

Evaluación Técnico Presupuestal de las Tecnologías de Perforación Radial y Multilateral
para la perforación de un pozo en la Cuenca del Valle del Magdalena Medio

Sergio Andrés Álvarez Pabón

Monografía presentada como requisito para optar el título de Especialista en Gerencia de
Hidrocarburos

Director

Néstor Fernando Saavedra Trujillo

MSc. Ingeniería de Petróleos

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Físicoquímicas
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Especialización en Gerencia de Hidrocarburos
Bucaramanga

2021

Dedicatoria

A Dios creador de todo.

A mi familia gran motor de mi vida y parte de este proceso:

Luis Ramon: Ejemplo de constancia

Faride: Liderazgo emocional activo.

Yerly: Creatividad.

Ashly: Por transmitir empatía a través de una sonrisa.

Agradecimientos

El autor expresa sus agradecimientos a:

Al MSc. Ingeniería de Petróleos, Néstor Fernando Saavedra Trujillo, por su valiosa orientación.

A la Universidad Industrial de Santander por aportar la formación académica.

Al ingeniero Andrés Uribe.

Al ingeniero Miguel Guio.

Al ingeniero Gabriel Eduardo Vélez Barrera.

Al ingeniero Jairo Enrique Dimaté Bautista.

A la ingeniera Laura Osma Marín.

A todas los profesionales que estuvieron involucrados en este proyecto y con su contribución materializaron esta monografía.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	13
1. Objetivos.....	15
1.1 Objetivo General.....	15
1.2 Objetivos Específicos.....	15
2. Contexto de la perforación de pozos.....	16
2.1 Vigilancia tecnológica	16
2.1.1 Definición del tema de interés	16
2.1.2 Selección de la base de datos y tipo de documentación.....	17
2.1.3 Construcción de la ecuación de búsqueda	17
2.1.4 Filtrado de Información	18
2.1.5 Uso de software de minería de datos	19
2.2 Perforación Radial	29
2.2.1 Concepto	29
2.2.2 Layout típico	31
2.2.3 Aspectos de la construcción de pozos radiales	32
2.2.4 Casos de éxito	37
2.3 Definición de la Ventana Operativa tecnología de perforación radial.....	38
2.4 Perforación Multilateral	39
2.4.1 Concepto	39

2.4.2 Aspectos de la construcción de pozos multilaterales.....	42
2.4.3 Casos de éxito	47
2.5 Definición de la Ventana Operativa Perforación Multilateral	48
2.6 Comparación de tecnologías	50
3. Análisis de la cuenca del Valle de Magdalena Medio con caso de estudio Pozo “A” .	51
3.1 Generalidades en la cuenca del Valle de Magdalena Medio	51
3.2 Características del Campo A y Pozo “A”	54
4. Evaluación Presupuestal Caso de estudio Pozo “A-22” (radial) y Pozo “A-22” (multilateral)	59
4.1 Evaluación Presupuestal Perforación del pozo con tecnología radial	60
4.2 Evaluación Presupuestal Perforación con Técnica Multilateral	65
5. Comparación de las alternativas (tecnología radial y multilateral)	71
5.1 Evaluación de los criterios en tecnología de perforación radial y multilateral.....	74
6. Conclusiones	77
Referencias Bibliográficas	79

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1 Registros obtenidos de la base de datos.....	19
Tabla 2 Distribución por países y en el tiempo en perforación radial.	24
Tabla 3 Distribución por países y en el tiempo en perforación multilateral.....	25
Tabla 4 Autores destacados en perforación radial	26
Tabla 5 Autores destacados en perforación multilateral.....	26
Tabla 6 Instituciones destacadas en perforación radial.....	27
Tabla 7 Instituciones destacadas en perforación multilateral	27
Tabla 8 Evolución de la tecnología RJD.....	35
Tabla 9 Casos de Éxito Perforación Radial	38
Tabla 10 Criterios guía en RJD con base en casos de estudio	38
Tabla 11 Ventajas y desventajas de los pozos multilaterales	41
Tabla 12 Aplicaciones de la tecnología multilateral.....	47
Tabla 13 Matriz de selección para pozos de tipo multilateral	49
Tabla 14 Resultados de la comparación de perforación radial y multilateral.....	50
Tabla 15 Generalidad de la Cuenca de Valle del Magdalena Medio.....	51
Tabla 16 Ensamblés de fondo de acuerdo con campaña de perforación en campo A	58
Tabla 17 Estrategia de fluidos de perforación para la perforación en campo A.....	59
Tabla 18 Estrategia de revestimiento de pozo en el campo A	59
Tabla 19 Prognosis del pozo A – 22	60
Tabla 20 Estrategia de fluidos de perforación pozo A22 (radial).....	61

Tabla 21 Estrategia de revestimiento de pozo A22 (radial).....	61
Tabla 22 Prognosis de tiempos Pozo A-22 (perforación radial).....	63
Tabla 23 Estimado de costo del Pozo A-22 (perforación radial).....	64
Tabla 24 Ensamblajes de fondo de propuesto para pozo A (multilateral) con tecnología de radio corto.	65
Tabla 25 Plan direccional lateral # 1.....	67
Tabla 26 Plan direccional lateral # 2.....	67
Tabla 27 Plan direccional lateral # 3.....	67
Tabla 28 Plan direccional lateral # 4.....	67
Tabla 29 Prognosis de tiempos Pozo A-22 (perforación multilateral)	68
Tabla 30 Estimado de costo del Pozo A-22 (perforación multilaterall)	70
Tabla 31 Puntaje y factor de peso para criterio TRLs en proyectos I+D.....	72
Tabla 32 Puntaje y factor de peso para el criterio CAPEX Relativo.....	72
Tabla 33 Puntaje y factor de peso para el criterio Rigless de la tecnología.....	73
Tabla 34 Puntaje y factor de peso para el criterio Riesgo de la tecnología	73
Tabla 35 Puntaje y factor de peso para el criterio Comercialidad de la tecnología.....	73
Tabla 36 Puntaje y factor de peso para el criterio Impacto ambiental.....	74
Tabla 37 Valoración de la tecnología perforación radial.....	75
Tabla 38 Valoración de la tecnología d perforación multilateral.	76

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1 Estrategia de análisis de información.	16
Figura 2 Motor de búsqueda en Scopus	18
Figura 3 Variedad de filtros para refinación de resultados en Scopus.....	19
Figura 4 Evolución de las publicaciones de perforación radial en el tiempo.	21
Figura 5 Evolución de las publicaciones de perforación multilateral en el tiempo	22
Figura 6 Publicaciones por país en perforación radial.....	23
Figura 7 Publicaciones por país en perforación multilateral	24
Figura 8 Alianzas institucionales en perforación radial.....	28
Figura 9 Alianzas institucionales en perforación multilateral.	29
Figura 10 Representación esquemática de perforación radial	31
Figura 11 Layout típico de superficie del sistema RJD	32
Figura 12 Layout de unidad de tubería flexible como se utiliza en las operaciones de RJD	33
Figura 13 Detalle del equipo de fondo para RJD.....	34
Figura 14 Ventana de aplicación de la técnica de perforación radial.	36
Figura 15 Beneficios técnicos y económicos de la técnica de perforación radial	37
Figura 16 Vista lateral del primer pozo multilateral en Bashkiria, Rusia.....	39
Figura 17 Geometría de pozos multilaterales	40
Figura 18 Nomenclatura TAML para pozos multilaterales (ML)	40

Figura 19 Primeros cuatro pasos a seguir en el proceso de ventanas precortadas en tubería de revestimiento	44
Figura 20 Pasos finales del proceso de ventanas precortadas en la tubería de revestimiento.....	44
Figura 21 Primeros tres pasos para realizar el proceso de fresado de ventanas en la tubería de revestimiento	46
Figura 22 Pasos finales del proceso de fresado de ventanas en la tubería de revestimiento	47
Figura 23 Columna litológica generalizada de la cuenca del Valle de Magdalena	53
Figura 24 Localización del campo A, en la cuenca del valle Medio del Magdalena	55
Figura 25 Estado mecánico típico del campo A.	57
Figura 26 Estado mecánico Pozo A-22 (perforación radial)	62
Figura 27 Diagrama esquemático del pozo A-22(multilateral) con un lateral.....	67

Lista de Apéndices

Apéndice A Actualización Costos promedio perforación del pozo A-22 (año 2021).....	86
Apéndice B Actualización Costos promedio radial (año 2021).....	89
Apéndice C Actualización Costos promedio perforación radio corto (2021).....	91

Resumen

Título: Evaluación Técnico Presupuestal de las Tecnologías de Perforación Radial y Multilateral para la perforación de un pozo en la Cuenca del Valle del Magdalena Medio*

Autor: Sergio Andrés Alvarez Pabón**

Palabras Clave: Perforación radial, perforación multilateral, evaluación presupuestal

Descripción: En el contexto de precios volátiles debido a la pandemia del SARS-CoV-2, que causa fluctuaciones de la demanda de recursos hidrocarburos, se hacen necesarios diseños de pozos más eficientes en la forma de drenaje del yacimiento. Adicional a lo anterior, en la actualidad se cuenta con un acceso a los recursos cambiante, más complejo en cuanto a la disponibilidad; al mismo tiempo, las tecnologías de perforación han avanzado buscando la adaptación a las nuevas características de los yacimientos.

Entre las tantas alternativas, surgen la perforación multilateral y la perforación radial para revitalizar campos hidrocarburos maduros o en desarrollo en común, buscan maximizar el contacto del yacimiento, para un mayor drenaje que incremente la extracción de hidrocarburos. En la presente monografía se realiza una recopilación bibliográfica de las alternativas de estudio (perforación radial y perforación multilateral) por medio de un proceso organizado, selectivo y sistemático llamado Vigilancia Tecnológica, para presentar los resultados de búsqueda con estadísticas de publicaciones, redes de colaboración y principales autores. También, se presentan conceptos claves, casos de éxito y aspectos destacados según lo referenciado en la literatura. Así mismo, se realiza una evaluación presupuestal de perforación con las tecnologías de perforación radial y multilateral en la cuenca del Valle Medio del Magdalena a partir de la literatura disponible. Finalmente se realiza una comparación técnica de alternativas mediante la ponderación de unos criterios seleccionados, en un caso de estudio con la literatura disponible.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Néstor Fernando Saavedra Trujillo. MsC en Ingeniería de Petróleos

Abstract

Title: Technical and Budgetary Evaluation of Radial and Multilateral Drilling Technologies for the drilling of a well in the Magdalena Medio Valley Basin*

Author: Sergio Andrés Alvarez Pabón**

Key Words: Radial drilling, multilateral drilling, Budget Evaluation.

Description: In the context of volatile prices due to the SARS-CoV-2 pandemic, which causes fluctuations in the demand for hydrocarbon resources, it is necessary to design more efficient wells for reservoir drainage. In addition to the above, currently there is a changing access to resources, more complex in terms of availability; At the same time, drilling technologies have advanced seeking to adapt to the new characteristics of the reservoirs.

Technological alternatives such multilateral drilling and radial drilling arise to revitalize mature hydrocarbon fields or in common development, they seek to maximize the contact of the reservoir, to stimulate greater drainage to increase the extraction of hydrocarbons. In this monograph a bibliographic compilation of the selected alternatives (radial drilling and multilateral drilling) is made through an organized, selective, and systematic process called Technological Monitoring to present the results of the search with statistics of publications, collaboration networks and main authors. Also, key concepts, success stories and highlights are presented as referenced in the literature. Likewise, a drilling budget evaluation is carried out with radial and multilateral drilling technologies in the Middle Magdalena Valley basin based on the available literature. Finally, a technical comparison of the two alternatives is carried out by weighting selected criteria with available literature.

* Degree Work

** Faculty of Engineering, School of Petroleum Engineering, Director: Néstor Fernando Saavedra Trujillo, MsC. Petroleum Engineering

Introducción

En el mundo, el factor de recobro de los fluidos es del orden de 20% a 40% (Muggeridge et al., 2014) comparado con el caso de Colombia el factor de recobro es del orden del 23% (Castro et al., 2014), de lo cual se puede inferir la oportunidad de aumentar y acceder a nuevas reservas con tecnologías de mínimo impacto presupuestal para la explotación de hidrocarburos y con viabilidad técnica, como la perforación radial o multilaterales, las cuales son opciones a evaluar, al permitir mejorar el contacto con el yacimiento, una mayor área de drenaje y por lo tanto, favorecerá un incremento de la productividad de los yacimientos, prolongando así la vida productiva del pozo.

Tal como se evidencia en el más reciente informe *bp Statistical Review of World Energy 2020*, la razón R/P (Reservas/Producción) de petróleo para Colombia, es del orden de 6.1 años (bp, 2021), situación coyuntural para la industria de Oil and gas del país; por tal motivo la adición de reservas es un reto y la adopción de técnicas eficaces de diseño de pozo en la producción de fluidos en un campo activo es esencial, de modo tal, que uno de los factores principales que influye es el tecnológico, es por esto que se plantea como una alternativa la perforación radial, la cual permite alcanzar una mayor área de contacto del yacimiento y penetrar otras zonas, a través de perforaciones radiales, de nivel multilateral con el beneficio de atravesar la zona de daño alrededor del pozo y conectar las posibles reservas y de esta forma explotarlas eficientemente, creando así beneficios económicos para la compañía operadora.

Entendida la importancia de la necesidad de adopción de nuevas tecnologías en lo que respecta a la perforación, se desarrolló en la presente monografía el análisis través del monitoreo

y vigilancia tecnológica de métodos de perforación radial y perforación multilateral propuestos en la literatura; se validarán fundamentos (características, beneficios y limitaciones) y ventanas de aplicación. Posteriormente, se seleccionará un campo del Valle del Magdalena Medio, objeto de análisis para perforación del pozo con la técnica de perforación radial. Finalmente se evaluará presupuestalmente el caso de un pozo perforado multilateral en la zona interés con otro perforado a través de la perforación radial (tecnología emergente), mediante un indicador económico relevante, autorización para gastos (AFE).

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Evaluar técnica y presupuestalmente la tecnología de perforación radial y compararla con la perforación multilateral para su implementación en un pozo ubicado en la cuenca del Valle de Magdalena Medio colombiano.

1.2 Objetivos Específicos

- Describir las características técnicas de la tecnología de perforación radial y multilateral, definir su ventana operativa, beneficios y limitaciones a través de vigilancia tecnológica.
- Analizar información del área de interés para la selección y ubicación del tipo de pozo a perforar en la cuenca del Valle de Magdalena Medio con base en la ventana operacional de la técnica de perforación radial y perforación multilateral.
- Realizar una comparación técnica de las alternativas de perforación radial y multilateral con base a la información técnica del área seleccionada.
- Evaluar presupuestalmente la perforación del pozo con la técnica de perforación radial versus los resultados obtenidos con la perforación multilateral a través de la comparación de AFE's (autorización para gastos) para los dos casos.

2. Contexto de la perforación de pozos

2.1 Vigilancia tecnológica

La vigilancia tecnológica es un eslabón grande en la implementación de una nueva tecnología (como la perforación radial), dado que provee herramientas importantes en la toma de decisiones corporativas. Según la Norma Técnica Colombiana NTC – 5800 Gestión de la Investigación, Desarrollo e innovación (I+D+i) (ICONTEC, 2020), terminología y definiciones de las actividades de I+D+i, 2008: “La Vigilancia Tecnológica es un proceso organizado, selectivo y sistemático para observar, captar, seleccionar, analizar y difundir la información de la propia organización y del exterior como herramienta de gestión para la toma de decisiones con menor riesgo y poder anticiparse a los cambios”. En este sentido el equipo de vigilancia tecnológica de Ecopetrol – ICP, desarrollan una estrategia de análisis de información con una metodología definida y ampliamente aplicada, la cual será replicada en el presente proyecto (Valderrama et al., 2012). La metodología se resume en la siguiente figura:

Figura 1
Estrategia de análisis de información.



Nota: Tomado de El direccionamiento y la competitividad empresarial desde la vigilancia tecnológica . Caso de aplicación : Exploración de arenas bituminosas, por Valderrama et al, 2012

2.1.1 Definición del tema de interés

En esta oportunidad el objeto de la búsqueda son las técnicas de perforación radial y multilateral en la industria del Oil&Gas.

2.1.2 Selección de la base de datos y tipo de documentación

La selección de la base de datos requiere de dos elementos fundamentales: el primero, corresponde al tipo de documentación más apropiada para la necesidad planteada: patentes, si lo que se busca es identificar el nivel de innovación y desarrollo tecnológico, o publicaciones (artículos de revista, conferencias, etc.), para monitorear el nivel de actividad científica, experiencia de investigación e implementación de tecnologías (Valderrama et al., 2012). Para la búsqueda de referencias bibliográficas se tomarán publicaciones representadas en artículos de congresos y publicados en revistas indexadas en bases de datos especializadas.

Las bases de datos de uso son:

- Scopus es la mayor base de datos de resúmenes y citas de literatura revisada por pares: revistas científicas, libros y actas de congresos. Scopus, ofrece una descripción general completa de la producción de investigación mundial en áreas de conocimiento comprendidos desde ciencias, ciencias aplicadas, entre otras. (Scopus, 2021)
- OnePetro la influyente biblioteca en línea de literatura técnica para la industria de exploración y producción (E&P) de petróleo y gas. Con contribuciones de 21 socios editoriales y brindando acceso a más de 200,000 artículos sobre petróleo y gas. (Onepetro, 2021)

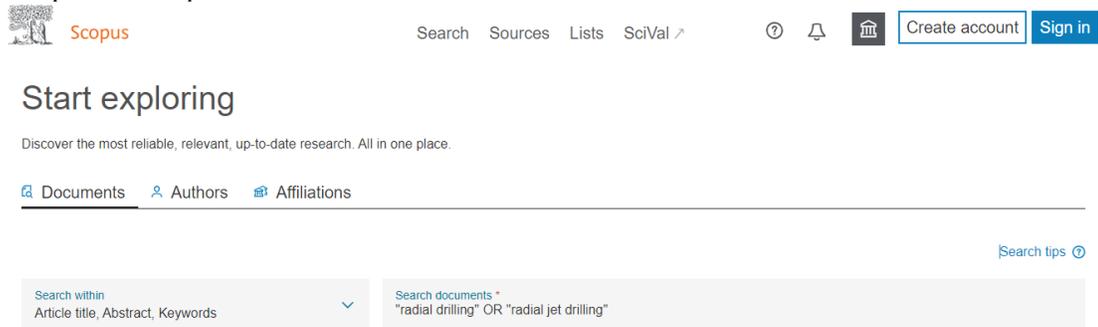
2.1.3 Construcción de la ecuación de búsqueda

Esta sección consiste en un ejercicio iterativo, donde se formula una expresión lógica utilizando operadores booleanos y conectores para describir la búsqueda. En este caso se emplearon los términos: **Radial Jet Drilling** y **Multilateral Drilling** en los **campos título,**

abstract y keywords, (ver **Figura 3** *Figura 2*). La estrategia se fue refinando progresivamente hasta evidenciar el mayor cubrimiento posible del tema planteado. La búsqueda se limitó a los documentos publicados desde el año **2000 hasta el año 2020**.

Figura 2

Motor de búsqueda en Scopus



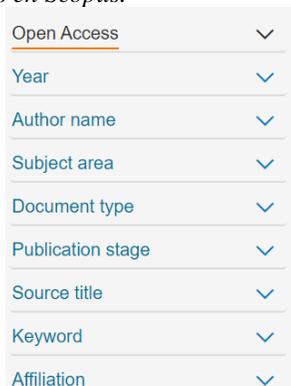
Nota: Scopus indexa bases de datos elsevier, onepetro y otras relacionadas con la industria del oil&gas. Ingreso de palabras claves en el motor de búsqueda en campos de búsqueda en artículos: título, abstract y keywords. Tomado de página web: <https://www.scopus.com/>

2.1.4 Filtrado de Información

Después de la construcción de la ecuación de búsqueda, el filtrado de datos es una actividad de suma importancia ya que provee estrategias muy útiles que ayudan a identificar literatura de mayor calidad. En el caso de Scopus la refinación de resultados se realiza por área temática, periodo de búsqueda y en casos más avanzados, país de publicación, afiliación, entre otras. Ver *Figura 3*.

Figura 3

Variedad de filtros para refinación de resultados en Scopus.



Nota: Tomado de <https://www.scopus.com/>

Después de la aplicación del conjunto de filtros apropiados desarrollado por el analista (autor), se procede al descarte de registros no pertinentes. Para los dos temas tratados en la presente investigación, se muestran los resultados de las búsquedas después de la aplicación de filtros, ver *Tabla 1*:

Tabla 1

Registros obtenidos de la base de datos

<i>Perforación Multilateral</i>		<i>Perforación Radial</i>	
Número total de registros validos	183	Número total de registros validos	85
Cubrimiento geográfico	Global	Cubrimiento geográfico	Global
Rango de tiempo	2000-2020	Rango de tiempo	2000-2020
Tipo de documento	Publicaciones periódicas, artículos científicos	Tipo de documento	Publicaciones periódicas, artículos científicos
Número de instituciones	>100	Número de instituciones	>50
Número de autores	>500	Número de autores	>200

Nota: Datos izquierda corresponde a Perforación Multilateral y datos derecha corresponde a Perforacion Radial.

Elaborado por el autor

2.1.5 Uso de software de minería de datos

Una vez se tienen las referencias filtradas con campos de interés, este archivo es importado a una herramienta de minería de datos. La herramienta de minería de datos empleada fue “VantagePoint®” de la casa matriz Search Technology. VantagePoint, la cual es una

aplicación de escritorio para la minería de textos a nivel profesional que le permite analizar y visualizar información para encontrar pautas y relaciones.

Se buscó con el software especializado la agrupación de registros según periodicidad, afiliaciones institucionales, autores de las publicaciones de acuerdo con la naturaleza específica de las técnicas de perforación radial y perforación multilateral.

2.1.6 Análisis de resultados

Los análisis de salida del software de minería de datos se presentan a continuación:

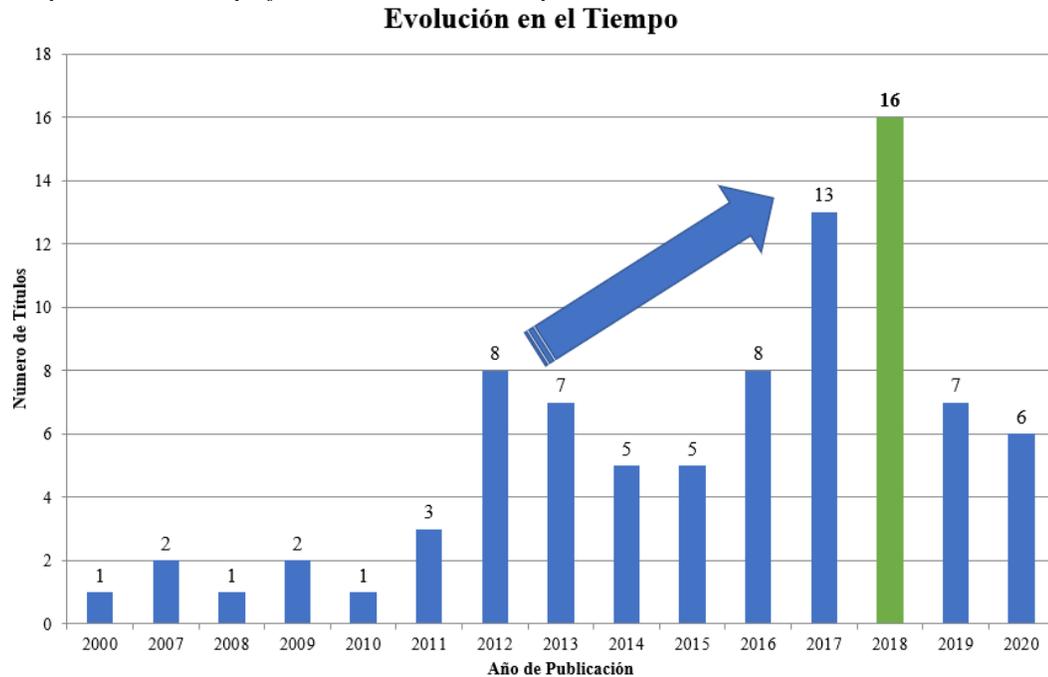
2.1.6.1 Evolución de las publicaciones en el tiempo

De cada tecnología se realiza un análisis de registro histórico para observar crecimientos y dinámicas de publicaciones en las dos temáticas abordadas; en primer lugar, se analizará la tecnología de perforación radial y después la tecnología de perforación multilateral:

Análisis del gráfico perforación radial. En total se consolidaron 85 documentos, en el cual se aprecia la evolución de las publicaciones científicas en temas relacionados con perforación radial, durante el período 2000 – 2020. Se evidencia un interés creciente a partir de 2016 hasta la fecha por publicar en esta área temática, siendo los años 2016, 2017 y 2018 los de mayor producción intelectual con 8, 13 y 16 documentos respectivamente, ver *Figura 4*.

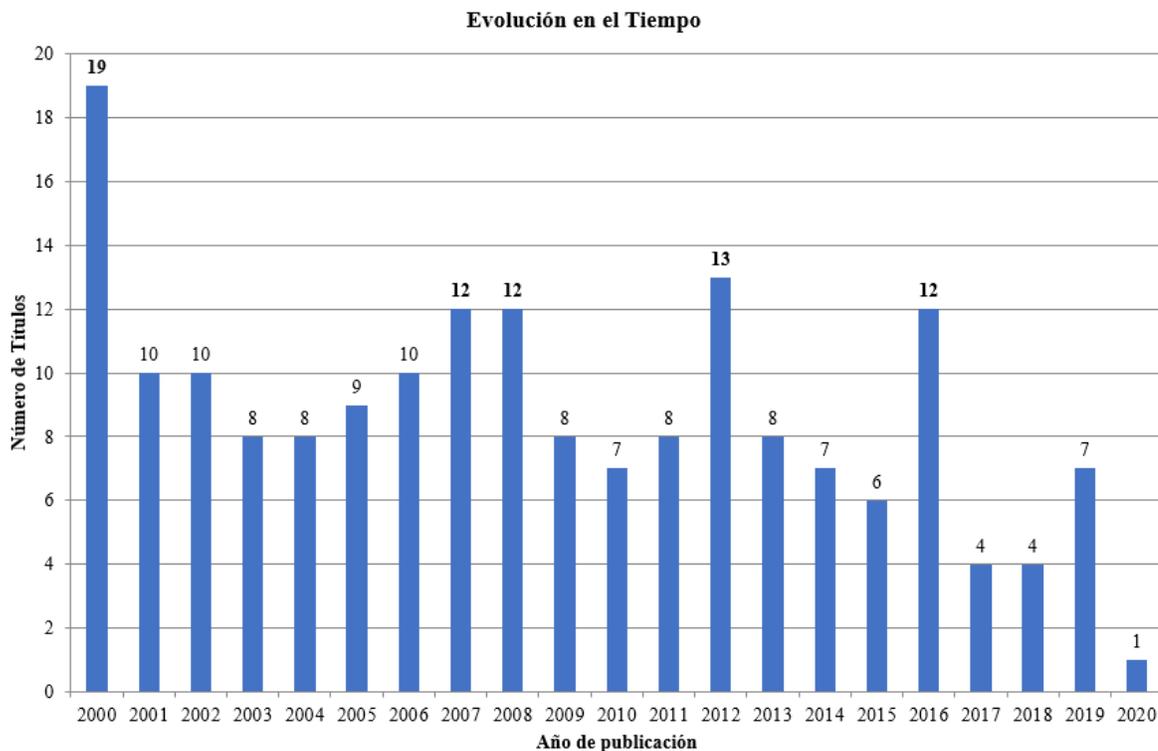
Figura 4

Evolución de las publicaciones de perforación radial en el tiempo.



Nota: Elaborado por el autor

Análisis del gráfico perforación multilateral. En total se consolidaron 183 documentos, la gráfica permite apreciar la evolución de las publicaciones científicas en temas relacionados con perforación multilateral, durante el período 2000 – 2020. Se evidencia un interés al inicio de la década de 2000 y con una media aritmética de aproximadamente 9 trabajos por año a partir de 2016. Los años 2000, 2007, 2008, 2012 y 2016 los de mayor producción intelectual con 19, 12, 12, 13 y 13 documentos respectivamente, ver *Figura 5*.

Figura 5*Evolución de las publicaciones de perforación multilateral en el tiempo*

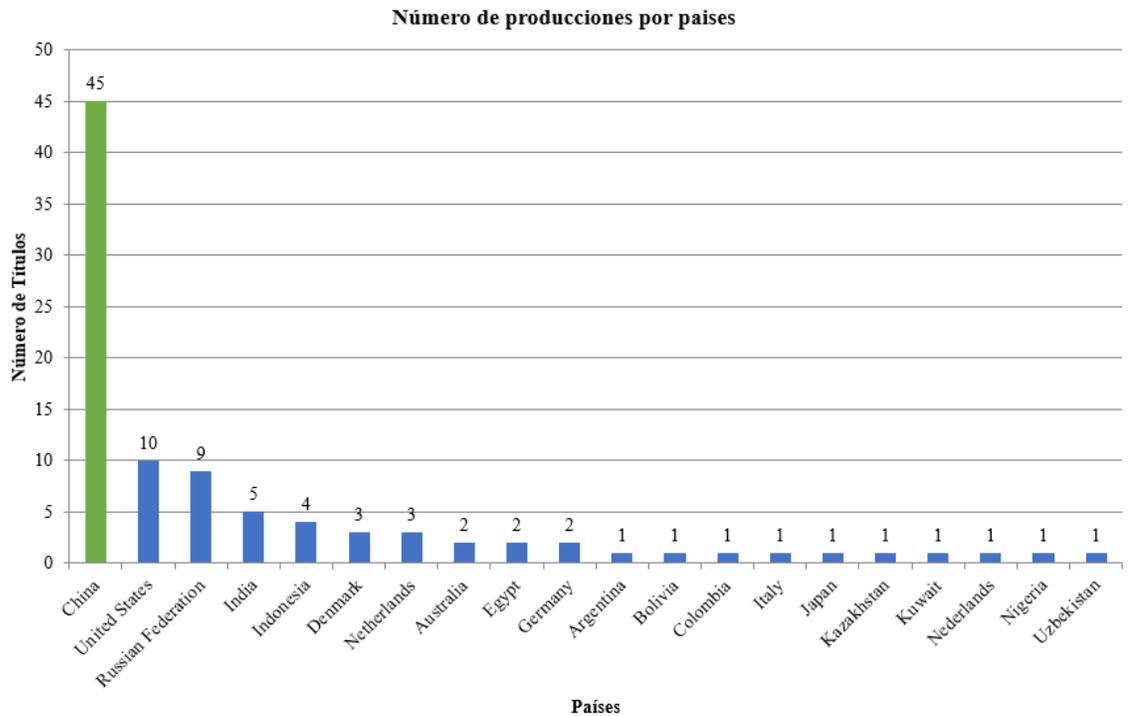
Nota: Elaborado por el autor

La perforación radial comparada con la perforación multilateral muestra un nivel de publicación notablemente mayor, cerca del doble de títulos, lo cual es explicable por las múltiples líneas tecnológicas para realizar trabajos multilaterales que existen versus la relativa sencillez de la perforación radial.

2.1.6.1 Distribución por países

Análisis del gráfico perforación radial: En el gráfico distribución por países se evidencia el **liderazgo chino** en la producción total de documentos referentes a perforación radial, seguido muy de cerca por EE. UU y la Federación Rusa, ver *Figura 6*.

Figura 6
Publicaciones por país en perforación radial



Nota: Elaborado por el autor

En la siguiente tabla se observa la distribución de publicaciones acerca de la perforación radial en el tiempo y por países, de allí se puede observar que a partir del año 2016 las cifras para los primeros cuatro países han ido incrementando (China, EE. UU., Rusia, India). Se evidencia que las publicaciones chinas desde 2013 hasta 2020 han sido constantes, ver *Tabla 2*.

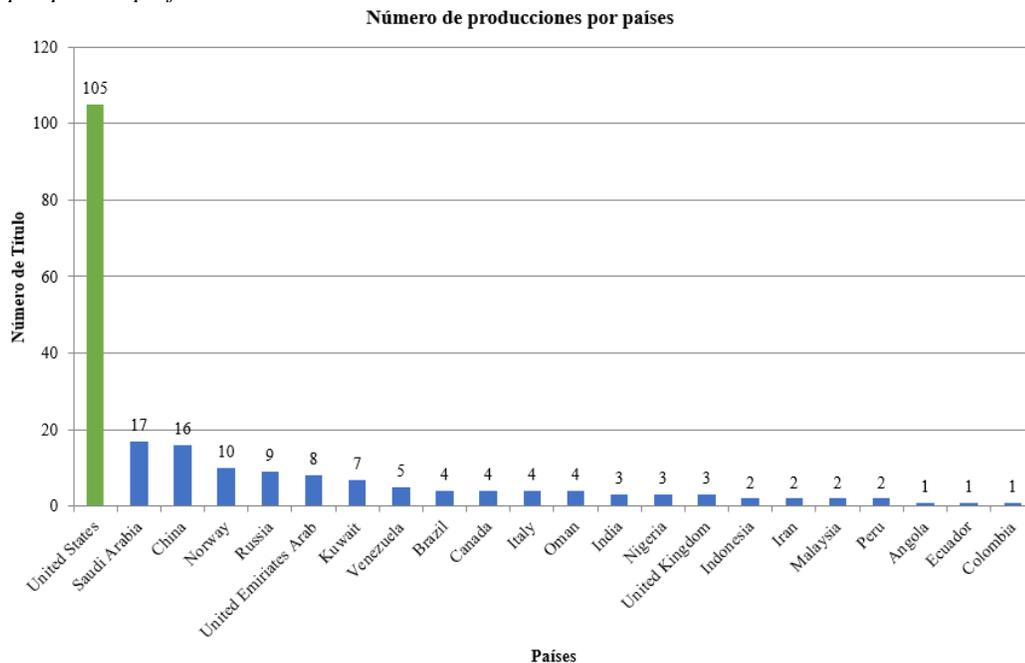
Tabla 2
Distribución por países y en el tiempo en perforación radial.

Reset	Affiliations (Country)		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	# Records		6	7	16	13	8	5	5	7	8	3	1	2	1	2	1
Año	# Records	Show Values >= 1 and <= 10	2020	2019	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008	2007	2000
1	45	China	6	1	10	7	5	4	4	4	1	1		1			1
2	10	United States			3	2	2			2		1					
3	9	Russian Federation		3	2	1		1			1				1		
4	5	India		1		2						1		1			
5	4	Indonesia									4						
6	3	Denmark		1	1	1											
7	3	Netherlands		1	2												
8	2	Australia		1											1		
9	2	Egypt								1		1					
10	2	Germany			2												
11	1	Argentina															1
12	1	Bolivia														1	
13	1	Colombia			1												
14	1	Italy				1											
15	1	Japan			1												
16	1	Kazakhstan										1					
17	1	Kuwait			1												
18	1	Nederlands						1									
19	1	Nigeria			1												
20	1	Uzbekistan										1					

Nota: Elaborado por el autor

Análisis del gráfico perforación multilateral: En cuanto a perforación multilateral el grafico de distribución por países, evidencia el liderazgo **estadounidense** en la producción total de documentos, seguido por **China y Arabia Saudita**, ver *Figura 7*.

Figura 7
Publicaciones por país en perforación multilateral



Nota: Elaborado por el autor

En la tabla 3 se observa la distribución de publicaciones para perforación multilateral en el tiempo, puede observarse la notable participación estadounidense en el período de análisis seguido por Arabia Saudita, ver *Tabla 3*.

Tabla 3
Distribución por países y en el tiempo en perforación multilateral

Reset	Affiliations (Country)		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Año	# Records	# Records	1	7	4	4	12	6	7	8	13	8	7	8	12	12	10	9	8	8	10	10	19
		Show Values >= 4 and <= 12	2020	2019	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2004	2003	2002	2001	2000
1	105	United States		2	3	1	7	3	2	3	8	3	4	2	11	7	9	5	5	5	8	5	12
2	17	Saudi Arabia			1		2	1	2	1							1				2	1	
3	16	China	1	1		1	1	1			5	2		1		1		1	1				
4	10	Norway				2						1	1		3	1	1						1
5	9	Russia		2	1	2		1	3														
6	8	United Emirates Arab		2										1	1			1					3
7	7	Kuwait			1			1		1	1						1	1	1				
8	5	Venezuela																		1	2	2	
9	4	Brazil																	2			1	1
10	4	Canada										1	1				2						
11	4	Italy						1			2	1											
12	4	Oman								2												1	1
13	3	India													1				1			1	
14	3	Nigeria								1						1			1				1
15	3	United Kingdom				1														1			1
16	2	Indonesia								2													
17	2	Iran												2									
18	2	Malaysia								1													1
19	2	Peru	1				1																
20	1	Angola																1					
21	1	Colombia												1									
22	1	Ecuador					1																

Nota: Elaborado por el autor. En el tiempo se nota un aumento de interés hacia los últimos años en la perforación radial mientras que en la multilateral una reducción en las publicaciones. Posiblemente los costos involucrados y madurez tecnológica de la técnica de perforación multilateral.

2.1.6.2 Autores destacados

Análisis del gráfico perforación radial: La *Tabla 4* muestra los principales autores que están trabajando alrededor del mundo en el tema de perforación radial destacándose: **Gensheng Li** con 12 publicaciones, seguido por Zhongwei Huang con 11 y Junjian Li con 7 publicaciones, llama la atención que todos pertenecen al China University of Petroleum.

Tabla 4
Autores destacados en perforación radial

Reset	Authors	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	# Records	6	7	16	13	8	5	5	7	8	3	1	2	1	2	1
Año	# Records	2020	2019	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008	2007	2000
1	12	Li, Gensheng			3	3	2	2			1			1		
2	11	Huang, Zhongwei	1	1	2	2	1	2			1			1		
3	7	Li, Junjian			1		1	1	3		1					
4	5	Tian, Shouceng			2	1	1							1		
5	4	Gensheng, L			1	1				2						

Nota: Elaborado por el autor

Análisis del gráfico perforación multilateral: En el caso de los principales autores que están trabajando alrededor del mundo en el tema de perforación multilateral se destacan: **Doug Glenn Durst con 10 publicaciones** seguido por Jim Oberkircher con 6, Karl DeMong con 4 publicaciones. Los tres autores registran afiliación asociada a la compañía de servicios Halliburton, ver *Tabla 5*.

Tabla 5
Autores destacados en perforación multilateral

Reset	Author	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
	# Records	1	7	4	4	12	6	7	8	13	8	7	8	12	12	10	9	8	8	10	10	19
Año	# Records	2020	2019	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2004	2003	2002	2001	2000
1	10	Durst, Doug Glenn			1	2				4								1		1	1	
2	6	Oberkircher, Jim																	1	3		2
3	4	DeMong, Karl																		2		2
4	4	Thorsen, Arve Konrad												4								
5	3	Ali, Syed A								1	1		1									

Nota: Elaborado por el autor

2.1.6.3 Instituciones destacadas

Análisis del gráfico perforación radial: En la *Tabla 6* muestra cómo **China University of Petroleum**, la universidad de origen chino es líder en esta clasificación con 27 producciones en los últimos 10 años. Se observa que, en los tres últimos años de este ranking de publicaciones, aparecen empresas operadoras (SINOPEC, CNPC, Lukoil) y universidades como University of Texas.

Tabla 6
Instituciones destacadas en perforación radial

Reset		Affiliations	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
		# Records	6	7	16	13	8	5	5	7	8	3	1	2	1	2	1
	Año	# Records	2020	2019	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008	2007	2000
1	27	China University of Petroleum	3	1	5	5	4	2	2	2	1	1		1			
2	11	SINOPEC	2		2	3		1	1	2							
3	6	CNPC Drilling Research Institute	1		2	1	1		1								
4	5	Lukoil		1			1		1		1				1		
5	4	University of Texas of the Permian Basin			1	1	1			1							

Nota: Elaborado por el autor

Análisis del gráfico perforación multilateral: se evidencia en el listado **empresas de servicios** como: **Halliburton con 36** , Schlumberger con 23 y Baker Hughes con 19. Las empresas operadoras como Saudi Aramco y Equinor con 11 publicaciones y 10 publicaciones respectivamente destacan en el listado, ver *Tabla 7*.

Tabla 7
Instituciones destacadas en perforación multilateral

Reset		Affiliations	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
		# Records	1	7	4	4	12	6	7	8	13	8	7	8	12	12	10	9	8	8	10	10	19
	Año	# Records	2020	2019	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2004	2003	2002	2001	2000
1	36	Halliburton Energy Services		1	1	1	4		1		4				2	1	2		3	1	6	1	8
2	23	Baker Hughes					1			2					6	6	4	1	1			1	1
3	19	Schlumberger			2			1	1	1	4	1	1	2		1		2		1	1	1	1
4	11	Saudi Aramco					2		2	1			1		1			1			2	1	
5	10	Statoil (now Equinor)				1						1			4		1	1				1	1

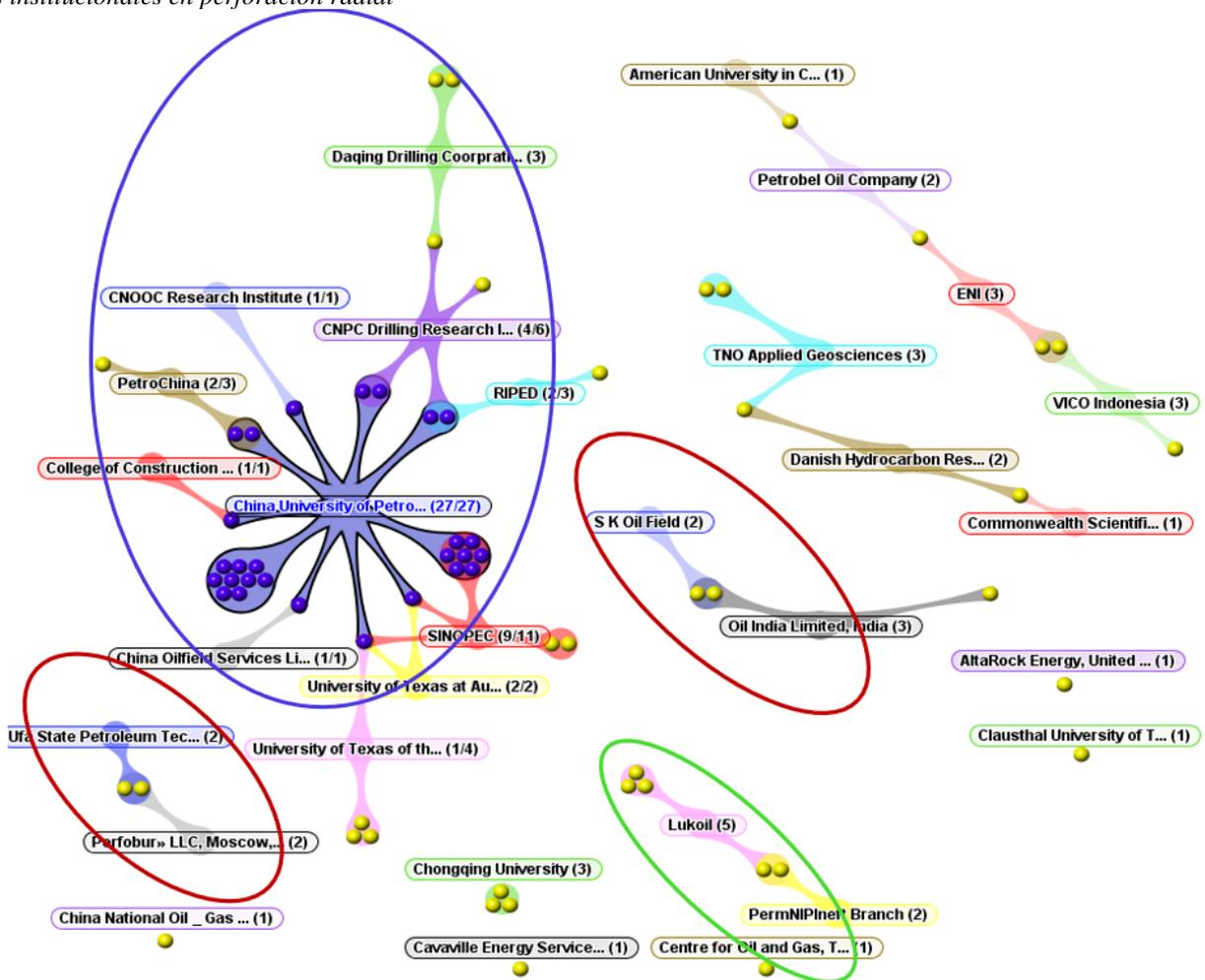
Nota: Elaborado por el autor. De destacar la tecnología de perforación multilateral las instituciones que mas publican son empresas de servicios y compañía operadoras comparado con las tecnología de perforación radial son universidades asociadas con compañía operadoras.

2.1.6.4 Mapa de alianza institucionales

A continuación, se presentan varias redes de colaboración para la tecnología de perforación radial, denominada Aduna y procesada con el software especializado “VantagePoint®”. La primera de ellas es entre las principales instituciones chinas. Esta red es

muy llamativa pues está conformada entre dos universidades: **China University of Petroleum** y tres empresas del sector de Oil & Gas, SINOPEC es la más representativa (óvalo azul) en la *Figura 8*. Otras redes que se observan son de origen ruso (óvalo verde) e india (óvalo rojo), ver *Figura 8*.

Figura 8
Alianzas institucionales en perforación radial

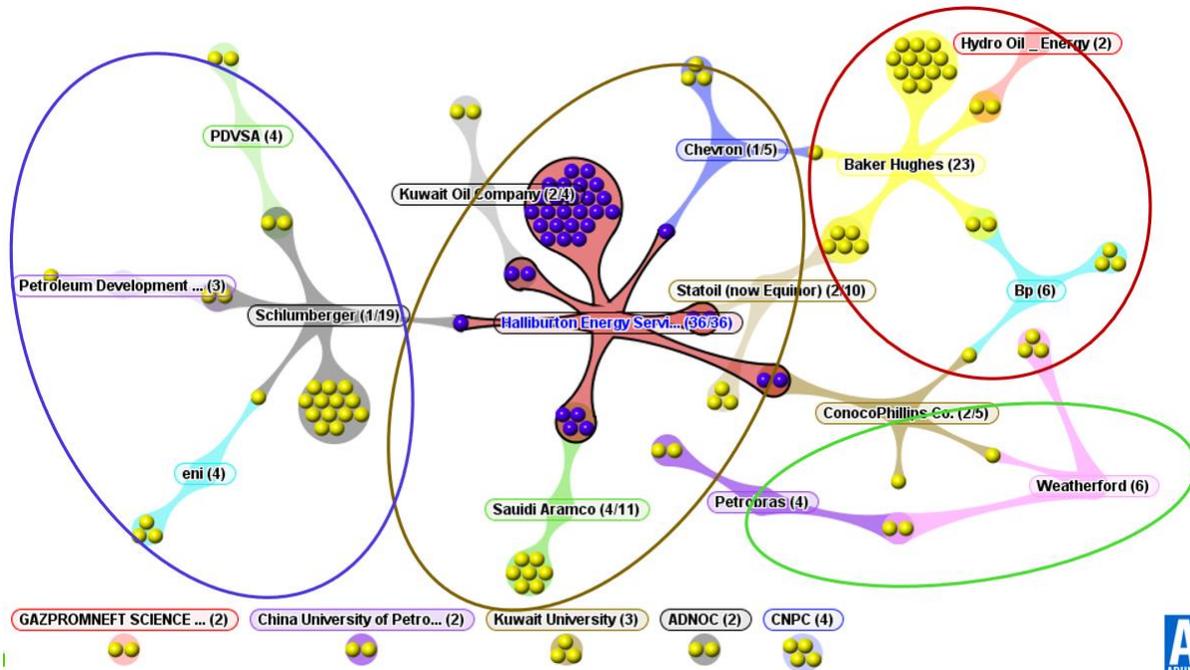


Nota: Elaborado por el autor

En el caso de la tecnología de perforación multilateral se evidencia la alianza entre empresas de servicios y compañías operadoras: (i) Halliburton Energy con Kuwait oil company, Saudi Aramco con Conoco Phillips (óvalo ocre). (ii) Baker Hughes con la operadora Hydro Oil, Bp,

Chevron y Equinor (óvalo rojo). (iii) Schlumberger y con las compañías operadoras PDVSA, Petroleum Development Oman (PDO), ENI (óvalo azul) ver *Figura 9*.

Figura 9
Alianzas institucionales en perforación multilateral.



Nota: Elaborado por el autor

2.2 Perforación Radial

2.2.1 Concepto

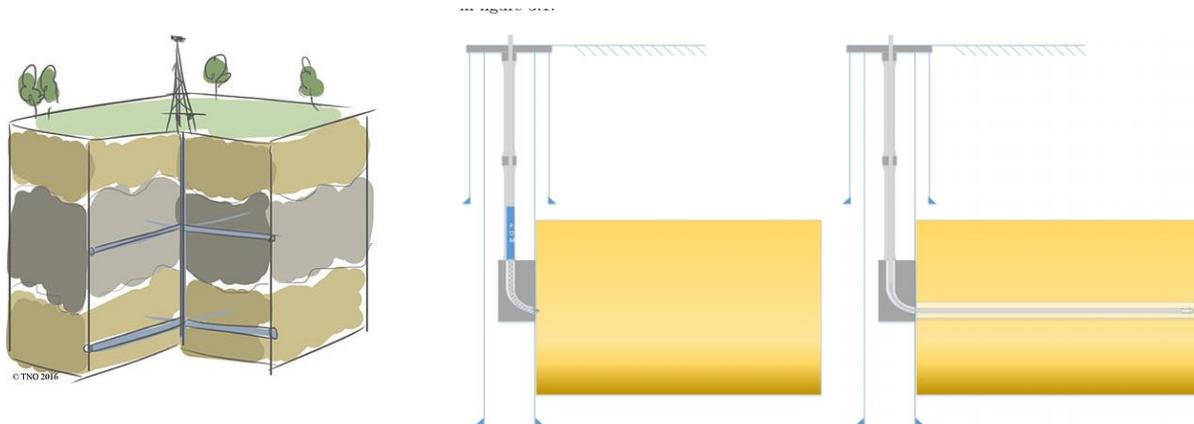
La perforación radial permite perforar laterales desde un pozo madre con un chorro de agua a alta presión (con alta fuerza de impacto hidráulico) operado mediante tubería flexible (*Coiled Tubing* - CT) y en fondo cuenta con un sistema deflector de radio preestablecido que permite el cambio de vertical a horizontal u orientado a una dirección previamente planeada (Al-Jasmi et al., 2018). Puede mejorar la producción de yacimientos de petróleo y gas proporcionando un área de drenaje aumentada, llegando a zonas improductivas, abriendo canales

conductores a través del daño de la formación cercana al pozo y conectando fracturas naturales y capas permeables. (Peters, 2015)

La perforación radial se puede aplicar en pozos nuevos y en pozos existentes; activos e inactivos. Sin embargo, las operaciones en pozos nuevos y existentes deben diferenciarse. Para pozos nuevos, se puede incorporar la estrategia de la perforación radial en el programa de perforación regular, orientando y con fuerza de chorro lateral cada 12 horas. Si las herramientas no encajan a través de las terminaciones existentes (por ejemplo, revestimiento, tubería de producción, etc), se requiere matar el pozo para recuperar las terminaciones del pozo e instalar una tubería de reparación temporal a través de la cual se pueden llevar a cabo las operaciones de perforación radial. En la mayoría de los casos, las terminaciones existentes se renuevan o intercambian con terminaciones de respaldo. Especialmente en países como los Países Bajos, donde muchos pozos con agotamiento, sería necesaria una plataforma de reacondicionamiento y haría que las operaciones requieran más tiempo y capital. Sin embargo, incluso entonces, la perforación radial podría ser rentable debido a sus bajos costos operativos y al potencial de mejorar el rendimiento del pozo (Peters, 2015). La representación esquemática de perforación radial (abajo izquierda) y el proceso de perforación radial (abajo derecha) se muestra en la siguiente figura, ver *Figura 10*.

Figura 10

Representación esquemática de perforación radial



Nota: Imagen izquierda: Esquema de perforaciones radiales. Imagen central: El proceso de millado, el bloque azul indica el motor de desplazamiento positivo (PDM), el bloque gris el zapato del deflector. Derecha: el proceso de jetting para realizar la perforación radial (derecha). Tomado de: *Production Performance of Radial Jet Drilled Laterals in Tight Gas Reservoirs in the Netherlands A Simulation Approach and Economic Analysis* A thesis presented for the degree of Master of Science in Applied Earth Sciences, Peters, Stefan Alexander, 2015. *Horizon 2020 project SURE*, project SURE, 2019.

La tecnología de perforación radial es una alternativa que ofrece beneficios comparado con la perforación tradicional por extender cerca de 300 pies el área de penetración del pozo dentro de la zona de daño del pozo, lo cual la constituye como una alternativa tecnológica atractiva. (Kamel, 2016)

2.2.2 Layout típico

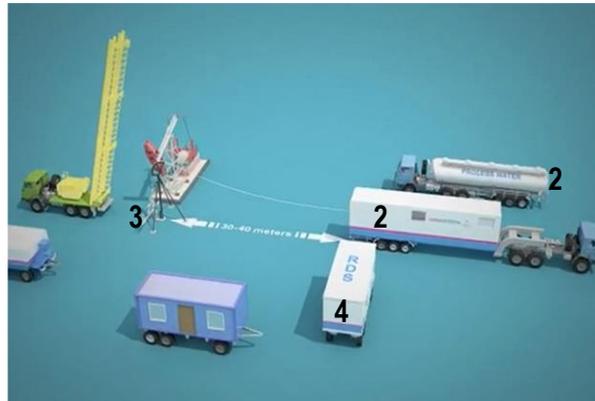
El sistema está compuesto por dos secciones, una sección superior o superficial que es principalmente un sistema de alta presión, y un sistema de fondo de pozo encargado de perforar la formación. El sistema de superficie comprende: ver *Figura 11*, (Al-Jasmi et al., 2018):

1. Sección de generación de energía, que incluye un motor y tanques de fluidos.

2. Sección de alta presión con bombas que generan hasta 15,000 psi de presión superficial completa con todas las tuberías, bombas auxiliares para ácido y otros químicos que pueden inyectarse en la corriente de fluido.
3. Unidad de tubería flexible, los conectores hidráulicos para el cabezal del inyector, otros componentes hidráulicos auxiliares y preventor de reventones (BOP).
4. La cabina de control alberga los dispositivos de control de la unidad de superficie para el control del sistema general.

Figura 11

Layout típico de superficie del sistema RJD



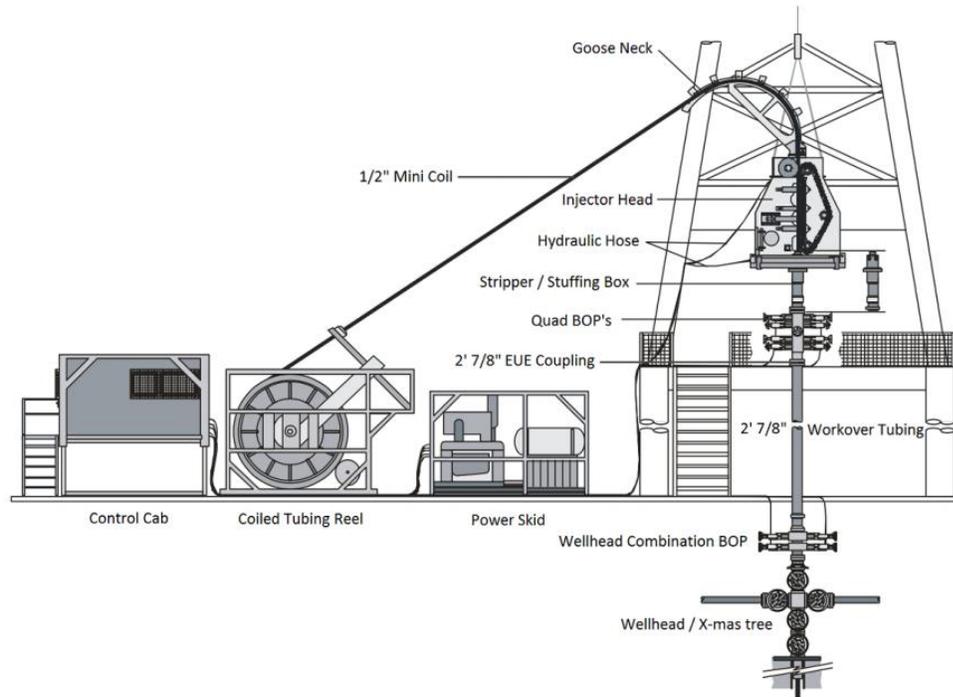
Nota: Adaptado de Radial Drilling Services, Inc, 2021

2.2.3 Aspectos de la construcción de pozos radiales

Una configuración típica para el equipo de reacondicionamiento y la unidad de Tubería flexible. El cuello de ganso guía la tubería flexible desde el carrito hasta la cabeza del inyector. Posteriormente la tubería flexible ingresa a través del dispositivo de prevención de reventones cuádruple (BOP) normalmente contiene un pistón ciego, de corte, deslizante y de tubería. El acoplamiento External Upset End (EUE) conecta la tubería de reparación fijada en los resbalones de la plataforma y el la BOP, ver *Figura 12*.(Peters, 2015)

Figura 12

Layout de unidad de tubería flexible como se utiliza en las operaciones de RJD



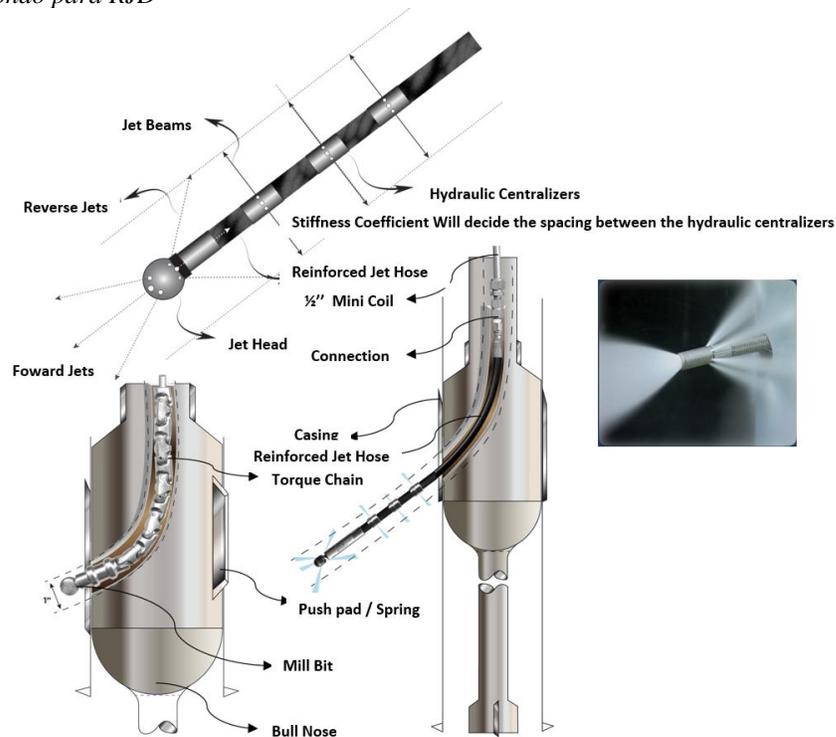
Nota: Tomado de: *Production Performance of Radial Jet Drilled Laterals in Tight Gas Reservoirs in the Netherlands A Simulation Approach and Economic Analysis*. A thesis presented for the degree of Master of Science in Applied Earth Sciences, Peters, Stefan Alexander, 2015

En cuanto al equipo de fondo es compatible con una unidad de tubería flexible (Coiled Tubing), las herramientas especiales son el zapato deflector, el gyro (E-line), el conjunto de corte y el conjunto de inyección. El zapato del deflector guía el conjunto de corte e inyección y asegura el contacto con el pozo del yacimiento a través de una almohadilla de empuje. (Peters, 2015). El gyro E-line es la herramienta de orientación, establece la orientación del zapato deflector. El conjunto de fresado consta de una broca de fresado (depende de grado API del revestimiento), una cadena de torsión con pivote y un motor de desplazamiento positivo (PDM), ver *Figura 13*. El conjunto de inyección consta de una boquilla, una manguera de kevlar y sellos de conexión de alta presión. **El diámetro de la boquilla (punta del ensamblaje) varía**

normalmente de 0,5 a 0,75 pulgadas y mide aproximadamente 1 pulgada de largo. (Peters, 2015)

Figura 13

Detalle del equipo de fondo para RJD



Nota Detalle del equipo de fondo para RJD (izq) y detalle de la broca de “jetteo” (Der). Tomado de: *Production Performance of Radial Jet Drilled Laterals in Tight Gas Reservoirs in the Netherlands A Simulation Approach and Economic Analysis*. A thesis presented for the degree of Master of Science in Applied Earth Sciences, Peters, Stefan Alexander, 2015. Low-cost radial jet drilling helps revitalize 40-year-old oilfield - Drilling Contractor, Cinelli, Steven D. Drilling Contractor, 2013

Para el posicionamiento del zapato deflector es clave el análisis de registros eléctricos (resistividad) para determinar a qué profundidades es posible aplicar la tecnología de perforación radial, que el intervalo seleccionado corresponda a una arena y que el registro de densidad variable y amplitud de onda arrojen valores buenos en cuento a la calidad del cemento También en la operación de posicionamiento del zapato deflector con ayuda de un registro GR (Gamma Ray) y un registro CCL (Casing Collar Locator) para correlacionar profundidad y finalmente orientar el zapato deflector empleando giroscopio (GYRO). (FLORES, 2012)

Una vista rápida del sistema RJD diseñado originalmente y la adaptación a lo largo de los años, nos ayuda a comprender el impacto de la tecnología que la industria se ha dado cuenta y cómo sus capacidades se están configurando según las demandas de la industria. Originalmente, la tecnología fue diseñada para pozos poco profundos de baja producción con un diseño de pozo simple estándar.(Nagar et al., 2020), ver Tabla 8.

Tabla 8
Evolución de la tecnología RJD

Criterio #	Parámetro	Criterio Original	Criterio aceptado actualmente
1	Maxima Profundidad	4000 ft	14000ft
2	Mínimo Casing Size	5.5’’	4.5’’
3	Máximo Casing Grade	J-55	P-110
4	Limitación de Temperatura	80°C	150°C

Nota: Adaptado de *Radial jet drilling improves injectivity & conformance in high permeability layered sandstone reservoir across Mangala, Bhagyam & Aishwarya Onshore Fields in India*, Nagar, et. al., 2020

Debido al éxito y la demanda que ha tenido la viabilidad tecnológica de RJD a lo largo de los años, se requirió la actualización de los sistemas de RJD para hacerlo factible en pozos más profundos, con mayor presión y más calientes. En particular, la evolución había comenzado con el aumento en el **tamaño a ½ "de 3/8", luego a 5/8 "**para permitir volúmenes más altos con menor pérdida de presión y mayor límite elástico para permitir aplicaciones más profundas. También, permitir que el sistema sea capaz de inyectar a través de yacimientos de carbonatos, el sistema de superficie fue diseñado para usar de manera segura y efectiva varios tipos de ácidos junto con un chorro optimizado con un rediseño de la configuración del chorro para un patrón de erosión optimizado. Junto con estas importantes mejoras, se introdujeron mejoras en el sistema de potencia e hidráulico, las capacidades de ensamblaje de fondo de pozo (BHA) y el control de azimut, así como varios servicios de ingeniería y diseño en la tecnología de chorro radial. (Nagar et al., 2020)

El enfoque de la tecnología actual es adaptar la tecnología para implementaciones en alta mar, particularmente en entornos hostiles. Algunos de los desarrollos recientes con el objetivo de complementar las tecnologías existentes y otras aplicaciones de la siguiente manera, dentro de los desafíos de la tecnología se puede mencionar (Nagar et al., 2020):

- Desarrollo de herramientas de fresado (milling) y chorro de fondo de pozo para aplicaciones de pozos horizontales y de salida de 45 grados. - esto permite la penetración en múltiples capas con baja conectividad vertical.

- RJD para mejora y optimización de fracturamiento para formaciones estrechas e intercaladas.

- Desarrollo de equipos de superficie y de fondo de pozo para aplicaciones geotérmicas, para mayores índices de temperatura de los equipos.

- Desarrollo de turbinas y chorros rotativos - con el objetivo de mejorar la limpieza de formaciones de lutitas (Shale).

En la actualidad, se han realizado más de 2000 pozos en formaciones que van desde carbonatos hasta clásticos, así como en mantos de carbón, formaciones de sal y aplicaciones geotérmicas. Cuando se cumplen los criterios adecuados para RJD con corrección geológica y comprensión basada en yacimientos, se han realizado campañas exitosas en múltiples casos. (Nagar et al., 2020)

Esta técnica se puede aplicar a diferentes disciplinas en la industria del Oil&Gas en el segmento Upstream (Ver *Figura 14*), de lo cual se infiere que la técnica es versátil, como se muestra a continuación (Kamel, 2017):

Figura 14

Ventana de aplicación de la técnica de perforación radial.

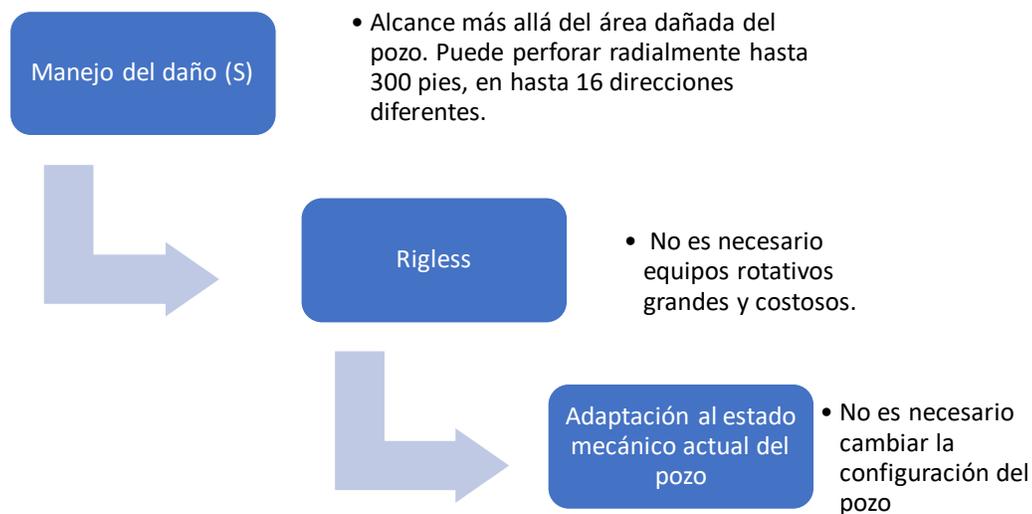


Nota: Adaptado de *Radial Jet Drilling: A Technical Review What is RJD?*, Kamel, Ahmed H, 2017.

La perforación radial mostró beneficios económicos y técnicos (Kamel, 2017) representados en ahorro en equipos de superficie como se muestra a continuación en la *Figura 15*:

Figura 15

Beneficios técnicos y económicos de la técnica de perforación radial



Nota: Adaptado de *Radial Jet Drilling: A Technical Review What is RJD?*, Kamel, Ahmed H, 2017.

La aplicabilidad de la técnica de perforación radial depende de cuan inyectable (jettable) para que la fuerza de impacto sea el mecanismo principal de la perforación, generalmente rocas con porosidad superiores a 3-4% son aptas para perforar en modo jetting puesto que una porosidad inferior causaría la fatiga de la broca (Kamel, 2017).

2.2.4 Casos de éxito

La **compañía Radial Drilling Services, Inc (RDS)** con sede en Houston, Estados Unidos cuenta con alrededor de 1100 pozos perforados en un periodo de ejecución promedio de 2-3 días por nivel (radio) y ha evidenciado en la mayoría de los casos, aumento de la productividad de fluidos; a continuación, se listan algunos casos de éxito en Latinoamérica la compañía Radial

Drilling Services, ver *Tabla 9*; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** (Radial

Drilling Services, 2021):

Tabla 9

Casos de Éxito Perforación Radial

Locación	Reto	Solución	Resultado
Rio Napo, Ecuador	Obtener producción del pozo SAC 138.	Perforar con tecnología radial para ingresar a la zona virgen.	Logró una tasa de producción de 360 bopd
Campo Maria Ines Del Oeste & Puesto Peter, Argentina	Se requiere una precisión extrema para completar la formación de Magallanes de manera rentable.	Aplique una secuencia de laterales extendidos con una profundidad precisa para perforar selectivamente la zona de petróleo en una formación delgada.	Logró aumentos de producción superiores al 300%.
Campo Cerro Dragón, Argentina	Los pozos del campo tienen espesores productores de 2-3 metros en intervalos de 150 metros, separados por barreras impermeables.	Múltiples laterales con perforación radial para alcanzar los horizontes objetivos.	La técnica de inyección lateral aumenta significativamente la productividad de petróleo entre 20% y 200%

Nota: Adaptado de Radial Drilling Services, Inc, https://radialdrilling.com/?page_id=23, 2021

2.3 Definición de la Ventana Operativa tecnología de perforación radial

Los criterios mencionados a continuación son basados en casos de estudio, en los cuales implementaron la tecnología radial, dichos estudios fueron publicados en la base de datos Onepetro y Scopus en un período comprendido entre 2007 – 2020, (Al-Jasmi et al., 2018; Ashena et al., 2020; Balch et al., 2016; Cirigliano & Blacutt, 2007; Jain et al., 2017; Kamel, 2017; Maut et al., 2017; Nagar et al., 2020; Saikia et al., 2019; Salem Ragab & Kamel, 2013; Teng et al., 2014; Wang et al., 2016). En la *Tabla 10*, los números son reportados por la literatura y no reflejan el comportamiento del mercado en proyectos RJD a nivel mundial.

Tabla 10

Criterios guía en RJD con base en casos de estudio

Porosidad	Permeabilidad	Espesor Neto	Profundidad	Tipo de Roca	Diámetro casing	Países de casos de estudio
4-35%	10mD- 20 D	Min. 6 ft	Min. 2500 ft Max. 12200 ft	Areniscas Caliza	5 ½” – 7”	India, Kuwait, EEUU, China,

Nota: Adaptado de Radial Drilling Services, Inc, https://radialdrilling.com/?page_id=23, 2021

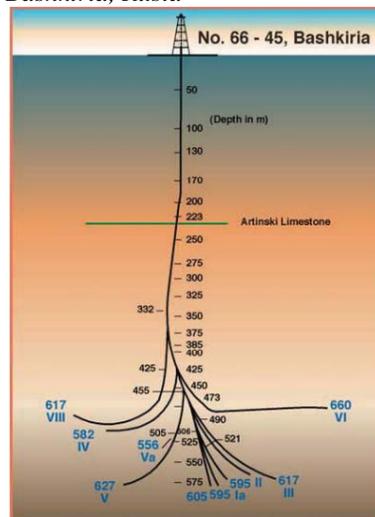
2.4 Perforación Multilateral

2.4.1 Concepto

El primer pozo multilateral (ML) conocido fue perforado en Bashkiria (ver *Figura 16*), Rusia, en 1953. Era un pozo de nueve terminaciones laterales perforado por Alexander Grigoryan, un ingeniero de perforación ruso. Según los informes, el pozo produjo 17 veces más petróleo que los pozos *offset* en el campo a 1,5 veces el costo. Si bien se perforaron 30 pozos adicionales de este tipo, no fue hasta 1993 que comenzó la era moderna de la tecnología multilateral. (Butler, 2018).

Figura 16

Vista lateral del primer pozo multilateral en Bashkiria, Rusia

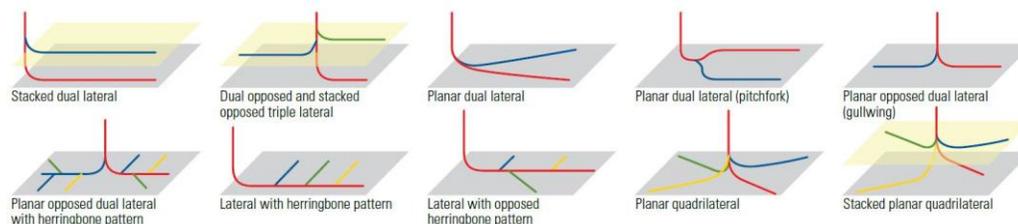


Nota: Tomado de *Multilateral Well* Hill, A.D. Zhu, Ding. Economides, Michael, 2008

“Un pozo multilateral es definido como aquel en el que hay varios pozos laterales horizontales o casi horizontales perforados a partir de un pozo principal y donde existe una conexión entre dichos laterales y el pozo principal” (Gallivan et al., 1995).

La geometría de un pozo ML está determinada por los objetivos de producción, sus profundidades relativas y extensiones laterales. Los laterales pueden estar en el mismo plano horizontal a la misma profundidad vertical real o pueden estar en el mismo plano vertical y seguir la misma dirección, pero a diferentes profundidades. Dentro de estas dos categorías principales, se puede crear un número casi infinito de combinaciones que pueden cubrir múltiples zonas o extenderse en varias direcciones dentro de un solo yacimiento (Flatern, 2016), ver siguiente figura:

Figura 17
Geometría de pozos multilaterales

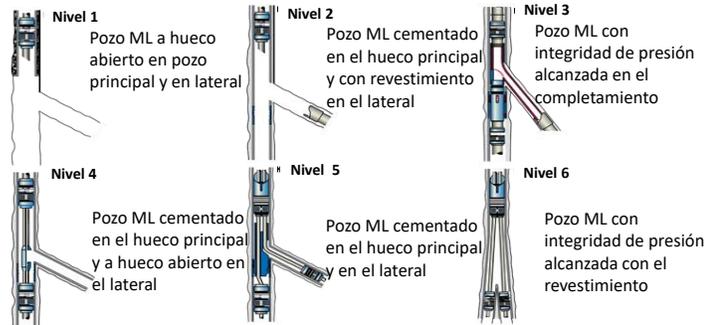


Nota: Tomado de *The Defining Series: Multilateral Wells* Flatern, Rick Von, 2016

En 1997, compañías de servicios y operadoras desarrollaron una clasificación de configuraciones de completación en pozos multilaterales, el evento técnico se llamó Technology Advancement of Multilaterals (TAML), en las conclusiones del evento se designó nomenclatura para pozos multilaterales que se ha convertido en el estándar de la industria, TAML Niveles 1 a 6 (Westgard, 2002). El orden ascendente de estos niveles refleja el aumento de la complejidad mecánica y la tolerancia a mayor presión, ver *Figura 18*.

Figura 18

Nomenclatura TAML para pozos multilaterales (ML)



Nota: Tomado de *The Defining Series: Multilateral Wells*. Flatern, Rick Von, 2016

La decisión de usar un sistema ML y qué tipo usar, son el resultado de análisis de costo-beneficio. En general, las uniones menos complejas se presentan a los operadores con menores riesgos y costos, sin embargo, la mitigación de riesgos y el ahorro de costos deben equilibrarse con las expectativas de desarrollo del campo y de pozos individuales (Flatern, 2016). A continuación, se resumen ventajas y desventajas más destacadas de la técnica multilateral, ver

Tabla 11:

Tabla 11

Ventajas y desventajas de los pozos multilaterales

Ventaja	Desventaja
Reduce los costos de perforación de pozos, al drenar de un mismo pozo varias formaciones o por la posibilidad de drenar más de un horizonte productor a la vez	Exigen mayor esfuerzo de planificación con respecto a pozos convencionales
En campos que no son viables con perforación convencional, puedes ser viables con la tecnología multilateral.	Incrementan el costo en comparación con un pozo convencional.
Reduce costo de capital, al minimizar el número de localizaciones en superficie.	Susceptibilidad a tener problema durante la fase de producción de los pozos.

Nota: Tomado de *Análisis de estabilidad de pozos multilaterales en una formación colombiana*, Rios, Julio Cesar,

Serrano, Robert Eduardo, 2016

Dentro de los desafíos y complejidad de los pozos multilaterales se listan a continuación (Husain et al., 2011):

- La instalación y recuperación de algunas herramientas necesarias durante la perforación o después de la finalización de pozos multilaterales está asociada a un alto riesgo. Estas herramientas pueden ser whipstocks, packers, etc.
- En la perforación de pozos multilaterales, la perforación del pozo madre se puede entubar para controlar la producción de arena, sin embargo, las patas ramificadas desde la perforación del pozo madre son de hueco abierto, por lo tanto, el control de arena desde los laterales no es una tarea sencilla de realizar.
- La construcción de pozos multilaterales es bastante compleja.
- Debido a la complejidad de los laterales, hay dificultad en la estimulación y limpieza.

2.4.2 Aspectos de la construcción de pozos multilaterales

La perforación multilateral, parte de la buena planeación del pozo principal (patrón), sea vertical, horizontal o direccional: considerando los anteriores requerimientos para la perforación de los laterales, el diseño y la construcción de la selección curva del pozo, se debe considerar lo siguiente (Fraija et al., 2002):

- Uso de sistemas rotatorios (RSS, por sus siglas en inglés), motores de fondo y herramientas de medición, mientras se perfora (MWD).
- Herramientas especiales de dirección, para la preselección del curso de la broca a lo largo del pozo.
- De acuerdo con la necesidad: Whipstock (cuchara desviadora).
- Junta multilateral.
- Comunicación mecánica, entre la rama lateral y el pozo principal.

- Comunicación y aislamiento, entre el pozo principal y el lateral de acuerdo con las necesidades de producción; esto provee de una presión íntegra entre ambos pozos.

A continuación, se mencionarán “Procesos de Entrada en la Tubería de Revestimiento”

2.4.2.1 Proceso de Ventanas Precortadas en la Tubería de Revestimiento

Las aplicaciones para las conexiones cuádruples incluyen pozos nuevos que requieren conexiones de diámetro completo en yacimientos someros de petróleo pesado, formaciones de baja permeabilidad o naturalmente fracturados y campos maduros con agotamiento parcial. Este sistema, no requiere de corte en la tubería de revestimiento, conecta las tuberías de revestimiento de los tramos laterales a la tubería de revestimiento primaria de un pozo principal y permite la cementación de las tuberías de revestimiento laterales, tal proceso se muestra en la *Figura 19* y *Figura 20* (Fraija et al., 2002):

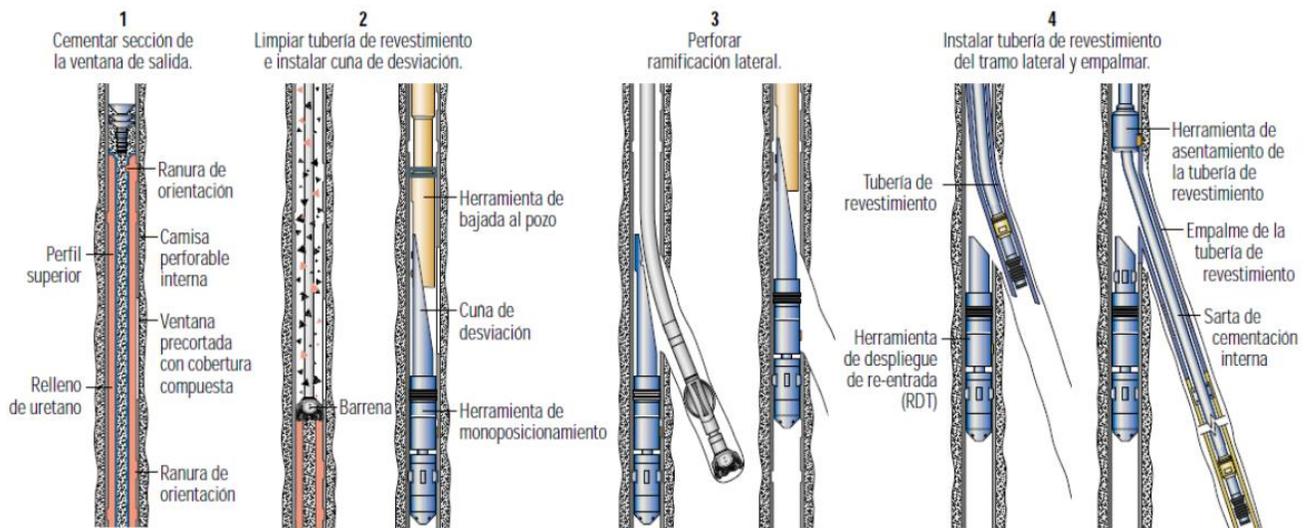
1. Instalar las conexiones a la profundidad propuesta, orientar las ventanas con base en mediciones giroscópicas y cementar la tubería de revestimiento primaria. Ver *Figura 19*.
2. Perforar la camisa interna y cementar. Asentar la cuña de desviación recuperable y la herramienta de monoposicionamiento en el perfil ubicado debajo de la sección de la ventana. Recuperar la herramienta de bajada al pozo. Ver *Figura 19*.
3. Perforar el tramo lateral y extraer el arreglo de perforación, recuperar la cuña de desviación para perforar el tramo lateral opuesto; recuperar la cuña de desviación y la herramienta de monoposicionamiento, limpiar el pozo principal, repetir el procedimiento para el siguiente grupo de ventanas. Ver *Figura 19*.
4. Colocar el arreglo de tubería de revestimiento, la herramienta de despliegue de re-entrada (RDT) y la herramienta de monoposicionamiento en el perfil ubicado debajo de la

ventana. Desprender el arreglo de la herramienta RTD, y bajar la tubería de revestimiento en el tramo lateral. Asentar la herramienta de colocación de la tubería de revestimiento en el perfil superior y trabar el empalme de la tubería de revestimiento en la ventana precortada. Ver *Figura 19*.

5. Desenganchar la herramienta de colocación de la tubería de revestimiento, y retirar la sarta de cementación interna. Ver *Figura 20*.
6. Repasar con tubo lavador la herramienta RDT con el pescasondas, desenganchar la herramienta de monoposicionamiento y recuperar la herramienta RDT. Ver *Figura 20*.
7. Instalar la camisa de la platilla interior, para mantener la tubería de revestimiento lateral en el lugar adecuado, Ver *Figura 20*.

Figura 19

Primeros cuatro pasos a seguir en el proceso de ventanas precortadas en tubería de revestimiento

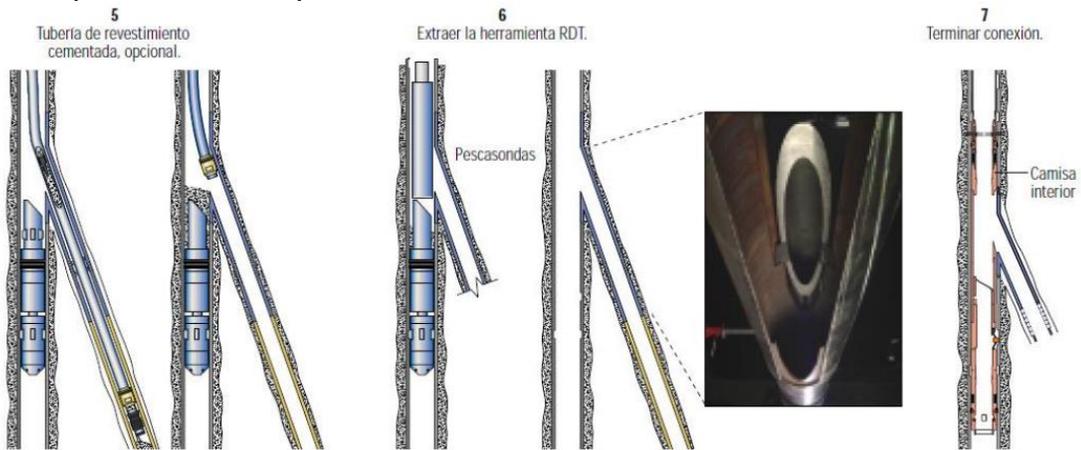


Nota: Adaptado de *Nuevos aspectos de la construcción de pozos multilaterales*, Fraija, José, Ohmer, Hervé, Pulic,

Tom, 2002

Figura 20

Pasos finales del proceso de ventanas precortadas en la tubería de revestimiento



Nota: Adaptado de *Nuevos aspectos de la construcción de pozos multilaterales*, Fraija, José, Ohmer, Hervé, Pulic, Tom, 2002

2.4.2.2 Fresado de Ventanas en la Tubería de Revestimiento.

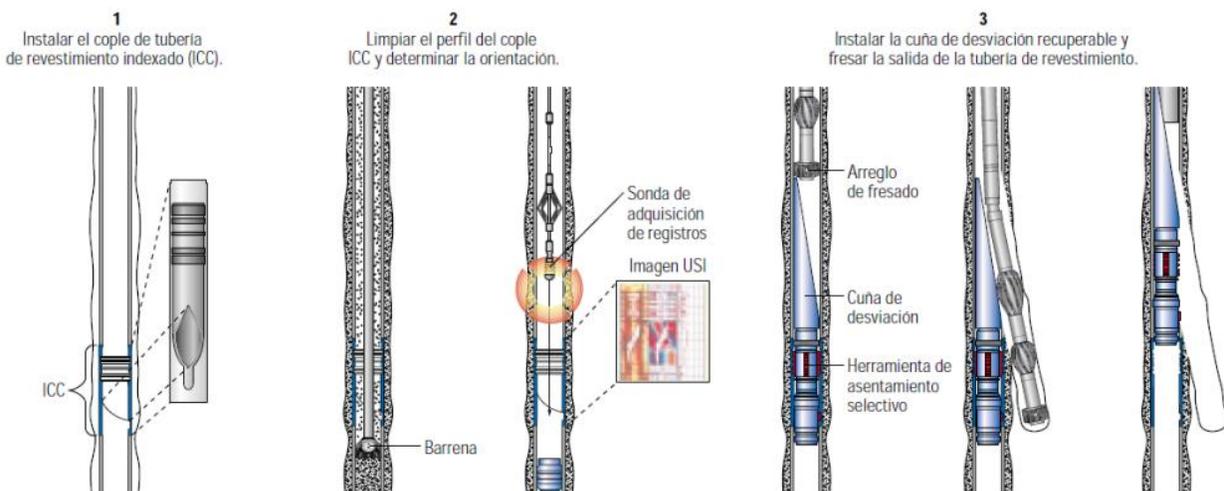
El sistema, utiliza un niple con un perfil característico, denominado cople o cople de tubería de revestimiento indexado (ICC, por sus siglas en ingles), instalado en la tubería de revestimiento primaria para fresar las ventanas de salida destinados para construir los tramos laterales. El cople ICC, sirve como referencia permanente de la profundidad y de orientación direccional para las operaciones de perforación y de re-entrada. Este sistema permite un acceso de diámetro completo en tuberías de revestimiento de 7 y 9 5/8 pulgadas y constituye un componente clave de las conexiones (Fraija et al., 2002).

1. Colocar el cople ICC en la tubería de revestimiento, debajo de la profundidad del tramo lateral propuesta y cementar la tubería de revestimiento, el cople ICC se orienta con anticipación. Cementar la tubería de revestimiento, ver *Figura 21*.

2. Perforar el cemento. Un revestimiento impide la adherencia del cemento al perfil ICC. Normalmente, el cople se limpia con tapones limpiadores pero también se dispone de una herramienta de limpieza a chorro para limpiar los perfiles ICC. Determinar las orientaciones de un cople con imágenes y registros (herramientas USI y CBT), ver *Figura 21*.
3. Agregar la cuña de desviación recuperable y la herramienta de asentamiento selectivo al arreglo de fresado. Trabrar la herramienta de asentamiento selectivo con la chaveta de orientación ajustada, para posicionar correctamente las herramientas en el perfil ICC. Liberar la cuña de desviación y fresar la ventana a través de la tubería de revestimiento, extraer el arreglo de fresado y recuperar la cuña de desviación, ver *Figura 21*.

Figura 21

Primeros tres pasos para realizar el proceso de fresado de ventanas en la tubería de revestimiento

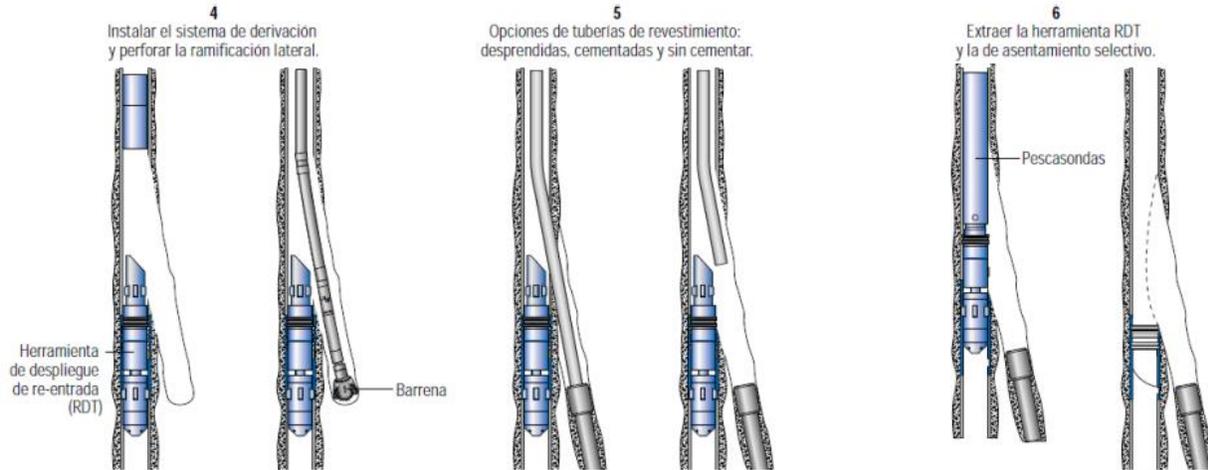


Nota: Adaptado de *Nuevos aspectos de la construcción de pozos multilaterales*, Fraija, José, Ohmer, Hervé, Pulic, Tom, 2002

4. Limpiar el pozo principal. Colocar la herramienta de despliegue de reentrada (RDT) y la de asentamiento selectivo en el cople ICC, para desviar los arreglos de perforación y las herramientas de adquisición de registros a través de la ventana en la tubería de revestimiento, perforar el pozo lateral.
5. Instalar la tubería de revestimiento, en la sarta de perforación con la guía de la herramienta RDT para lograr la estabilidad de la perforación y el aislamiento de zonas. Bombear cemento, a través, de la sarta de perforación y de la tubería de revestimiento dentro del espacio anular existente entre la tubería de revestimiento y la pared del pozo, hasta un punto ubicado debajo del receptáculo de diámetro interno pulido (PBR) por encima de la tubería de revestimiento, desenganchar la sarta de perforación de la tubería de revestimiento y recuperar la herramienta de bajada al pozo antes de que fragüe el cemento.
6. Recuperar la herramienta RDT y la de asentamiento selectivo, ver siguiente figura:

Figura 22

Pasos finales del proceso de fresado de ventanas en la tubería de revestimiento



Nota: Adaptado de *Nuevos aspectos de la construcción de pozos multilaterales*, Fraija, José, Ohmer, Hervé, Pulic, Tom, 2002

2.4.3 Casos de éxito

La tecnología multilateral moderna ha madurado y se ha convertido en una técnica de desarrollo de campo aceptada y eficiente, después de haber registrado más de 25 años de historia de instalación y demostrado una fiabilidad equivalente a las técnicas convencionales de campos petroleros. Las estimaciones actuales de la industria para instalaciones multilaterales son mostradas en la tabla siguiente, (Butler, 2018):

Tabla 12

Aplicaciones de la tecnología multilateral

Nivel 5	Nivel 4	Nivel 3	Nivel 2	Nivel 1
400	600	600	Mas de 10,000	Sin Seguimiento

Nota: Tomado de *Unlocking Production With Multilateral Wells*, Butler, Benjamin, 2018

2.5 Definición de la Ventana Operativa Perforación Multilateral

La implementación exitosa de las finalizaciones multilaterales depende en gran medida de un proceso integral de planificación y revisión. En cada aplicación intervienen una gran cantidad de factores que deben tenerse en cuenta.(Garrouch et al., 2005)

La estrategia para seleccionar candidatos multilaterales es identificar casos en los que sea posible utilizar múltiples pozos horizontales para reducir el número total de pozos necesarios para recuperar económicamente las reservas existentes. Por tanto, el primer atributo a buscar en un candidato multilateral es su aplicabilidad a la perforación horizontal. Los criterios para la selección de candidatos de pozo horizontal (Garrouch et al., 2005). **Se favorece la perforación horizontal para:**

- (i) Yacimientos de alta permeabilidad vertical relativamente delgados,
- (ii) Yacimientos de petróleo pesado y carbonatos fracturados,
- (iii) pozos de gas de alta permeabilidad con una capa de turbulencia cercana al pozo,
- (iv) yacimientos con tendencias de acumulación de gas o agua,
- (v) yacimientos con mayor potencial de recuperación de petróleo, y
- (vi) yacimientos naturalmente fracturados.

Los criterios adicionales para seleccionar candidatos potenciales para la tecnología de perforación multilateral incluyen las siguientes situaciones de yacimientos: (i) petróleo en bloques pequeños o aislados, (ii) zonas o estructuras individuales separadas por barreras de permeabilidad, (iii) el pozo horizontal no es perpendicular a la permeabilidad máxima, (iv) candidatos con posible maximización de la tasa de producción y (v) la caída de presión en el pozo es grande en comparación con la caída del yacimiento. La selección del estilo multilateral adecuado puede proporcionar una recuperación del yacimiento considerablemente mayor por un

costo adicional relativamente bajo. Sin embargo, una gran variedad de características del yacimiento influye en la selección de una configuración de pozo adecuada. Algunas de estas características incluyen la permeabilidad y los valores de espesor de la formación, la gravedad API del petróleo, los grados de consolidación y heterogeneidad de la roca, la existencia de fracturas naturales y la proximidad cercana a los contactos de fluidos. La matriz de selección se ha adaptado en esta investigación para seleccionar el tipo multilateral. Los criterios establecidos en la siguiente tabla se basan en la experiencia de campo y en simulaciones del desempeño del flujo de entrada de los pozos (Garrouch et al., 2005).

Tabla 13

Matriz de selección para pozos de tipo multilateral

Tipo de Pozos	Stacked radial	Planar dual	Planar triple	Planar quad	Stacked linear	Dual opposing	High angle
<i>Característica del Yacimiento</i>							
Espesor	Alto	Medio	Medio	Medio	Alto	Bajo	Alto
Heterogeneidad	Alto	Alto	Alto	Alto	Medio	Bajo	Medio
Naturalmente fracturado	Medio	Alto	Alto	Alto	Bajo	Bajo	Bajo
Gravedad API	Bajo	Alto	Alto	Alto	Bajo	Medio	Alto
Consolidación	Medio	Medio	Medio	Alto	Alto	Bajo	Medio
Permeabilidad	Medio	Medio	Bajo	Bajo	Bajo	Medio	Alto
Muy cerca de los contactos de fluidos	Bajo	Medio	Medio	Alto	Alto	Bajo	Bajo

Nota: Tomado de *A web-based expert system for the planning and completion of multilateral wells*, Garrouch, Ali

A., Lababidi, Haitham M.S., 2005

2.6 Comparación de tecnologías

La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** *Tabla 14* presenta de forma esquemática todos los resultados de la comparación de las dos tecnologías, a través de cada una de las variables descritas:

Tabla 14

Resultados de la comparación de perforación radial y multilateral

Característica	Perforación Multilateral	Perforación Radial
Uso de taladros rotativos complejos	Si	No
Longitud del lateral	Mayor a 300 ft	Max. 300 ft
Profundidad total (aprox)	Mayor a 6500 ft	Hasta 14000 ft
Fundamento de perforación de la broca (mecanismo de corte)	Brocas PDC (cizalla), brocas de conos (impacto), brocas híbridas (impacto – cizalla)	Por Jetting (TFA Cerrado)
Diámetro de la broca	Mayor a 6’’	Mayor a 0.5’’
Posibilidad de revestir hueco lateral	Tecnológicamente es posible	Por el diámetro del hueco lateral no se evidenció casos de huecos revestidos
Litologías	Areniscas, lutitas, carbonatos	Areniscas, lutitas, carbonatos y carbones
Porosidades	2 – 33%	4-35%

Nota: Adaptado de *Horizontal and Multilateral Well Technology*, Joshi, Sada, Petroleum Engineering – Upstream., Encyclopedia of Life Support Systems (EOLSS), 2005. Radial Drilling Services, Inc, https://radialdrilling.com/?page_id=23, 2021

3. Análisis de la cuenca del Valle de Magdalena Medio con caso de estudio Pozo “A”

3.1 Generalidades en la cuenca del Valle de Magdalena Medio

La Cuenca del Magdalena Medio se encuentra a lo largo del tramo central del Valle del Río Magdalena entre las Cordilleras Central y Oriental de los Andes colombianos. El proceso exploratorio se ha orientado principalmente a la identificación de trampas estructurales en las secuencias del Paleógeno. Las trampas estratigráficas sutiles aún no se han estudiado adecuadamente. El registro sedimentario muestra una sucesión de depósitos continentales jurásicos superpuestos por sedimentos cretáceos, tanto calcáreos como siliciclásticos, de origen transicional al marino. (Barrero et al., 2007)

La secuencia del Paleógeno está formada por rocas siliciclásticas depositadas principalmente en condición continental con cierta influencia marina. En la cuenca se presentan tres grandes fases de deformación; rifting, thrusting y wrenching, responsable de todo tipo de geometrías de trampa (Barrero et al., 2007). Algunos datos destacados se resumen en la siguiente

Tabla 15:

Tabla 15

Generalidad de la Cuenca de Valle del Magdalena Medio

Tipo de Cuenca	Basin type Poly-historic, Rift to Broken Foreland
Área	34,000 km ² / 7,900,000 acres
Pozos de exploración	296
Descubrimientos	41
Reservas de crudo descubiertas	1,900MMBO
Reservas de gas descubiertas	2.5GCF

Nota: Adaptado de *Colombian Sedimentary Basin*, Barrero, Darío, Pardo, Andrés, 2007

A continuación, se resumen características destacadas asociada al sistema petrolífero:

- **Evidencia de hidrocarburos:** Un siglo de historia de exploración en la cuenca ha llevado al descubrimiento de alrededor de 1.900 MMBO, 2.5 TCF y un total de 41 campos, incluido el primer gigante en Colombia, el campo La Cira-Infantas. (Barrero et al., 2007)

- **Roca Fuente**

Las calizas y lutitas del Cretácico de las formaciones La Luna y Simiti-Tablazo son las principales rocas generadoras de la cuenca. Los TOC son altos (1-6%) y la materia orgánica es esencial tipo II, el Ro alcanza valores de 0.6 -1.2%. Las principales rocas generadoras se depositaron durante dos eventos anóxicos en todo el mundo, ver *Figura 23*. (Barrero et al., 2007)

- **Roca Almacén**

El 97% del petróleo probado en la cuenca proviene de areniscas del Paleógeno continental (Paleoceno-Mioceno), formaciones Lisama, Esmeraldas-La Paz y Colorado-Mugrosa, con porosidades promedio de 15-20% y permeabilidades promedio de 20-600 md. Los yacimientos ligeramente explorados son sistemas fracturados del Grupo de Calizas Basales de Calizas del Cretácico y de la Formación La Luna, ver *Figura 23*. (Barrero et al., 2007)

- **Roca Sello**

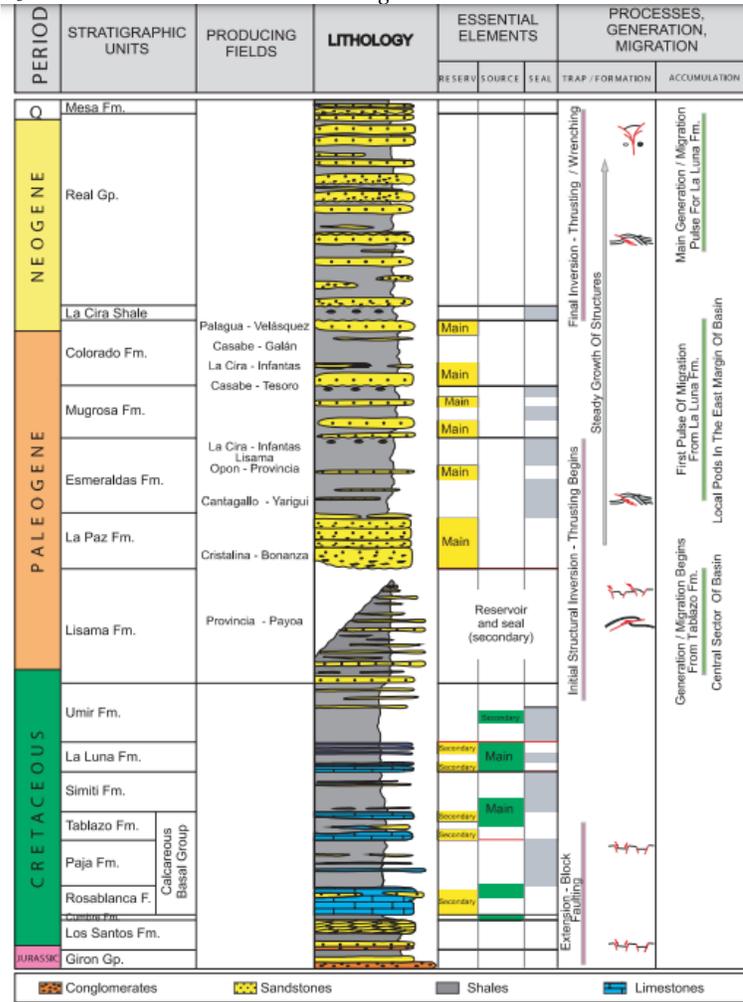
Los sellos para los reservorios de areniscas del Paleógeno consisten en arcillas dúctiles no marinas intercaladas, principalmente de las formaciones Esmeraldas y Colorado. Los sellos de posibles reservorios de piedra caliza del Cretácico son lutitas marinas de las formaciones Simiti y Umir, ver *Figura 23*. (Barrero et al., 2007)

- **Prospectividad**

La cuenca del Magdalena Medio es una de las cuencas más exploradas de Colombia donde se han descubierto 41 campos en yacimientos del Paleógeno. Sorprendentemente, todavía

contiene una de las áreas más prolíficas aún por explorar: los carbonato del Cretácico, ver *Figura 23*. (Barrero et al., 2007)

Figura 23
Columna litológica generalizada de la cuenca del Valle de Magdalena



Nota: Adaptado de *Colombian Sedimentary Basin*, Barrero, Darío, Pardo, Andrés, 2007

3.2 Características del Campo A y Pozo “A”

Para la aplicación presupuestal se buscó en la literatura un campo que cumpliera con las características geográficas y técnicas^{††}, como resultado el campo “A” el trabajo de grado de Carrillo Reyes (Carrillo Reyes, 2018) cumple con las características, a continuación se mencionaran las generalidades:

Marco legal:

El Campo A hace parte del Contrato de Exploración y Producción Midas, el cual fue firmado entre las compañías AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS - ANH y UNIÓN TEMPORAL MIDAS el día 05 de abril de 2006, año en el que se inició la fase exploratoria de dicho contrato, con una duración de 6 años. Una vez culminada la fase exploratoria se formalizó el Programa Exploratorio Posterior del Contrato en mayo 31 de 2013, con duración de 2 años. La fase de explotación del Campo A comenzó en noviembre 23 de 2015, fecha en la que se declaró la Comercialidad del Campo A, con una duración de 22 años, la cual expiraría el 22 de noviembre del 2037. (Carrillo Reyes, 2018)

El campo en mención fue descubierto en junio de 2013, con el pozo Exploratorio A-1, el cual alcanzó una profundidad total de 8878 pies MD, perforado para probar las areniscas del Paleógeno Inferior de la Formación Lisama, encontrando existencia de hidrocarburos con Crudo de 23 °API, posteriormente se perforaron tres pozos más A-2, A-3 y A-4, con el fin de cuantificar la extensión del yacimiento en el campo, declarando la comercialidad del Campo A en noviembre de 2015. (Carrillo Reyes, 2018)

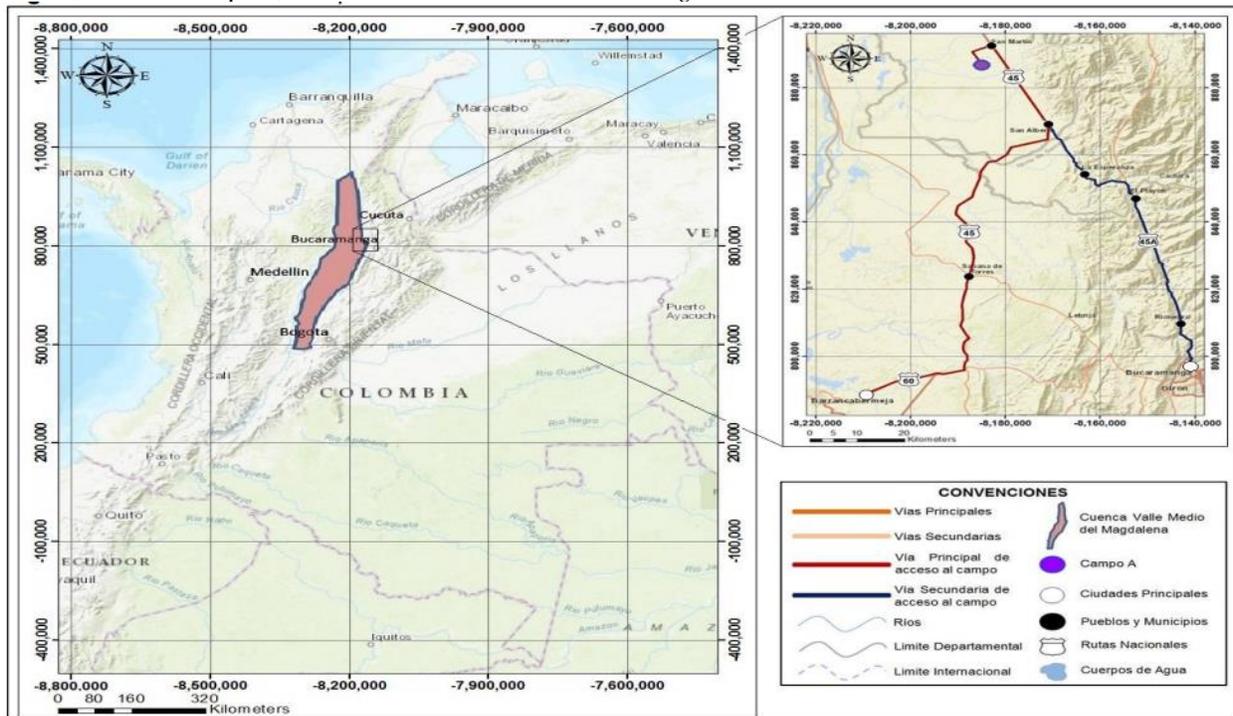
^{††} Características listadas en la *Tabla 14*; **Error! Solo el documento principal.** .

Localización.

El Campo A se encuentra ubicado en Colombia en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM), Departamento del César, Municipio San Martín, ver *Figura 24*.

Figura 24

Localización del campo A, en la cuenca del valle Medio del Magdalena



Nota: Tomado de Elaboración de un plan direccional de perforación utilizando las tendencias de la formación, para un pozo en el área de San Martín en el campo A, Carrillo Reyes, Juan Guillermo, 2018.

Característica de las formaciones perforadas:

A continuación, se describe características geológicas del tipo de roca atravesada desde superficie hasta zona de interés (Formación Lisama), (Carrillo Reyes, 2018):

- Grupo Real. Es la formación más somera que se encuentra en el Campo A. Se compone de 70% arcillolitas y 30% areniscas. Tiene un espesor aproximado de 4.600 pies de los cuales se pueden identificar tres subunidades: Real

superior, constituida por intercalaciones de arenas y areniscas; Real Medio presenta intercalaciones siliciclásticas de arcillolitas con limolitas y arenas con arcillolitas; en Real Inferior predominan las areniscas, sin embargo, hacia la base aparecen capas de areniscas separadas por arcillolitas.

- Formación Colorado. Compuesta por 40% lutitas, 30% limolitas y 30% areniscas arcillosas. Se identifica al ser la primera aparición de lutitas grises las cuales vienen acompañadas de arenas y limolitas en las muestras de zanja.
- Formación Mugrosa. Consiste en arenas gruesas en un 40%, conglomerado 20% y arcillolitas 40%. Los espesores de las capas de arenas varían entre 30 y 60 pies, mientras las capas de arcillolitas son delgadas entre 10 y 30 pies.

Formación Lisama. Esta formación se ubica debajo de la Discordancia del Oligoceno y se pueden identificar dos intervalos:

- Lisama Arcilloso. Está constituida por 90% arcillolita y 10% areniscas. Las arcillolitas son firmes, no calcáreas y se tornan grises hacia la base de la unidad. Las areniscas son cuarzosas de grano fino a grueso y subredondeadas. El espesor de este intervalo es aproximadamente de 1200 pies.

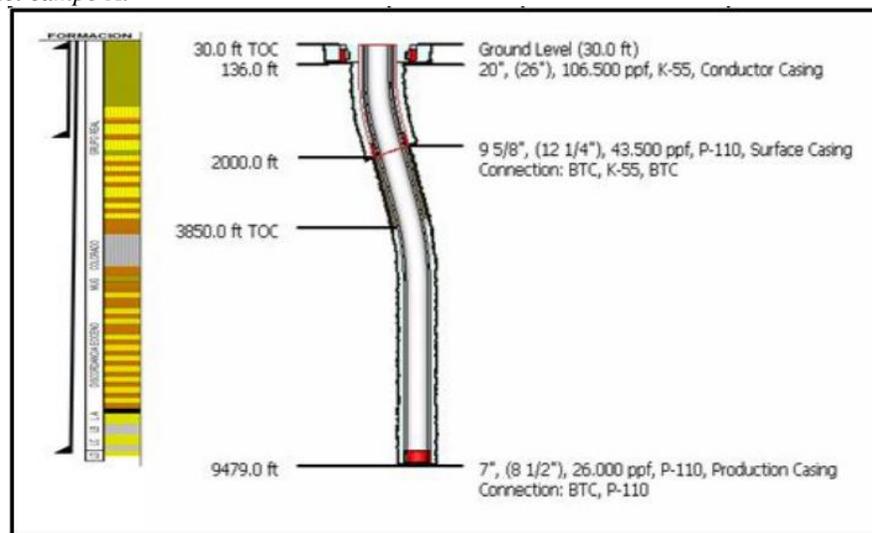
Areniscas Basales. La presencia de las areniscas basales se identifica gracias a un marcador carbón, el cual corresponde a un intervalo de 100 pies en promedio correspondiente a una intercalación de carbones con areniscas y arcillolita. Una vez desaparecen los carbones la litología se compone de 90% areniscas y 10% arcillolita, las areniscas son de grano fino y corresponden a la formación productora del campo.

Histórico de perforación en la zona.

En la zona las fases de perforación están comprendidas en 2 secciones, 12 ¼” y 8 ¾” respectivamente, tipo S de acuerdo con el histórico 18 pozos perforados. A continuación, se muestra el estado mecánico tipo de los pozos perforados (Carrillo Reyes, 2018), ver *Figura 25*.

Figura 25

Estado mecánico típico del campo A.



Nota: Tomado de *Elaboración de un plan direccional de perforación utilizando las tendencias de la formación, para un pozo en el área de San Martín en el campo A*, Carrillo Reyes, Juan Guillermo, 2018.

Estrategia de perforación usada en el campo A.

Los últimos pozos perforados son tipo S y siguen el siguiente plan modelo de perforación (Carrillo Reyes, 2018:

- Perforar la sección superficial verticalmente hasta aproximadamente 500 - 600 pies MD (KOP).
- Iniciar trabajo direccional construyendo ángulo con DLS entre 2 y 3 °/100 ft hasta alcanzar el máximo ángulo de inclinación del pozo.

- Perforar tangencialmente hasta el punto de asentamiento de revestimiento superficial (Aproximadamente 2.000 - 2.500 ft MD).
- Perforar 500 – 700 pies de la sección de producción manteniendo el ángulo de inclinación.
- Iniciar trabajo direccional para tumbar ángulo con DLS entre 0.9 y 2 °/100 ft hasta alcanzar la verticalidad.
- Perforar manteniendo verticalidad hasta llegar a la profundidad final del pozo.

A continuación, se resumen los ensamblajes de fondo usados para perforar un pozo tipo de la zona, ver *Tabla 16*:

Tabla 16

Ensamblajes de fondo de acuerdo con campaña de perforación en campo A

BHA #	Componentes	Objetivo
1	12 ¼" Broca TRC, 8" Bit Sub, 8" DC, 8" X-O, 6 ½" DC, 5" HWDP	Ensamblaje rotario, sin estabilizadores y con broca tónica con el objetivo de perforar los primeros 400 ft que corresponden a la sección de conglomerados superficiales.
2	12 ¼" PDC Bit, 8" PDM 0.26 rev/gal, - Bend 1.5°, 8" Stab, 8" MWD, 8" NMDC, 8" UBHO, 8" X-O, 6 ½" DC, 5" HWDP, 5" DP	Construir y mantener ángulo hasta el punto de revestimiento (aprox 2800 ft)
3	8 ¾" PDC Bit, 6 ¾" 0.28 rev/gal, - Bend 1,45°, 6 ¾" Reamer, 6 ¾" LWD, 6 ½" MWD, 6 ½" NMDC, 6 ½" DC, 5" DC, 6 ½" JAR, 5" HWDP, 6 ½" ACC, 5" HWDP, 5" DP	Ensamblaje semi-pendular, que tiene como objetivo tumbar el ángulo y mantener el pozo vertical hasta la profundidad final.

Nota: Adaptado de *Elaboración de un plan direccional de perforación utilizando las tendencias de la formación, para un pozo en el área de San Martín en el campo A*, Carrillo Reyes, Juan Guillermo, 2018.

A continuación, se resumen fluidos de perforación y revestimientos para perforar un pozo tipo de la zona, en la respectivamente (*Tabla 17* y *Tabla 18*):

Tabla 17

Estrategia de fluidos de perforación para la perforación en campo A

Intervalo	Densidad ppg	Tipo de Fluido de perforación	Fase
Superficie – 2800 ft (aprox)	8.6 – 9.5	lodo a base de bentonita (por la presencia de conglomerados superficiales y arcillolitas)	12 ¼”
2800 ft – 7184 ft (aprox.)	10.0 – 10.5	fluido polimérico a base de Potasio, PHPA y Amina, para garantizar la limpieza, inhibición de arcillas, control de filtrado y estabilidad del pozo durante la perforación, hasta 200 pies antes del tope de las primeras arenas productoras fluido a base de Biopolímeros.	8 ¾”
7184 ft - TD	10.0 – 10.5	fluido polimérico a base surfactantes, potasio y amina para reducir el daño de formación por invasión de fluidos.	

Nota: Adaptado de *Elaboración de un plan direccional de perforación utilizando las tendencias de la formación, para un pozo en el área de San Martín en el campo A*, Carrillo Reyes, Juan Guillermo, 2018.

Tabla 18

Estrategia de revestimiento de pozo en el campo A

Intervalo	Fase	Revestimiento
Superficie – 2800 ft (aprox)	12 ¼”	9 5/8” – 36 #/ft, N-80
Superficie - TD	8 ¾”	7” – 26 #/ft, P-110

Nota: Adaptado de *Elaboración de un plan direccional de perforación utilizando las tendencias de la formación, para un pozo en el área de San Martín en el campo A*, Carrillo Reyes, Juan Guillermo, 2018.

4. Evaluación Presupuestal Caso de estudio Pozo “A-22” (radial) y Pozo “A-22”

(multilateral)

A continuación se realiza propuesta de alternativa de perforación con las tecnologías de perforación radial para el pozo A – 22 del campo A mencionado en el trabajo de grado de (Carrillo Reyes, 2018), localizado en la cuenca de Valle Medio del Magdalena, bajo los siguientes criterios:

1. Pozo vertical perforado desde superficie.

2. Realizar cuatro laterales al mismo nivel de máximo 300 ft (límite técnico de la tecnología de perforación radial).
3. Tomar en cuenta la prognosis geológica siguiente, ver *Tabla 19*.

Tabla 19

Prognosis del pozo A – 22

Unidad	Tope MD (pies)	Prognosis	
		Tope TVD (pies)	Espesor (pies)
Grupo Real	0	0	4254,12
Formación Colorado	4254,12	4254,12	987
Formación Mugrosa	5241,12	5241,12	531
Discordancia Del Oligoceno	5772,12	5772,12	0
Lisama Arcilloso	Arcilloso	5772,12	1512
	Carbón (marcador)	7257,12	100
Formación Lisama	Arena A	7384,12	457
	Intervalo B	7341,12	150
Arenas Basales	Arena C	7991,12	212
	TD	8197,0	8197,0

Nota: Adaptado de *Elaboración de un plan direccional de perforación utilizando las tendencias de la formación, para un pozo en el área de San Martín en el campo A*, Carrillo Reyes, Juan Guillermo, 2018.

4.1 Evaluación Presupuestal Perforación del pozo con tecnología radial

La propuesta académica de perforación con en el campo “A” en pozo A – 22 con la tecnología de perforación radial parte de las siguientes consideraciones:

- Pozo perforado desde superficie de dos fases 12 ¼” y 8 ¾” de tipo vertical (pendiente cercana a cero grados) con uso de ensamblajes de fondo denotados en la *Tabla 16*, con programa de lodo de perforación mostrado en la y con la sección TD (8197 pies) y revestimiento de hueco, ver *Tabla 22* y *Tabla 23*.
- La tecnología de perforación radial su ventana de aplicación en la zona productora (formación lisama – miembro lisama arena C), en total serán cuatro laterales al

mimo nivel, el cual constará de cuatro orificios a una profundidad de 8097 pies MD (8097.00 pies TVD) con laterales de 300 pies cada orificio.

Tabla 20
Estrategia de fluidos de perforación pozo A22 (radial)

Intervalo	Densidad ppg	Tipo de Fluido de perforación	Fase
Superficie – 2800 ft (aprox)	8.6 – 9.5	lodo a base de bentonita (por la presencia de conglomerados superficiales y arcillolitas)	12 ¼”
2800 ft – 7184 ft (aprox.)	10.0 – 10.5	fluido polimérico a base de Potasio, PHPA y Amina, para garantizar la limpieza, inhibición de arcillas, control de filtrado y estabilidad del pozo durante la perforación, hasta 200 pies antes del tope de las primeras arenas productoras fluido a base de Biopolímeros.	8 ¾”
7184 ft – 8197 ft	10.0 – 10.5	fluido polimérico a base surfactantes, potasio y amina para reducir el daño de formación por invasión de fluidos.	

Nota: Adaptado de *Elaboración de un plan direccional de perforación utilizando las tendencias de la formación, para un pozo en el área de San Martín en el campo A*, Carrillo Reyes, Juan Guillermo, 2018.

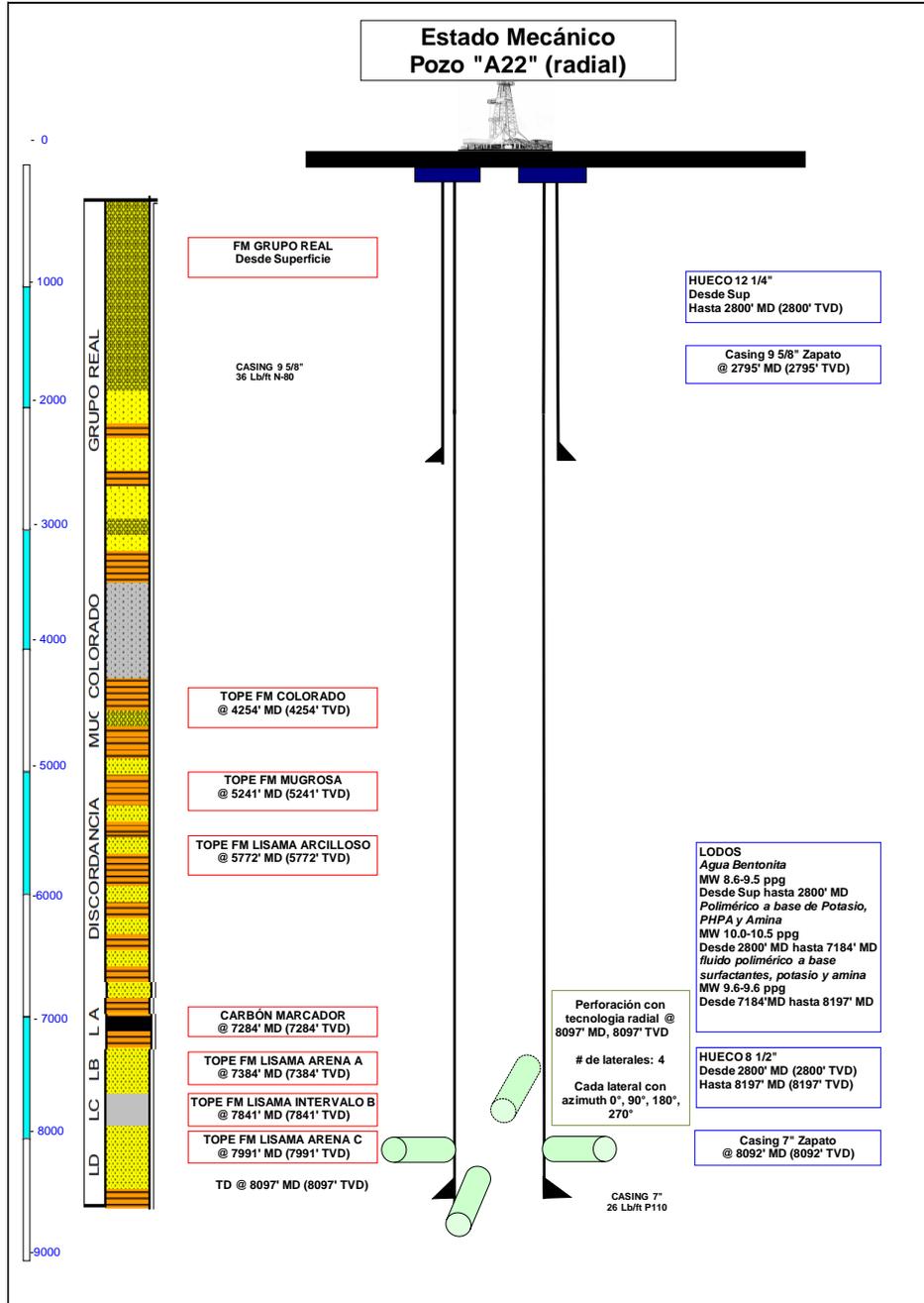
Tabla 21
Estrategia de revestimiento de pozo A22 (radial)

Intervalo	Fase	Revestimiento
Superficie – 2800 ft (aprox)	12 1/4”	9 5/8” – 36 #/ft, N-80
Superficie – 8197 ft	8 ¾”	7” – 26 #/ft, P-110

Nota: Adaptado de *Elaboración de un plan direccional de perforación utilizando las tendencias de la formación, para un pozo en el área de San Martín en el campo A*, Carrillo Reyes, Juan Guillermo, 2018.

A continuación, se muestra el estado esquemático de pozo, ver *Figura 26*.

Figura 26
Estado mecánico Pozo "A22" (perforación radial)



Nota: Adaptado de *Elaboración de un plan direccional de perforación utilizando las tendencias de la formación, para un pozo en el área de San Martín en el campo A, Carrillo Reyes, Juan Guillermo, 2018.*

La prognosis propuesta de tiempos para el pozo A-22 (radial), ver *Tabla 22*:

Tabla 22

Prognosis de tiempos Pozo A-22 (perforación radial)

Actividad	Horas	Días
Sección Intermedia 12 ¼”		
Perforar sección intermedia	44.8	1.9
Correr Casing de 9 5/8”	19.7	0.8
Operación de Cementación	5.3	0.2
Sentar cabezal y preventoras	16.8	0.7
Sección Producción		
Drillout y Prueba de Formación (FIT)	20.4	0.9
Perforar sección hasta TD	62.4	2.6
Operaciones de registros en Shuttle	48.5	2.0
Correr Casing de 7”	38.0	1.6
Operación de Cementación	8.4	0.4
Sentar cabezal y retirar preventoras	21.0	0.9
Secciones laterales radiales		
Instalación de la Unidad de Perforación Radial	6.0	0.3
Corrida de la zapata deflectora a 8702 ft	6.0	0.3
Orientar zapata por cada orificio lateral utilizando el Gyro	6.0	0.3
(4) Instalación del Cuello de Ganso para cada orificio latera	16.0	0.7
(4) Cambio de herramientas en cada orificio lateral perforado	16.0	0.7
(4) Corte del casing para cada orificio lateral	40.0	1.7
(4) Jetting en la formación por cada orificio lateral	20.0	0.8
Desmante de la Unidad de Perforación Radial	6.0	0.3
Total	401.3	16.7

Nota: La relación de tiempos fue realizada teniendo en cuenta los datos expuestos en *Elaboración de un plan direccional de perforación utilizando las tendencias de la formación, para un pozo en el área de San Martín en el campo A, Carrillo Reyes, Juan Guillermo, 2018. Evaluación Técnico-Financiera Del Diseño Del Plan Operacional De Perforación Radial Para El Pozo “A” Del Campo Orito, Buitrago, Andrés Becerra, Umbarila Moncaleano, Katalina María, 2017*

Basado en los costos los estimado para el pozo de 4 orificios laterales: 3’185.320 USD, ver *Tabla 23*. El valor final es tomado como referencia a continuación con costos ajustados con la inflación del año 2021. (para más información consultar los apéndices A y B).

Tabla 23

Estimado de costo del Pozo A-22 (perforación radial)

Cuenta	Cantidad	Unit	Unit Cost (USD)**	Costo (USD)
Mobilization/demobilization/dtm	1	Gl	198039	198039
Rig rental/personal (day rate)	16.7	Día	37222	621616
Rig inspection	1	Gl	4291	4291
Catering and accommodation	1	Dia	60732	60732
Casing running equipment / services	1	Gl	35427	35427
Cement unti equipment/ service	1	Gl	144349	144349
Directiona equipment / services	8000	ft	10	83617
Downhole equipment rental	16.7	Dia	3097	51724
Drilling fluids chemichals	1	Gl	149300	149300
Electric logging wireline eq/services	1	Gl	63263	63263
Fishing equipment / services	1	Gl	2310	2310
lwd	1	Gl	12432	12432
Mud logging equipment / service	16.7	Dia	2774	46320
Solids control equipment / service	16.7	Dia	14192	237004
Aviation transportation	1	Gl	11882	11882
Safety / security support service	16.7	Dia	6574	109779
Trucking	16.7	Dia	3550	59290
Vehicles	16.7	Dia	3365	56202
Communications	16.7	Dia	499	8338
Insurance	1	Gl	39058	39058
Field supervision	1	Gl	36417	36417
Drill bits - drilling & completions	1	Gl	69204	69204
Complementary services	1	Gl	27505	27505
Cost labor	1	Gl	63813	63813
Tubular inspection	1	Gl	14303	14303
Well head assembly	1	Gl	24095	24095
Production casing / liner / tie back	1	Gl	312242	312242
Radial drilling job	1	Gl	632699	640814
Total aproximado				3'185.384

** Costo a julio de 2021

Nota: La relación de tiempos fue realizada teniendo en cuenta los datos expuestos en *Elaboración de un plan direccional de perforación utilizando las tendencias de la formación, para un pozo en el área de San Martín en el campo A, Carrillo Reyes, Juan Guillermo, 2018. Evaluación Técnico-Financiera Del Diseño Del Plan Operacional De Perforación Radial Para El Pozo "A" Del Campo Orito, Buitrago, Andrés Becerra, Umbarila Moncaleano, Katalina María, 2017*

4.2 Evaluación Presupuestal Perforación con Técnica Multilateral

La propuesta académica de perforación en el campo A, en el pozo “A-22” con la tecnología de perforación multilateral parte de las siguientes consideraciones:

- Pozo perforado desde superficie de tres fases: 12 ¼” (pozo vertical), 8 ½” (perfil vertical) y en 6 1/8” (perfil direccional) realizando la aplicación de la tecnología denominada de *radio corto* documentada por Puentes Alvarez & Velasco García con uso de ensamblajes direccionales para realizar la perforación direccional su ventana de aplicación en la zona productora (formación lisama – miembro lisama intervalo D), en total serán cuatro laterales al mismo nivel, el cual constará de cuatro orificios laterales de 300 pies cada hueco para comparar con el costo de la tecnología de perforación radial.
- Las fases de hueco, ensamblajes de fondo, densidad del fluido de perforación y revestimientos propuestos se presentan a continuación, ver *Tabla 24*:

Tabla 24

Ensamblajes de fondo de propuesto para pozo A (multilateral) con tecnología de radio corto.

BHA #	Diámetro de Fase (in)	Componentes	Diámetro Revestimiento (in)	Densidad de Lodo (ppg)	Objetivo
1	12 ¼	12 ¼” Broca TRC, 8” Bit Sub, 8” DC, 8” X-O, 6 ½ DC, 5” HWDP	9 5/8	8.6	Ensamblaje rotario, sin estabilizadores y con broca tónica con el objetivo de perforar los primeros 400 ft que corresponden a la sección de conglomerados superficiales.
2	8 ½	Broca PDC 8 ½”, X-OVER 4 3/4”, Motor de 4 3/4”, DM Collar 4 3/4”, 4 X DRILL Collar 6 ½”, X-OVER 4 3/4”, 6 X HWDP 4”, Martillo 6 1/2”, 3 X HWDP 4”, DP 4”	7	8.6-10.5	Mantener Verticalidad del hueco (aprox 7860 ft)
3	6 1/8	Broca PDC 6 1/8”, Motor Articulado 4 3/4”, Válvula flotadora 4 3/4”, MWD 4 3/4”, 4 X DP 4”, 30 X HWDP 4”	3 ½	9.6	En esta sección se da inicio a la construcción direccional de la perforación con un DLS de 63.39°/100 ft iniciando a la profundidad de 8006

4	Broca PDC 6 1/8", Motor Articulado 4 3/4", Válvula flotadora 4 3/4", MWD 4 3/4", 4 X DP 4", 30 X HWDP 4"	ft hasta una profundidad de 8145 ft En esta sección se tiene el pozo a 88° respecto a la vertical, por consiguiente se procede a construir con un DLS de 1,75°/100 ft hasta alcanzar los 90° y perforan 300 ft horizontalmente
---	--	---

Nota: Adaptado de: *Elaboración de un plan direccional de perforación utilizando las tendencias de la formación, para un pozo en el área de San Martín en el campo A*, Carrillo Reyes, Juan Guillermo, 2018. *Evaluación Técnico-Financiera Del Diseño Del Plan Operacional De Perforación Radial Para El Pozo "A" Del Campo Orito*, Buitrago, Andrés Becerra, Umbarila Moncaleano, Katalina María, 2017

Plan direccional de pozo A - 22

A continuación, se detalla aspectos en cuanto el perfil direccional:

- Sección de 12 ¼" del Pozo A. Esta es la primera sección del pozo, se construye con herramientas convencionales de fondo, según *Tabla 24*. Se reviste con casing de 9 5/8" a una profundidad de 400 pie MD (400 pies TVD).
- Sección de 8 ½" del Pozo A perfora manteniendo la vertical hasta 7860 ft MD, profundidad a la cual se sienta el revestimiento de 7".
- En la sección de 6 1/8" se perfora manteniendo la vertical hasta una profundidad de 7995 ft MD (KOP), profundidad a la cual se inicia la construcción con un BR de 63.39°/100 ft logrando una inclinación 88° hasta alcanzar el landing point, a una profundidad de 8133 ft, se construye con un DLS 1.75°/100 ft hasta alcanzar una inclinación de 90° a la profundidad de 8248 ft MD y finalmente se perfora horizontalmente 300 ft con un BHA diferente al de la construcción de la curva (TD final 8548 ft).

A continuación, se muestra los planes de direccionales de los cuatro laterales a construir (ver, *Tabla 25* a *Tabla 28*). En la *Figura 27* esquemáticamente se grafica perfil direccional tipo

de un lateral de radio corto del pozo a perforar con severidad de pata de perro (Dogleg severity – DLS):

Tabla 25
Plan direccional lateral # 1

Profundidad Medida (pies)	Inclinación (grados)	Azimut (grados)	DLS (grados/100 pies)
0	0	0	0
7995 (KOP)	0	0	0
8133	88	180	63.39
8248 (EOB)	90	180	1.75
8338	90	180	0
8548	90	180	0

Nota: Elaborado por el autor

Tabla 26
Plan direccional lateral # 2

Profundidad Medida (pies)	Inclinación (grados)	Azimut (grados)	DLS (grados/100 pies)
0	0	0	0
7995 (KOP)	0	0	0
8133	88	0	63.39
8248 (EOB)	90	0	1.75
8338	90	0	0
8548	90	0	0

Nota: Elaborado por el autor

Tabla 27
Plan direccional lateral # 3

Profundidad Medida (pies)	Inclinación (grados)	Azimut (grados)	DLS (grados/100 pies)
0	0	0	0
7995 (KOP)	0	0	0
8133	88	270	63.39
8248 (EOB)	90	270	1.75
8338	90	270	0
8548	90	270	0

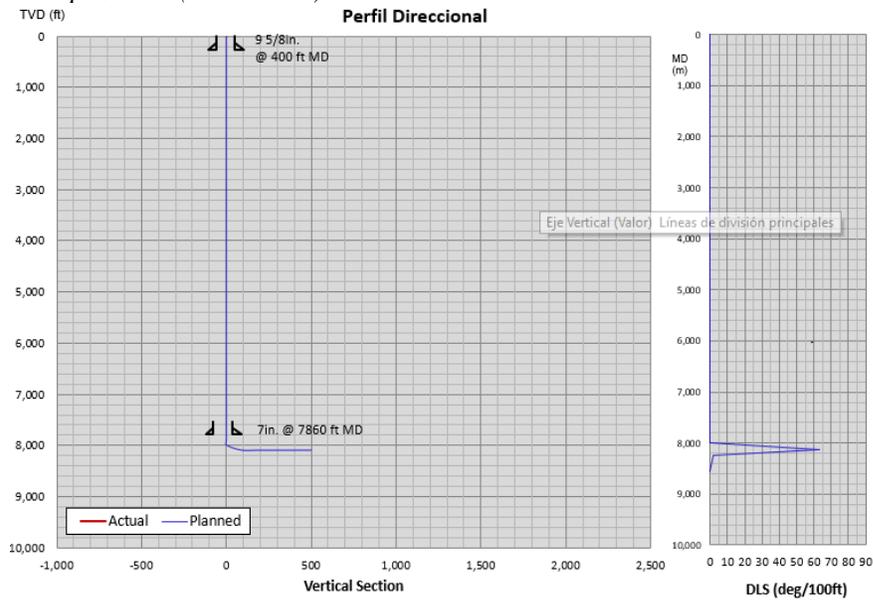
Nota: Elaborado por el autor

Tabla 28
Plan direccional lateral # 4

Profundidad Medida (pies)	Inclinación (grados)	Azimut (grados)	DLS (grados/100 pies)
0	0	0	0
7995 (KOP)	0	0	0
8133	88	90	63.39
8248 (EOB)	90	90	1.75
8338	90	90	0
8548	90	90	0

Nota: Elaborado por el autor

Figura 27
Diagrama esquemático del pozo A-22(multilateral) con un lateral



Nota: Elaborado por el autor

La prognosis propuesta de tiempos para el pozo A-22 (multilateral), ver *Tabla 29*:

Tabla 29

Prognosis de tiempos Pozo A-22 (perforación multilateral)

	Actividad	Horas	Días
	Sección 12 ¼" desde Superficie hasta 400 pies		
	Armar y Perforar BHA #1 con broca de 12 ¼"	8.0	0.3
	Correr Casing de 9 5/8" y Operación de Cementación	7.5	0.3
	Sentar cabezal y preventoras	8.0	0.3
	Sección 8 ½" desde 250pies hasta 7855 pies		
	Armar BHA #2 Drillout y Prueba de Formación (FIT)	4.5	0.2
	perforar con broca PDC de 8 ½" hasta 2800 pies ROP=150 ft/h	17	0.7
	realizar cambio de fluido agua bentonita por fluido polimérico	2.0	0.1
	perforar con broca PDC de 8 ½" hasta 7855 pies ROP=130 ft/h	38.9	1.6
	Sacar BHA #2 a superficie Vel. De viaje 800 ft/h	9.8	0.4
	Correr Casing de 7"	26	1.1
	Operación de Cementación	8.5	0.4
	Sentar cabezal y retirar preventoras. Quebrar DP 4 ½"y armar DP 3 ½"	25.0	1.0
	Secciones de radio corto, 6 1/8" desde 7855 pies hasta 8548 pies MD		
	Armar BHA#3 Y perforar con broca PDC de 6 1/8" hasta 8075 pies (inc. 40°). KOP 7995 pies	6.0	0.3
	Sacar BHA #3 a superficie	12.0	0.5
	Cambiar bent motor del BHA#3 y bajar hasta 8075 pies	12.0	0.5
Lateral 1	Perforar con BHA #3 broca PDC de 6 1/8" hasta el fin de la curva (8248 pies @ 90°).	2.9	0.1
	Sacar BHA #3 a superficie	13.0	0.5
	Armar BHA#4 y perforar con broca PDC de 6 1/8" dedes 8248 pies hasta TD (8548 pies @ 90°)	6.0	0.3
	Sacar BHA #4 hasta superficie	13.5	0.6
	Secciones de mallas pre empacada 3 ½"		
	Adecuar equipos, armar herramienta de manejo de malla 3 ½"	1.5	0.1
	Corrida de malla de 3 ½", sarta interna (wash pipe 2 3/8")	18.0	0.8
	Armar BHA#3 Y perforar con broca PDC de 6 1/8" hasta 8075 pies (inc. 40°). KOP 7995 pies	6.0	0.3
	Sacar BHA #3 a superficie	12.0	0.5
	Cambiar bent motor del BHA#3 y bajar hasta 8075 pies	12.0	0.5
Lateral 2	Perforar con BHA #3 broca PDC de 6 1/8" hasta el fin de la curva (8248 pies @ 90°).	2.9	0.1
	Sacar BHA #3 a superficie	13.0	0.5
	Armar BHA#4 y perforar con broca PDC de 6 1/8" dedes 8248 pies hasta TD (8548 pies @ 90°)	6.0	0.3
	Sacar BHA #4 hasta superficie	13.5	0.6
	Secciones de mallas pre empacada 3 ½"		
	Adecuar equipos, armar herramienta de manejo de malla 3 ½"	1.5	0.1
	Corrida de malla de 3 ½", sarta interna (wash pipe 2 3/8")	18.0	0.8
	Armar BHA#3 Y perforar con broca PDC de 6 1/8" hasta 8075 pies (inc. 40°). KOP 7995 pies	6.0	0.3
	Sacar BHA #3 a superficie	12.0	0.5
	Cambiar bent motor del BHA#3 y bajar hasta 8075 pies	12.0	0.5
Lateral 3	Perforar con BHA #3 broca PDC de 6 1/8" hasta el fin de la curva (8248 pies @ 90°).	2.9	0.1
	Sacar BHA #3 a superficie	13.0	0.5
	Armar BHA#4 y perforar con broca PDC de 6 1/8" dedes 8248 pies hasta TD (8548 pies @ 90°)	6.0	0.3

	Sacar BHA #4 hasta superficie	13.5	0.6
	Secciones de mallas pre empacada 3 ½’’		
	Adecuar equipos, armar herramienta de manejo de malla 3 ½’’	1.5	0.1
	Corrida de malla de 3 ½’’, sarta interna (wash pipe 2 3/8’’)	18.0	0.8
	Armar BHA#3 Y perforar con broca PDC de 6 1/8’’ hasta 8075 pies (inc. 40°). KOP 7995 pies	6.0	0.3
	Sacar BHA #3 a superficie	12.0	0.5
	Cambiar bent motor del BHA#3 y bajar hasta 8075 pies	12.0	0.5
Lateral 4	Perforar con BHA #3 broca PDC de 6 1/8’’ hasta el fin de la curva (8248 pies @ 90°).	2.9	0.1
	Sacar BHA #3 a superficie	13.0	0.5
	Armar BHA#4 y perforar con broca PDC de 6 1/8’’ dedes 8248 pies hasta TD (8548 pies @ 90°)	6.0	0.3
	Sacar BHA #4 hasta superficie	13.5	0.6
	Secciones de mallas pre empacada 3 ½’’		
	Adecuar equipos, armar herramienta de manejo de malla 3 ½’’	1.5	0.1
	Corrida de malla de 3 ½’’, sarta interna (wash pipe 2 3/8’’)	18.0	0.8
	Total	494.8	20.6

Nota: La relación de tiempos fue realizada teniendo en cuenta los datos expuestos en *Elaboración de un plan direccional de perforación utilizando las tendencias de la formación, para un pozo en el área de San Martín en el campo A*, Carrillo Reyes, Juan Guillermo, 2018. *Evaluación Técnico-Financiera Del Diseño Del Plan Operacional De Perforación Radial Para El Pozo “A” Del Campo Orito*, Buitrago, Andrés Becerra, Umbarila Moncaleano, Katalina María, 2017

Basado en los costos los estimado para el pozo de 4 orificios laterales: 3’056.685 USD, ver *Tabla 30*. El valor final es tomado como referencia a continuación con costos ajustados con la inflación del año 2021. (para más información consultar el apéndice C).

Tabla 30

Estimado de costo del Pozo A-22 (perforación multilaterall)

Cuenta	Cantidad	Unit	Unit Cost (USD)**	Costo (USD)
Mobilization/demobilization/dtm	1	Gl	198039	198039
Rig rental/personal (day rate)	20.6	Día	37222	766773
Rig inspection	1	Gl	7077	7077
Catering and accommodation	1	Gl	60732	60732
Casing running equipment / services	1	Gl	35427	35427
Cement unti equipment/ service	1	Gl	33918	33918
Directiona equipment / services	9812	ft	49.6	486675
Drilling fluids chemichals	1	Gl	215283	215283
Electric logging wireline eq/services	1	Gl	34594	63263
Fishing equipment / services	1	Gl	2310	2310
Mud logging equipment / service	20.6	Dia	2774	57144
Solids control equipment / service	20.6	Dia	14192	292355
Aviation transportation	1	Gl	11882	11882
Safety / security support service	20.6	Dia	6574	135424
Trucking	20.6	Dia	3550	73130
Vehicles	20.6	Dia	3365	69319
Communications	20.6	Dia	499	10279
Insurance	1	Gl	39058	39058
Field supervision	1	Gl	36417	36417
Drill bits	1	Gl	918	918
Complementary services	1	Gl	27505	27505
Cost labor	1	Gl	63813	63813
Tubular inspection	1	Gl	14303	14303
Well head assembly	1	Gl	13089	13089
Production casing / liner / tie back	1	Gl	131500	131500
Mallas 3 1/2"	1	Gl	211050	211050
Total aproximado				3'056.685
** Costo a julio de 2021				

Nota: La relación de tiempos fue realizada teniendo en cuenta los datos expuestos en *Elaboración de un plan direccional de perforación utilizando las tendencias de la formación, para un pozo en el área de San Martín en el campo A, Carrillo Reyes, Juan Guillermo, 2018. Evaluación Técnico-Financiera Del Diseño Del Plan Operacional De Perforación Radial Para El Pozo "A" Del Campo Orito, Buitrago, Andrés Becerra, Umbarila Moncaleano, Katalina María, 2017*

5. Comparación de las alternativas (tecnología radial y multilateral)

La comparación de alternativas de dará a través una metodología de priorización de alternativas presentada por Delgadillo y colaboradores (Delgadillo et al., 2018). Esta metodología se sustenta en criterios los cuales se adiciona un factor de peso para realizar media ponderada final. Los criterios son puntajes de 1 a 5: en casos de criterios dicotómicos reflejado en disponible y no disponible los valores serán de 1 y 5; en casos de evaluación cualitativa con categorías alto, medio y bajo serán sus valores respectivos 1, 3 y 5.

Para la ponderación de criterios se asigna un mayor valor (en porcentaje) a los criterios que sean mas relevantes para la priorización, para lograr un análisis de tecnologías más integral. La ponderación puede estar influenciada por parámetros como las características o condiciones generales de los campos objeto de estudio, el nivel de recursos de la compañía o tomador de decisión, las políticas económicas y ambientales, la estrategia de inversión, desarrollo y las condiciones macroeconómicas al momento de la evaluación, entre otros. (Delgadillo et al., 2018)

Los criterios y ponderaciones (factores de peso) se detallan a continuación:

1. **Nivel de Madurez Tecnológica** o TRL por sus siglas en inglés (Technology Readiness Level), que tuvo su origen en la NASA a mediados de los años 70. El factor de peso (ponderación) para este criterio es del 30%, es un factor clave que mide la evolución tecnológica de las tecnologías e innovación. La escala se divide niveles de TRL 1 a TRL 9, los cuales se describen en la siguiente tabla:

Tabla 31

Puntaje y factor de peso para criterio TRLs en proyectos I+D

Criterio Concepto	Factor de Peso 30%	
	Technology Readiness Level (TRL)	Puntaje
Principios básicos observados y reportados.	1	1
Sistema en condiciones operativas.	2	1
Prueba característica de concepto.	3	1
Validación de sistema en ambiente laboratorio	4	2
Validación a escala de laboratorio en un ambiente relevante.	5	3
Validación de prototipo en ambiente relevante.	6	4
Prototipo a escala completa en ambiente relevante.	7	4
Sistema completo y calificado.	8	5
Concepto tecnológico y/o aplicación formulada.	9	5

Nota: Adaptado de *Technology Readiness Level* / NASA, Tzinis, Irene, 2021.

2. CAPEX relativo de la tecnología

Con este criterio se busca con rangos relativos que se tipificaran como alto y bajo costo de acuerdo con información de la literatura. El factor de peso (ponderación) para este criterio es del 30%, es importante destacar que este ítem es relacionado a los presupuestos de perforación con las tecnologías tratadas en este trabajo (radial y multilateral). Los puntajes para este ítem podrán verse en la *Tabla 32*; **Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

Tabla 32

Puntaje y factor de peso para el criterio CAPEX Relativo.

CAPEX relativo de la tecnología	Factor de peso 30%
	Puntaje
Alto	1
Bajo	5

Nota: Elaborado por el autor

3. Característica Rigless de la tecnología

Para valorar el criterio se considera la operación de perforación en la zona de interés se desarrolla con presencia o ausencia de un taladro de perforación, se valorará positivamente la ausencia de un taladro en la operación. El factor de peso (ponderación) para este criterio es del 10%, ver *Tabla 33*.

Tabla 33

Puntaje y factor de peso para el criterio Rigless de la tecnología

Característica Rigless de la tecnología	Factor de peso 10% Puntaje
No Rigless	1
Rigless	5

Nota: Elaborado por el autor

4. Riesgo técnico de la tecnología

Desde la perspectiva operativa se evalúa positivamente las tecnologías que promueva un ambiente seguro en su entorno operativo. El factor de peso (ponderación) para este criterio es del 10%, ver *Tabla 34*; **Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

Tabla 34

Puntaje y factor de peso para el criterio Riesgo de la tecnología

Riesgo de la tecnología	Factor de peso 10% Puntaje
Alto	1
Medio	3
Bajo	5

Nota: Elaborado por el autor

5. Comercialidad de la tecnología

Las tecnologías en comparación se someten a este criterio con el fin de conocer la existencia de empresas de servicios con capacidades a nivel mundial de ofrecer los servicios. La existencia de varios proveedores será valorada favorablemente. El factor de peso (ponderación) para este criterio es del 10%, ver *Tabla 35*.

Tabla 35

Puntaje y factor de peso para el criterio Comercialidad de la tecnología

Comercialidad de la tecnología	Factor de peso 10% Puntaje
Sin comercialidad	1
Único proveedor	3
Varios proveedores	5

Nota: Elaborado por el autor

6. Impacto ambiental

En términos de evaluación de este criterio las tecnologías con bajo consumo energético, toxicidad baja y amigabilidad ambiental, se valorará positivamente. El factor de peso (ponderación) para este criterio es del 10%, ver *Tabla 36*.

Tabla 36

Puntaje y factor de peso para el criterio Impacto ambiental

Riesgo de la tecnología	Factor de peso 10% Puntaje
Alto	1
Medio	3
Bajo	5

Nota: Elaborado por el autor

5.1 Evaluación de los criterios en tecnología de perforación radial y multilateral

La valoración de la tecnología de perforación radial y multilateral se concluye y evidencia para el caso de estudio expuesto en las secciones 2.2 (perforación radial) y sección 2.3 (perforación multilateral) presupuestalmente es más favorable la perforación multilateral. En las valoraciones evidencia con justificaciones en la *Tabla 37* y *Tabla 38* respectivamente a continuación:

Tabla 37

Valoración de la tecnología perforación radial

Criterio	Valoración	Puntaje	Factor de peso	Puntaje Ponderado	Justificación
Nivel de Madurez Tecnológica	8-9	5	0.3	1.5	Los casos de estudio revisados evidencian el sistema fue probado con éxito en un entorno real , Estos casos se referenciaron en la sección 2.2.4 Casos de éxito y 2.3 Definición de la Ventana Operativa tecnología de perforación radial .
CAPEX relativo de la tecnología	Alto	1	0.3	0.3	La perforación radial (US\$ 3'185384) mostró mayor costo que la perforación multilateral (US\$ 3'056685), según lo evidenciado en la 4.1 Evaluación Presupuestal Perforación del pozo con tecnología radial y 4.2 Evaluación Presupuestal Perforación con Técnica Multilateral
Característica Rigless de la tecnología	Rigless	5	0.1	0.5	No es necesario equipos rotativos grandes y costosos (Kamel, 2016)
Riesgo de la tecnología	Medio	3	0.1	0.3	Los laterales pueden terminar prematuramente debido a fracturas, fallas u otras heterogeneidades del yacimiento (Kamel, 2016)
Comercialidad de la tecnología	Varios proveedores	5	0.1	0.5	Compañías proveedoras como: Radial Drilling Services, Buckman Jet Drilling, USR Drilling Group, Viper Drill (Buckman Jet Drilling, 2021; Radial Drilling Services, 2021; USR Drilling group, 2021; Viper Drill, 2021)
Impacto ambiental	Bajo	5	0.1	0.5	La perforación radial puede ser eficaz para perforar pozos nuevos o existentes debido a su bajo impacto ambiental(Drilling Contractor, 2013)
			Puntaje Total	3.6	

Nota: Elaborado por el autor

Tabla 38

Valoración de la tecnología de perforación multilateral.

Criterio	Valoración	Puntaje	Factor de peso	Puntaje Ponderado	Justificación
Nivel de Madurez Tecnológica	8-9	5	0.3	1.5	Los casos de estudio revisados evidencian el sistema fue probado con éxito en un entorno real, Estos casos se referenciaron en la sección 2.4.3 Casos de éxito
CAPEX relativo de la tecnología	Bajo	5	0.3	1.5	La perforación multilateral (US\$ 3'056685) mostró menor costo que la perforación radial (US\$ 3'185384), según lo evidenciado en la 4.1 Evaluación Presupuestal Perforación del pozo con tecnología radial y 4.2 Evaluación Presupuestal Perforación con Técnica Multilateral
Característica Rigless de la tecnología	Rigless	1	0.1	0.1	la tecnología de construcción MLT perforación se lleva a cabo con un taladro de perforación. (Kashlev et al., 2019)
Riesgo de la tecnología	Medio	3	0.1	0.3	La construcción de pozos multilaterales es bastante compleja. Kuwait hay registros de varios pozos laterales ocurrieron debido a pega de tubería y la consiguiente pérdida de equipos de agujeros, en algunos casos con fuente radiactiva. La inestabilidad de los pozos, más específicamente en la sección de lutitas, causaron problemas NPT/LIH. (Al Hindi et al., 2018)
Comercialidad de la tecnología	Varios proveedores	5	0.1	0.5	Compañías proveedoras como Schlumberger, Halliburton, Baker Hughes, (Baker Hughes, 2021; Butler, 2021; Schlumberger, 2021).
Impacto ambiental	Medio	3	0.1	0.3	En Casos extremos se evidencia perdida de herramientas direccionales (LWD)con fuentes radioactivas. (Al Hindi et al., 2018) El riesgo puede ser mitigado con el uso de fuentes pescables
			Puntaje Total	4.2	

Nota: Elaborado por el autor

6. Conclusiones

- Se describe en forma lógica, los resultados del trabajo, dando respuesta a los objetivos planteados. Basado en los resultados recolectados, incluido el tratamiento estadístico o cualitativo, como fue el caso de la vigilancia tecnológica en la sección del estado del arte, permitió identificar el entorno de la tecnología en cuanto a régimen de publicación, redes de colaboración e interés de investigación.
- Se observó un interés creciente, aunque limitado en la tecnología radial y disminuyendo en la multilateral. También, la tecnología radial tiene sólidas alianzas en la academia a través universidades chinas con compañías operadoras mientras que la tecnología multilateral destaca alianzas entre compañías operadoras y empresas de servicios.
- El análisis realizado permite concluir que los alcances de la tecnología de perforación radial han avanzado en superar sus propios límites (temperatura y profundidad) pero aun así son más limitados versus la perforación multilateral que actualmente está en la capacidad perforar pozo de alcance extendido, el cual tiene una relación de desviación de desplazamiento horizontal versus profundidad vertical verdadera (HD/TVD) de más de 2.0.
- El análisis realizado permite concluir que la perforación multilateral es una tecnología madura ampliamente usada en locaciones en tierra y costa afuera.

- La perforación radial para el caso de estudio fue una alternativa de alto costo para perforar los laterales planteados de diámetro corto que podría aportar según la literatura un potencial aumento de la productividad de hidrocarburos.
- En contraste, la perforación multilateral es un servicio de alta tecnología de AFE (autorización para gastos) equivalente a 3,056 millones de dólares; dicho valor es relativamente bajo y para el caso de estudio implicó un ahorro del 4 % en comparado con la perforación radial (3,185 millones de dólares).

Referencias Bibliográficas

- Al-Jasmi, A. K., Alsabee, A., Al-Awad, A., Attia, A., Elsayed, A., & El-Mougy, A. (2018). *Improving Well Productivity in North Kuwait Well by Optimizing Radial Drilling Procedures*. <https://doi.org/10.2118/189516-MS>
- Al Hindi, K., Boushehri, M., Pingle, D., Kumar, R., Tiwari, A., Wasnik, A., Estarabadi, J., Shoeibi, A., Martocchia, A., & Regan, M. (2018). *Quantifying Hole Cleaning in Real-Time Optimizes Drilling Performance and Demonstrably Reduces NPT and ILT in a Complex Multilateral Well*. OnePetro.
- Ashena, R., Mehrara, R., & Ghalambor, A. (2020). Well productivity improvement using radial jet drilling. *Proceedings - SPE International Symposium on Formation Damage Control, 2020-Febru*, 19–21. <https://doi.org/10.2118/199270-ms>
- Baker Hughes. (2021). *Home | Baker Hughes*. 2021. <https://www.bakerhughes.com/>
- Balch, R. S., Ruan, T., Savage, M., & Harvard, J. (2016). Field testing and validation of a mechanical alternative to radial jet drilling for improving recovery in mature oil wells. *Society of Petroleum Engineers - SPE Western Regional Meeting*. <https://doi.org/10.2118/180410-ms>
- Barrero, D., Pardo, A., Vargas, C. A., & Martínez, J. F. (2007). *Colombian Sedimentary Basin - ANH AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS*. https://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Cuencas-sedimentarias/Documents/colombian_sedimentary_basins.pdf
- bp. (2021). *bp Statistical Review of World Energy 2020*.

<https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf>

Buckman Jet Drilling. (2021). *About Us - Buckman Jet Drilling*. 2016. <http://www.buckmanjetdrilling.com/about-us/>

Buitrago, A. B., & UMBARILA MONCALEANO, K. M. (2017). *EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DEL DISEÑO DEL PLAN OPERACIONAL DE PERFORACIÓN RADIAL PARA EL POZO "A" DEL CAMPO ORITO* [Fundación Universidad de América]. <https://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/6453/1/5112779-2017-2-IP.pdf>

Butler, B. (2018). *Unlocking Production With Multilateral Wells | Hart Energy*. Hart Energy. <https://www.hartenergy.com/exclusives/unlocking-production-multilateral-wells-31250>

Butler, B. (2021). *MULTILATERALS & EXTENDED-REACH DRILLING Challenges Unlocking production with multilateral wells*.

Carrillo Reyes, J. G. (2018). Elaboración de un plan direccional de perforación utilizando las tendencias de la formación, para un pozo en el área de San Martín en el campo A [FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA]. In *Univerisdad de América*. <https://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/6807/1/5131645-2018-2-IP.pdf>

Castro, R., Maya, G., Mantilla, J., Diaz, V., , Amaya, R., Lobo, A., & Villar, A. (2014). *Waterflooding in Colombia: Past, Present, and Future*. doi:10.2118/169459-SP

Cirigliano, R. A., & Blacutt, J. F. T. (2007). First experience in the application of radial perforation technology in deep wells. *Proceedings of the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*, 1, 279–291. <https://doi.org/10.2523/107182-ms>

- DANE. (2021). *IPC_Variacion*.
https://www.dane.gov.co/files/investigaciones/ipc/abr21/IPC_Variacion.xlsx
- Delgadillo, C., Díaz, V., Maya, G., García, R., & Quintero, H. I. (2018). *Metodología para la priorización de tecnologías emergentes de recobro mejorado químico*. 16, 41–53.
- Drilling Contractor. (2013). *Low-cost radial jet drilling helps revitalize 40-year-old oilfield - Drilling Contractor*. 2013. <https://www.drillingcontractor.org/low-cost-radial-jet-drilling-helps-revitalize-40-year-old-oilfield-23377>
- Flatern, R. Von. (2016). *The Defining Series: Multilateral Wells*. <https://www.slb.com/-/media/files/oilfield-review/defining-multilateral-wells.ashx>
- FLORES, D. P. M. (2012). Incremento De La Producción Aplicando Tecnología De Perforación Radial En Pozos Del Campo Sacha. *Journal of Chemical Information and Modeling*, 270.
- Fraija, J., Ohmer, H., Pulic, T., Jardon, M., Paez, R., Sotomayor, G. P. G., & UmudjorO, K. (2002). Nuevos aspectos de la construcción de pozos multilaterales. *Oilfield Review*.
- Gallivan, J. D., Hewitt, N. R., Olsen, M., Peden, J. M., Tehrani, D., & Tweedie, A. A. P. (1995). *Quantifying the Benefits Of Multi-Lateral Producing Wells. Offshore Europe*. doi:10.2118/30441-ms
- Garrouch, A. A., Lababidi, H. M. S., & Ebrahim, A. S. (2005). A web-based expert system for the planning and completion of multilateral wells. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 49(3–4), 162–181. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2005.05.009>
- Husain, T. M., Saxena, A., Cengiz, U., Ketineni, S., Khanzhode, A., & Muhamad, H. (2011). *Economic Comparison of Multi-Lateral Drilling over Horizontal Drilling for Marcellus Shale Field Development Final Project Report*.

https://personal.ems.psu.edu/~fkdcourses/egee580/2011/Final Reports/fishbone_report.pdf

ICONTEC. (2020). *Sistema de gestión de la innovación. terminología y definiciones.*

<https://tienda.icontec.org/gp-sistema-de-gestion-de-la-innovacion-terminologia-y-definiciones-ntc5800-2020.html>

Jain, D., Maut, P. P., Saharia, P., Dutta, R., Yomdo, S., Hatchell, I., & Mukherjee, A. (2017).

Radial jet drilling in mature fields of oil india limited- an experimental approach. *Society of Petroleum Engineers - SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition 2017*, 3, 913–925. <https://doi.org/10.2118/185398-ms>

Kamel, A. H. (2016). RJD: A cost effective frackless solution for production enhancement in

marginal fields. *SPE Eastern Regional Meeting, 2016-Janua.* <https://doi.org/10.2118/184053-MS>

Kamel, A. H. (2017). *SPE-183740-MS Radial Jet Drilling : A Technical Review What is RJD ? March*, 6–9.

Kashlev, A., Fedotov, A., Philippov, A., Sayapov, E., & Moiseyenko, A. (2019, November 11).

Smart and innovative approach that makes multilateral well construction efficient and economical for worldwide application. *Society of Petroleum Engineers - Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference 2019, ADIP 2019.* <https://doi.org/10.2118/197253-ms>

Maut, P. P., Jain, D., Mohan, R., Talukdar, D., Baruah, T., Sharma, P., & Verma, S. (2017).

Production enhancement in mature fields of Assam Arakan Basin by radial jet drilling- A case study. *Society of Petroleum Engineers - SPE Symposium: Production Enhancement and Cost Optimisation 2017.* <https://doi.org/10.2118/189243-ms>

- Muggeridge, A., Cockin, A., Webb, K., Frampton, H., Collins, I., Moulds, T., & Salino, P. (2014). Recovery rates, enhanced oil recovery and technological limits. *Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences*, 372(2006), 20120320. <https://doi.org/10.1098/rsta.2012.0320>
- Nagar, A., Savelyev, A., Mukerjee, A., Hatchell, I., Jelsma, H., Maniar, C., Bhad, N., Pathak, S., Shrivastava, P., Nekkanti, S., Bohra, A., & Vermani, S. (2020). Radial jet drilling improves injectivity & conformance in high permeability layered sandstone reservoir across Mangala, Bhagyam & Aishwarya Onshore Fields in India. *Society of Petroleum Engineers - SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition 2020, APOG 2020*, 1–32. <https://doi.org/10.2118/202221-ms>
- Onepetro. (2021). *About Us | OnePetro*. <https://onepetro.org/pages/about-us>
- Peters, S. A. (2015). *Production Performance of Radial Jet Drilled Laterals in Tight Gas Reservoirs in the Netherlands A Simulation Approach and Economic Analysis A thesis presented for the degree of Master of Science in Applied Earth Sciences [Delft University of Technology]*. https://www.ebn.nl/wp-content/uploads/2017/11/MSc_Thesis_SA_Peters_Final_v1.pdf
- Puentes Alvarez, D. A., & Velasco García, J. S. (2018). *EVALUACIÓN DE LA VIABILIDAD DE APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA RADIO CORTO PARA LA PERFORACIÓN DE UN POZO EN EL CAMPO RUBIALES [FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA]*. <https://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/6679/1/5091138-2018-1-IP.pdf>
- Radial Drilling Services. (2021). *Case Studies*. https://radialdrilling.com/?page_id=23
- Saikia, P. P., Dutta, U. A., Tumung, R., Verma, S., Ahmed, A. U., & Mukerjee, A. (2019).

Application of radial jet drilling technique with gyro system to enhance reservoir potential in mature sand stone reservoir in Assam-Arakan basin candidate selection to execution: A detailed case study. *Society of Petroleum Engineers - SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition 2019, OGIC 2019*. <https://doi.org/10.2118/194595-ms>

Salem Ragab, A. M., & Kamel, A. M. (2013). Radial drilling technique for improving well productivity in Petrobel-Egypt. *Society of Petroleum Engineers - North Africa Technical Conference and Exhibition 2013, NATC 2013*, 2, 1398–1409. <https://doi.org/10.2118/164773-ms>

Schlumberger. (2021). *Directional Drilling Optimization - Extended Reach Drilling | Schlumberger*. 2021. <https://www.slb.com/drilling/bottomhole-assemblies/directional-drilling>

Scopus. (2021). *What is Scopus Preview?* https://service.elsevier.com/app/answers/detail/a_id/15534/supporthub/scopus/#tips

Teng, X., Yang, P., Li, N., Yang, C., Jin, Y., Lu, Y., Zhou, B., Wang, X., Zhang, F., Li, J., Zhang, T., & Zhou, X. (2014). Radial drilling revitalizes aging field in tarim: A case study. *Society of Petroleum Engineers - Coiled Tubing and Well Intervention Conference and Exhibition 2014*, 445–448. <https://doi.org/10.2118/168282-ms>

USR Drilling group. (2021). *About USR Drilling Group LLC | Horizontal Well Drilling Company*. <https://www.usrdrilling.com/about-us/>

Valderrama, J. V., Pineda, C. A., & Uribe, M. P. (2012). El direccionamiento y la competitividad empresarial desde la vigilancia tecnológica . Caso de aplicación : Exploración de arenas bituminosas. *III Congreso Internacional de Gestión Tecnológica e Innovación COGESTEC*,

1–16.

Viper Drill. (2021). *About Viper Drill*. <http://www.viperdrill.com/about>

Wang, B., Li, G., Huang, Z., Li, J., Zheng, D., & Li, H. (2016). Hydraulics calculations and field application of radial jet drilling. *SPE Drilling and Completion*, 31(1), 71–81.

<https://doi.org/10.2118/179729-pa>

Westgard, D. (2002). Multilateral TAML Levels Reviewd, Slightly Modified. *Journal Petroleum of Technology*.

Apéndice A Actualización Costos promedio perforación del pozo A-22 (año 2021)

El objeto de esta apéndice es actualizar los costos de perforación publicados en el trabajo de grado de 2018 (Carrillo Reyes, 2018) los costos de perforar un pozo A-22 en el campo A. Los costos será llevados de febrero de 2018 a julio de 2021 con el IPC (índice de precios del consumidor) proveídos por el Departamento Administrativo Nacional de Estadística – DANE, ver *Tabla A 1* (DANE, 2021). A continuación, se discretizan los costos publicados y actualizados, ver *Tabla A 2*:

Tabla A 1

Índices de precios al consumidor (IPC) usados para actualizar precios.

Año	2018*	2019	2020	2021**
IPC. %	1.81	3.80	1.61	3.46

Nota: * IPC comprendido de marzo a diciembre de 2018. ** IPC comprendido de enero a julio de

2021. Adaptado

de:

DANE,

IPV Variación,

https://www.dane.gov.co/files/investigaciones/ipc/abr21/IPC_Variacion.xlsx, 2021.

Tabla A 2

Actualización de costo Pozo A22

Cuenta	Cantidad	Unit	Unit Cost (USD)	Costo (USD)				
				2018*	2018	2019	2020	2021**
Mobilization/demobilization/dtm	1	Gl	180000	180000	183258	190222	193284	198039
Rig rental/personal (day rate)	11.9	Día	33832	402600	409887	425463	432313	442948
Rig inspection	1	Gl	3900	3900	3971	4121	4188	4291
Catering and accommodation	1	Dia	55200	55200	56199	58335	59274	60732
Casing running equipment / services	1	Gl	32200	32200	32783	34029	34576	35427
Cement unti equipment/ service	1	Gl	131200	131200	133575	138651	140883	144349
Directiona equipment / services	8000	ft	10	76000	77376	80316	81609	83617
Downhole equipment rental	11.9	Dia	2815	33500	34106	35402	35972	36857
Drilling fluids chemichals	1	Gl	135700	135700	138156	143406	145715	149300
Electric logging wireline eq/services	1	Gl	57500	57500	58541	60765	61744	63263
Fishing equipment / services	1	Gl	2100	2100	2138	2219	2255	2310
lwd	1	Gl	11300	11300	11505	11942	12134	12432
Mud logging equipment / service	11.9	Dia	2521	30000	30543	31704	32214	33007
Solids control equipment / service	11.9	Dia	12899	153500	156278	162217	164829	168883
Aviation transportation	1	Gl	10800	10800	10995	11413	11597	11882
Safety / security support service	11.9	Dia	5975	71100	72387	75138	76347	78225
Trucking	11.9	Dia	3227	38400	39095	40581	41234	42248
Vehicles	11.9	Dia	3059	36400	37059	38467	39086	40048
Communications	11.9	Dia	454	5400	5498	5707	5799	5941
Insurance	1	Gl	35500	35500	36143	37516	38120	39058
Field supervision	1	Gl	33100	33100	33699	34980	35543	36417
Drill bits - drilling & completions	1	Gl	62900	62900	64038	66472	67542	69204
Complementary services	1	Gl	25000	25000	25453	26420	26845	27505
Cost labor	1	Gl	58000	58000	59050	61294	62281	63813
Tubular inspection	1	Gl	13000	13000	13235	13738	13959	14303

Well head assembly	1	GI	21900	21900	22296	23144	23516	24095
Production casing / liner / tie back	1	GI	283800	283800	288937	299916	304745	312242
Suma				2000000	2036200	2113576	2147604	2200435
<hr/>								
*Costo a febrero 2018								
<hr/>								
** Costo a julio de 2021								
<hr/>								

Nota: Con datos expuestos en Elaboración de un plan direccional de perforación utilizando las tendencias de la formación, para un pozo en el área de San

Martín en el campo A, Carrillo Reyes, Juan Guillermo, 2018.

Apéndice B Actualización Costos promedio radial (año 2021)

Con respecto a los costos de inversión para realizar la operación radial se toma como referencia Perforación Radial Para El Pozo “A” Del Campo Orito (Buitrago & UMBARILA MONCALEANO, 2017), se aclara lo siguiente:

- El costo del equipo de Workover incluye personal y todo el equipamiento correspondiente al mismo (Equipo de 550 HP). Para la operación de la perforación de 4 orificios laterales a un mismo nivel, el tiempo estimado de uso del equipo de Workover es de 10 días, de acuerdo con información suministrada por la Empresa Fluidos y Servicios S.A.S. (Buitrago & UMBARILA MONCALEANO, 2017)

- El costo de la Perforación Radial de 4 orificios laterales a un mismo nivel, incluye el equipo de perforación radial con todas sus herramientas, personal, productos químicos para los fluidos de corte de casing y jeteo, unidad de filtración de fluidos, Unidad de Wire Line y el Servicio de Gyro. (Buitrago & UMBARILA MONCALEANO, 2017)

Los costos será llevados de noviembre de 2017 a julio de 2021 con el IPC (índice de precios del consumidor) proveídos por el DANE, ver Tabla B 1(DANE, 2021). A continuación, se discretizan los costos publicados y actualizados, ver Tabla B 2:

*Tabla B 1
Índices de precios al consumidor (IPC) usados para actualizar precios*

Año	2017*	2018	2019	2020	2021**
IPC. %	0.38	3.18	3.80	1.61	3.46

Nota: * IPC comprendido de noviembre de 2017. ** IPC comprendido de enero a julio de 2021. Adaptado de: DANE, IPVVariacion, https://www.dane.gov.co/files/investigaciones/ipc/abr21/IPC_Variacion.xlsx, 2021..

Tabla B 2
Actualización de costo Perforación de un pozo con técnica radial

Item	Cantidad	Costo	Costo Unidad (USD)				
			IPC -	IPC -	IPC -	IPC -	IPC -
			0.38 %	3.18 %	3.80 %	1.61%	3.46%
			2017	2018	2019	2020	2021*
Equipo de workover	10	8100/día	81308	83893	87081	88483	91545
Movilización inicial y final del equipo de Workover	1	130000	130494	134644	139760	142010	146924
Perforación Radial de 4 laterales en un mismo nivel	1	330000	331254	341788	354776	360488	372961
Movilización inicial y final de todo el equipamiento de perforación radial, unidad de Wireline y Gyro	1	20000	20076	20714	21502	21848	22604
Mantenimiento y repuestos de equipo de perforación radial	1	6000	6023	6214	6450	6554	6781
Suma			569155	587254	609569	61938	640814
*Costo a noviembre 2017							
** Costo a julio de 2021							

Nota: Con datos expuestos en *Evaluación Técnico Financiera Del Diseño Del Plan Operacional De Perforación Radial Para El Pozo "A" Del Campo Orito,*

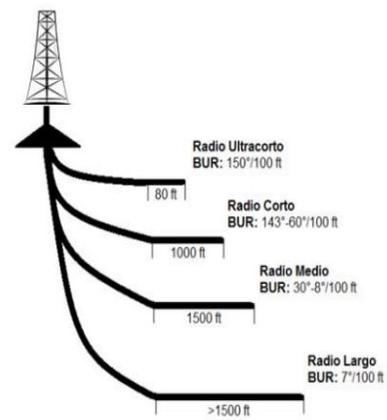
Buitrago, Andrés Becerra, UMBARILA MONCALEANO, KATALINA MARÍA, 2017

Apéndice C Actualización Costos promedio perforación radio corto (2021)

A continuación, se exponen beneficios de la técnica de perforación direccional de radio corto:

Perforación de radio corto. Se utiliza en los pozos que se enfrentan a formaciones con problemas geológicos en horizontes arriba del yacimiento, incertidumbre entre las formaciones o por problemas económicos son el objetivo principal de este tipo de perforación, el cual genera un radio de curva entre 40-95 ft, logrando una tasa de construcción que varía entre 2°-5°/pie, este tipo de perforación se puede lograr con pozos verticales ya existentes, solo se tiene que utilizar una herramienta llamada “Whipstock” o cuña desviadora en el revestimiento existente, la cual se coloca a una profundidad de la sección vertical del pozo y de esta forma genera un KOP deseado que dirige el pozo hacia la horizontal de la perforación sin necesidad de más herramientas. Este tipo de perforación logra una longitud horizontal de hasta 1000 ft. Este tipo de perforación no permite correr registros en la sección horizontal del pozo. (Puentes Alvarez & Velasco García, 2018).

Figura C 1
Esquemático de pozo de radio corto



Nota: Con datos expuestos en *evaluación de la viabilidad de aplicación de la tecnología radio corto para la perforación de un pozo en el campo rubiales*, Puentes Alvarez, David Andrés, Velasco García, Juan Sebastian, 2018

El diseño original del pozo horizontal de radio corto RB-Y, pozo planeado en tres fases a continuación se detallan (Puentes Alvarez & Velasco García, 2018):

- La sección de 12 ¼” se perfora verticalmente hasta una profundidad de 250 ft MD, lugar en donde se sienta el revestimiento de 9 5/8” (Puentes Alvarez & Velasco García, 2018) .
- La sección de 8 ½” se perfora manteniendo la vertical hasta 2400 ft MD, profundidad a la cual se sienta el revestimiento de 7” (Puentes Alvarez & Velasco García, 2018).
- En la sección de 6 1/8” se perfora manteniendo la vertical hasta una profundidad de 2540 ft MD, profundidad a la cual se inicia la construcción con un BR de 63.39°/100 ft logrando una inclinación 88° hasta alcanzar el landing point, a una profundidad de 2678 ft, se construye con un DLS 1.75°/100 ft hasta alcanzar una inclinación de 90° y finalmente se perfora horizontalmente 900 ft con un BHA diferente al de la construcción de la curva, (Puentes Alvarez & Velasco García, 2018).

El tiempo total de operación de perforación y operaciones de completamiento fue de 7.45 días (Puentes Alvarez & Velasco García, 2018), para el pozo RB-Y.

Costos de operación para el Pozo RB-Y (2017) se muestra en la *Tabla C 2* y se actualizan para el año en curso 2021 (julio) con el IPC, ver *Tabla C 1*:

Tabla C 1

Índices de precios al consumidor (IPC) usados para actualizar precios.

Año	2017	2018*	2019	2020	2021**
IPC. %	0.42	3.18	3.80	1.61	3.46

Nota: * IPC comprendido de noviembre a diciembre de 2017. ** IPC comprendido de enero a julio de

2021.* IPC. Adaptado de: DANE, IPV Variacion, 2021..

Tabla C 2

Actualización de costos de operación para perforar el Pozo RB-Y (pozo horizontal de radio corto).

OPERACIÓN	DESCRIPCIÓN	COSTOS (USD)					
		2017*	2017 IPC - 0.42%	2018 IPC - 3.18 %	2019 IPC - 3.80 %	2020 IPC - 1.61%	2021* IPC - 3.46%
MOVILIZACIÓN	De-movilización (por pozo)	\$4,636.00	\$4,655.47	\$4,803.52	\$4,986.05	\$5,066.32	\$5,241.62
	Movilización entre pozos (camiones)	\$27,395.60	\$27,510.66	\$28,385.50	\$29,464.15	\$29,938.52	\$30,974.40
	Movilización entre pozos (herramientas)	\$41,317.30	\$41,490.83	\$42,810.24	\$44,437.03	\$45,152.47	\$46,714.74
	Sub-Total	\$73,348.90	\$73,656.97	\$75,999.26	\$78,887.23	\$80,157.31	\$82,930.76
	Sub-Total	\$143,965.10	\$144,569.75	\$149,167.07	\$154,835.42	\$157,328.27	\$162,771.83
SERVICIOS DE PERFORACIÓN	Registros eléctricos / Perforaciones	\$30,597.00	\$30,725.51	\$31,702.58	\$32,907.28	\$33,437.08	\$34,594.01
	Fluidos de perforación	\$80,000.00	\$80,336.00	\$82,890.68	\$86,040.53	\$87,425.78	\$90,450.72
	Bombeo / Unidad de Cemento /Aditivos	\$29,999.70	\$30,125.70	\$31,083.70	\$32,264.88	\$32,784.34	\$33,918.68
	Unidad de geología	\$13,781.60	\$13,839.48	\$14,279.58	\$14,822.20	\$15,060.84	\$15,581.94
	Herramientas Direccionales & MWD	\$102,880.00	\$103,312.10	\$106,597.42	\$110,648.12	\$112,429.56	\$116,319.62
	Sub-Total	\$257,258.30	\$258,338.78	\$266,553.96	\$276,683.01	\$281,137.61	\$290,864.97
	Herramientas de fondo	\$1,642	\$1,648.90	\$1,701.33	\$1,765.98	\$1,794.41	\$1,856.50
	Sub-Total	\$1,642.20	\$1,649.10	\$1,701.54	\$1,766.20	\$1,794.63	\$1,856.73
	Inspección	\$6,259.90	\$6,286.19	\$6,486.09	\$6,732.56	\$6,840.96	\$7,077.66
	Sub-Total	\$6,259.90	\$6,286.19	\$6,486.09	\$6,732.56	\$6,840.96	\$7,077.66
SUPERVISIÓN	Supervisión externa + técnico	\$4,641.00	\$4,660.49	\$4,808.70	\$4,991.43	\$5,071.79	\$5,247.27
	Sub-Total	\$12,417.60	\$12,469.75	\$12,866.29	\$13,355.21	\$13,570.23	\$14,039.76
BROCAS CONTROL DE CONTAMINACIÓN	Sub-Total	\$17,058.60	\$17,130.25	\$17,674.99	\$18,346.64	\$18,642.02	\$19,287.03
	Sub-Total	\$812.00	\$815.41	\$841.34	\$873.31	\$887.37	\$918.07
TANGIBLES	(TFM) Ingeniero de Lodos & productos						
	Control de contaminación	\$82,517.70	\$82,864.27	\$85,499.36	\$88,748.33	\$90,177.18	\$93,297.31
	Sub-Total	\$83,329.70	\$83,679.68	\$86,340.70	\$89,621.65	\$91,064.55	\$94,215.39
	Casing (Superficie & Producción).	\$116,306.20	\$116,794.69	\$120,508.76	\$125,088.09	\$127,102.01	\$131,499.74
	Cabecal de pozo + x-mastree	\$11,576.80	\$11,625.42	\$11,995.11	\$12,450.93	\$12,651.39	\$13,089.12
TANGIBLES	Tuberia de Completamiento y accesorios ESP	\$158,349.90	\$159,014.97	\$164,071.65	\$170,306.37	\$173,048.30	\$179,035.77
	mallas preempacadas	\$140,000.00	\$140,588.00	\$145,058.70	\$150,570.93	\$152,995.12	\$158,288.75
	Skid de Compltamiento + SUT	\$136,850.00	\$137,424.77	\$141,794.88	\$147,183.08	\$149,552.73	\$154,727.26
Sub-total	\$563,082.80	\$565,447.75	\$583,428.99	\$605,599.29	\$615,349.44	\$636,640.53	
Total Perforación	\$582,863	\$585,311.02	\$603,923.92	\$626,873.02	\$636,965.68	\$659,004.69	
Total Completamiento	\$563,083	\$565,447.95	\$583,429.19	\$605,599.50	\$615,349.65	\$636,640.75	
Total Perforación & Completamiento	\$1,145,946	\$1,150,758.97	\$1,187,353.11	\$1,232,472.53	\$1,252,315.33	\$1,295,645.44	
	* Costo a Octubre 2017						
	** Costo a Julio 2021						

Nota: Con datos expuestos en evaluación de la viabilidad de aplicación de la tecnología radio corto para la perforación de un pozo en el campo rubiales, Puentes Alvarez, David Andrés, Velasco García, Juan Sebastian, 2018

Para los costos se organiza uno estimativos según el caso inicial del pozo RB-Y (ver **Tabla C 3**) comparado con el pozo A (caso multilateral) ver **Tabla C 4**, así:

Tabla C 3

Características del caso Pozo RB-Y

Intervalo	Fase	Revestimiento	Comentarios
Superficie - 250 ft	12 ¼"	9 5/8"	La sección de 12 ¼" se perfora verticalmente hasta una profundidad de 250 ft MD, lugar en donde se sienta el revestimiento de 9 5/8
250 ft – 2400 ft (aprox.)	8 ½"	7"	La sección de 8 ½" se perfora manteniendo la vertical hasta 2400 ft MD, profundidad a la cual se sienta el revestimiento de 7".
2400 ft – TD (3693 ft)	6 1/8"	Malla 3 ½"	En la sección de 6 1/8" se perfora manteniendo la vertical hasta una profundidad de 2540 ft MD, profundidad a la cual se inicia la construcción con un BR de 63.39°/100 ft logrando una inclinación 88° hasta alcanzar el landing point, a una profundidad de 2678 ft, se construye con un DLS 1.75°/100 ft hasta alcanzar una inclinación de 90° y finalmente se perfora horizontalmente 900 ft con un BHA diferente al de la construcción de la curva.

Nota: Con datos expuestos en *evaluación de la viabilidad de aplicación de la tecnología radio corto para la perforación de un pozo en el campo rubiales*, Puentes Alvarez, David Andrés, Velasco García, Juan Sebastian, 2018

Tabla C 4

Característica del pozo A (multilateral)

Intervalo	Fase	Revestimiento	Comentarios
Superficie - 400 ft	12 ¼"	9 5/8"	Esta es la primera sección del pozo, se construye con herramientas convencionales de fondo. Se reviste con casing de 9 5/8" a una profundidad de 400 pie MD (400 pies TVD).
400 ft – 7860 ft (aprox.)	8 ½"	7"	La sección de 8 ½" del Pozo "A" perfora manteniendo la vertical hasta 7860 ft MD, profundidad a la cual se sienta el revestimiento de 7".
7860 ft – TD (8548 ft)	6 1/8"	Malla 3 ½"	la sección de 6 1/8" se perfora manteniendo la vertical hasta una profundidad de 7995 ft MD (KOP), profundidad a la cual se inicia la construcción con un BR de 63.39°/100 ft logrando una inclinación 88° hasta alcanzar el landing point, a una profundidad de 8133 ft, se construye con un DLS 1.75°/100 ft hasta alcanzar una inclinación de 90° a la profundidad de 8248 ft MD y finalmente se perfora horizontalmente 300 ft con un BHA diferente al de la construcción de la curva (TD final 8548 ft).

Nota: Con datos expuestos en *evaluación de la viabilidad de aplicación de la tecnología radio corto para la perforación de un pozo en el campo rubiales*, Puentes Alvarez, David Andrés, Velasco García, Juan Sebastian, 2018

De acuerdo con lo anterior, la diferencia entre cada planteamiento radica principalmente en la profundidad de los dos casos; por tanto, se realiza estimativos que sean proporcionales al costo del pozo inicial así:

Fluidos de perforación: Se realiza el cálculo de los volúmenes de hueco de 12 ¼”, 8 ½” y 6 1/8” del pozo RB-Y, se divide cada volumen de fase por el volumen total de todas fases para así el porcentaje relativo de volumen. Con el valor de Fluidos de perforación de US\$ 90450 (ver **Tabla C 2**) se multiplica porcentaje del volumen por fase; el resultado es el valor US\$/ft de cada fase de fluido de perforación, como se muestra a continuación:

Tabla C 5
Actualización de costo fluido de perforación Pozo RB-Y

Diámetro de hueco (in)	Longitud de fase ft	Volumen bbl	Porcentaje de Volumen con respecto al volumen total, %	Costo por fase basado en porcentaje US\$	Costo por pie del fluido (US\$/pie)
12 ¼	250	36.4	15.5	14059.0	56.2
8 ½	2150	150.9	64.4	58212.7	24.3
6 1/8	1293	47.1	20.1	18178.3	4.9
Total	3693		100	90450	

Nota: Con datos expuestos en *evaluación de la viabilidad de aplicación de la tecnología radio corto para la perforación de un pozo en el campo rubiales*, Puentes Alvarez, David Andrés, Velasco García, Juan Sebastian, 2018

Tomando los valores calculados de costo de fluido de perforación se ajustan al pozo “A” (multilateral) con un valor estimado de US\$ 215283, ver siguiente **Tabla C 5**:

Tabla C 6
Costo Estimado fluido de perforación pozo A-22

Diámetro de hueco (in)	Longitud de fase ft	Costo por pie del fluido (US\$/pie)	Costo US\$*
12 ¼	400	56.2	22480
8 ½	7460	24.3	181278
6 1/8	2352*	4.9	11524.8
Total	3693		215283

Nota: *Incluye la longitud de los 4 laterales. Con datos expuestos en *evaluación de la viabilidad de aplicación de la tecnología radio corto para la perforación de un pozo en el campo rubiales*, Puentes Alvarez, David Andrés, Velasco García, Juan Sebastian, 2018

Casing (Superficie & Producción): En términos de revestidores por cada fase cuantifica el valor corrido, se realiza el cociente entre la longitud corrida por fase y longitud corrida total se obtiene el porcentaje relativo de longitudes corridas de revestimientos. Con el valor de revestimientos de US\$ 131500 (ver *Tabla C 2*) se multiplica porcentaje de longitud obtenido; el resultado es el valor US\$/ft de cada fase según el revestimiento, como se muestra a continuación, así:

Tabla C 7

Actualización de costo revestimiento pozo RB-Y

Diámetro del revestimiento (in)	Longitud del revestimiento ft	Porcentaje de Longitud con respecto la longitud total, %	Costo por fase basado en porcentaje US\$	Costo de revestimiento (US\$/pie)
9 5/8	250	9.4	12405.7	49.6
7	2400	90.6	119094.3	49.6
Total			131500	

Nota: Con datos expuestos en *evaluación de la viabilidad de aplicación de la tecnología radio corto para la perforación de un pozo en el campo rubiales*, Puentes Alvarez, David Andrés, Velasco García, Juan Sebastian, 2018

Tomando los valores calculados de costo de revestimientos se ajustan al pozo “A” (multilateral)

con un valor estimado de US\$ 215283, ver siguiente tabla:

Tabla C 8

Costo Estimado de revestimiento del pozo A-22

Diámetro del revestimiento (in)	Longitud del revestimiento ft	Costo de revestimiento (US\$/pie)	Costo US\$
9 5/8	400	49.6	19840
7	7860	49.6	389856
Total			409696

Nota: Con datos expuestos en *evaluación de la viabilidad de aplicación de la tecnología radio corto para la perforación de un pozo en el campo rubiales*, Puentes Alvarez, David Andrés, Velasco García, Juan Sebastian, 2018

Herramientas Direccionales & MWD

En términos de herramientas direccionales y MWD por cada fase cuantifica el valor corrido, se realiza el cociente entre la longitud corrida por fase y longitud corrida total se obtiene el porcentaje relativo de longitudes corridas de herramientas. Con el valor de revestimientos de

US\$ 116320 ((ver **Tabla C 2**) se multiplica porcentaje de longitud obtenido; el resultado es el valor US\$/ft de cada fase según el revestimiento, como se muestra a continuación, así:

Tabla C 9

Actualización de costo de herramientas MWD y direccionales del pozo RB-Y

Diámetro de hueco(in)	Longitud del revestimiento ft	Porcentaje de Longitud con respecto la longitud total, %	Costo por fase basado en porcentaje US\$	Costo de Hta DIR y MWD(US\$/pie)
8 ½	2150	62.4	72636.7	33.8
6 1/8	1293	37.6	43683.3	33.8
Total			116320	

Nota: Con datos expuestos en *evaluación de la viabilidad de aplicación de la tecnología radio corto para la perforación de un pozo en el campo rubiales*, Puentes Alvarez, David Andrés, Velasco García, Juan Sebastian, 2018

Tomando los valores calculados de costo de revestimientos se ajustan al pozo “A” (multilateral)

con un valor estimado de US\$ 486675, ver siguiente tabla:

Tabla C 10

Estimado de herramientas MWD y direccionales del pozo A-22

Diámetro del hueco (in)	Longitud de fase ft	Costo de DIR y MWD (US\$/pie)	Costo US\$*
8 ½	7460	49.6	370016
6 1/8	2352*	49.6	116659
Total			486675

Nota: *Incluye la longitud de los 4 laterales. Con datos expuestos en *evaluación de la viabilidad de aplicación de la tecnología radio corto para la perforación de un pozo en el campo rubiales*, Puentes Alvarez, David Andrés, Velasco García, Juan Sebastian, 2018