral

	Lateral 1	Lateral 2	Lateral 3
Longitud vertical <i>drill pipe</i> (ft)	3633,8	3680,8	3703,6
P_c (psi)	1868,8	1893,0	1904,7

Fuente: Autores.

- **Presión de estallido esperada**

Se utiliza la ecuación (2), considerando una presión máxima en superficie de 5000 psi y se utiliza un alto factor de seguridad de 1,3, con lo que se obtiene una presión de estallido de 6500 psi.

Ahora es posible seleccionar la tubería de perforación que más convenga considerando la presión de colapso y de estallido que se acabaron de calcular, utilizando la tabla de valores nominales para la tubería de perforación, *Drill Pipe Torsional, Tensile and Pressure Values*, de la empresa Grant Prideco, disponible en

(http://www.oilproduction.net/files/casing_drilling/GP_Drill_Pipe_Torsion_Tension_and_Pressure_Valves.pdf).

Se seleccionó la tubería de 5" de OD, 4,276" de ID, clase New, grado E-95 y peso nominal de 19,5 lb/ft.

- **Colapso biaxial**

Es necesario tener en cuenta que el peso del BHA le quita resistencia a la presión de colapso que tiene cada tubería de perforación (resistencia a la presión de

colapso nominal). Así que se utiliza un factor Z para relacionar la presión biaxial con la presión de colapso nominal, como se muestra en la ecuación (8).

$$\frac{P_{biaxial}}{P_{c\ nominal}} = \frac{\sqrt{4-3Z^2}-Z}{2} \quad (8)$$

Para calcular Z se utiliza la siguiente ecuación:

$$Z = \frac{\text{Peso total de BHA}}{0,7854(OD^2-ID^2) \times Y_{p(\text{promedio})}} \quad (9)$$

Donde:

Peso total de BHA = En libras

OD = Diámetro externo de la tubería de perforación (pulgadas)

ID = Diámetro interno de la tubería de perforación (pulgadas)

Y_{p(promedio)} = Punto de cedencia promedio de la tubería de perforación

Para este caso, donde la tubería es de grado E-75, el punto de cedencia promedio es 85.000 y el valor del peso total del BHA, el cual en este caso es 27.223,28 lb, de manera que se obtiene un valor de Z de 0,0607.

Ahora se halla el valor de la presión biaxial con el valor de Z y sabiendo que la presión de colapso nominal para la tubería seleccionada es 9.962 psi, despejándola de la ecuación (8). De esta manera se tiene que la presión de colapso biaxial es 9.645,88 psi.

- **Longitud máxima de la tubería seleccionada**

Es necesario calcular esta longitud para saber si la tubería seleccionada alcanza para todo el intervalo vertical considerando el MOP de seguridad. Para este caso se considera un MOP de 120000 lb. A continuación se calcula la longitud máxima de la tubería con la ecuación (10).

$$L_{m\acute{a}x.dp} = \frac{(P_t \times 0,9) - MOP}{W_{dp} \times BF} - \frac{TW_{BHA}}{W_{dp}} \quad (10)$$

Donde:

P_t = Mínima cedencia de tensión nominal de la tubería de perforación (lb)

MOP = El *Margin Over Pull* por seguridad de la operación (lb)

W_{dp} = Peso por pie del *drill pipe* (lb/ft)

BF = Factor de flotación (adimensional)

TW_{BHA} = Peso total del BHA (lb)

Reemplazando valores se tiene que la longitud máxima de la tubería es 12.533 pies, es decir, excede la longitud medida de cada lateral, por lo tanto no hay problema en usarla.

- **Peso total de la sarta dentro del lodo**

Es importante corregir el peso de la tubería y accesorios que no estn en posición vertical debido a la dirección de la fuerza de gravedad. El peso del BHA corregido se muestra en la ecuación (11) y del drill pipe en la ecuación (12).

$$TW'_{BHA} = TW_{BHA} \times \cos\theta_1 \quad (11)$$

Donde:

TW'_{BHA} = Peso corregido por gravedad del BHA (lb)

TW_{BHA} = Peso total del BHA (lb)

θ_1 = Máximo ngulo del BHA ()

$$TW'_{dp} = (W_{dp} \times KOP) + \left[(\sen \theta_2) \frac{5729,6}{BR} \times W_{dp} \right] \quad (12)$$

Donde:

TW'_{dp} = Peso corregido por gravedad del *drill pipe* (lb)

W_{dp} = Peso nominal del *drill pipe* (lb/ft)

KOP = Profundidad a partir de la cual empieza el lateral (ft)

θ_2 = Máximo ángulo del *drill pipe* (°)

BR = Tasa de incremento de ángulo (°/100ft)

Ahora con el resultado de estas dos ecuaciones se halla el peso de la sarta de perforación en el lodo, (T_{surf}), al multiplicar la adición de ellos por el factor de flotación. En la Tabla 14 se muestran los datos requeridos y los resultados para cada lateral.

Tabla 14. Peso de la sarta de perforación en cada lateral

	Lateral 1	Lateral 2	Lateral 3
TW_{BHA} (lb)	27.223,28		
θ_1 (°)	29,37	38,78	47,63
TW'_{BHA} (lb)	23.724,29	21.222,09	18.346,19
W_{dp} (lb/ft)	19,5		
KOP (ft)	1500	2000	2500
θ_2 (°)	24,61	30,31	33,59
BR (°/100ft)	1,13	1,81	2,84
TW'_{dp}	70.424,88	70.152,65	70.515,01
BF	0,869		
T_{surf} (lb)	81.815,63	79.404,65	77.220,38

Fuente: Autores.

- **Rotación crítica**

Ésta se calcula con la ecuación (4), así que teniendo en cuenta que la longitud de un tubo es 30 pies y las propiedades de la tubería de perforación (OD=5" ID=4,276"), se tiene que la RPM crítica es 241,64. Con la ecuación (5) se tiene que el punto crítico se da a 1067,70 pies y su respectivo armónico a 4270,82 pies.

4.7.3 Selección de brocas

Se realizó un programa de brocas para cada uno de los diseños teniendo en cuenta las consideraciones mencionadas en el numeral 3.5 del presente documento. Para los pozos existentes, el diámetro de las brocas se seleccionó de acuerdo al diámetro interno del revestimiento de producción, y para el pozo nuevo de acuerdo al diámetro del hueco propuesto.

En cuanto al tipo de broca, se considera conveniente trabajar con broca PDC porque los cortadores no se desgastan fácilmente y tiene buena velocidad de penetración. Para la sección vertical del diseño el pozo C19 TML se recomienda una broca PDC *VertiDrill* porque mantiene el perfil vertical en formaciones fracturadas o con presencia de fallas sin utilizar un sistema costoso de dirección.

Para las secciones en que hay que perforar el revestimiento para abrir la ventana de los laterales se debe usar una broca especial que es proporcionada por la compañía de servicios.

Por último, para la perforación de todos los laterales, después de la ventana, se recomienda usar brocas bicéntricas para obtener un buen acabado del hueco con una sola corrida, ahorrándose tiempo y costos de operación.

Desde la Tabla 15 hasta la Tabla 17 se muestra el programa de brocas para cada diseño de pozo multilateral propuesto.

Tabla 15. Programa de brocas para el pozo C19 TML

Pozo principal			
Intervalo (ft)	Distancia (ft)	Diámetro (pulg.)	Tipo
0 – 1000	1000	12,05	PDC
1000 – 4007,7	3007,7	11	PDC
Lateral 1			
1500 – 1600	100,01	8,5	Broca especial para perforar revestimiento
1600 – 4007,7	2519,39	8,5	Bicéntrica
Lateral 2			
2000 - 2100	100,03	8,5	Broca especial para perforar revestimiento
2100 – 4007,7	2067,07	8,5	Bicéntrica
Lateral 3			
2500 - 2600	100,08	8,5	Broca especial para perforar revestimiento
2100 – 4007,7	1593,72	8,5	Bicéntrica

Fuente: Autores.

Tabla 16. Programa de brocas para el pozo C21 ML

Intervalo (ft)	Distancia (ft)	Diámetro (pulg.)	Tipo
1500 – 1600	100,03	4,75	Broca especial para perforar revestimiento
1600 – 3900	2384,77	4,75	PDC Bicéntrica

Fuente: Autores.

Tabla 17. Programa de brocas para el pozo C70 ML

Lateral 1			
Intervalo (ft)	Distancia (ft)	Diámetro (pulg.)	Tipo
1500 – 1600	100,05	3,35	Broca especial para perforar revestimiento
1600 – 3200	1746,95	3,35	PDC bicéntrica
Lateral 2			
2500 - 2600	100,31	3,35	Broca especial para perforar revestimiento
2600 - 3600	1149,59	3,35	PDC bicéntrica

Fuente: Autores.

4.8 PLAN DE CONTINGENCIA

De acuerdo a los reportes de operación archivados en la oficina de Campo Escuela Colorado, es probable que se presente pérdida de circulación durante la

perforación. En caso de que se presente esta situación se recomienda lo siguiente:

- Reducir el peso del lodo, manteniéndolo en balance con la ventana de las formaciones.
- Reducir la rata de circulación, reduciendo así la ECD (densidad equivalente de circulación), manteniendo una velocidad suficiente para arrastrar los recortes y dejar limpio el hueco.
- Incrementar la viscosidad del lodo (un lodo más viscoso reduce la rata de perdida).

Si estas modificaciones no detienen o reducen suficientemente la pérdida de circulación, se propone añadir al lodo material para el control de pérdidas LCM, que es básicamente, fibra de madera, cáscara de nueces, cáscaras de semillas de algodón, de arroz, conchas marinas, celofán o asfalto.

Si ningún procedimiento es efectivo, existe un recurso final, que consiste en bombear cemento en la zona fracturada, para crear un sello permanente en la fractura de la formación y así continuar con la perforación⁸.

⁸ MERCADO D. y VELANDIA J. Estudio de Factibilidad para la Perforación de Pozos Multilaterales en un Campo Maduro del Valle Medio del Magdalena [Tesis de grado]. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas; 2008. 131 p.

5. EVALUACIÓN TÉCNICA Y ANÁLISIS FINANCIERO

5.1 PREDICCIONES DE PRODUCCIÓN

Para estimar la producción de los diseños propuestos, se utilizó el software gratuito JTI Multilateral™. Esta herramienta presenta una solución analítica para calcular la caída de presión y la producción de múltiples drenajes, los cuales pueden ser tratados como pozos laterales o fracturas verticales. El usuario tiene la opción de pronosticar la tasa de producción para una presión de fondo constante o la presión para una tasa de producción constante. Cuando se ha alcanzado el estado pseudo estable, el software utiliza la correlación de declinación de Arps modificada por Fetkovitch.

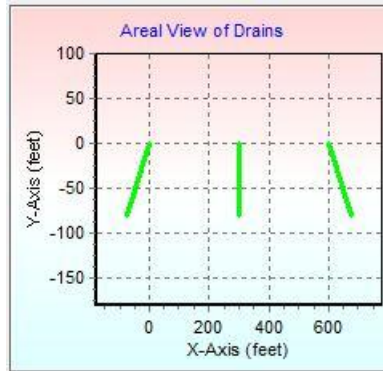
Los datos de entrada para estimar la producción para cada diseño de pozo propuesto fueron obtenidos a partir de tesis realizadas anteriormente en el campo Colorado, principalmente de “*Análisis integrado de fluidos para el campo Colorado*” y “*Reevaluación de las Presiones de Formación y Fractura a Partir de Registros en el Campo Colorado*”. Estos datos se muestran en la Tabla 18. Cabe mencionar que para el diseño del pozo C70 ML se realizó una corrida por cada lateral porque producen de formaciones diferentes y son de producción aislada uno del otro.

Tabla 18. Datos de entrada para estimar la producción de los pozos

	C19 TML	C21 ML	C70 ML	
DATOS DE FORMACIÓN				
Área de drenaje: área que drena cada lateral (acres)	5	5	5	5
Relación X_e/Y_e: relación espacial que depende de la longitud de los laterales (adimensional)	1	1	1	1
Espesor del Net pay (pies)	300	300	300	300
Porosidad (fracción)	0,15	0,15	0,22	0,20
Permeabilidad areal (md)	10	10	10	10
Relación de permeabilidades K_v/K_h (adimensional)	0,1	0,1	0,1	0,1
Presión de yacimiento (psia)	1200	1200	800	1200
Saturación de agua inicial (fracción)	0,25	0,25	0,24	0,24
DATOS DEL FLUIDO				
Tipo de fluido (aceite o gas)	Aceite	Aceite	Aceite	Aceite
Factor volumétrico de formación (RB/STB)	1,13	1,13	1,16	1,13
Viscosidad (cp)	2,2	2,2	2,5	2,2
Compresibilidad (1/psi)	$1,032 \times 10^{-5}$	$1,032 \times 10^{-5}$	$1,032 \times 10^{-5}$	$1,032 \times 10^{-5}$
DATOS DE POZO				
Número de laterales	3	2	1	1
Elevación (pies)	150	150	150	150
Radio del pozo (pulgadas)	7	4,5	3,5	3,5
Posición de los laterales	Ver Figura 53	Ver Figura 54	Ver Figura 55	Ver Figura 56
Límite económico (STB/día)	10	10	10	10
Presión de fondo fluyendo (psia)	1000	1000	600	1000

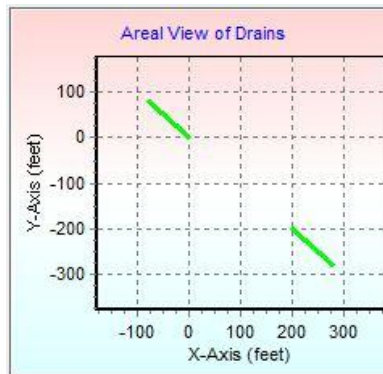
Fuente: Autores.

Figura 53. Posición de los laterales del diseño del pozo C19 TML



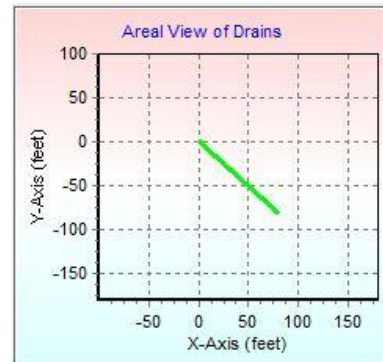
Fuente: Autores.

Figura 54. Posición de los laterales del diseño del pozo C21 ML



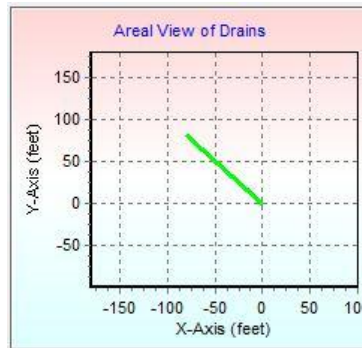
Fuente: Autores.

Figura 55. Posición del lateral en la formación Esmeraldas del diseño del pozo C70 ML



Fuente: Autores.

Figura 56. Posición del lateral en la formación Mugrosa del diseño del pozo C70 ML



Fuente: Autores.

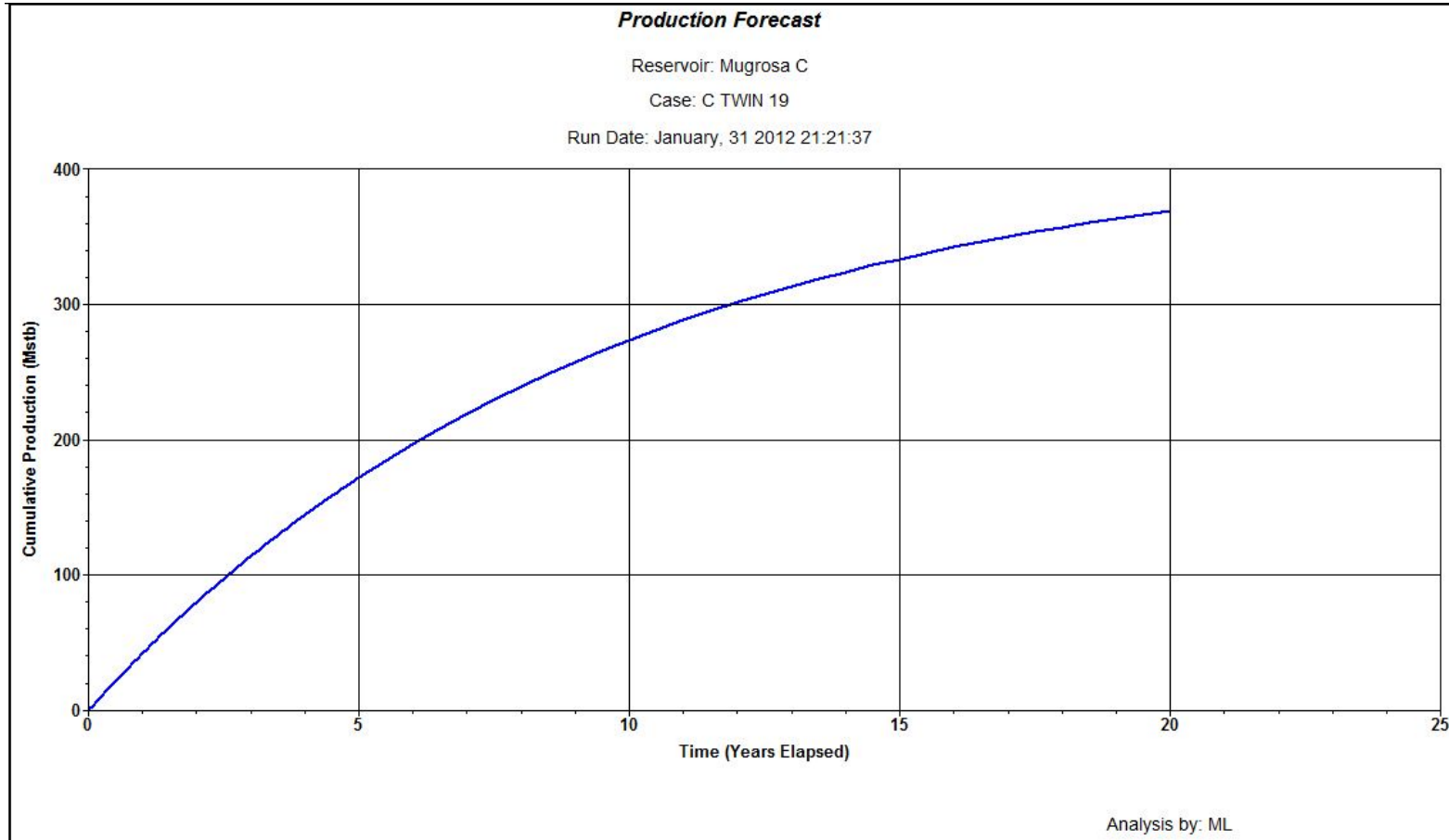
El software JTI proporciona valores de producción acumulada y porcentaje recuperado para cada cierto periodo de tiempo. La Tabla 19 se muestra como ejemplo de la información proporcionada por el software en los primeros seis años de producción para el pozo C19 TML. Además de los valores, también se obtienen gráficas de producción acumulada contra tiempo, las cuales se muestran desde la Figura 57 hasta la Figura 60.

Tabla 19. Información calculada por JTI Multilateral para el diseño del pozo C19 TML

C19 TML				
Años	STB/día	STB/mes	Producción acum. (MSTB)	%Recuperado.
1	109	3333	42,06	3,4
2	99	3000	79,86	6,5
3	89	2700	113,87	9,2
4	80	2430	144,48	11,7
5	72	2187	172,03	13,9
6	66	2012	196,83	15,9

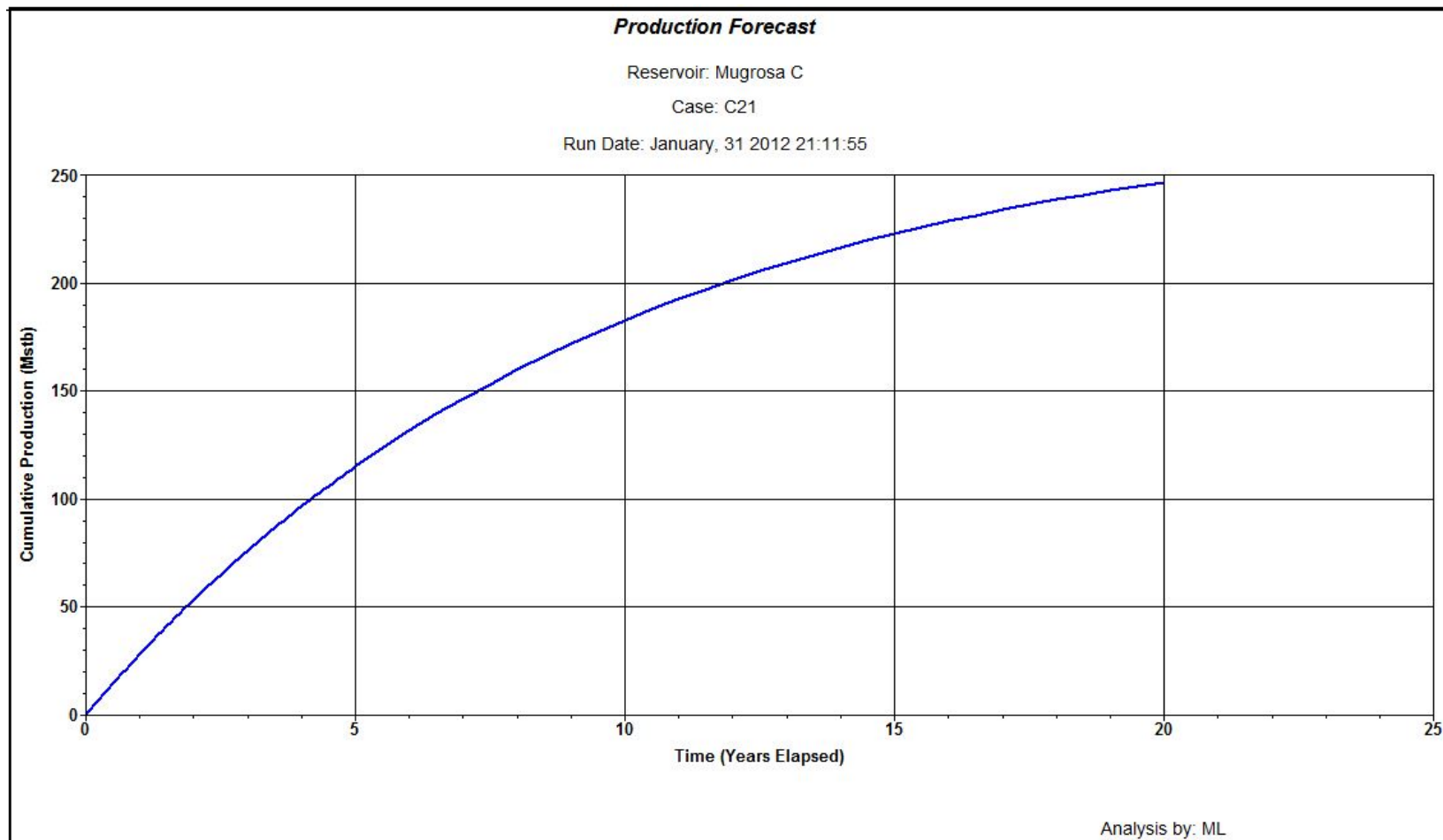
Fuente: Autores.

Figura 57. Gráfica de producción acumulada contra tiempo para el diseño C19 TML



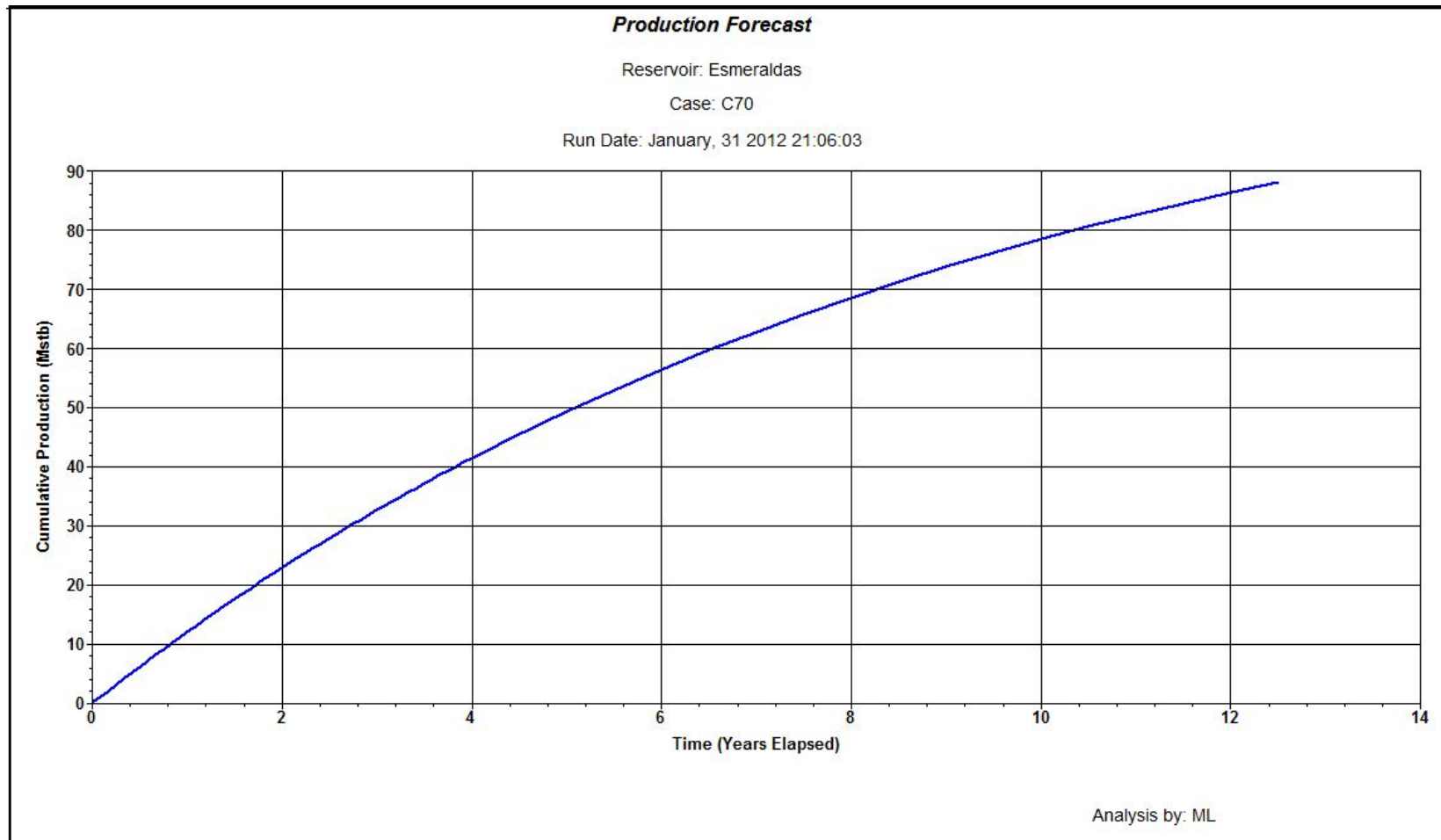
Fuente: Autores. Proporcionado por JTI Multilateral™.

Figura 58. Gráfica de producción acumulada contra tiempo para el diseño C21 ML



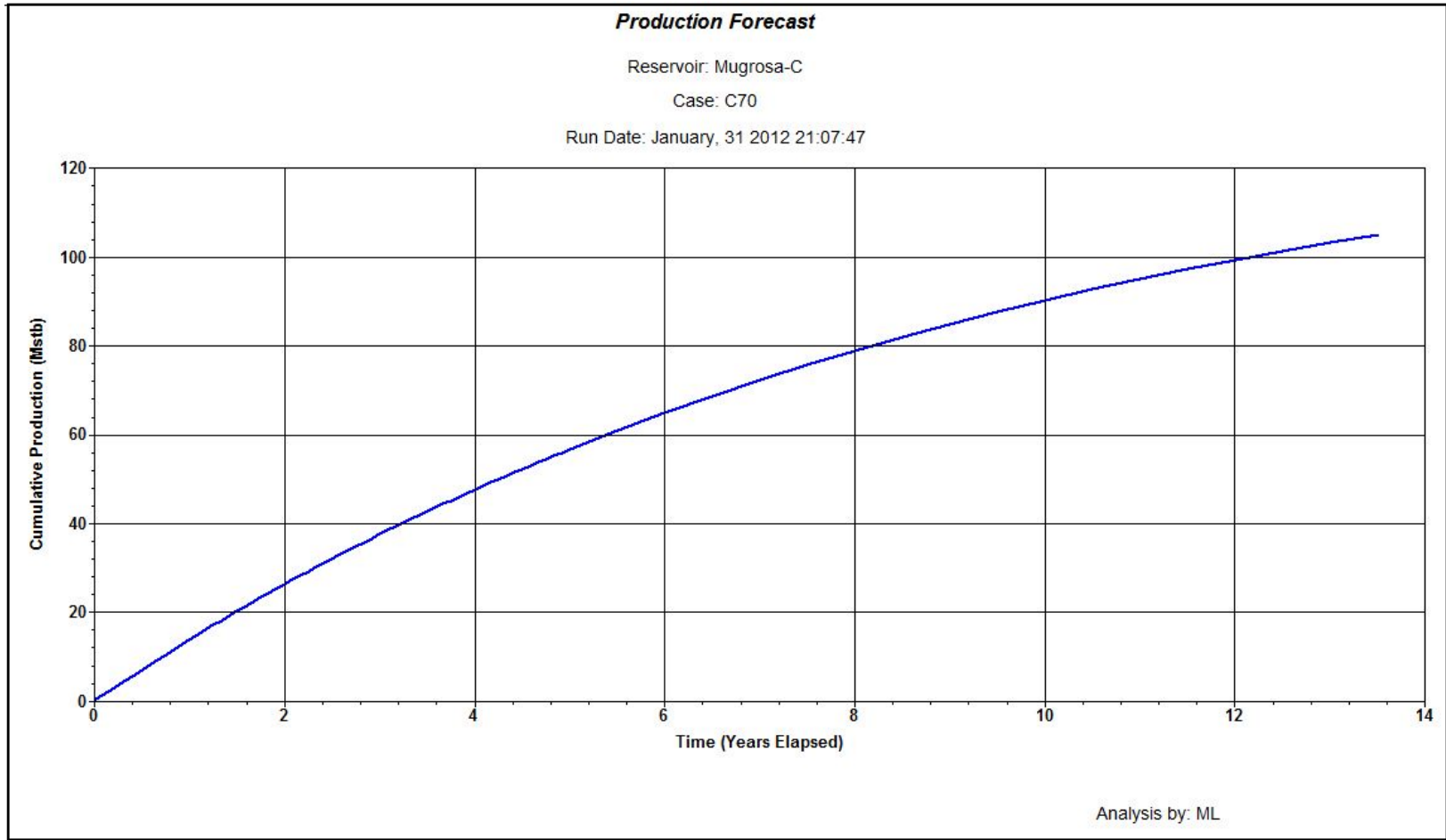
Fuente: Autores. Proporcionado por JTI Multilateral™.

Figura 59. Gráfica de producción acumulada contra tiempo para el lateral de la formación Esmeraldas del pozo C70 ML



Fuente: Autores. Proporcionado por JTI Multilateral™.

Figura 60. Gráfica de producción acumulada contra tiempo para el lateral de la formación Mugrosa del pozo C70 ML



Fuente: Autores. Proporcionado por JTI Multilateral™.

5.2 ANÁLISIS TÉCNICO-FINANCIERO

Se realizó un análisis de costo promedio por pie para la implementación de cada uno de los diseños de los pozos propuestos, el cual se muestra en la Tabla 20. Este análisis fue basado en perforaciones realizadas en la cuenca del Valle del Magdalena Medio, entre las que se incluye la perforación de un pozo horizontal. Como es posible observar, se excluyeron ítems de costos que no aplican en el diseño en cuestión, de tal manera que para los pozos existentes (Colorado 70 y Colorado 21) no se tiene en cuenta el costo de revestimiento de superficie y para los laterales del pozo nuevo no se tienen en cuenta el revestimiento de superficie, de producción y cementación porque las uniones son de nivel 2 en la clasificación TAML.

Tabla 20. Costo de inversión para cada diseño multilateral propuesto

POZO	COSTO PROMEDIO POR ITEM DEL VALLE DEL MAGDALENA MEDIO	C70-ML1	C70-ML2	C21-ML1	C21-ML2	CTWIN 19-MLP	CTWIN 19-ML1	CTWIN 19-ML2	CTWIN 19-ML3	
										MD
ITEM	DESCRIPCION	AFE US\$/ft	1847,00 [ft]	1249,90 [ft]	2484,80 [ft]	2483,30 [ft]	4007,40 [ft]	2619,40 [ft]	2193,80 [ft]	1693,80 [ft]
1	Servicio de Pozo Direccional	47,41	87571,96	59261,61	117812,03	117740,91	190003,19	124193,83	104014,82	80308,28
2	Día de Trabajo (Contratistas & Personal de Perforacion)	37,22	68738,40	46516,58	92474,92	92419,09	149140,37	97484,22	81644,99	63036,87
3	Revestimiento de Produccion	28,55	52737,29	35688,32	70948,35	70905,52	114423,07	NO APLICA (LATERALES DE NIVEL 2)		
4	Fluidos de Perforacion	17,93	33118,59	22411,98	44554,99	44528,10	71856,76	46968,51	39337,07	30371,56
5	HES	16,54	30546,65	20671,50	41094,92	41070,11	66276,48	43321,01	36282,21	28012,95
6	IVA	6,65	12286,55	8314,54	16529,30	16519,32	26657,88	17424,68	14593,52	11267,44
7	Equipo & Herramientas	1,20	2208,86	1494,78	2971,61	2969,82	4792,52	3132,58	2623,60	2025,64
8	Servicio de Pozo Cementacion Primaria	24,21	44708,00	30254,75	60146,42	60110,11	97002,08	NO APLICA (LATERALES DE NIVEL 2)		
9	Accesorios de Revestimiento	4,06	7490,25	5068,79	10076,76	10070,67	16251,45	NO APLICA (LATERALES DE NIVEL 2)		
10	Movilizacion de Taladro	17,51	32348,53	21890,86	43519,01	43492,74	70185,97	45876,41	38422,41	29665,37
11	Brocas / Rimadores / Escariadores	9,49	17533,21	11865,06	23587,72	23573,48	38041,47	24865,45	20825,32	16078,91
12	Servicios Profesionales	3,67	6774,21	4584,23	9113,45	9107,95	14697,86	9607,12	8046,16	6212,32
13	Equipo de Cabeza de Pozo	8,08	14920,26	10096,82	20072,48	20060,36	32372,20	21159,79	17721,75	13682,70
14	Revestimiento de Superficie	3,89	NO APLICA (POZOS EXISTENTES)				15580,57	NO APLICA		
15	Remolcadores	1,21	2240,52	1516,20	3014,21	3012,39	4861,22	3177,49	2661,21	2054,68
16	Contratista-Otros	1,14	2100,93	1421,74	2826,42	2824,71	4558,35	2979,52	2495,41	1926,67
17	Personal de Obra	0,43	790,72	535,09	1063,77	1063,12	1715,60	1121,39	939,19	725,13
18	Suministros Varios	0,69	1266,36	856,97	1703,65	1702,63	2747,59	1795,94	1504,14	1161,32
19	Movilizacion de Personal	0,08	151,00	102,18	203,14	203,02	327,61	214,14	179,35	138,47
20	Inspeccion de Sarta	0,18	323,95	219,22	435,81	435,55	702,86	459,42	384,77	297,08
21	Seguridad	0,15	283,04	191,54	380,78	380,55	614,11	401,41	336,19	259,57
22	Servicios varios de Contratista	0,21	393,72	266,44	529,68	529,36	854,24	558,37	467,64	361,06
23	Servicio de Pozo Registros Electricos	4,28	7912,69	5354,67	10645,08	10638,65	17168,02	11221,72	9398,41	7256,37
TOTAL			426445,68 US\$	288583,89 US\$	573704,50 US\$	573358,18 US\$	940831,47 US\$	455963,00 US\$	381878,15 US\$	294842,38 US\$
TOTAL POR POZO			715029,57 US\$		1147062,68 US\$			2073515,01 US\$		

Fuente: Autores.

El cálculo del costo de producción de un barril de crudo del campo Colorado se realizó con base en el trabajo de grado de la Universidad Industrial de Santander titulado “*Estudio de Factibilidad del Uso del Aceite Liviano de Ciclo para el Control de Parafinas en el Campo Colorado*” realizado por Ilsen Sánchez y Henry Gutierrez, del año 2010. De acuerdo a esto se obtiene el beneficio económico neto después de reducir el costo total por gastos de operación, regalías y el porcentaje que le corresponde a Ecopetrol por cada barril producido. La Tabla 21 muestra estos valores para el año 2010 y para el año 2012.

Tabla 21. Costo producción por barril de crudo del campo Colorado

COSTO PRODUCCION POR BARRIL DE CRUDO CAMPO COLORADO		
Descripcion	Costos 2010	Costos 2012
LIFTING COST	20,00	20,00
REGALIAS	16,40	19,91
FACTOR DE ECOPETROL	4,10	4,98
BENEFICIO ECONOMICO	41,50	54,67
TOTAL US \$	82,00	99,56

Fuente: ILSÉN SÁNCHEZ y HENRY GUTIERREZ. Estudio de Factibilidad del Uso del Aceite Liviano de Ciclo para el Control de Parafinas en el Campo Colorado [Tesis de grado]. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas; 2010. 88 p. Modificado.

La evaluación del proyecto está basada en un conjunto de métodos y procedimientos que permitirán contar con elementos de juicio para tomar decisiones respecto a la inversión que se está estudiando, principalmente a través de los indicadores de rentabilidad más utilizados en Inversiones. La tasa interna de retorno (TIR), es uno de los indicadores financieros que permiten evaluar la posible rentabilidad de un negocio o proyecto, en función de lo que se obtendrá en un periodo de tiempo si se invierte una determinada cantidad de dinero. El Valor Presente Neto (VPN), representa la equivalencia presente de los ingresos netos futuros y presentes de

un proyecto, es decir es la diferencia entre sus ingresos y egresos expresados en moneda actual.

Para realizar el cálculo de la TIR y el VPN se seleccionaron solo los costos anuales del proyecto calculados en base de la producción anual obtenida para cada uno de los pozos. Utilizando una tasa de oportunidad para el cálculo del VPN del 12% (Tasa de oportunidad utilizada en Ecopetrol), se obtienen los resultados mostrados en la Tabla 22, mostrando VPN positivos, lo cual indica según la teoría que el proyecto es rentable y por lo tanto podría ser aceptado.

Tabla 22. Flujo de caja anual para cada diseño de pozo

C19 TML			C21 ML			C70 ML		
PERIODO	FLUJO DE CAJA US\$	PROD. ACUM. [Bbl]	PERIODO	FLUJO DE CAJA US\$	PROD. ACUM. [Bbl]	PERIODO	FLUJO DE CAJA US\$	PROD. ACUM. [Bbl]
0 AÑO	-2073515,01	0	0 AÑO	-1147062,68	0	0 AÑO	-715029,57	0
1 AÑO	2299420,20	42060	1 AÑO	1536773,70	28110	1 AÑO	1417046,40	25920
2 AÑOS	2066526,00	37800	2 AÑOS	1381510,90	25270	2 AÑOS	1274357,70	23310
3 AÑOS	1859326,70	34010	3 AÑOS	1243195,80	22740	3 AÑOS	1147523,30	20990
4 AÑOS	1673448,70	30610	4 AÑOS	1119094,90	20470	4 AÑOS	1032169,60	18880
5 AÑOS	1506158,50	27550	5 AÑOS	1007021,40	18420	5 AÑOS	928843,30	16990
6 AÑOS	1355816,00	24800	6 AÑOS	905881,90	16570	6 AÑOS	836451,00	15300
	TIR	VNA US\$	VPN US\$	%OP	12%			
C19 TML	100%	7628947,91	5555432,89					
C21 ML	123%	5099897,61	3952834,93					
C70 ML	188%	4704699,76	3989670,18					

Fuente: Autores.

5.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Mediante el estudio realizado en el presente trabajo se encontraron diferentes zonas prospectivas en sur del campo, donde se propone la implementación de pozos multilaterales. Los diseños planteados fueron analizados para satisfacer las consideraciones principales en este tipo de pozos.

A pesar de que los objetivos de la perforación no son muy profundos, los diseños tienen un valor de *Dog Leg Severity* dentro del rango de aceptación, siendo el mayor de todos $3,88^{\circ}/100$ ft. También se observa que para la predicción de la producción se consideró un contacto mínimo directo de la zona de interés con el pozo alrededor de 80 pies, con lo cual se obtuvo una producción óptima en cada diseño, siendo el de mayor tasa de producción el pozo con más laterales (C19 TML).

De acuerdo a los resultados del análisis de costos, se tiene que el mejor escenario es el diseño multilateral a partir de un pozo existente porque se disminuye un porcentaje de costos de inversión con respecto a un pozo nuevo. Sin embargo, para todos los diseños se obtuvo una alta TIR.

CONCLUSIONES

- Con base en la evaluación de producción y los valores de TIR obtenidos, se considera que la perforación de pozos multilaterales en el campo Colorado es técnica y económicamente factible, siendo el de mejor escenario el que se presenta con el diseño del pozo C70 ML.
- De acuerdo a la información geológica y datos petrofísicos del campo Colorado, es posible considerar la aplicación de la perforación de pozos multilaterales para aumentar la producción con el aumento del área de drenaje en zonas donde se puede aprovechar la geometría del anticlinal.
- La predicción de producción para los diseños propuestos sugiere que efectivamente los pozos multilaterales logran mayor producción en corto tiempo al realizar la comparación con la producción de los pozos existentes del campo Colorado.
- La herramienta software COMPASS™ es de gran ayuda para la planeación de pozos direccionales y multilaterales porque cuenta con diferentes módulos integrados que logran aproximar los diseños a la realidad.
- La investigación de los casos de aplicación de la perforación de pozos multilaterales contribuye al conocimiento de nuevas tecnologías que permiten incrementar la eficiencia, disminuir costos y optimizar las operaciones de perforación y completamiento.

RECOMENDACIONES

- Realizar un modelo geomecánico basado en la sísmica del campo Colorado para permitir una evaluación más detallada y precisa de los riesgos o problemas asociados a la litología, ya que el modelo incluye los esfuerzos presentes y se pueden detectar zonas de presión anormal o subnormal.
- Para obtener datos de producción del campo Colorado más realistas se recomienda utilizar datos de campo actualizados y representativos.
- Evaluar los riesgos del proyecto de perforación de pozos multilaterales en el Campo Colorado mediante un software especializado como Osprey Risk, que permite crear un plan operacional detallado de perforación incluyendo una evaluación económica y de riesgos.
- Antes de aplicar este proyecto al campo Colorado, se debe realizar un estudio bien detallado de la geología del campo para verificar las zonas prospectivas escogidas y las coordenadas de los objetivos.
- Si se llegase a implementar este proyecto en el campo Colorado, se recomienda realizar una revisión del estado mecánico de los pozos existentes Colorado 21 y Colorado 70, y visitar la locación del punto propuesto para el pozo gemelo C19 TML.
- Se debe desarrollar planes de contingencia que prevean todo tipo de problemas que pueden presentarse durante la perforación en el campo Colorado.

- Al aumentar el nivel de complejidad de la unión de un pozo multilateral se aumenta también el nivel de riesgo asociado a la perforación del pozo, por lo tanto es prudente tenerlo en cuenta en la fase de planeación de un proyecto de perforación de pozos multilaterales.

BIBLIOGRAFÍA

BOSWORTH, STEVE; *et al.* Key Issues in Multilateral Technology. En: Oilfield Review. 1998.

BRISTER, RAY y OBERKIRCHER, JIM. The Optimum Junction Depth for Multilateral Wells. SPE 64699. 2000.

CASTRO, CARLOS y ROJAS, DUVAN. Formulación de un Lodo para Futuras Perforaciones en Campo Colorado [Tesis de grado]. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas; 2011.

CROUSE, PHILIP. Application and Needs for Advanced Multilateral Technologies and Strategies. 1997.

DEMONG, KARL; MASON, STAN y AL-YAMI, HUSSEIN. A Rational Approach to Multilateral Project Planning. SPE 77528. 2002.

FIPKE, S. y OBERKIRCHER, P. Economical Multilateral Well Technology for Canadian Heavy Oil. Paper 2002-100. En: Canadian International Petroleum Conference. 2002.

FRAIJA, JOSÉ.; *et al.* Nuevos Aspectos de la Cosntrucción de Pozos Multilaterales. En: Oilfield Review. Invierno de 2002/2003. 2002.

GALLIVAN J., *et al.* Quantifying the Benefits of Multi-lateral Producing Wells. SPE 30441. 1995.

GARCÍA, JERSON y FONSECA, CRISPÍN. Modelo Sedimentológico y Estratigráfico de la Formación Mugrosa en el Campo Escuela – Colorado [Trabajo de grado]. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas; 2009. 128 p.

GONZALEZ, ANDRÉS y GÓMEZ, MARIO. Reevaluación de las Presiones de Formación y Fractura a Partir de Registro en el Campo Colorado [Tesis de grado]. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas; 2011. 167 p.

HERRERA, JORGE y PATIÑO, JUAN. Análisis Integrado de Fluidos para el Camp Colorado [Tesis de grado]. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas; 2009. 140 p.

HILL A. D., ZHU D., ECONOMIDES M. J., Multilateral Wells Book. 2005.

HOANG, SON; *et al.* Multilaterals Drilling and Sustainable Openhole Production From Theory to Field-Case Studies. SPE 116138. 2010.

KIKUCHI, SHUICHI y FADA'Q, ABDULLA. Challenges, Lessons Learned, and Successful Implementations of Multilateral Completion Technology Offshore Abu Dhabi. SPE 101385. 2009.

LANDMARK, A Halliburton Company. COMPASS for Windows, Training Manual Version 2000.0. Enero 2001.

LIM, BEN; *et al.* The Design Considerations of a Multilateral Well. SPE 48845. 1998.

LOWSON, BRENT. Multi-lateral Well Planning. SPE/IADC 39245. 1997.

MCKEE, JENNIFFER y CALVACHE, JORGE. Estudio de la Perforación Multilateral Aplicado en el Campo Cononaco, Operado por Petroproducción [Tesis de grado]. Guayaquil, Ecuador: Escuela Superior Politécnica del Litoral. Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra; 2004. 193 p.

MERCADO, DAIRO y VELANDIA, JAIRO. Estudio de Factibilidad para la Perforación de Pozos Multilaterales en un Campo Maduro del Valle Medio del Magdalena [Tesis de grado]. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas; 2008. 131 p.

MERCADO, ORLANDO; VELEZ, JORGE y FIPKE, STEVEN. Multilateral Wells in the Castilla Field of Eastern Colombia: A Case History of the Guadalupe Reservoir. SPE/IADC 119458. 2009.

MITCHELL J. Perforando Sin Problemas. Drillbert Engineering Inc. 2002.

OBERKIRCHER, JIM., *et al.* A Hybrid Multilateral System Provides Mechanical and Hydraulic Isolation Without cement. SPE 63114. 2000.

OCHOA, HENRY. Análisis Estructural del Campo Colorado en la Cuenca del Valle del Magdalena Medio, Colombia [Tesis de grado]. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas; 2010. 141 p.

PASICZNYK, ADAM. Evolution Toward Simpler, Less Risky Multilateral Wells. SPE 67825. 2001.

PONTON, CALVIN; *et al.* Are You on the Right Track with Casing Milling? Innovative Precision-Milled Windows Offer Improved Casing Exit Reliability for Sidetracking and Multilateral Completions. IADC/SPE 127764. 2010.

RIVERA, NESTOR; *et al.* Application of Multilateral Wells in Solution Gas Drive Reservoirs. SPE 74377. 2002.

RODRÍGUEZ, ALVARO y TORRES, EDGAR. Evaluación Técnica de las Estrategias de Levantamiento Artificial Implementadas en Campos Maduros. Diseño de una Herramienta Software de Selección [Tesis de grado]. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas; 2007. 250 p.

SÁNCHEZ, ILSÉN y GUTIERREZ, HENRY. Estudio de Factibilidad del Uso del Aceite Liviano de Ciclo para el Control de Parafinas en el Campo Colorado [Tesis de grado]. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas; 2010. 88 p.

SEPÚLVEDA, OMAR. Evaluación de las Oportunidades de Perforación Underbalanced en el Campo Colorado [Tesis de grado]. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas; 2010. 166 p.

SINGH, R; *et al.* Production Enhancement by Redevelopment Through Multilateral Well Drilling in Tight Clastic Reservoirs with Low Primary Recovery. Paper 2001-027. En: Canadian International Petroleum Conference. 2001.

STALDER, JOHN; *et al.* Multilateral-Horizontal Wells Increase Rate and Lower Cost Per Barrel in the Zuata Field, Faja, Venezuela. SPE 69700. 2001.

TOLOZA, SILVIA. Identificación de los Factores Geológicos que Afectan las Características Geoquímicas de los Crudos del Campo Escuela Colorado [Tesis de grado]. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas; 2009. 91 p.

UPCHURCH, ERIC; *et al.* Rapid Planning and Execution of the First Multilateral Well in the Gulf of Thailand: Results and Lessons Learned. IADC/SPE 103941. 2008.

VULLINGHS, P. Multilateral Well Utilization on the Increase. SPE 56954. 1999.