



**ESTUDIO TECNICO-ECONOMICO COMPARATIVO DEL INDICE DE
PRODUCTIVIDAD CON LA IMPLEMENTACION DE RADIAL DRILLING CON
RESPECTO AL CAÑONEO CONVENCIONAL**

LUZ HELENA CALDERON ESPINOSA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCION DE
HIDROCARBUROS BUCARAMANGA**

2016



**ESTUDIO TECNICO-ECONOMICO COMPARATIVO DEL INDICE DE
PRODUCTIVIDAD CON LA IMPLEMENTACION DE RADIAL DRILLING CON
RESPECTO AL CAÑONEO CONVENCIONAL**

LUZ HELENA CALDERON ESPINOSA

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar por el título de
ESPECIALISTA EN PRODUCCION DE HIDROCARBUROS**

Director

DIANA PATRICIA AHMEDT

ARISTIZABAL

INGENIERA DE PETROLEOS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCION DE
HIDROCARBUROS BUCARAMANGA**

2016

AGRADECIMIENTOS

El autor de este proyecto de grado expresa sus sinceros agradecimientos:

En primer lugar a Dios por cada día de vida, por guiarme durante cada paso que decido dar y permitirme culminar con éxito esta etapa de mi vida.

A la Escuela de Ingeniería de Petróleos UIS por crear este espacio para ampliar nuestra visión de la industria y darnos la oportunidad de seguir creciendo en nuestros ámbitos profesionales y personales.

A mi directora Diana Patricia Ahmedt por sus aportes y enseñanzas tan enriquecedoras, por creer en mis capacidades para realizar este trabajo. Por su gran apoyo y comprensión no solo en este proceso, sino durante todo este tiempo de compartir experiencias profesionales y personales.

Al Ingeniero Luis Alfonso Esteban por compartir sus valiosos conocimientos, por estar atento a contestar mis inquietudes y complementarlas de una forma desinteresada y entendible.

Al Ingeniero Carlos Humberto Chaparro por permitir mi desarrollo profesional y personal en el acompañamiento técnico para la implementación de la tecnología Radial Drilling en Ecopetrol S.A.

A Fluidos y Servicios por su gran esfuerzo de introducir y gestionar la aplicación de esta nueva tecnología en nuestro país.

Al equipo técnico de Radial Drilling Service, por haber compartido conmigo su conocimiento y experiencia en la implementación de esta tecnología.

Al grupo de estudiantes, a los docentes de la V promoción de la Especialización en Producción de Hidrocarburos, por haber hecho de cada clase una experiencia única, por todo lo que pudimos aprender de cada uno de ustedes y por terminar este curso con nuevos amigos.

DEDICATORIA

A mi familia, a mis padres, mis hermanas, mi sobrina, por estar siempre conmigo y sentir su apoyo incondicional.

A mi hija Alejandra quien es el motor de mi vida, quien me impulsa a seguir creciendo y a no darme por vencida sin importar que tan difícil se ponga la vida.

A Diana que más que mi tutora se ha convertido en una amiga una aliada de vida, porque compartimos esa experiencia maravillosa de ser madres trabajadoras, luchadoras, y unas mujeres maravillosas.

Luz Helena

TABLA DE CONTENIDO

<i>INTRODUCCIÓN</i>	17
1. DESCRIPCION GENERAL DEL AREA DE ESTUDIO	18
1.1. <i>ESTRATIGRAFIA</i>	19
12 <i>CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DEL YACIMIENTO</i>	22
13 <i>CARACTERIZACION DE LOS FLUIDOS DE YACIMIENTO</i>	25
1.4. <i>MECANISMOS DE PRODUCCION</i>	25
1.5. <i>ANALISIS DE PRODUCCION</i>	26
2. <i>ANALISIS NODAL</i>	28
3. <i>GENERALIDADES DE CAÑONEO</i>	32
3.1. <i>CAÑONEO</i>	32
32 <i>TIPOS DE CAÑONEO</i>	34
33 <i>NUEVAS TECNOLOGIAS DE CAÑONEO</i>	35
34 <i>ZONA DE DAÑO</i>	39
35 <i>GEOMETRIA DE LA PERFORACION</i>	40
36 <i>MÉTODOS DE CAÑONEO</i>	42
4. <i>RADIAL DRILLING</i>	45
4.1. <i>EQUIPO DE SUPERFICIE</i>	45
42 <i>EQUIPO DE FONDO BHA (Bottom Hole Assembly)</i>	46
5. <i>METODOLOGIA DE SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A RADIAL DRILLING</i>	45
5.1 <i>ASPECTO MECÁNICO</i>	49

5.2	CRITERIOS DE YACIMIENTO	50
5.3	FACTORES GEOLÓGICOS	51
5.4	PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN	52
6.	EVALUACION TECNICA PARA LA SELECCIÓN DEL POZO CANDIDATO A IMPLEMENTAR RADIAL DRILLING	53
6.1	ASPECTOS MECÁNICOS	53
6.2	CRITERIOS DE YACIMIENTO	53
7.	PRONOSTICO DE PRODUCCION	55
8.	PROGRAMA DE PERFORACION LATERAL RADIAL DRILLING POZO 1S	61
9.	RESULTADOS DE LA OPERACIÓN RADIAL DRILLING POZO 1S	62
10.	EVALUACION TECNICA-ECONOMICA	64
11	CONCLUSIONES	69
12.	RECOMENDACIONES	71
	BIBLIOGRAFIA	72

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Mapa de clasificación de las Cuencas Sedimentarias en Colombia, resaltando la localización de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena	18
Figura 2. Columna generalizada del área de estudio ubicado en el Valle Medio del Magdalena	19
Figura 3. Ambientes de depositación formaciones Mugrosa y Esmeraldas.....	22
Figura 4. Permeabilidad relativa petróleo-agua, Campo estudio.	24
Figura 5. Permeabilidad relativa Gas-Petróleo, Campo estudio.	24
Figura 6. Grafica de producción Campo de estudio.....	26
Figura 7. Tres componentes básicos en la evaluación del sistema de producción mediante la técnica de análisis nodal.	28
Figura 8. Curvas de Comportamiento de afluencia (IPR)	29
Figura 9. Curvas de Comportamiento de afluencia (IPR)	30
Figura 10. Curvas de Comportamiento de afluencia (IPR).....	31
Figura 11. Áreas de alcance del cañoneo.....	33
Figura 12. Efecto de un disparo dentro de la formación.	33
Figura 13. Cañon tipo Chorro.	34
Figura 14. Cañoneo TCP Bajo-Balance.	36
Figura 15. Técnica TPC Propelente – Sobre balance	37
Figura 16. Tecnología PURE (Perforating for Ultimate Reservoir Explotation)	38
Figura 17. Proceso de Cañoneo	39
Figura 18. Proceso de Cañoneo.	40
Figura 19. Geometría de Perforación.....	40
Figura 20. Fases de un cañon de perforación.	41
Figura 21. Densidad de Disparo	41
Figura 22. A. Cañones bajados a través de la tubería de producción (Throug tubing) B. Cañones bajados a través del revestidor. C. Cañones transportados con tubería	44
Figura 23. Layout del equipo de Radial Drilling en pozo	45
Figura 24. Esquema de la Herramienta de fondo BHA.	48
Figura 25. Input Data Pozo 1S. Formación Mugrosa	57

Figura 26. Input Data Pozo 1S. Formación Esmeralda 57

Figura 27. Cálculo Índice de productividad y del Skin, Pozo 1S. Formación. Mugrosa.... 58

Figura 1. IPR, cálculo Índice de productividad y del Skin, Pozo 1S. Formación Esmeralda. 58

Figura 29. Input data para 1 lateral con Radial Drilling, formación Mugrosa..... 60

Figura 30. Cálculo del Índice de Productividad estimado para 1 lateral con Radial Drilling Pozo 1S..... 60

Figura 31. Prueba de producción, Gradiente Dinámico de Presión y Temperatura 64

Figura 32. Análisis Post-trabajo. Cálculo Índice de productividad, disminución de Skin, cambio en la permeabilidad y radio de drenaje Pozo 1S. Formación. Mugrosa 65

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Propiedades promedio de las formaciones de interés del Campo de estudio....	23
Tabla 2. Propiedades promedio de las formaciones de interés del Campo de estudio....	23
Tabla 3. Propiedades de fluidos de los yacimientos del Campo de estudio... ..	25
Tabla 4. Resumen de POIS y GOIS por yacimiento campo de estudio.....	27
Tabla 5. Producción acumulada y aceite original in situ del campo de estudio.....	27
Tabla 6. Filtro mecánico realizado a los pozos pre-seleccionados para la aplicación de la tecnología.....	54
Tabla 7. Filtro para Criterios de Yacimiento (Presión de Yacimiento) Realizado a los pozos que pasaron el filtro mecánico.....	54
Tabla 8. Parámetros para el cálculo del Índice de productividad del Pozo-1S en Mugrosa, antes del trabajo.....	55
Tabla 9. Prueba del Pozo-1S antes del Radial Drilling.....	56
Tabla 10. Distribución de producción del Pozo-1S antes del Radial Drilling.....	56
Tabla 11. Profundidad y proyección de los laterales	63
Tabla 12. Volúmenes fluidos utilizados en la operación.....	63
Tabla 13 Área de flujo contactada e Índice de productividad. Cañoneo vs Radial Drilling....	66
Tabla 14. Costos Radial Drilling 4 laterales.	66
Tabla 15. Costos cañoneo PowerSpiral 21/8” ,6 TPP	67
Tabla 16. Comparación Costo operacional vs Incremento productividad	68

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. DATOS MECÁNICOS Y COMPORTAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE CAÑONEO, SCHLUMBERGER.....	73
ANEXO B. LAYOUT RDS	74
ANEXO C. LAYOUT RDS CON MESA.....	76
ANEXO D. LAYOUT RDS SIN MESA.....	76
ANEXO E. BOTTOM HOLE ASSEMBLY	77
ANEXO F. FOTOS REALES DEL EQUIPO RADIAL DRILLING	78
ANEXO G. PROGRAMA OPERACIONAL RADIAL DRILLING	81
ANEXO H. GRAFICOS DEL CORTE DEL CSG.....	92
ANEXO I. GRAFICOS DE JETEO DE LA FORMACION	94

RESUMEN

TÍTULO: ESTUDIO TECNICO-ECONOMICO COMPARATIVO DEL INDICE DE PRODUCTIVIDAD CON LA IMPLEMENTACION DE RADIAL DRILLING CON RESPECTO AL CAÑONEO CONVENCIONAL*.

AUTORES: LUZ HELENA CALDERON ESPINOSA**.

PALABRAS CLAVES: *Radial Drilling, Cañoneo, optimización de producción*

DESCRIPCIÓN:

Ecopetrol como la mayor operadora de campos maduros en el país, está llevando a cabo la implementación de tecnología de punta para incrementar la producción y reservas de hidrocarburos en campos existentes como la principal estrategia de obtener más reservas. Dentro de las opciones para optimización de producción y recuperación de estas reservas se encuentra la tecnología de Radial Drilling. Esta tecnología aplica entre otros casos para aquellos pozos que han perdido producción de crudo por la aceleración en la producción de gas o agua; y por ende por aceleración en la declinación de producción, dejando en el yacimiento volúmenes importantes de aceite que aún pueden ser recuperados.

Este trabajo tiene como objetivo realizar una comparación técnico-económica entre el cañoneo convencional y la nueva tecnología Radial Drilling, partiendo del hecho que una mayor área de drenaje contactada proporciona un incremento en la productividad del pozo.

Para esto se comparó el índice de productividad del pozo 1S cañoneado con PowerSpiral 21/8" @ 6 TPP, fase 45° y el índice de productividad después de realizar Radial Drilling en la zona cañoneada al igual que los costos de cada operación.

Igualmente se determinó la diferencia de los parámetros relevantes de cada uno de los trabajos como lo son el índice de productividad, el área de flujo, el incremento de área de drenaje contactada, cambio en la permeabilidad y la ganancia de producción, este análisis permitió concluir que el Radial Drilling proporciona un mayor índice de productividad lo que se representa en un incremento de producción que es el objetivo de la operación, el costo-beneficio se ve compensado con la producción incremental.

* Monografía de Especialización.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, Directora Ing. Diana Patricia Ahmedt

ABSTRACT

TITLE: COMPARATIVE STUDY OF TECHNICAL-ECONOMIC PRODUCTIVITY INDEX TO THE IMPLEMENTATION OF RADIAL DRILLING WITH RESPECT TO CONVENTIONAL PERFORATING

AUTHORS: LUZ HELENA CALDERON ESPINOSA **.

KEY WORDS: Radial Drilling, Perforating, Operations Optimization

DESCRIPTION:

Ecopetrol as the largest operator of mature fields in the country, is conducting the implementation of technology to increase production and hydrocarbon reserves in existing fields as the main strategy to get more reserves. Among the options for optimization of production and recovery of these reserves is located Radial Drilling technology. This technology applies for those wells that have lost oil production by the acceleration in the production of gas or water; and therefore acceleration in the decline of production, leaving substantial volumes of oil can still be recovered at the site.

The objective of this work is a technical and economic comparison between conventional perforating and the Radial Drilling technology, based on the fact that greater contacted drainage area provides increased well productivity.

For this, the well productivity index was compared, first with PowerSpiral perforating 21/8 " @ 6 TPP, phase 45 ° and after performing Radial Drilling in the area perforating as the costs of each operation.

The difference of the relevant parameters of each of the works such as the productivity index, the flow area, increasing drainage area contacted, change in permeability and production gain also is determined, this analysis led to the conclusion the Radial Drilling provides greater productivity index which represents an increase in production is the target of the operation, the cost benefit is offset by the incremental production.

* Specialization Monograph.

** Physic-chemist Engineering Faculty. Petroleum Engineering School, Director Diana Patricia Ahmedt A.Sc.

INTRODUCCIÓN

En función de la demanda de hidrocarburos líquidos como la principal fuente de energía, las compañías productoras se han centrado en el desarrollo de nuevas estrategias para incrementar las reservas y la producción de hidrocarburos en campos maduros y en campos nuevos con bajo potencial y optimizar de esta forma los recobros finales esperados de estos activos, maximizando su valor.

Ecopetrol como la mayor operadora de campos maduros en el país, está llevando a cabo la implementación de tecnología de punta para incrementar la producción y reservas de hidrocarburos en campos existentes.

Dentro de las opciones para optimización de producción y recuperación de zonas de crudo en campos maduros y/o marginales se encuentra la tecnología de Radial Drilling.

En este trabajo se documenta de forma completa el equipo de fondo y superficie del Radial Drilling, condiciones de operación, limitaciones y condiciones idóneas para su implementación. En los capítulos 6 y 7 se registró la metodología de selección de los pozos candidatos, análisis de productividad del pozo seleccionado antes y después de la operación, en los capítulos 8 y 9 se registra el detalle del programa operacional y la operación paso a paso.

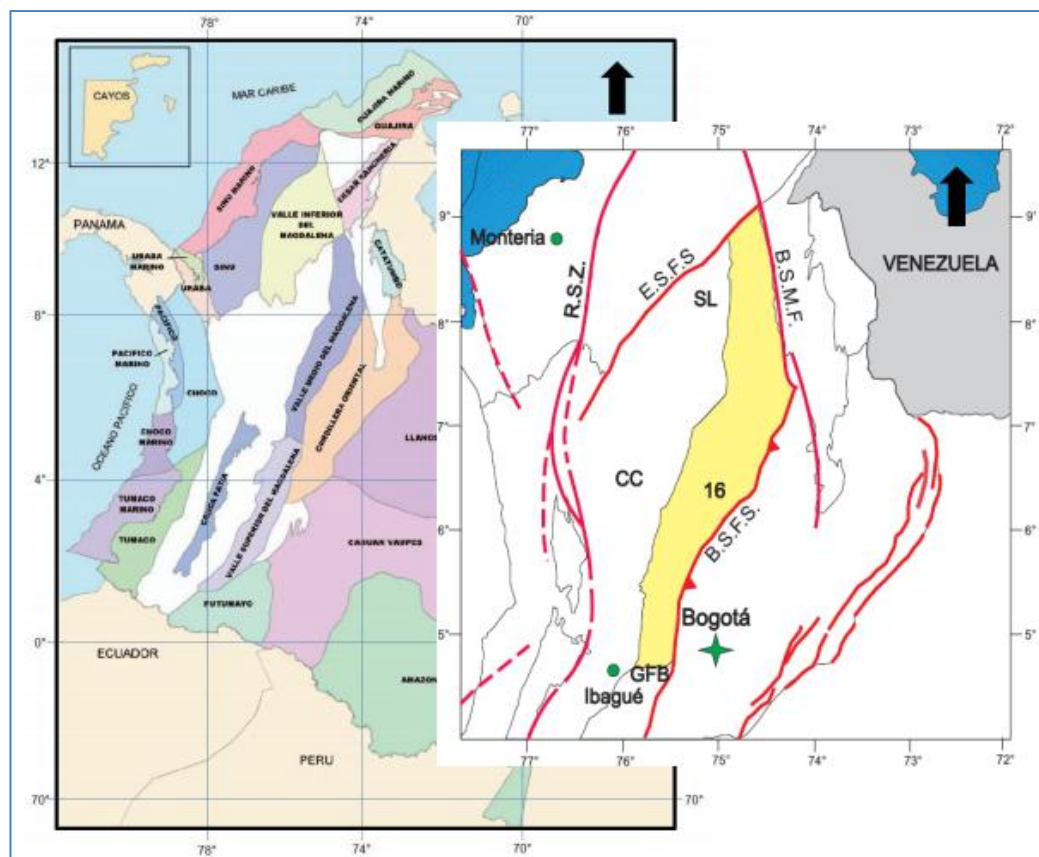
Por último y como objetivo final se realizó el análisis técnico-económico del cañoneo realizado en el pozo al momento de abrir a producción y los resultados obtenidos con el Radial Drilling.

En Colombia se encuentra para implementación a manera de piloto tecnológico en los campos maduros de las cuencas del Magdalena medio y del alto.

1. DESCRIPCION GENERAL DEL AREA DE ESTUDIO

El campo de estudio se encuentra localizado en la cuenca del valle medio del magdalena (VMM), situada entre la cordillera central y la cordillera oriental de Colombia, y representa un área de 34.000km², cubriendo parte de los departamentos de Boyacá, Santander, Cundinamarca y Antioquia. Esta cuenca a su vez es la segunda provincia petrolífera más prolífera después de la cuenca de los llanos, con 41 campos descubiertos y con reservas descubiertas de 1900MMBO y de gas de 2.5GCF.¹

Figura 2. Mapa de clasificación de las Cuencas Sedimentarias en Colombia, resaltando la localización de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena

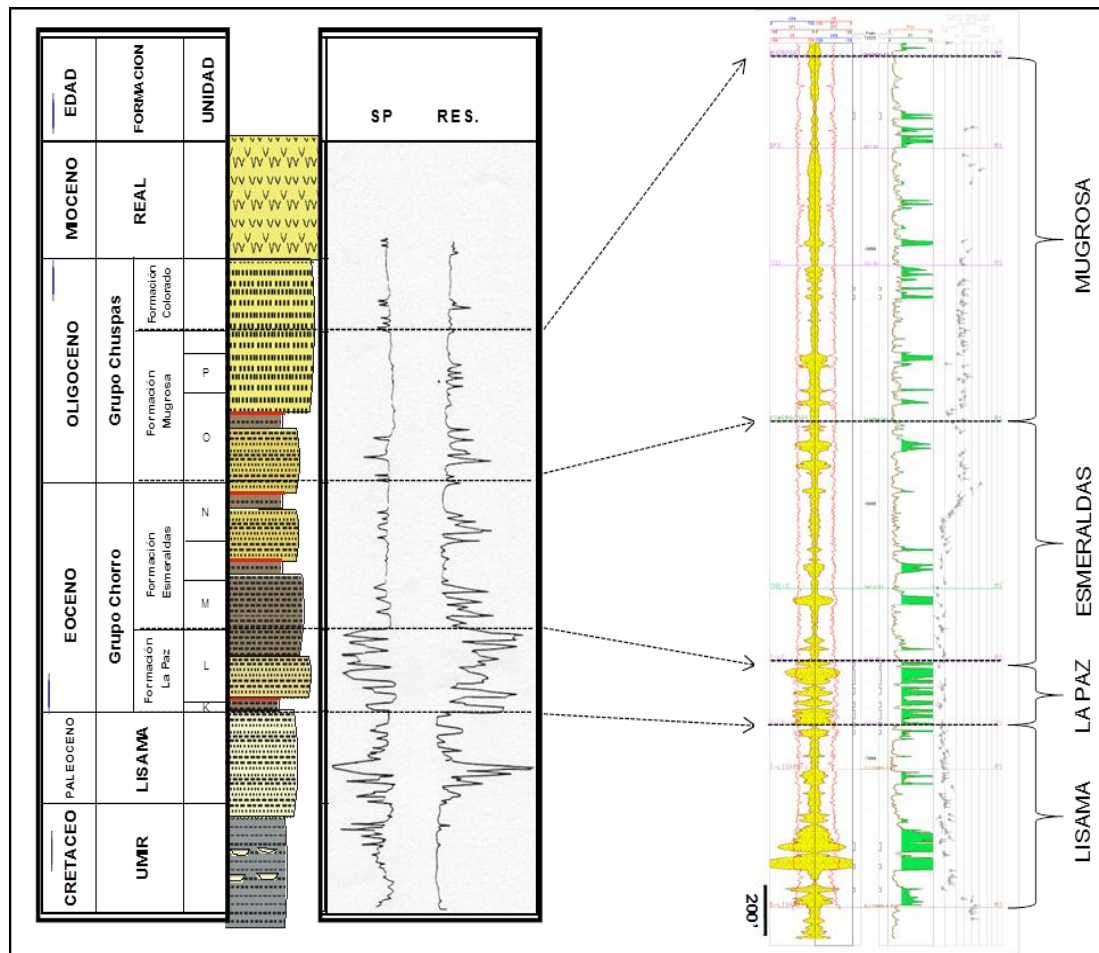


Fuente: BARRERO, D., PARDO, A. VARGAS, C., MARTINEZ, J. 2007. Colombian sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Publicación Especial ANH. Bogotá. 92p.

1.1. ESTRATIGRAFIA

La secuencia sedimentaria atravesada por los pozos perforados en el área del campo de estudio corresponde a sedimentos del Terciario. Incluyen las formaciones Lisama (Paleoceno), Esmeraldas – La Paz (Eoceno), Mugrosa (Oligoceno) y Real (Mioceno), Figura 3. Los análisis de facies para los núcleos disponibles muestran que las unidades de interés en el campo son generalmente sucesiones fluvio–deltaicas no marinas.

Figura 3. Columna generalizada del área de estudio ubicado en el Valle Medio del Magdalena



Fuente: ECOPEL S.A

¹ BARRERO, D., PARDO, A. VARGAS, C., MARTINEZ, J. 2007. Colombian sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Publicación Especial ANH. Bogotá. 92p.

A continuación se hace una breve descripción de base a tope de la formación que es de interés para la implementación de la tecnología Radial Drilling.

Formación Esmeraldas: La formación Esmeraldas representa la unidad superior del grupo Chorro. Esta formación fue probablemente nombrada primero por los geólogos de Gulf Oil Company y divulgada por Wheeler (1925). El área de estudio está compuesta por una litología que se caracteriza por presentar cuerpos de arena intercalados con capas de material fino (arcilla), posee espesores proporcionales a un sistema meandriforme en el que se distinguen las facies de canal, llanuras de inundación y barras con influencia de complejos de avulsión (Figura 4). Se observa buena continuidad en sentido norte-sur (canal principal) con algunos canales secundarios en sentido suroeste-noreste, en el flanco oriental de la estructura. Las arenas de la formación Esmeraldas poseen un menor contenido de feldespato que la formación La Paz. La edad asignada a esta formación es eoceno tardío, de acuerdo a dataciones palinológicas (Gallo, 1970, P. Morales, M. Rueda, R. E. Cruz Ramírez, 1988).

En este campo la formación Esmeraldas se ha subdividido en dos unidades operacionales que de base a techo son identificadas como Arenas M (parte basal) y Arenas N (parte superior).

Arenas M: Está compuesta por cuerpos de arena intercalados con capas de material fino de espesores proporcionalmente mayores a los típicos de un sistema meandriforme en el que se distinguen facies de canal, llanuras de inundación y barras puntuales con una notoria influencia de los complejos de avulsión; se observa continuidad en sentido norte-sur (canal principal) con algunos canales secundarios en sentido suroeste-noreste, en el flanco oriental de la estructura. El espesor de la arena en esta unidad varía entre 200 y 600 pies, pero estima que el espesor promedio de la formación productora es de 150 pies aproximadamente, con valores de porosidad entre 10% y 15%, y rangos de permeabilidad entre 5 md y 200 md.

Arenas N: Cuerpos de arena intercalados con capas de material fino de espesores proporcionalmente mayores a los típicos en un sistema meandriforme

en el que se distinguen facies de canal, llanura de inundación y barras puntuales con influencia de los complejos de avulsión. Se observa continuidad en sentido norte-sur (canal principal) con canales secundarios en sentido suroeste–noreste, en el flanco de la estructura. El espesor de arena neta es esta unidad varía entre 200 y 600 pies con valores de porosidad entre 12% y 23%, y rangos de permeabilidad absoluta entre 10 md y 200 md.

Oligoceno

Formación Mugrosa: La formación Mugrosa corresponde a la base del grupo Chuspas y contiene los yacimientos petrolíferos más importantes en la parte central de la cuenca del Valle Medio del Magdalena. El nombre original fue asignado por geólogos de la Tropical Oil, refiriéndose a las rocas expuestas a lo largo del anticlinal de Mugrosa en el sector de la concesión de Mares.

Esta formación está compuesta por areniscas de grano fino inter-estratificadas con limo y arcilla, depositadas en ambientes fluviales meandriformes, en los que se distinguen facies de canal y llanuras de inundación. Se observa una buena continuidad en sentido norte-sur (canal principal) con un canal secundario en sentido oriente-occidente, en el sector sur del campo. Las capas de arena son más comunes hacia la base de la unidad. El contacto inferior con la infra-yacente formación Esmeraldas es discordante.

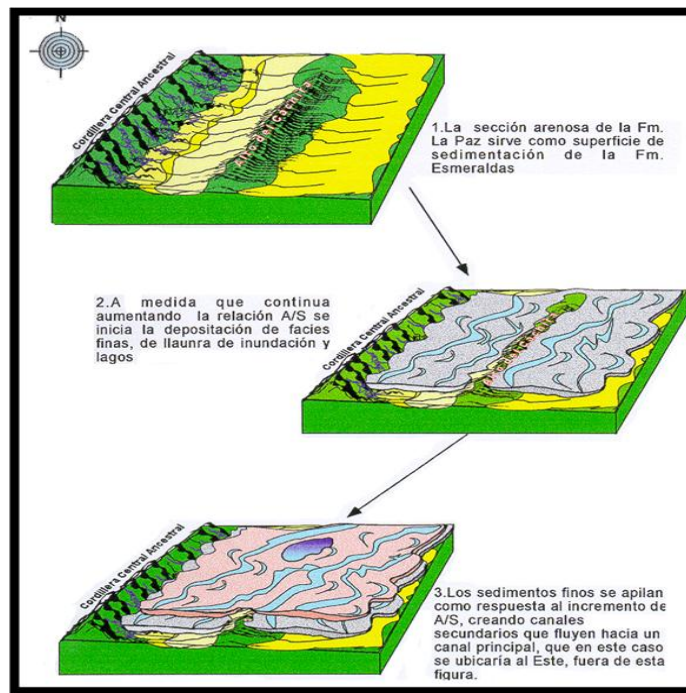
Para este campo la formación Mugrosa se ha subdividido en dos unidades operacionales que de base a techo se denominan Arenas O y Arenas P.

Arenas O: Compuesta por cuerpos de arenas intercalados con material arcilloso, se distinguen facies de canal, llanuras de inundación y barras puntuales con mayor influencia de complejos de avulsión. Se observa buena continuidad norte-sur (canal principal) con canales secundarios en sentido oriente-occidente, en el sector sur del campo. El espesor de arena neta varía entre 65 y 2000 pies con valores entre 10% y 20%, y rangos de permeabilidad absoluta entre 10 md y 200 md.

Arenas P: Cuerpos de arena intercalados con material fino, asociados a un sistema meandriforme donde se distinguen facies de canal, llanuras de inundación y barras puntuales con mayor influencia de complejos de avulsión. Se observa

continuidad norte-sur (canal principal) con canales secundarios en sentido Noreste-Suroeste, en el sector medio y norte de la estructura (Suerte) el espesor de arena neta varía entre 65 y 2000, y rangos de porosidad entre 11% y 18%, y rangos de permeabilidad absoluta entre 10 md y 200 md.

Figura 4. Ambientes de depositación formaciones Mugrosa y Esmeraldas



Fuente: ECOPEL S.A

12 CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DEL YACIMIENTO

De acuerdo con los datos de la evaluación petrofísica, la permeabilidad en la formación Mugrosa varía entre 10 y 200 md (Tabla 1). De igual manera la porosidad en las formaciones Esmeraldas y Mugrosa varía entre 10% y 19%, para la determinación de la saturación de agua se utilizó la ecuación de Archie con los valores calculados de V_{shl} (Tabla 2).

Tabla 1. Propiedades promedio de las formaciones de interés del Campo de estudio.

Formación	Mugrosa	Esmeraldas
Ambiente Depositación	Fluvial Meandros	Fluvial Meandros
Unidades de Flujo	P - O	M - N
Permeabilidad (K)	10-200	10-200
Buzamiento	45-60°	45-60°
Presión Inicial (Psi)	3000	4000
Presión Actual (Psi)	1000	900

Fuente: ECOPETROL S.A

Tabla 2. Propiedades promedio de las formaciones de interés del Campo de estudio.

		YACIMIENTO	Ø %	Sw %	Net Pay (Ft)	
MUGROSA	P	Z_O1_Mug	11.6	54.3	14.92	
		MUGA1	14.7	54.3	52.73	
		MUGA2	15.2	54.3	59.5	
		PROMEDIO_MUG_P	13.82	54.3	42.38	
	O	Superior	AO1	14.7	62	56.12
			AO2	14.8	62	66.79
			AO3	15.6	62	27.05
			BAO3	11.8	62	7.02
		Intermedio	AOINTER	12.2	54	6.48
			AOINTER1	14.7	54	19.3
			AOINTER2	14.0	54	13.54
			AOINTER3	14.3	54	32.36
			BAOIN TER3	11.1	54	10.6
			ARE_O_BASAL	11.1	30	5.76
Basal	AOBA1	13.1	30	24.19		
	BAOBA1	10.2	30	4.4		
	AOBA2	19.0	30	44.84		
	PROMEDIO_MUG_O	13.58	49.2	24.50		
		PROM_MUGROSA	13.63	50.2	27.85	
ESMERALDAS	N	TAE1	12.7	57.2	20.36	
		TAE2	12.7	57.2	22.01	
		PROMEDIO_N	12.70	57.2	21.19	
	M	TAE3	10.1	42	7.34	
		TAE3-1	12.6	42	24.79	
		TAE3-2	12.8	42	23.53	
		TAE3-3	13.5	42	25.14	
		BAE3-3	11.9	42	7.04	
		ESM_BASAL	11.3	42	5.24	
		PROMEDIO_M	12.03	42	15.51	
		PROM_ESMERALDAS	12.20	45.8	16.93	

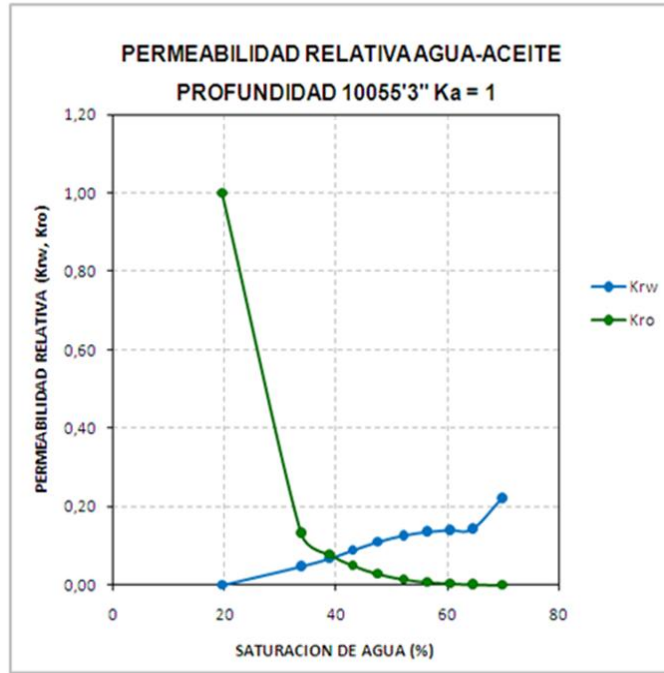
Fuente: ECOPETROL S.A

En la

y **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presentan los resultados de las pruebas realizadas sobre una muestra del núcleo de un pozo del

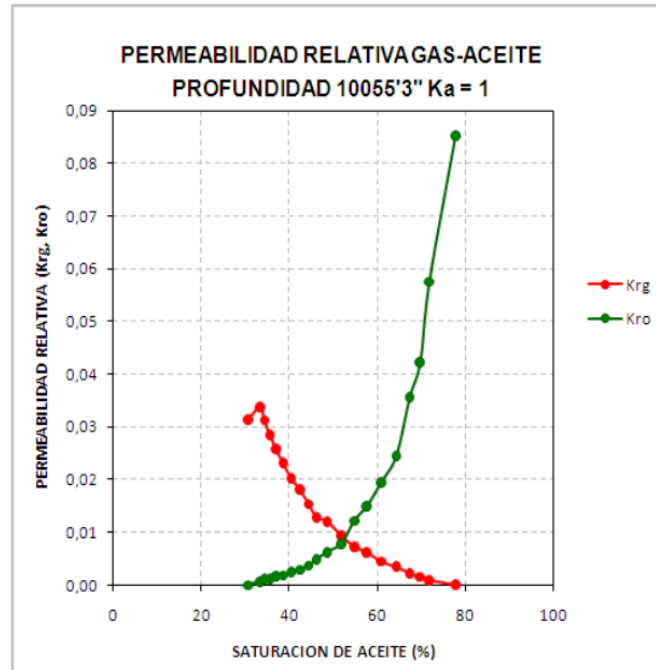
campo de estudio. Según los resultados las arenas presentan tendencia a ser mojadas por agua.

Figura 5. Permeabilidad relativa petróleo-agua, Campo estudio.



Fuente: ECOPETROL S.A

Figura 6. Permeabilidad relativa Gas-Petróleo, Campo estudio.



Fuente: ECOPETROL S.A

13. CARACTERIZACION DE LOS FLUIDOS DE YACIMIENTO

En cuanto al tipo de crudo del campo de estudio, se determinó que las arenas Superiores producen crudo asfáltico. La gravedad API y la viscosidad del petróleo varían dependiendo de la posición estructural y la zona productora, especialmente en la formación Mugrosa. En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se muestra el comportamiento de la gravedad API y la viscosidad del crudo en la arenas Mugrosa y Esmeraldas. Los valores de los factores volumétricos, se obtuvieron de pruebas de PVT representativas para cada yacimiento; se incluyen los valores de las pruebas originales.

Tabla 3. Propiedades de fluidos de los yacimientos del campo de estudio

FORMACIÓN	MUGROSA	ESMERALDAS
Gravedad API	18-23	24-28
μ_o actual (Cp)	1-2.1	2.1-5
μ_g actual (Cp)	0.0202	0.0216
Presión Inicial (Psia)	3000	4000
Presión de Burbuja (Psia)	2000	3300
Bo (Bbl/Stb)	1.257	1.378
Bg (Bbl/Scf)	9.05 e-4	8.38 e-4
Co (1/psia)	9.25 e -6	1.32e-5
Cg (1/psia)	3.21 e-4	2.54 e-4

Fuente: ECOPETROL S.A

1.4. MECANISMOS DE PRODUCCION

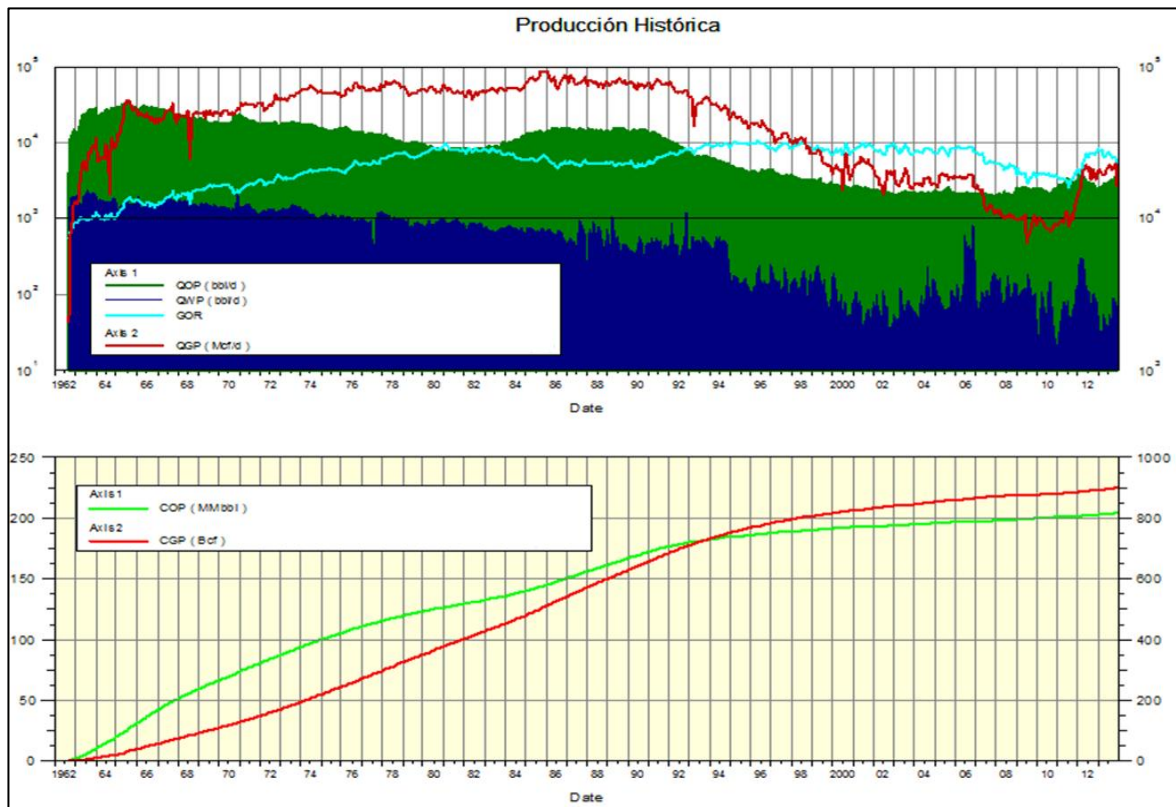
De acuerdo con el comportamiento general de la producción primaria y los análisis de los diferentes estudios, se puede afirmar que en las arenas de la formación Esmeraldas y Mugrosa se ha producido principalmente por gas en solución y segregación gravitacional teniendo en cuenta que los buzamientos varían entre 45°-60° y que en las zonas profundas no erodadas las unidades alcanzan buzamientos altos sobre el flanco de la estructura.

Es característico de estos mecanismos que cuando se presenta una reducción de presión, el gas que estaba en solución es liberado en forma de burbujas que eventualmente se unen formando canales continuos de flujo simultáneo de petróleo y gas; por otra parte, la producción de petróleo resulta por expansión volumétrica del gas que en las primeras etapas del agotamiento sustituye al petróleo y el yacimiento declina rápida y constantemente. El RGP inicialmente es bajo, luego se eleva a su máximo y presenta eventuales caídas súbitas. Se requiere de un sistema de levantamiento en una etapa temprana del yacimiento y se tienen recobros entre el 20% y el 35%.

1.5. ANALISIS DE PRODUCCION

A continuación en la, se muestran producción total del campo de estudio.

Figura 7. Grafica de producción Campo de estudio



Fuente: ECOPETROL S.A

Se ha acumulado 203.7 MBIs de petróleo y 916.83 GPC. A Diciembre de 2013. La tasa de producción fue de 4344.8 BOPD, con un corte de agua de 1.5% y una producción de gas de: 16421 KPCD. Los volúmenes de hidrocarburos originales in situ se revaluaron teniendo en cuenta la interpretación del volumen sísmico 3D adquirido en 2009 (interpretado en 2010) y después de elaborar los mapas de espesores y propiedades; en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, se presentan los resultados obtenidos.

Tabla 4. Resumen de POIS y GOIS por yacimiento campo de estudio.

YACIMIENTO		ORIGINAL HYDROCARBON IN PLACE					
		OOIP	GAS LIBRE	SLN GAS	TOTAL GAS		
		MMSTB	GSCF	GSCF	GSCF		
MUGROSA	P	Z_O1_Mug	29.74	0.215	14.869	15.084	
		MUGA1	25.07	0.086	12.535	12.621	
		MUGA2	23.03	0.004	11.516	11.520	
		SUBTOTAL_MUG_P	77.84	0.30	38.92	39.23	
		O	AO1	91.29	0.514	45.645	46.159
		AO2	104.16	0.001	52.080	52.081	
		AO3	29.24	1.973	14.619	16.592	
		BAO3	6.33	0.088	3.164	3.252	
		AOIN TER	3.82	2.048	1.908	3.956	
		AOIN TER1	10.36	6.405	5.180	11.584	
		AOIN TER2	8.79	3.736	4.394	8.130	
		AOIN TER3	20.79	10.638	10.395	21.032	
		BAOIN TER3	7.25	1.900	3.627	5.527	
		ARE_O_BASAL	4.88	3.603	2.439	6.042	
		AOBA1	20.22	13.230	10.109	23.340	
	BAOBA1	3.10	2.307	1.552	3.859		
	AOBA2	66.33	37.835	33.165	70.999		
	SUBTOTAL_MUG_O	376.55	84.28	188.27	272.55		
	TOTAL MUGROSA	454.39	84.58	227.19	311.78		
ESMERALDAS	N	TAE1	10.61	6.939	7.481	14.420	
		TAE2	13.34	6.139	9.403	15.543	
		SUBTOTAL_N	23.95	13.08	16.88	29.96	
		M	TAE3	2.97	2.711	2.093	4.804
		TAE3-1	9.60	17.190	6.770	23.960	
		TAE3-2	9.16	13.287	6.458	19.745	
		TAE3-3	14.01	12.008	9.875	21.883	
		BAE3-3	1.55	1.615	1.089	2.704	
		ESM_BASAL	1.76	1.140	1.241	2.381	
	SUBTOTAL_M	39.05	47.95	27.53	75.48		
	TOTAL ESMERALDAS	63.00	61.03	44.41	105.44		

Fuente: ECOPETROL S.A

En la siguiente tabla se presenta la producción acumulada y el aceite original in situ de las formaciones Esmeraldas y Mugrosa del campo estudio al año 2013.

Tabla 5. Producción acumulada y aceite original in situ del campo de estudio.

CAMPO	OOIP (MBIs)	Np (MBIs)
Mugrosa	454.3	37.997
Esmeraldas	63	23.59

Fuente: ECOPETROL S.A

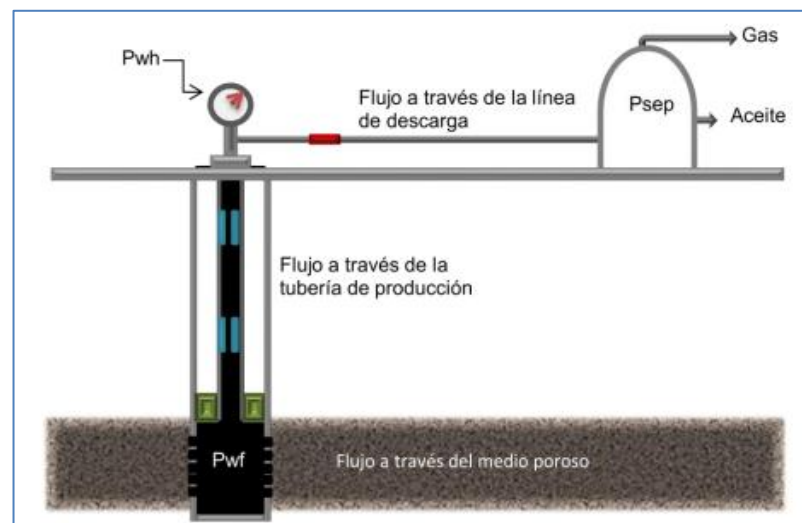
2. ANALISIS NODAL²

El Análisis Nodal es una de las metodologías para realizar el diseño, análisis y optimización de los sistemas de producción y consiste en detectar restricciones al flujo y cuantificar su impacto sobre la capacidad de producción total del sistema. Fue propuesta por primera vez en 1954 por Gilbert, discutida por Nind en 1964 y posteriormente por Brown en 1978. En el análisis nodal se evalúa un sistema de producción dividiéndolo en tres componentes básicos:

- Flujo a través del medio poroso (yacimiento), considerando el daño ocasionado por lodos de perforación, cemento, etc.
- Flujo a través de la tubería vertical o de producción, considerando cualquier posible restricción como empacamientos, válvulas de seguridad, estranguladores de fondo etc.
- Flujo a través de la tubería horizontal o línea de descarga, considerando el manejo de estranguladores en superficie.

Para predecir el comportamiento del sistema, se calcula la caída de presión en cada componente. Este procedimiento comprende la asignación de nodos en varias de las posiciones claves dentro del sistema (ver Figura 8)

Figura 8. Tres componentes básicos en la evaluación del sistema de producción mediante la técnica de análisis nodal.



Fuente: BEGGS, Dale. Production Optimization Using Nodal Analysis. Segunda Edición. Oklahoma. Petroskills, 2003. Cap 1-5.

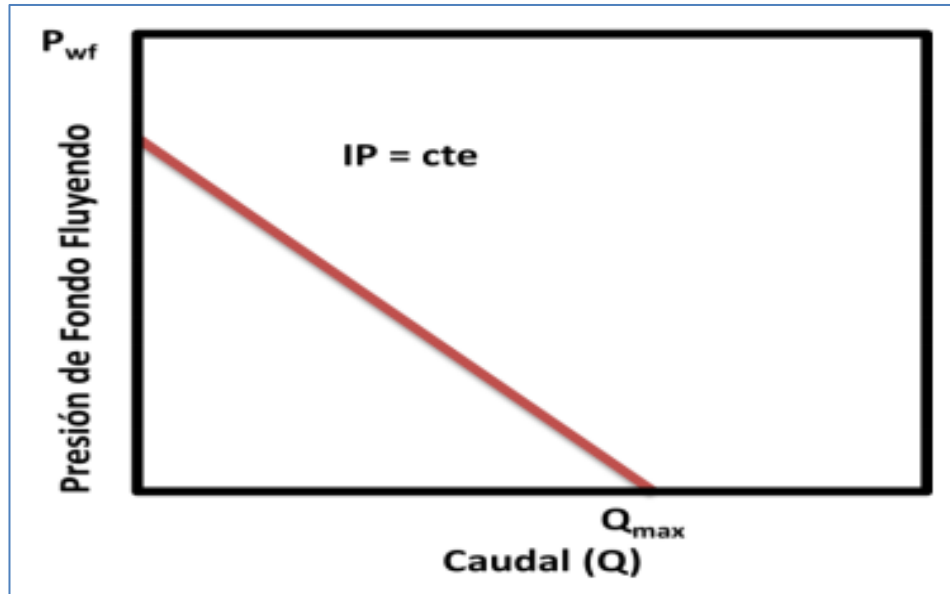
Curvas de comportamiento de afluencia (IPR)

El primer intento por construir una curva de comportamiento de afluencia de un pozo o IPR (Inflow Performance Relationship), resultó de la suposición de que la IPR era una línea recta. Por lo tanto, bajo esta suposición, el flujo de líquido en un pozo será directamente proporcional a la caída de presión en el fondo mismo. La constante de proporcionalidad con la cual se mide la productividad de un pozo se llama índice de productividad (IP).

La ecuación que define el Índice de Productividad es:

$$IP = J = \frac{q}{\bar{P}_R - P_{wf}} \left[\frac{bl}{d^* \left(\frac{lb}{pulg^2} \right)} \right] \quad \text{Ec. 1}$$

Figura 9. Curvas de Comportamiento de afluencia (IPR)



Fuente: BEGGS, Dale. Production Optimization Using Nodal Analysis. Segunda Edición. Oklahoma. Petroskills, 2003. Cap 1-5.

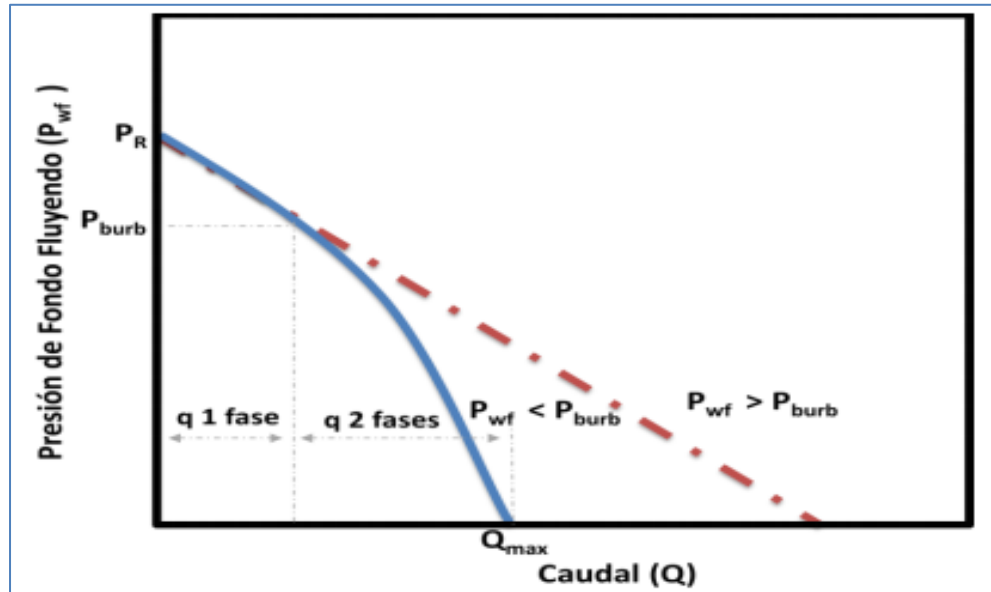
Posteriormente en 1954 W.E Gilbert realizó diversas observaciones en campos productores de hidrocarburos y se dio cuenta que este comportamiento se cumplía cuando la P_{wf} se encontraba por encima de la presión de saturación, mientras que para la mayoría de los pozos, los cuales su P_{wf} estaba por debajo de la presión de saturación, la IPR graficada formaba una curva debido a la fase gaseosa presente en el aceite teniendo un efecto en la producción.

Adicionalmente encontró que el índice de productividad variaba con respecto al tiempo. Esto se debe a que la presión en el yacimiento disminuye conforme a la explotación del mismo, lo cual se traduce en un incremento de la saturación de gas y en un incremento en la resistencia a fluir del aceite.

Para una caída de presión constante de presión, el IP también dependerá del

mecanismo de empuje del yacimiento.

Figura 10. Curvas de Comportamiento de afluencia (IPR)



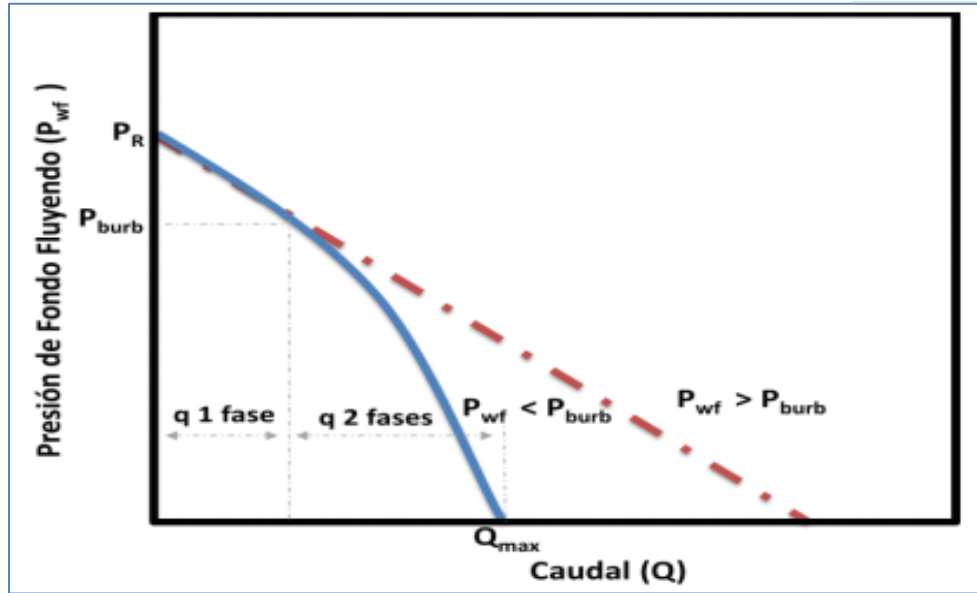
Fuente: BEGGS, Dale. Production Optimization Using Nodal Analysis. Segunda Edición. Oklahoma. Petroskills, 2003. Cap 1-5.

Posteriormente en 1954 W.E Gilbert realizó diversas observaciones en campos productores de hidrocarburos y se dio cuenta que este comportamiento se cumplía cuando la P_{wf} se encontraba por encima de la presión de saturación, mientras que para la mayoría de los pozos, los cuales su P_{wf} estaba por debajo de la presión de saturación, la IPR graficada formaba una curva debido a la fase gaseosa presente en el aceite teniendo un efecto en la producción.

Adicionalmente encontró que el índice de productividad variaba con respecto al tiempo. Esto se debe a que la presión en el yacimiento disminuye conforme a la explotación del mismo, lo cual se traduce en un incremento de la saturación de gas y en un incremento en la resistencia a fluir del aceite.

Para una caída de presión constante de presión, el IP también dependerá del mecanismo de empuje del yacimiento.

Figura 11. Curvas de Comportamiento de afluencia (IPR)



Fuente: BEGGS, Dale. Production Optimization Using Nodal Analysis. Segunda Edición. Oklahoma. Petroskills, 2003. Cap 1-5.

² BEGGS, Dale. Production Optimization Using Nodal Analysis. Segunda Edición. Oklahoma. Petroskills, 2003. Cap 1-5.

3. GENERALIDADES DE CAÑONEO

La base principal en las operaciones de cañoneo en un pozo en su etapa de completamiento, es maximizar la productividad del mismo, minimizando para ello el efecto del daño en la formación que restringe el flujo hacia el pozo.

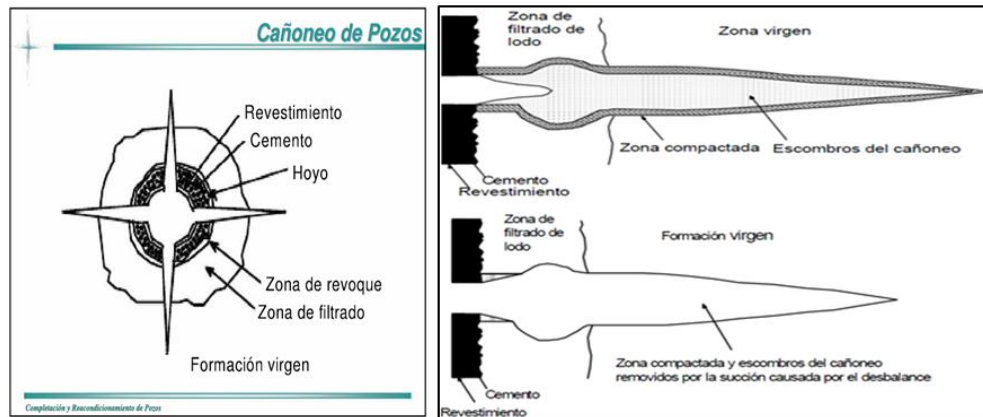
Los objetivos fundamentales que se busca conseguir con el cañoneo en un pozo son:

- Establecer una efectiva comunicación entre la formación productora y el interior del pozo, perforando el revestimiento.
- Penetrar en la formación productora tanto como sea posible.
- Obtener la máxima tasa de flujo, una vez implementada las operaciones de cañoneo.
- Lograr tener una entrada de hueco redonda y pulida en el revestimiento. Lo cual evita el daño de los empaques, herramientas, instrumentos etc. Que se tengan que bajar al pozo en trabajos posteriores.
- Lograr que la profundidad del intervalo cañoneado sea lo más precisa posible, de tal manera que la zona cañoneada sea la zona de aceite y no la zona donde este el contacto de agua o gas.

3.1. CAÑONEO³

El cañoneo es el proceso de crear aberturas a través de la tubería de revestimiento y el cemento, para establecer comunicación efectiva entre el pozo y las formaciones seleccionadas. Estas perforaciones deben ser limpias, de tamaño y profundidad uniformes y no deben dañar el revestimiento y la adherencia de cemento.

Figura 12. Áreas de alcance del cañoneo.



Fuente: BEHRMANN, L. & BROKS, J; "Técnicas de diseño de los disparos para optimizar la productividad"

Los factores que afectan la efectividad del cañoneo:

- ✓ Características de la tubería y el cemento.
- ✓ Técnicas usadas en el completamiento del pozo.
- ✓ Procedimiento usado para el cañoneo.
- ✓ Cantidad y tipo de carga en el cañon, densidad de tiros por pie.
- ✓ Tipo del equipo usado en el proceso.

Los factores que afectan la eficiencia del cañoneo:

- ✓ Temperatura.
- ✓ Resistencia de la formación.
- ✓ Estado del cemento.

Figura 13. Efecto de un disparo dentro de la formación.



Fuente: BEHRMANN, L. & BROKS, J; "Técnicas de diseño de los disparos para optimizar la productividad"; Schlumberger Perforating and Testing, 2001.

32 TIPOS DE CAÑONEO

Existen diversas formas de establecer comunicación entre el pozo y la formación productora. Entre estas encontramos:

Cañoneo Tipo Bala.

Las balas son disparadas hacia el revestidor atravesando el revestimiento hasta llegar a la formación. Su desempeño disminuye sustancialmente al incrementar la dureza de las formaciones, del revestimiento y cemento de altas consistencias. Es poco utilizado en la actualidad, pero se utiliza en formaciones blandas o resquebrajadas.

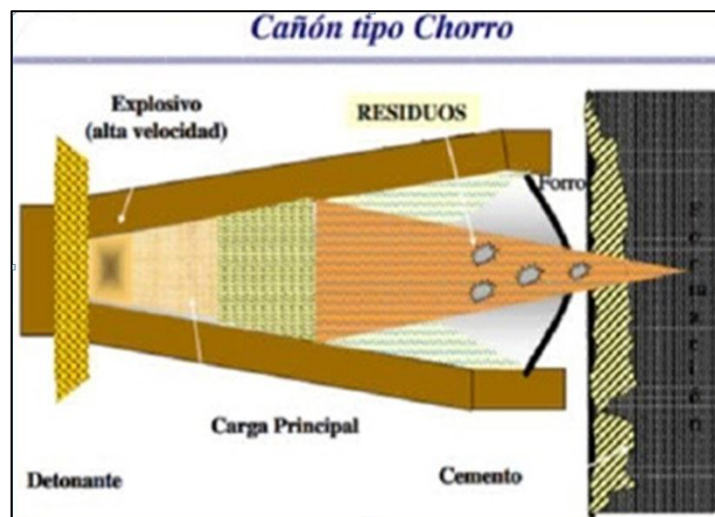
Cañoneo Tipo Chorro

Involucra el uso de explosivos de alta potencia y cargas moldeadas con una cubierta metálica. Es la técnica de cañoneo más utilizada en la actualidad, más del 95% de las operaciones de cañoneo utiliza este método.

Es un sistema muy versátil:

- ✓ Las cargas son seleccionadas para los diferentes tipos de formación.
- ✓ Los cañones pueden ser bajados simultáneamente dentro del pozo, utilizando guayas eléctricas, guaya mecánica, tubería de producción o coiled tubing.

Figura 14.Cañon tipo Chorro.



Fuente: BEHRMANN, L. & BROKS, J; "Técnicas de diseño de los disparos para optimizar la productividad"; Schlumberger Perforating and Testing, 2001

Cañoneo Tipo Hidráulico

Consiste en la implementación de chorros de agua a altas presiones. Utiliza altas presiones de fluido (algunas veces con arena) para abrir agujeros a través del revestidor, cemento y formación. Los fluidos son bombeados a través de la tubería, con un arreglo de orificios direccionados a la pared del revestimiento.

La tubería es manejada para realizar agujeros, canales e inclusive cortes completos circunferenciales del revestidor. El chorro presurizado lanzado hacia la formación, deja túneles limpios con muy poco daño. Los agujeros son creados uno a la vez. Tiene la desventaja de ser un sistema lento y muy costoso.

33. NUEVAS TECNOLOGIAS DE CAÑONEO

TCP Bajo-Balance

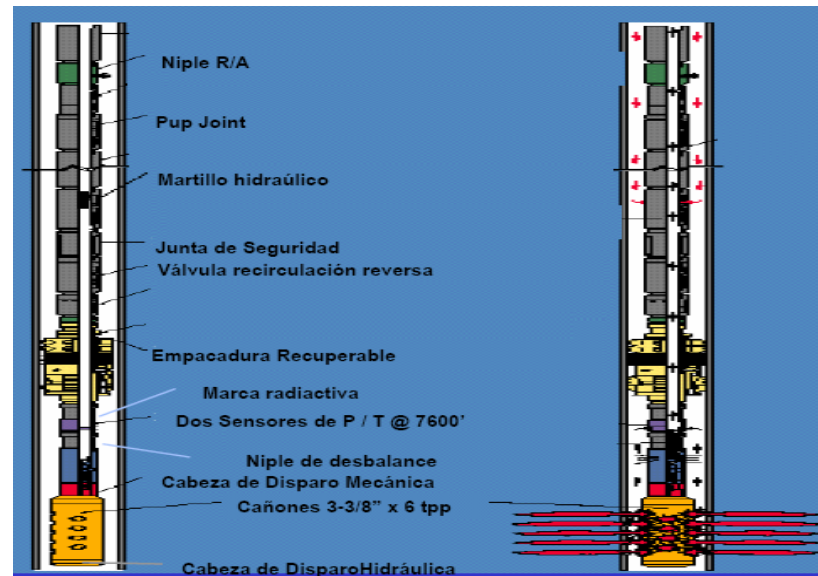
Este tipo de cañoneo emplea: Cañoneo transportado con tubería (TCP) y cañones tipo Casing Guns.

- ✓ Debe ser operado con una presión de bajo-Balance.
- ✓ Permite eliminar el daño creado por la perforación, la cementación y el cañoneo,
- ✓ Con este sistema se logran orificios profundos y simétricos.
- ✓ Grandes intervalos pueden ser perforados simultáneamente en un mismo viaje dentro del pozo.

Procedimiento:

1. El ensamblaje es bajado dentro del pozo al final de la sarta de tubing.
2. La sarta es colocada en la profundidad deseada.
3. Los cañones son posicionados y el packer es asentado.
4. Se establece condición de bajo-balance dentro del tubing.
5. Los cañones son disparados.
6. Los fluidos de la formación fluyen hacia el pozo ayudando en la limpieza de las perforaciones.

Figura 15. Cañoneo TCP Bajo-Balance.



Fuente: BEHRMANN, L. & BROKS, J; "Técnicas de diseño de los disparos para optimizar la productividad"; Schlumberger Perforating and Testing, 2001

- **Técnica TCP propelente**

La camisa propelente está expuesta directamente al agujero y no es tan resistente como el mismo tubo de cañón. Para formaciones consolidadas la cantidad de propelente es menor que para formaciones no consolidadas, por la facilidad que tiene de expandirse. El propelente se puede usar en pozos inyectoros.

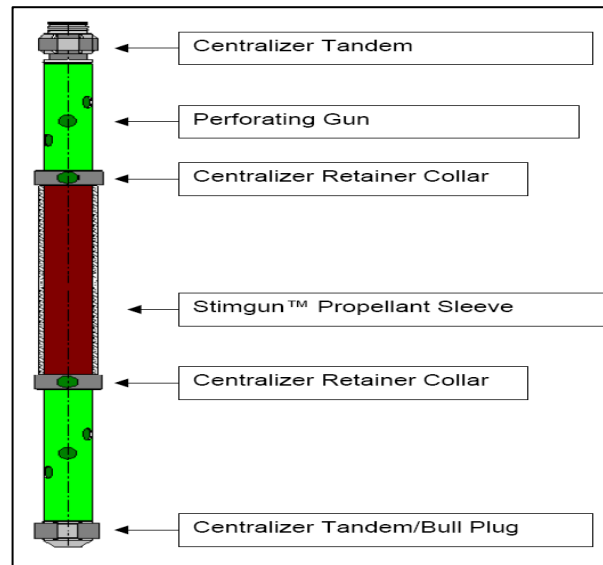
Este tipo de cañoneo emplea:

- ✓ Sarta de Stim Gun: Debe ser operada sobre-balance ($PH > Py$)
- ✓ Propelente: Es un explosivo estable y seguro. La camisa donde se encuentra contenido requiere tres condiciones para inflamarse: confinamiento, presión y temperatura, para que reaccione tiene que estar confinado más o menos a 500 psi de hidrostática.

Procedimiento:

1. El cañón es detonado en el agujero según lo acostumbrado.
2. La camisa, que es un oxidante, arde rápidamente y produce una explosión de gas a alta presión.
3. Este gas a alta presión entra a la perforación y crea fracturas alrededor de las zonas dañadas mejorando el flujo de la formación al agujero.

Figura 16. Técnica TPC Propelente – Sobre balance



Fuente: BEHRMANN, L. & BROKS, J; “Técnicas de diseño de los disparos para optimizar la productividad”; Schlumberger Perforating and Testing, 2001.

Técnica TCP extremo sobre balance

En muchas formaciones, la presión remanente del reservorio o bajo-balance es insuficiente para limpiar efectivamente las perforaciones.

La perforación EOB también proporciona fracturas en las formaciones en preparación para otros métodos de estimulación, por lo tanto, elimina la necesidad por los métodos convencionales de fracturamiento.

Tecnología Pure (Perforating for Ultimate Reservoir Exploitation)

El sistema PURE de perforaciones limpias es mucho más efectivo que los métodos convencionales de perforación con bajo-balance, logrando perforaciones limpias, incrementado productividad e inyectividad en los pozos

Utiliza operaciones de disparos diseñadas a la medida de las necesidades.

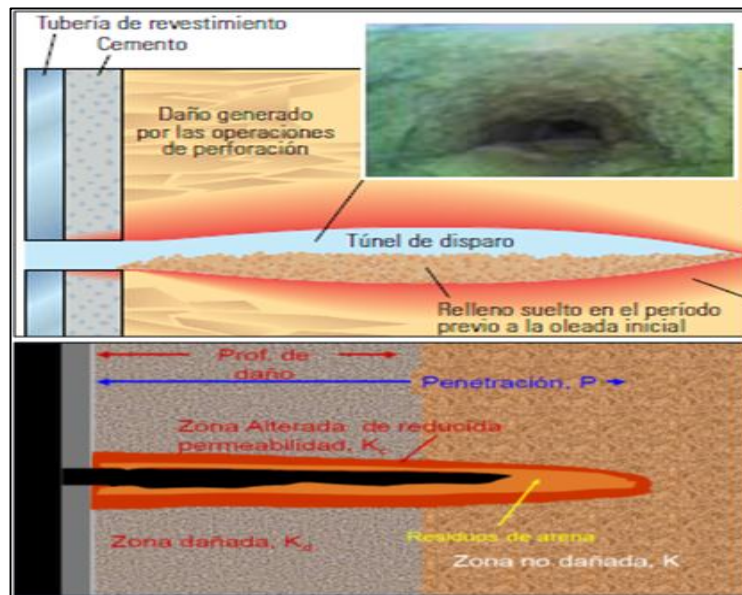
Este tipo de cañoneo emplea:

- ✓ Se puede usar con Wireline, TCP, Coiled Tubing, Slickline.
- ✓ Apropiado grado de bajo-balance dinámico ($P_h < P_y$) que se puede lograr usando hardware y software especiales para la optimización de la producción.

Procedimiento:

1. Los chorros de alta velocidad y las presiones extremadamente altas generadas por las cargas huecas pueden penetrar más allá de la zona dañada durante las operaciones de perforación e ingresar a la roca virgen.
2. En el proceso de creación del túnel de disparo, el chorro fractura los granos de la matriz y altera las propiedades mecánicas de la roca que rodea el túnel.

Figura 17. Tecnología PURE (Perforating for Ultimate Reservoir Exploitation)



Fuente: BEHRMANN, L. & BROKS, J; "Técnicas de diseño de los disparos para optimizar la productividad"; Schlumberger Perforating and Testing, 2001

Cañoneo con Slickline

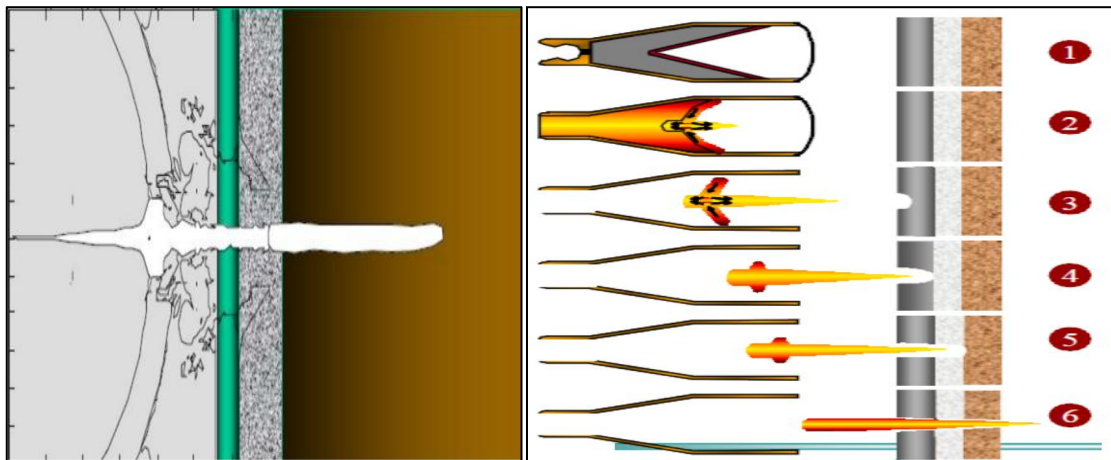
Procedimiento:

1. La secuencia del disparo es ejecutada y monitoreada por computador.
2. El dispositivo de detonación es instalado en el fondo de la herramienta donde la computadora fue conectada.
3. El operador puede armar, disparar o abortar la operación en cualquier momento.
4. Es útil incluso para pozos altamente desviados.
5. La cabeza de disparo está certificada para trabajar hasta 15000 psi de presión, 320°F de temperatura y con H₂S en condiciones del pozo.

Proceso de Cañoneo

1. Carga sin detonar.
2. La carga se detona. La carcasa se expande. El liner comienza a colapsarse.
3. Se forma un chorro de alta presión de partículas de metal fluidizado.
4. El chorro se desarrolla más. La presión hace que la velocidad aumente.
5. El chorro se elonga porque la parte posterior viaja a una velocidad menor
6. Se logra la penetración con millones de psi de presión en el casing y miles psi en la formación.

Figura 18. proceso de Cañoneo

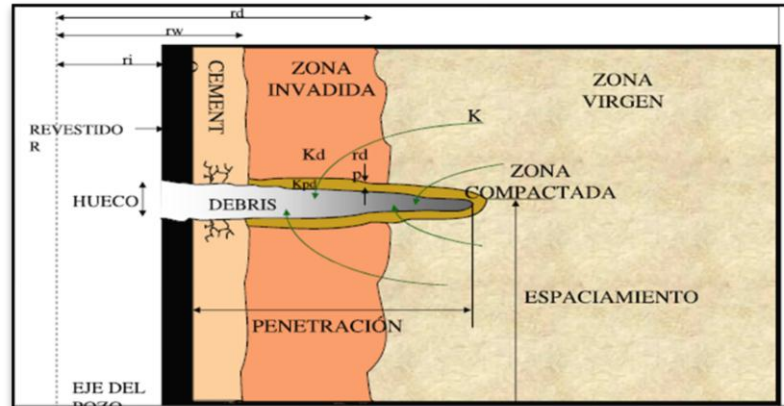


Fuente: BEHRMANN, L. & BROKS, J; "Técnicas de diseño de los disparos para optimizar la productividad"; Schlumberger Perforating and Testing, 2001

34. ZONA DE DAÑO

En el proceso de cañoneo se genera un daño a la roca dentro del túnel perforado, la zona que ha sido alterada se denomina Zona de Daño. Esta zona es la reducción de la capacidad original de flujo de un pozo debido a la disminución de la porosidad y permeabilidad relativa de los hidrocarburos en el yacimiento, en la zona de daño la permeabilidad disminuye entre el 80% y el 90% con respecto de la permeabilidad en la zona virgen. Su espesor puede variar desde unos milímetros hasta unos centímetros de espesor dentro de la formación y no es uniforme a lo largo del túnel ya que se genera mayor daño en la entrada del túnel debido al gran impacto de presión.

Figura 19. Proceso de Cañoneo.

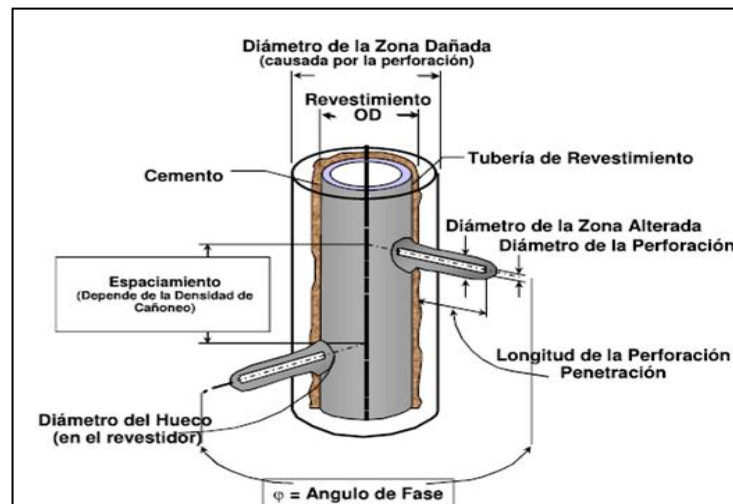


Fuente: BEHRMANN, L. & BROKS, J; "Técnicas de diseño de los disparos para optimizar la productividad"; Schlumberger Perforating and Testing, 2001

3.5. GEOMETRIA DE LA PERFORACION

El caudal más alto es obtenido con la mejor geometría para la configuración del pozo, formación y fluido a producir.

Figura 20. Geometría de Perforación.

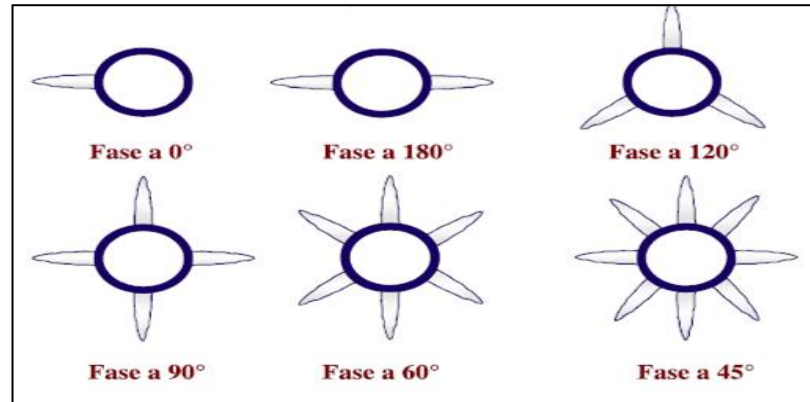


Fuente: BEHRMANN, L. & BROKS, J; "Técnicas de diseño de los disparos para optimizar la productividad";

- **La fase**

La fase de disparo es fundamental en la productividad, el caudal más alto es obtenido con la mejor fase de disparo. La fase de un cañón de perforación es la dirección en la cual las cargas son disparadas con relación a los otros disparos.

Figura 21. Fases de un cañon de perforación.

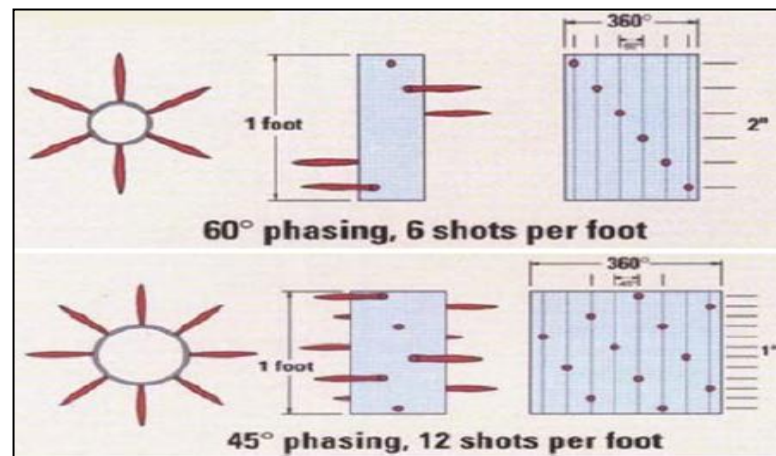


Fuente: BEHRMANN, L. & BROKS, J; "Técnicas de diseño de los disparos para optimizar la productividad".

- **Densidad de Disparo**

- ✓ El caudal más alto es obtenido con la mayor densidad de disparo.
- ✓ El aumento de la densidad de disparos permite que el pozo produzca a presiones inferiores.
- ✓ Las formaciones laminares o con alto grado de anisotropía, se recomiendan alta densidad de disparos.
- ✓ En formaciones naturalmente fracturadas se aconseja alta densidad de disparos, con la finalidad de interceptar mayor número de fracturas.

Figura 22. Densidad de Disparo.



Fuente: BEHRMANN, L. & BROKS, J; "Técnicas de diseño de los disparos para optimizar la productividad";

- **Penetración**

Es la profundidad o longitud de la perforación realizada por la carga. Usualmente se mide siguiendo el método API (API RP43 Standard Procedure for Evaluation Well Perforators)

Las perforaciones deben extenderse algunas pulgadas dentro de la formación, preferiblemente más allá de la zona que se daña a consecuencia de la invasión de los fluidos de perforación.

3.6. MÉTODOS DE CAÑONEO

Existen 3 tipos diferentes de técnicas de cañoneo:

1. Cañones bajados a través de la tubería de producción (Throug tubing)

En este método, primero se baja la tubería con empaadura de prueba o se baja el completamiento final. Luego se crea un diferencial de presión negativo ($P_h < P_f$) y posteriormente se baja el cañón con equipo de guaya. Generalmente se usan cañones no recuperable o parcialmente recuperables. Los restos recuperables del cañón y la herramienta de profundidad y la guaya se recuperan usando un lubricador (ver Figura 23. A).

Ventajas:

- ✓ Permite obtener una buena limpieza en las perforaciones luego del cañoneo
- ✓ Brinda seguridad en las operaciones por tener tubería dentro del pozo

Desventajas:

- ✓ No se puede realizar un proceso de cañoneo selectivo.
- ✓ Al probar otro intervalo, es necesario controlar el pozo, lo cual expone la zona a los fluidos de control.

2. Cañones bajados a través del Revestimiento

Estos cañones se bajan a través del revestimiento utilizando una cabria o equipo de guaya. Generalmente, las cargas se colocan en soportes recuperables. Este

tipo de cañoneo se ejecuta con diferencial de presión positivo ($P_h > P_f$), lo cual permite mantener control del pozo (ver Figura 23. B)

Ventajas

- ✓ Cañones diseñados de acuerdo al ID del revestimiento con penetración de hasta 49 in. Y con densidades de disparo de 4 @ 27 TPP.
- ✓ Capacidad de acuerdo a su alta capacidad de penetración a llegar a zonas no dañadas.
- ✓ Capacidad de cañonear intervalos hasta una longitud máxima de 60 pies por corrida. Menor tiempo de duración de las operaciones de cañoneo.

Desventajas

- ✓ Riesgo de arremetida al cañonear zonas nuevas por no existir tubería del pozo.
- ✓ Operaciones de cañoneo solamente puede realizarse con presencia de taladro en el pozo y el pozo lleno/ controlado.
- ✓ Existencia de residuos de cañones en los túneles cañoneados.
- ✓ Problemas de incompatibilidad y por daño a la formación productora.

3. Cañones transportados con tubería (TCP)

Con este método, el cañón se transporta en el extremo inferior de la tubería de producción con una empaadura, la cual debe ser asentada antes de iniciar la operación de cañoneo. Se logran orificios limpios, profundos y simétricos, ya que permiten utilizar cañones de mayor diámetro, cargas de alta penetración, alta densidad de disparo, sin límites de longitud en los intervalos a cañonear en un mismo viaje, todo esto combinado con un diferencial óptimo a favor de la formación (ver Figura 23. C)

Ventajas

- ✓ Técnica combinada (TT/CG) lo cual garantiza el cañoneo del pozo en condiciones de bajo balance mediante el uso de cañones tipo casing gun.
- ✓ Brinda seguridad durante las operaciones por tener tubería en el pozo al igual que tener instalado el cabezal del pozo.

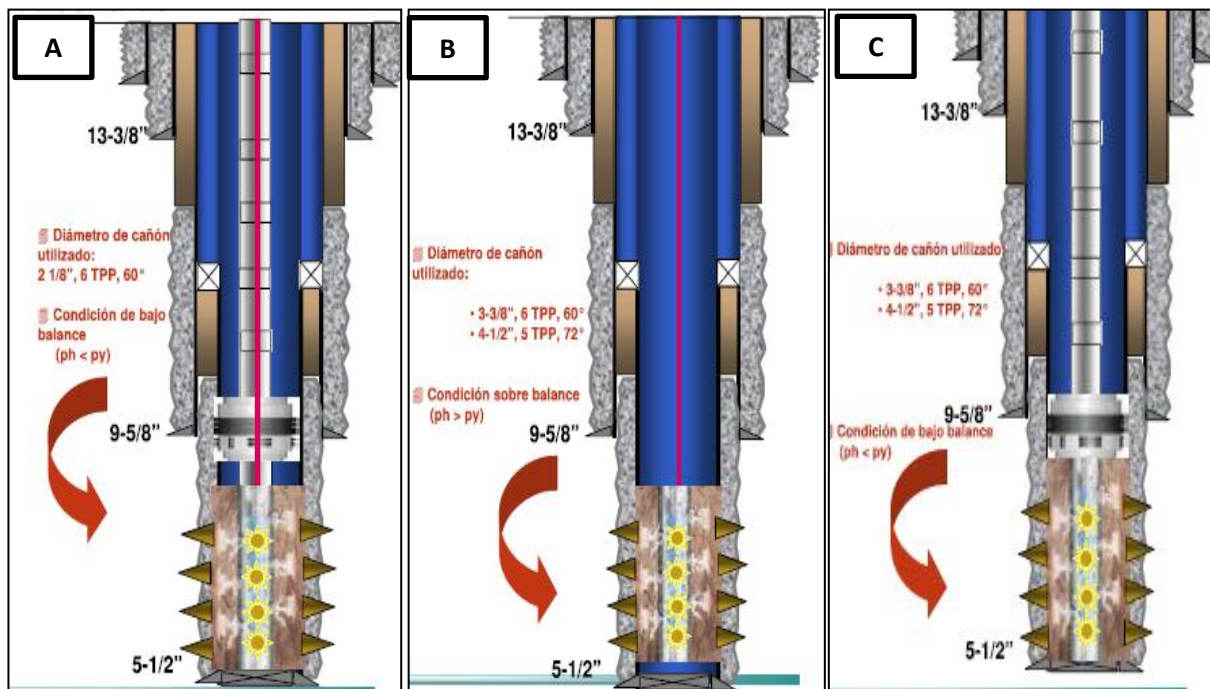
- ✓ Capacidad de cañonear 100% los intervalos propuestos en una sola corrida.
- ✓ Cañones diseñados de acuerdo a ID del revestimiento con penetración de hasta 49 pies y densidades de disparo de 4 @ 27 TTP.

Desventajas

- ✓ Probabilidad de tener que controlar el pozo después de haber efectuado el cañoneo
- ✓ Mayor tiempo de ejecución de la actividad de cañoneo
- ✓ Requiere de suficiente bolsillo (Rat Hole) para soltar los cañones al momento del disparo con el de reducir la posibilidad de atascamiento de la tubería al momento de sacarla del pozo.

Figura 23. A. Cañones bajados a través de la tubería de producción (Throug tubing)

B. Cañones bajados a través del revestidor. C. Cañones transportados con tubería.



Fuente: BEHRMANN, L. & BROKS, J; "Técnicas de diseño de los disparos para optimizar la productividad";

En el ANEXO A se observa un resumen de datos mecánicos y comportamiento de los sistemas de cañoneo (Schlumberger), que son implementados actualmente en la industria.

4. RADIAL DRILLING⁴

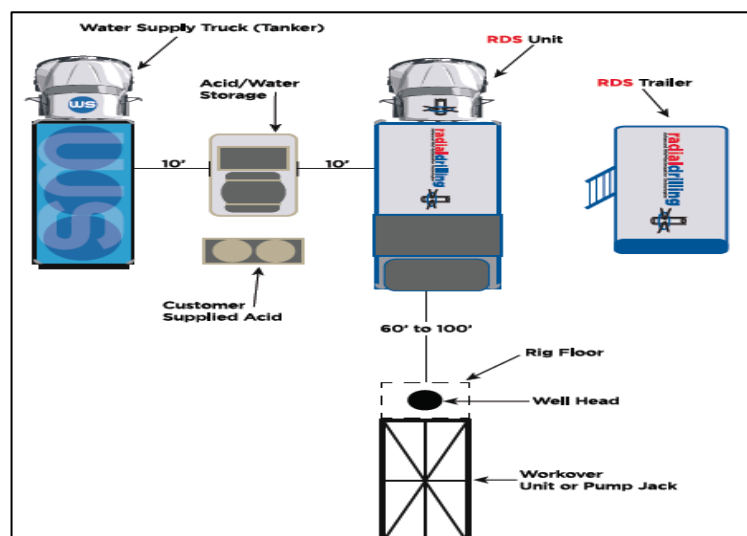
El Radial Drilling es una técnica desarrollada recientemente, para la optimización de producción, aplicada principalmente en campos donde se tiene una producción de agua O gas elevadas y tasas de aceite bajas donde se presupone que ha existido un “By Pass” del crudo por uno de estos fluidos, o en zonas de baja productividad por condiciones de roca, y utilizado en aquellas zonas donde no es viable realizar una fractura masivas.

La técnica consiste en realizar perforaciones controladas en direcciones perpendiculares al pozo en la formación sin dañarla, penetrando la heterogeneidad del yacimiento. Esto con el fin de aumentar el área de drenaje del pozo y crear un camino más fácil para el flujo de hidrocarburos hacia el pozo - canal de alta permeabilidad. La sarta para la creación de las perforaciones se baja con Coiled Tubing, que guía una manguera que en su extremo tiene un jet que por medio de agua a alta presión erosiona la roca y crea el lateral. Los laterales son de aproximadamente 1” a 2” de diámetro y de una longitud de hasta 330ft.

4.1. EQUIPO DE SUPERFICIE

El arreglo estándar de los equipos en pozo puede ser como el que se observa en la Figura 24 o de una manera más detallada como se muestra en el ANEXO B.

Figura 24. Layout del equipo de Radial Drilling en pozo.



Fuente: Informe Radial Drilling para Ecopetrol S.A

El armado del equipo de superficie puede realizarse en 2 formatos:

1. Sobre mesa equipo de pulling, el detalle se observa en el ANEXO C.
2. Sobre superficie, el detalle se observa en el ANEXO D.

En ambas opciones se utilizan las siguientes herramientas:

- ✓ Base de Riser
- ✓ Riser
- ✓ Cuello de Ganso
- ✓ partas laterales telescópicas
- ✓ Lubricador
- ✓ Bomba manual lubricador

42 EQUIPO DE FONDO BHA (Bottom Hole Assembly)

Está dirigido por Coiled Tubing, diseñado para crear perforaciones laterales perpendiculares al pozo. Las perforaciones laterales permanecen a hueco abierto y son creados por el impacto del jet generado al bombear fluido a alta presión a través de una boquilla inyectora, la fuerza del Jetting o la fuerza de inyección tiene la función de ir creando el hueco e ir limpiando al mismo tiempo y la fuerza eyectora es la encargada de suministrar la fuerza de arrastre.

Las perforaciones creadas tienen una longitud de 330 ft y de 1 a 2" de diámetro a la profundidad deseada, se puede aplicar tanto para pozos verticales como para pozos desviados, independiente de los estados de esfuerzos de la formación.

Básicamente el equipo tiene una unidad de CT, y consta de lo siguiente. En el ANEXO F se muestran fotos reales de todo el equipo de Radial Drilling disponible en Colombia.

Unidad: Es un equipo de CT con las siguientes características:

- Tubería de ½ pulgada de hasta 13500 ft de longitud y 10000 psi de presión de trabajo.
- Cabina de monitoreo y comando.
- Fuente de energía

- Bomba triple (2-5 gpm) de baja tasa de flujo y alta presión (10000 psi)
- Inyección en cabeza por accionamiento hidráulico (arrastre:10000lbs) opcional.

Accesorios:

BHA de perforación del Casing: formado por los siguientes elementos

- Broca de ¾" conducida por motor eléctrico y un pistón hidráulico
- Codo o unión articulada
- Boquilla con cerradura o bloqueo
- Motor de fondo de 1 11/16"

BHA de Perforación de la formación: (Jet + Manguera Flexible)

El jet tiene tres huecos orientados hacia adelante y tres hacia atrás. La manguera flexible Klevlar de ½" tiene 328 ft de longitud.

El Jet Drum es el lugar donde la manguera se enrolla, tiene un diámetro de 3/8 in y 164 ft de longitud. Tiene un motor eléctrico que permite alimentar la manguera mientras se está creando el lateral y un carrete para devolver la manguera.

Ancla: es bajada con la sarta de trabajo de la unidad de Workover y tiene tres funciones principales:

- Mantener el hueco de salida de la herramienta al lado del Casing.
- Guía la herramienta para ir de vertical a horizontal en 1 ft a través de un conducto forjado en el interior.
- Prevenir un torque en el motor de fondo mientras el Casing es perforado, a través de guías longitudinales donde se encuentra localizada una ranura en el cuerpo del motor.

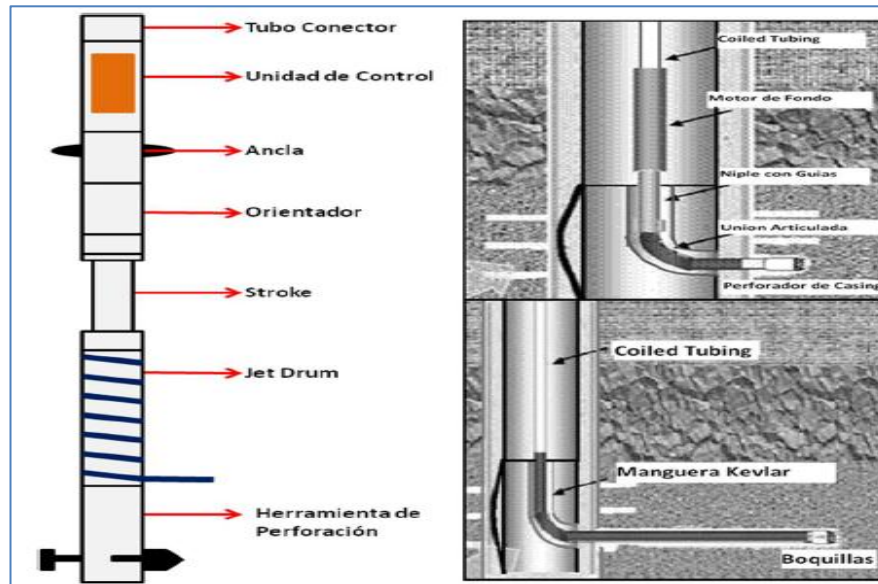
La unidad de control es la parte principal de la herramienta y activa varias de la funciones de la herramienta de acuerdo a las señales desde la herramienta de operación de superficie. El controlador incluye: una unidad de potencia hidráulica interna y una válvula solenoide que opera una válvula un sistema de distribución.

El orientador o Gyro operado hidráulicamente en el BHA, permite a la herramienta crear laterales en varias direcciones perpendiculares a la cara de la formación. El Gyro gira la parte inferior de la herramienta del jet (por debajo del ancla) y ubica la cara de la herramienta en la dirección de interés. La verificación

de la dirección viene de una herramienta de manejo ubicada debajo del orientador. Este orientador permite incrementar la precisión de la dirección de entrada.

El Stroke es colocado encima de la herramienta de perforación y del jet Drum. Su función es colocar la cabeza de la boquilla en frente del hueco creado en el Casing por la herramienta de perforación, el Stroke se conduce hidráulicamente.

Figura 25. Esquema de la Herramienta de fondo BHA.



Fuente: Buset, P. and Riiber, M. "Jet Drilling Tool: Cost-Effective Lateral Drilling Technology for Enhanced Oil Recovery"; SPE 68504, 2001.

⁴ Buset, P. and Riiber, M. "Jet Drilling Tool: Cost-Effective Lateral Drilling Technology for Enhanced Oil Recovery"; SPE 68504, 2001.

5. METODOLOGIA DE SELECCION DE POZOS CANDIDATOS A RADIAL DRILLING

El éxito de aplicación de esta técnica se debe a una buena selección del pozo candidato. El proceso comienza obteniendo y organizando la información requerida de los pozos a analizar, estos datos incluye: Registros, Historial del pozo, características del yacimiento, estados mecánicos (La perforación de casing hasta grado P-110), trabajos de Workover o tratamientos químicos (estimulaciones, acidificaciones).

Del análisis de esta información se identificarán los pozos con las mejores características de yacimiento y buenos potenciales de producción para la aplicación de la técnica Radial Drilling.

Para la selección de los pozos candidatos, el ICP creo una metodología de selección⁵, la cual cuenta con el análisis de los criterios más relevantes:

- Aspecto Mecánico y operacional de los pozos.
- Criterios de yacimiento.
- Factores geológicos
- Potencial de Producción

5.1 ASPECTO MECÁNICO

En esta sección se clasificaron todas las restricciones operacionales y se les priorizó según la dificultad que generarían para la aplicación.

- **Profundidad Máxima:** Se debe verificar que la profundidad a la cual se planea realizar el trabajo no supere los 12000ft ya que ésta corresponde al límite operacional para la mayoría de empresas que prestan el servicio.
- **Profundidad Mínima:** Existe también un límite inferior para la profundidad, y tiene que ver con una profundidad mínima para darle el suficiente peso a la broca que perfora el Casing, la profundidad mínima establecida para una buena realización del trabajo es de 5000ft.
- **Inclinación del Pozo:** La inclinación del pozo juega un papel importante, ya que si el pozo es muy inclinado se genera fricción y si presenta un aumento

excesivo pueden generar que sea imposible colocar BHA del Radial Drilling a la profundidad que se desea. El límite es de 30° máximo, inclinación que se revisó sobre del estado mecánico y el registro de desviación de los pozos.

- **Integridad del Casing:** La integridad del Casing es un factor importante que se debe revisar antes de empezar cualquier operación, y Radial Drilling no es la excepción. Por lo tanto se deben realizar pruebas que verifiquen la integridad del Casing.
- **Cementación:** La cementación del pozo debe ser buena, ya que si es deficiente se pueden comunicar zonas adyacentes a la formación objetivo y conducir fluidos no deseados (agua), también se requiere de una buena cementación en la profundidad objetivo ya que esta proporciona sostén para la aceleración de la manguera de Kevlar en la penetración en la roca. Para las zonas muy amplias con cementación deficiente, se recomienda hacer una cementación remedial previa al trabajo.
- **Tamaño del Casing:** El sistema actual de RD puede ser operado para Casing de producción de 5 ½ o superior.
- **Grado del Casing:** Las herramientas de corte de Casing no son efectivas si el grado de éste es mayor a P110 o si tiene un espesor de pared mayor a 0,4 pulgadas.
- **Doble Revestimiento del Casing:** Esta es una limitante ya que la herramienta de corte de Casing no permite cortar dos revestimientos.
- **Rathole:** Se debe corroborar la existencia de un Rathole que permita la acumulación de los ripios provenientes de la perforación del lateral. Este debe ser de al menos 40ft.

5.2 CRITERIOS DE YACIMIENTO

En la implementación de la tecnología no sólo existen restricciones de tipo mecánico, también existen algunas con respecto al yacimiento y la geología de la zona.

- **UCS y Presión de Colapso:** Se debe evaluar el UCS de la roca en la

formación objetivo, si la roca tiene un UCS muy alto la manguera no será capaz de perforar la roca, y si se tiene un valor muy bajo se podría ver comprometida la estabilidad del hueco. Radial Drilling se puede aplicar para formaciones que tengan un esfuerzo compresivo menor que la tasa de presión menos las pérdidas de presión.

- **Temperatura y Presión del Yacimiento:** Se debe revisar la presión y la temperatura del yacimiento ya que la BHA tiene ciertas restricciones con respecto a estos dos parámetros; la presión y temperatura máximas de operación son de 6500 psi y 250°F respectivamente.
- **Porosidad:** la tecnología se puede aplicar para formación que tengan porosidad igual o superior al 5%.

5.3 FACTORES GEOLÓGICOS

- **Dipping Formation:** Dependiendo de la diferencia de dureza y porosidad de la roca del yacimiento, el movimiento hacia adelante del Jetting que corta la roca puede ser reducido.
- **Inconformidades/Pinch-Outs:** Cambios en las facies y en la composición de la formación lo cual puede generar un detenimiento del movimiento.
- **Mineralización:** Mineralizaciones de calcita o silicio en carbonatos o arenas pueden resultar en una porosidad nula, y no va a permitir el efecto erosivo en el jet delantero para penetrar.
- **Rocas amorfas:** Remanentes de cherts, flints, boulders y brechas o rocas cuarzíticas dentro de los conglomerados detendrán la penetración del jet como resultado de una porosidad nula.
- **Rocas cavernosas:** Carbonatos químicamente lixiviados o yacimientos de arenas erosionados por agua pueden producir cavernas de tamaño considerable. La penetración del sistema de Jetting necesita un cierto diámetro para ser efectivo. Una vez el diámetro excede la eficiencia hidráulica, el movimiento hacia adelante puede ser detenido.
- **Formaciones no Consolidadas:** Arenas de playa y depósitos de arena no

consolidados (no cementados) pueden generar un wash-out como resultado de la alta velocidad de impacto del jet en reversa y como resultado crean un espacio cavernoso en la formación llevando a una posible parada completa del movimiento hacia delante.

- **Porosidad baja a nula:** Rocas cristalinas, anhidritas, yeso y algunas otras evaporitas pueden básicamente tener porosidad baja o nula, de este modo el jet no erosiona la superficie y la penetración no será posible.
- **Sales:** Depositaciones de NaCl ocurren frecuentemente en cuencas sedimentarias. Estas rocas son amorfas y no pueden ser perforadas con las fuerzas básicas del jet. Alguna penetración puede ocurrir como resultado del impacto de agua fresca en la formación de sal.

5.4 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN

1. Para realizar el cálculo del índice de productividad de la formación en su estado actual, se hace mediante un modelo en el software Pipesim. Los valores de las propiedades petrofísicas y demás parámetros requeridos para el modelamiento se toma de la información proporcionada por el equipo de yacimientos (pruebas PVT, curvas de permeabilidad relativa, presiones y temperaturas de yacimiento, espesores de las arenas de interés) y el equipo de producción del campo (estados mecánicos de los pozos, integridad, últimas pruebas de producción y condiciones de operación).
2. Para el cálculo del índice de productividad de los laterales, se modela un lateral perforado como un pozo horizontal en el software Pipesim.
3. Construir las curvas de IPR, utilizando los índices de productividad calculados en los pasos anteriores y la presión actual del yacimiento.
4. Con los dos pronósticos se calcula la producción total del pozo y se determina el incremental en la producción del pozo.

⁵ JAIMES, M.G, CASTILLO, R.D, MENDOZA S.A, RAMIREZ, J.F, SERRANO,D. Y CONTRERAS G. "Tecnología Radial Jet y/o CT Drilling, Informe"; ECOPETROL ICP Y CORPORACION NATFRAC, 2010

6. EVALUACION TECNICA PARA LA SELECCION DEL POZO CANDIDATO A IMPLEMENTAR RADIAL DRILLING

En esta parte de la evaluación se busca verificar si los pozos pre-seleccionados no tienen restricciones en cuanto a cada uno de los aspectos de la metodología descrita en el capítulo anterior.

Los pozos pre-seleccionados fueron:

- Pozo 1S
- Pozo 2G
- Pozo 3G
- Pozo 4G

6.1 ASPECTOS MECÁNICOS

En la Tabla 6 se muestra el filtro realizado donde se evaluaron características de tipo mecánico. En conclusión según el filtro mecánico, uno de los pozos pre-seleccionados no es candidato ya que la zona de interés tiene doble revestimiento, esto reduce los pre-candidatos a 3 pozos.

6.2 CRITERIOS DE YACIMIENTO

En cuanto a los criterios de yacimiento la implementación de la tecnología Radial Drilling se ve restringida por los siguientes aspectos:

- Temperatura de yacimiento mayor a 250° F
- Presión de yacimiento mayor a 6500 psi
- Porosidad mayor a 5%

En la Tabla 7 se muestra el filtro realizado donde se evaluaron las características mencionadas anteriormente.

Realizada la evaluación técnica para la selección del pozo candidato, se seleccionaron 2 pozos el Pozo 1S y el pozo 4G.

Finalmente el pozo 4G fue descartado por tener una mayor cercanía al contacto agua aceite.

Tabla 6. Filtro mecánico realizado a los pozos pre-seleccionados para la aplicación de la tecnología

No	Pozo	Formación	Profundidad zona interés		Inclinación Final	Concepto cementación	Diámetro Casing	Grado casing	Existe doble revestimiento	Longitud Rathole	Se puede implementar RD?
			MD ft	TVD							
1	Pozo 1S	Mugrosa Esmeraldas	5880-5918 6762-6812	5792.26-5830.26 6674.21-6724.21	1°	BUENA	7"	N-80	NO		SI
2	Pozo 2G	Mugrosa Esmeraldas	5824-5861 6340-6382	5592.99-5629.99 6108.91-6150.90	12°	BAJA	7"	N-80	NO		NO
3	Pozo 3G	Mugrosa Esmeraldas	6258-6295 6772-6800	6001.72-6038.72 6515.66-6543.66	3°	BUENA	7"	N-80	SI		NO
4	Pozo 4G	Mugrosa	5666-5683		5°	BUENA	7"	P-110	NO		SI

Fuente: El autor

Tabla 7. Filtro para Criterios de Yacimiento (Presión de Yacimiento) Realizado a los pozos que pasaron el filtro mecánico.

Criterios de Yacimiento						
Pozo	Temperatura de Yacimiento max: 250 (°F)	Se puede implementar RD?	Presión Yacimiento Max: 6500psi	Se puede implementar RD?	Porosidad max: 5%	Se puede implementar RD?
	Temperatura Yacimiento (°F)		Presión Yacimiento (psi)		Porosidad %	
Pozo 1S	150	SI	950	SI	2.3%	SI
Pozo 4G	130	SI	500	SI	1.1%	NO

Fuente: El autor

7. PRONOSTICO DE PRODUCCIÓN

Realizada la respectiva evaluación técnica la cual nos determinó el pozo óptimo para implementar la tecnología Radia Drilling, se procede a realizar un análisis desde el punto de vista de producción. Este proceso con el fin de realizar una comparación entre la producción actual del pozo cañoneado de forma convencional y la producción estimada que se obtendrá después de realizar las perforaciones con Radial Drilling.

Siguiendo la metodología descrita en el capítulo 5:

- **Calcular el índice de productividad actual:** Para realizar el modelamiento de producción actual se utiliza el software Pipesim 2012, en él se modelan las 2 arenas de las cuales proviene la producción. Esta herramienta requiere de los siguientes parámetros de entrada (ver Tabla 8; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.**) para graficar el comportamiento IPR del pozo. Esta información fue proporcionada por el equipo de yacimientos encargados del campo en estudio y la información reportada de las pruebas del pozo.

Tabla 8. Parámetros para el cálculo del Índice de productividad del Pozo-1S en Mugrosa, antes del trabajo.

Parámetros J Estado Actual Pozo 1S			
Parámetro	Mugrosa	Esmeralda	Mezcla
API	16	26	22,1
GEO	0,92122	0,89841	0,92122
GOR (SCF/STB)	No se reporto gas en la prueba		
BSW %	0,075	0,125	0,2
PMP (Ft)	5803,5	6867	6159
Pyto (psi)	950	950	950
Tyto (psi)	150	155	151
Pb (psi)	3281	3281	3281
Pwf (psi)			600
Q (BFPD)	7,4	12,1	19,3

Fuente: ECOPELROL S.A

Con la anterior información del pozo se procede a realizar el análisis nodal del estado actual del pozo antes de realizar el trabajo. Como primer paso se realiza una distribución de producción por °API del crudo Ecuación 1, ya que se tiene producción de 2 formaciones con diferente °API. Para ello utilizamos una prueba antes de realizar el trabajo.

Ecuación 1. Fórmula para realizar la distribución de producción

$$Q_o(\text{Formacion } 1) = \frac{[(Q_{Oil\ Total} * GE_{mezcla}) - (Q_{Oil\ Total} * GE_{Formacion\ 1})]}{GE_{Formacion\ 2} - GE_{Formacion\ 1}}$$

En la la distribución de producción.

se observa el resultado de la prueba de Abril del 2015, y en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se observa el resultado de la distribución de producción.

Tabla 9. Prueba del Pozo-1S antes del Radial Drilling.

PRUEBA ABRIL 2015				
BFPD	BOPD	BWPD	BSW	API
19,5	19,3	0,039	0,2	22,1

Fuente: El autor

Tabla 10. Distribución de producción del Pozo-1S antes del Radial Drilling

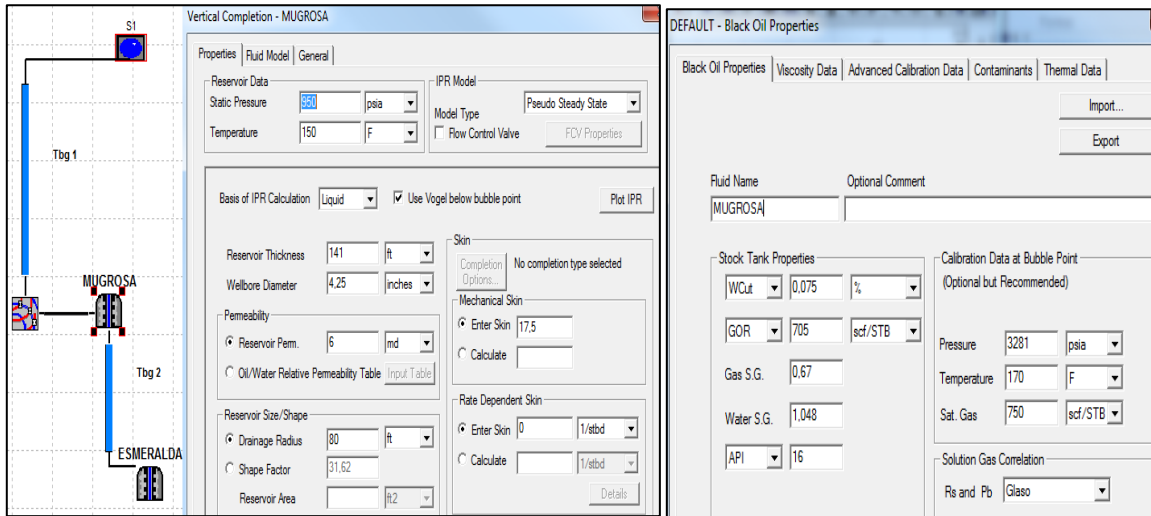
DISTRIBUCION DE PRODUCCION POR API						
FORMACION	°API	GE	BFPD	BOPD	BWPD	BSW
MUGROSA	16	0,95932	7,4	7,2	0,015	0,075
ESMERALDA	26	0,89841	12,1	12,1	0,024	0,125
MEZCLA	22,1	0,92122	19,5	19,3	0,04	0,2

Fuente: El autor

Con la distribución de producción y las características petrofísicas de cada

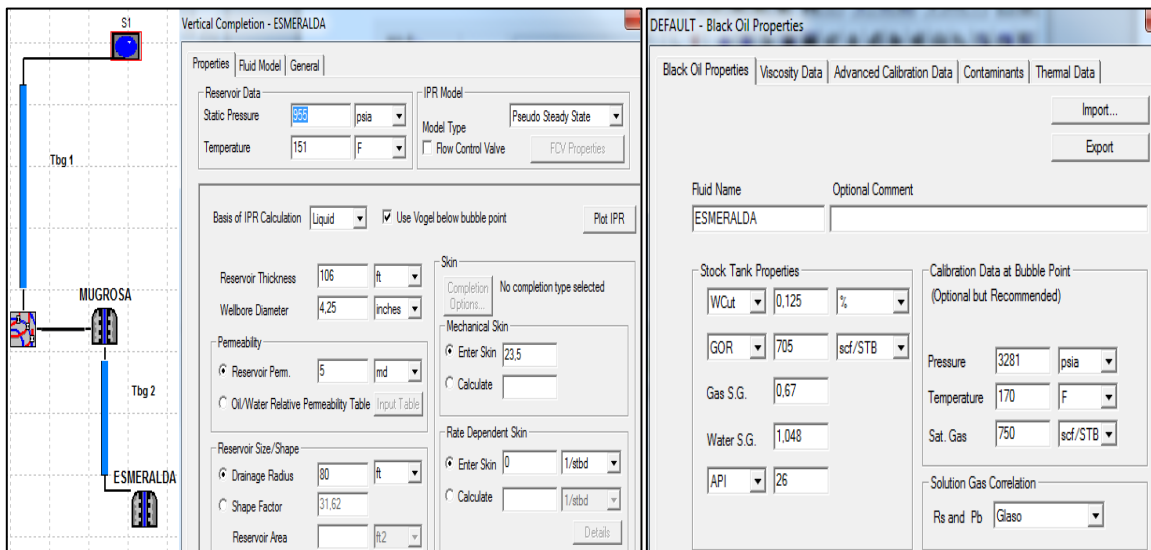
formación Esmeralda y Mugrosa, se ingresa esta información en el software Pipesim 2012. La figura 25 y la figura 26 muestran la información que se debe ingresar para cada una de las formaciones.

Figura 26. Input Data Pozo 1S. Formación Mugrosa



Fuente: Software Pipesim 2012, el autor

Figura 27. Input Data Pozo 1S. Formación Esmeralda

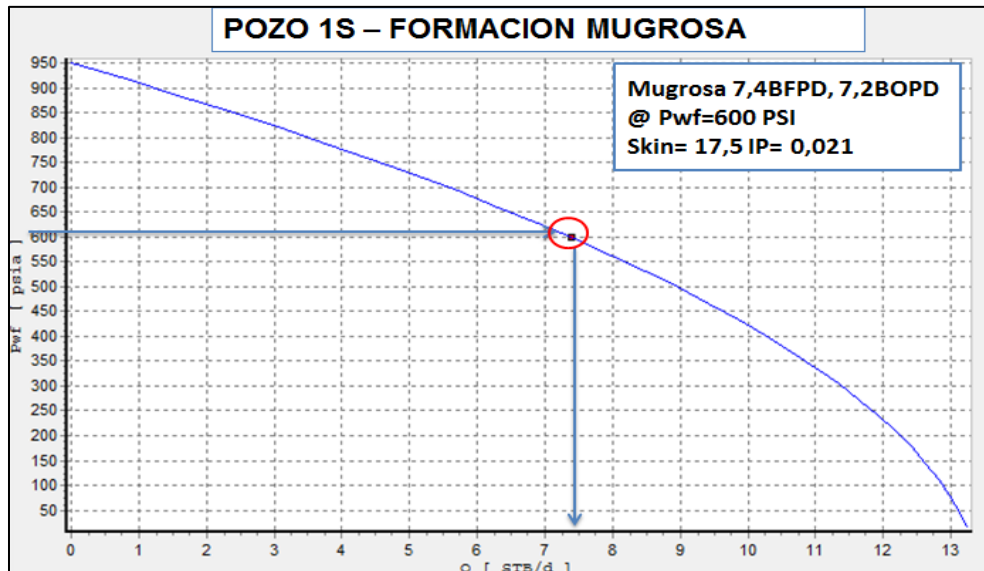


Fuente: Software Pipesim 2012, el autor

Una vez cargada la información de entrada se busca lograr un ajuste de la

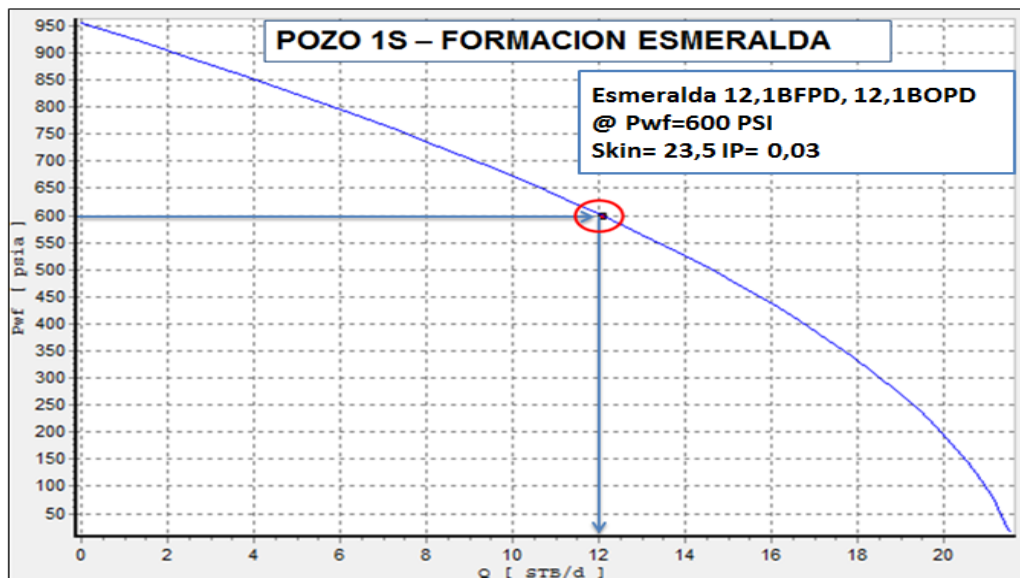
IPR con la producción de cada formación a determinada P_{wf} (ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**), esto se logra haciendo diversas sensibilidades al skin hasta obtener un ajuste. En la figura 27 y la figura 28 se observan los resultados obtenidos de dicho proceso de ajuste.

Figura 28. Cálculo Índice de productividad y del Skin, Pozo 1S. Formación. Mugrosa.



Fuente: Software Pipesim 2012, el autor

Figura 29. IPR, cálculo Índice de productividad y del Skin, Pozo 1S. Formación Esmeralda.



Fuente: Software Pipesim 2012, el autor

Una vez obtenidos estos resultados se determinó que desde el punto de vista de productividad la mejor opción era realizar el Radial Drilling en la formación Esmeralda. Esto se ve soportado con la evaluación petrofísica la cual indica que este intervalo posee un buen potencial, adicionalmente se evaluó también la presión de formación, lo cual permitió establecer que la probabilidad de éxito se disminuía ostensiblemente, ya que un factor de éxito de esta técnica está en la energía disponible del estrato productor.

Por lo anterior se decidió realizar este trabajo, en los intervalos superiores de la formación Mugrosa los cuales por la evaluación de los PBU indicaban un mejor nivel de presión de formación.

- **Calcular el índice de productividad estimado para cada lateral realizado con Radial Drilling:**

Una vez se seleccionó el intervalo donde se realizara el Radial Drilling, que en este caso fue la formación Mugrosa donde se realizaran 4 laterales en 2 planos distintos. Se modelara un lateral como un pozo horizontal en el software PIPESIM 2012, de esta forma se estimara el cálculo del Índice de productividad por cada lateral.

Los parámetros utilizados para graficar el comportamiento IPR del lateral y que se muestran en la

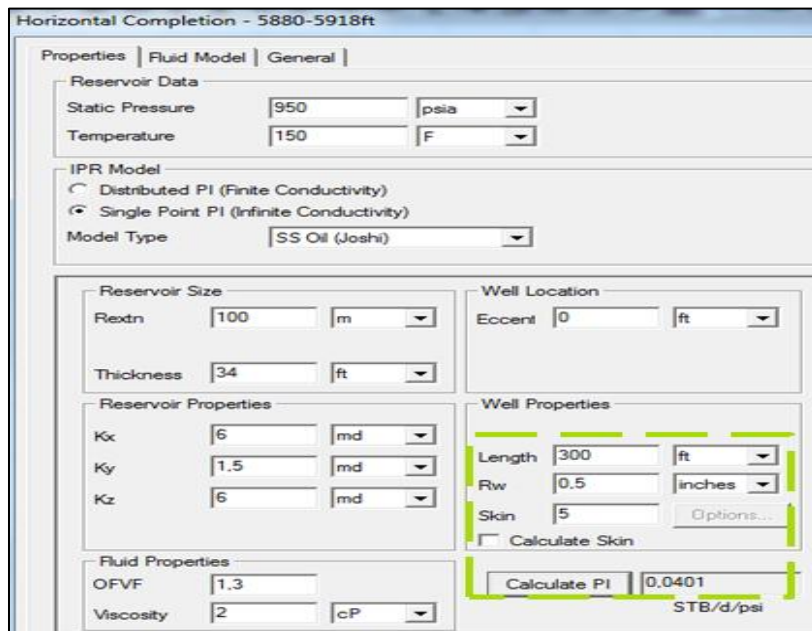
Figura 30 son los siguientes:

- ✓ Pyto, Tyto, PVT se mantienen los mismos de la simulación inicial de la IPR de la formación mugrosa. Permeabilidades en x, y, z.
- ✓ Propiedades del pozo horizontal (en este caso el lateral) se estima una reducción del skin hasta un valor de 5 como mínimo.
- ✓ Radio del lateral que será de 0.5 in para un coiled tubing de 1in.

Como resultado se obtiene que a las mismas condiciones de operación la IPR para una longitud contactada de 300ft haciendo referencia a un área de

drenaje mayor a ser contactada, se tiene como resultado un estimado del índice de productividad y caudal incremental por cada lateral:

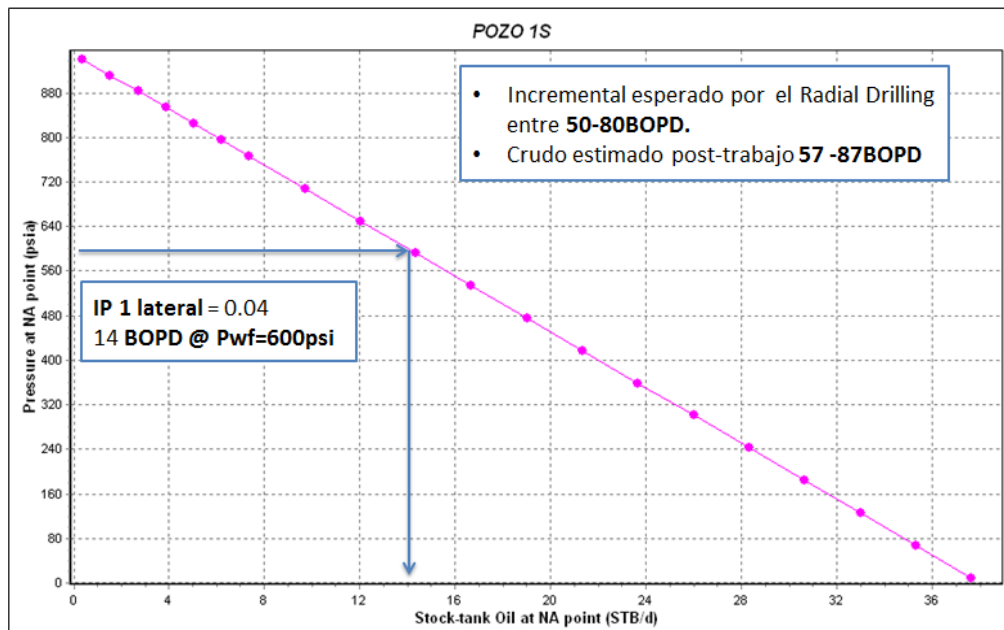
Figura 30. Input data para 1 lateral con Radial Drilling, formación Mugrosa.



Section	Parameter	Value	Unit
Reservoir Data	Static Pressure	950	psia
	Temperature	150	F
IPR Model	Model Type	SS Oil (Joshi)	
	IPR Model	Single Point PI (Infinite Conductivity)	
Reservoir Size	Rexrn	100	m
	Thickness	34	ft
Reservoir Properties	Kx	6	md
	Ky	1.5	md
	Kz	6	md
Well Location	Eccent	0	ft
	Well Properties	Length	300 ft
Well Properties	Rw	0.5	inches
	Skin	5	
Fluid Properties	OFVF	1.3	
	Viscosity	2	cP
Well Properties	Calculate PI	0.0401	STB/d/psi

Fuente: Software PIPESIM 2012, el autor.

Figura 31. Cálculo del Índice de Productividad estimado para 1 lateral con Radial Drilling Pozo 1S.



Fuente: Software PIPESIM 2012, el autor.

Se concluye que el caudal mínimo esperado de los 4 laterales es de 50 BOPD y el máximo caudal esperado de 80BOPD.

8. PROGRAMA DE PERFORACION LATERAL RADIAL DRILLING POZO 1S

Una vez seleccionada la zona en la cual se va a realizar el Radial Drilling se define con el equipo de yacimientos cual sería la orientación y profundidades de localización de las perforaciones (esta orientación será dada con el Gyro). Se definió intervenir la formación mugrosa con las siguientes premisas:

- Intervalo Inferior @ 5902ft, se realizaran 2 laterales azimuth 160° 329°.
- Intervalo superior @ 5891ft, se realizara 2 laterales azimuth 219° 339°.
- Longitud de cada lateral 300ft.

Para la implementación del Radial Drilling se requiere de equipo de WO, unidad de CT y de un sistema de bombas de alta presión. La operación propiamente dicha para la generación de los radiales requiere de 6 días, más 4 días adicionales, de los cuales 2 son para acondicionamiento del pozo para la intervención y 2 días para retornar el completamiento e

iniciar producción. En total se requieren entonces 10 días, para iniciar el pozo a producción.

El trabajo en términos generales es el siguiente:

1. Retirar el completamiento actual.
2. Instalar la unidad de CT y bombas de alta presión en superficie.
3. Perforación con Jet de los radiales o túneles, en 4 direcciones diferentes, con lo que se busca alcanzar zonas de aceite no drenado o que hayan sufrido bloqueo o daño durante la perforación.
4. Instalar el completamiento y el sistema de levantamiento

El detalle del ensamble del BHA se observa en el ANEXO E y el programa operacional completo realizado en el Pozo 1S se observa en detalle en el ANEXO G.

9. RESULTADOS DE LA OPERACIÓN RADIAL DRILLING POZO 1S

1. El corte del casing 7" N-80 26lbs/ft, se efectuó en una sola carrera con broca WORTHY y un tiempo de corte de 90' por ventana. En los 4 cortes se utilizaron los mismos parámetros de hidráulicas, de 6gpm a 6.5gpm, con una presión entre 6000-6800psi. En el ANEXO H y ANEXO I se observan los gráficos del corte de CSG y Jeteo de la formación.

2. El programa de jeteo en el Pozo-1S en la formación MUGROSA, litología areniscas con intercalaciones de arcillas, se corre con los siguientes parámetros:

Boquilla:	3x3
Caudal:	3.6 gpm
Presión en superficie:	4000-4500 psi
Presión en el jet:	3100 psi
Tiempo de jeteo:	20' aproximados por lateral

El jeteo dentro de la formación se realiza con una salmuera de cloruro de Potasio KCl al 4% mezclado con una solución de Pili Glicol de bajo peso molecular, es para proveer máxima inhibición a la elevada fracción arcillosa de la formación. El Glicol encapsula a las arcillas/lutitas presentes, cerrando las gargantas porales, impidiendo al agua de entrar en contacto, hidratándolos, y por lo tanto evitar su dispersión. El ion Potasio (K) provisto por la salmuera KCL, se incrusta en los paquetes arcillosos, tapando el espacio C de los mismos, al ser de la misma dimensión, aproximadamente 7 Armstrong, brindando aun una mayor protección. El Glicol vuelve a la fase acuosa, una vez que el lateral es puesto en producción, volviendo a formar el 5 % de Glicol, siendo eliminado con la puesta en producción.

En la Tabla 11 se observa la profundidad y longitud de los 4 laterales corridos en los 2 niveles 5902-5891ft.

Tabla 11. Profundidad y proyección de los laterales

LATERAL	AZIMUT	LONG-PIES	PRESION-PSI	TIEMPO _(minutos)
Nivel Inferior 5902ft				
1	160°	50	7000	15
2	329°	330	4600	20
Nivel Superior 5891ft				
1	339°	300	6500	25
2	219°	330	4500	20

Fuente: Informe de RDS y Fluidos y servicios para Ecopetrol S.A

En la Tabla 12 se observan los volúmenes de fluido utilizado en cada tipo de operación por cada lateral realizado.

Tabla 12. Volúmenes fluidos utilizados en la operación.

Lateral	Corte de CSG agua fresca + Baro Lube 1%	Perforación Radial KCL 4% +FS POLIGLY 5%
---------	---	--

#1	927Galones	366Galones
#2	1164Galones	279Galones
#3	1140Galones	270Galones
#4	792Galones	229Galones
TOTAL	3953Galones	1144Galones
TOTAL	94.1 Barriles	27.2 Barriles

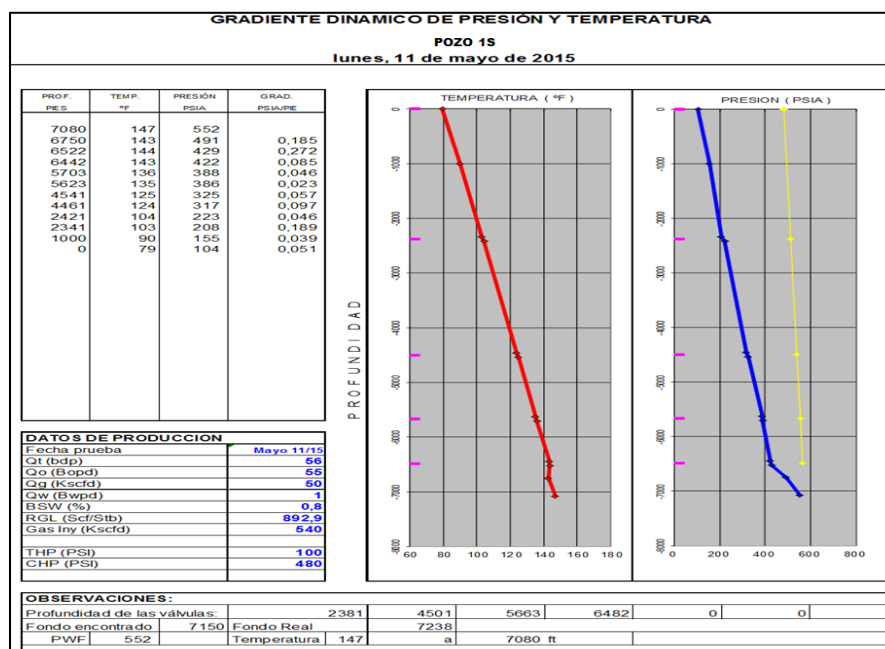
Fuente: Informe de RDS y Fluidos y servicios para Ecopetrol S.A

El pozo-1S fue finalizado de acuerdo a lo planeado y descrito en el programa operacional. En el inicio de las operaciones se fueron optimizando las presiones de jeteo y corte de casing a ser aplicados en próximas operaciones. Jetting 4000 psi y 3.4 – 4 gpm con boquillas de 3x3 Perforación de casing 3000 – 3500 psi con 5 – 5.5 gpm. Los resultados obtenidos de la perforación de los laterales demostraron que el fluido diseñado para esta formación cumplió el objetivo.

10. EVALUACION TECNICA-ECONOMICA

Una vez puesto en producción el pozo se estabilizo, y se tomó un gradiente dinámico de presión y temperatura en la figura 31 se observan los resultados.

Figura 32. Prueba de producción, Gradiente Dinámico de Presión y Temperatura



Fuente: ECOPETROL S.A

Con estas pruebas se realizó el análisis nodal y se calculó el índice de productividad post-trabajo del pozo, este modelamiento se realizó mediante sensibilidades en la permeabilidad y skin con el software Pipesim 2012, a continuación se encuentran las premisas con las cuales se realizó este análisis:

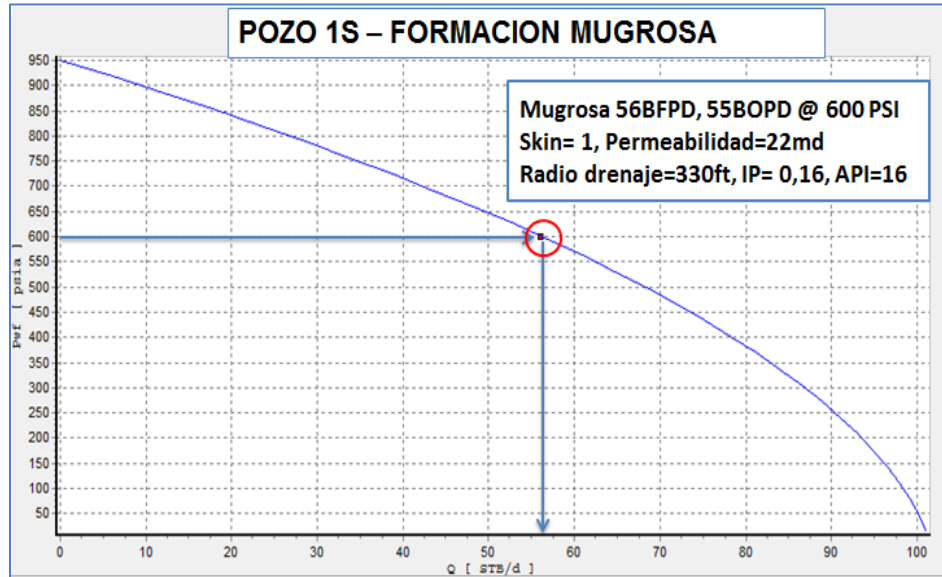
- ✓ El radio de drenaje pasó de 80ft a 330ft.
- ✓ Se considera bypass del skin (skin=1).
- ✓ Cambio en la permeabilidad (se hace match con la producción mediante sensibilidades de esta propiedad petrofísica).
- ✓ °API =16 propio de la formación mugrosa.

Una de las premisas más relevantes para la evaluación de resultados del trabajo es el cambio en la °API la cual cambio de 22°API en mezcla a 16°API propio de la formación Mugrosa, esto nos indica que todo el incremental obtenido es de esta formación.

Sin embargo con todas estas premisas se realizó un match con la prueba obtenida post-trabajo y las respectivas sensibilidades a la permeabilidad

y un skin=1. Los resultados del análisis nodal se observan en la Figura 33.

Figura 33. Análisis Post-trabajo. Cálculo Índice de productividad, disminución de Skin, cambio en la permeabilidad y radio de drenaje Pozo 1S. Formación. Mugrosa



Fuente: Software PIPESIM 2012, el autor.

Como conclusión se realizó un cuadro comparativo donde se evidencia el área de flujo contactada y el índice de productividad en cada uno de los escenarios existentes el pozo1S. (Ver

Tabla 13)

- En el escenario inicial el pozo fue cañoneado con PowerSpiral 21/8” @ 6 TPP, fase 45°, 34ft cañoneados
- En el escenario del Radial Drilling canal de 2” y 330ft de penetración, 4laterales.

Tabla 13. Área de flujo contactada e Índice de productividad. Cañoneo vs Radial Drilling

TECNOLOGIA DE CAÑONEO	PENETRACION	ENTRANCE HOLE	AREA DE FLUJO	IP
CAÑONEO POWER SPIRAL 2 1/8in	27.2 in	0.32 in	13.67 in2	0.021
RADIAL DRILLING	300 ft.	2 in	22619.46 in2	0.1604

Fuente: El autor

En las siguientes tablas se observan los costos de Radial Drilling (ver **Tabla 14**) y del cañoneo PowerSpiral (ver

Tabla 15)

Tabla 14. Costos Radial Drilling 4 laterales.

POZO 1S - Valle Medio del Magdalena	CANTIDAD		US\$	US\$
SERVICIO RADIAL JETTING 5 - 100 MTS, 4 LATERALES	1	UND	\$ 430,000.00	\$ 430,000.00
REGISTROS PARA ESTUDIO GYRO & GAMMA - CCL	2	UND	\$ 47,700.00	\$ 95,400.00
HERRAMIENTAS DE LA TUBERÍA PARA INSTALACIÓN	1	UND	\$ 30,000.00	\$ 30,000.00
MOVILIZACIÓN EQUIIPO Y PERSONAL ENTRE POZOS	1	UND	\$ 3,525.00	\$ 3,525.00
TOTAL			\$ 558,925	

Fuente: Fluidos & Servicios – RDS.

Tabla 15. Costos cañoneo PowerSpiral 21/8” ,6 TPP.

DESCRIPCIÓN POWER SPIRAL 2-1/8"	UNIDAD	CANTIDAD TOTAL	VALOR UNITARIO US\$	VALOR TOTAL SIN IVA US\$	VALOR TOTAL CON IVA US\$
Caliper sección de 8-3/4"					
Cargo básico por operación	Global	1	5,000	5,000	5,800
Corrida de canasta. Cargo por profundidad	Pie	7,000	0.80	5,600	6,496
Corrida de canasta. Cargo por corrida	Trabajo	1	1400.00	1,400	1,624
Equipo de Presión con inyección de grasa (10000 psi) Cargo por instalación	Instalación	1	5,500	5,500	6,380
Equipo de Presión con inyección de grasa (10000 psi) Cargo por bajada	Bajada	7	900	6,300	7,308
Cargo por profundidad cualquier tamaño de canon 4-5/8 - 1-11/16. No aplica para operaciones de TCP	Pie	7,000	0.57	3,990	4,628
Canon 2-1/8" a 6 shots/ft. Cargo por pie disparado. Penetración API 19B mayor a 25 pulgadas	Pie	200	395	79,000	91,640
Movilización de unidad de registros y personal	Km	300	20	6,000	6,960
Movilización con Camión 100	Km	400	5	2,000	2,320
Movilización con Camión 600	Km	400	15	6,000	6,960
Grúa con capacidad mínimo de 15 Toneladas	Día	4	2000	8,000	9,280
TOTAL POZO				U\$ 120,790.00	U\$ 149,396.40

Fuente: Contrato multiservicios Schlumberger, ECOPETROL S.A

En la siguiente se realizó el resultado del análisis comparativo Técnico-económico de las dos operaciones Cañoneo vs Radial Drilling con las siguientes premisas:

- ✓ El costo de la producción se realizó con el precio del barril de crudo referencia Brent a Noviembre del 2015 U\$D 50.54.
- ✓ Lifting cost campo U\$D 11 por Barril
- ✓ Costo de la tecnología implementada
- ✓ Incremental en la producción.

Tabla 16. Comparación Costo operacional vs Incremento productividad

TECNOLOGIA IMPLEMENTADA	COSTO	IP	Producción BOPD	costo de la Producción	Deducción lifting cost U\$D 11 por Barril
Cañoneo PowerSpiral	\$ 558,925	0.021	19	\$ 960	\$ 751
Radial Drilling	\$ 149,396	0.1604	55	\$ 2,780	\$ 2,175
Diferencia costo beneficio	\$ 409,529	0.1394	36	\$ 1,819	\$ 1,424

Fuente: El Autor

De acuerdo a este análisis comparativo se concluye que el costo-beneficio favorece la operación de Radial Drilling frente al cañoneo convencional. Lo cual se observó en un incremental de 36 BOPD un incremento del 189% en producción frente a una diferencia de costo de operación de \$ 409,529 y cuya ganancia en producción se representa en U\$D1424 por día y se obtendría una ganancia adicional diaria del 110% sobre el cañoneo convencional.

11. CONCLUSIONES

- Al obtener los resultados del análisis económico se observa que estos indicadores favorecen el cañoneo convencional, pero realizando un análisis detallado en cuanto a productividad el Radial Drilling proporciona una mayor área de flujo que se ve representada en una mayor área de drenaje contactada y por ende un mayor índice de productividad.
- Se logró realizar exitosamente 4 laterales de 330ft de profundidad en 14 horas cada lateral. Estos resultados demostraron que operativamente es una tecnología que ha madurado y ha mejorado su aplicabilidad.
- Los eventos no planeados que se produjeron coinciden con lo planeado y descrito en el programa de perforación. El único evento no previsto fue la falla de una válvula en el freno del reel de la unidad de perforación radial, esta falla no fue detectada en el ROT por que esta prueba no refleja las condiciones de trabajo reales en campo, esta falla fue corregida definitivamente dentro de las 24 horas.
- En el inicio de las operaciones se fueron optimizando las presiones de jeteo y corte de casing a ser aplicados en próximas operaciones. Jetting 4000 psi y 3.4 - 4 gpm con boquillas de 3x3 Perforación de casing 3000 - 3500 psi con 5 - 5.5 gpm.
- Los resultados obtenidos en la perforación de los laterales demostró que el fluido diseñado para esta formación cumplió el objetivo.
- Post-trabajo se manifestó el pozo en un mayor nivel y las herramientas impregnadas de crudo. Se realizó prueba post-trabajo, aunque el pozo todavía estaba estabilizando (desalojando

fluido de control), arrojó una producción de 55BOPD (producción pre- Job 19BOPD).

- Se pudo comprobar que el incremental proviene de la zona donde se realizó el radial, esto se ve reflejado en el cambio de la gravedad API de 22 API a 16 API (propio de la zona donde se realizó la operación).
- Este piloto demostró que operativamente es una tecnología sólida, confiable, eficiente y eficaz para lograr un incremento en la producción de áreas que aún no han sido drenadas, por ello se hace énfasis en la importancia de implementarla en yacimientos que tengan un mayor potencial y mayor cantidad de información.
- No se determinaron factores que afectaran la penetración de la tecnología lateral con jet dentro de la formación/yacimiento. Se aclara que las profundidades logradas son las recomendadas por el equipo de yacimientos.

12.RECOMENDACIONES

- Replicar estos trabajos de Radial Drilling en formaciones de Calizas, donde se puede jetear dentro de la formación con ácido. Esta práctica se vería complementada con una estimulación lo cual permitirá contactar la mayor cantidad de fracturas naturales.
- Realizar el análisis económico comparando la tecnología Radial Drilling con un fracturamiento hidráulico.
- Se recomienda sellar en el futuro las zonas de cañoneos abiertos, ayudara a mantener la columna de fluido del pozo, esto es de suma importancia en pozos como este, con alto contenido de gas en el que se trabajó sin columna hidrostática.
- Una vez finalizada la operación de la perforación de los radiales es de suma importancia de swabeo del pozo y puesta en producción a línea de prueba inmediatamente después de haber finalizado el Radial Drilling.
- Se recomienda arrancar el pozo a las mínimas condiciones de operación en el S.L.A, esto con el fin de permitir que el pozo estabilice y recupere por sí mismo.
- Como lección aprendida se destaca la importancia de que el equipo encargado del campo donde se va a realizar la aplicación de nuevas tecnologías, estén enterados de los detalles de la operación y las actividades subsecuentes a la puesta en producción para obtener el mejor de los resultados.

BIBLIOGRAFÍA

BARRERO, D., PARDO, A. VARGAS, C., MARTINEZ, J. 2007. Colombian sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Publicación Especial ANH. Bogotá. 92p.

BEGGS, Dale. Production Optimization Using Nodal Analysis. Segunda Edicion. Oklahoma. Petroskills, 2003. Cap. 1-5.

BEHRMANN, L. & BROKS, J; “Técnicas de diseño de los disparos para optimizar la productividad”; Schlumberger Perforating and Testing, 2001.

BRUNI, M; BIASSOTTI, H and SALOMONE, G; “ Radial Drilling in Argentina”; Spe 107382, 2007

BUSET, P. and RIIBER, M. “Jet Drilling Tool: “Cost-Effective Lateral Drilling Technology for Enhanced Oil Recovery”; SPE 68504, 2001.

JAIMES, M.G, CASTILLO, R.D, MENDOZA S.A, RAMIREZ, J.F, SERRANO,D. Y CONTRERAS G. “Tecnología Radial Jet y/o CT Drilling, Informe”; ECOPETROL ICP Y CORPORACION NATFRAC, 2010.

SCHLUMBERGER; Anexo A: Services & Products, Perforating.URL: http://www.slb.com/~media/Files/perforating/other/deep_penetration_optimized_sha ped_charges.pdf

RADIAL DRILLING SERVICE, Advanced Well – Optimization Technologies; Fluidos y Servicios; Resumen Operacional de Perforación Radial Pozo 1S Ecopetrol S.A.

RADIAL DRILLING SERVICE, Advanced Well – Optimization Technologies; Anexos B, C, D, E, F, G.

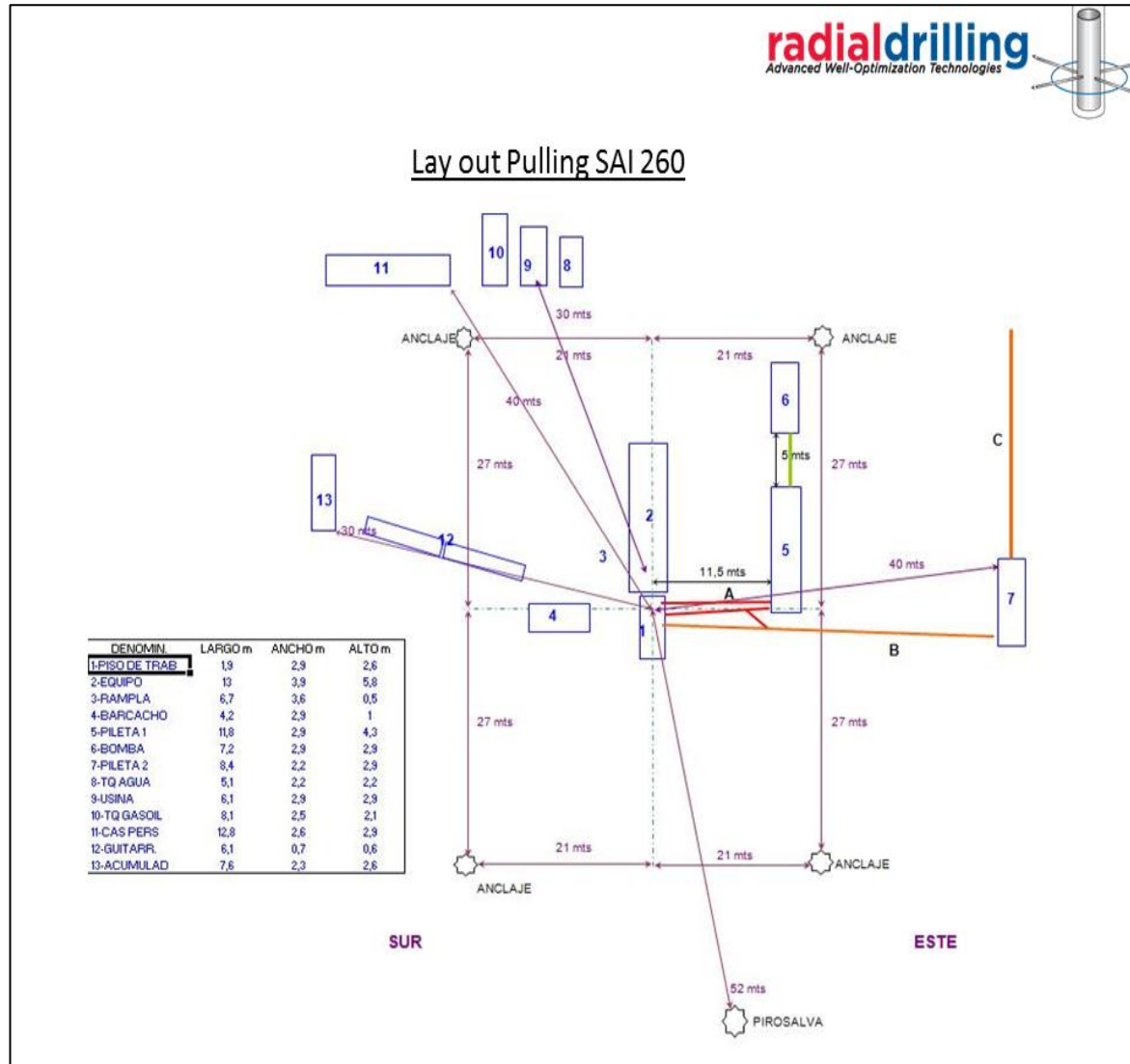
ANEXOS

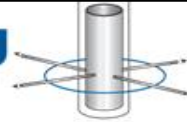
ANEXO A. DATOS MECÁNICOS Y COMPORTAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE CAÑONEO.

DEEP PENETRATION OPTIMIZED						
Gun Size, in, and Type	Shot Density, spf	Phasing, °	Charge	API RP 19B Section 1		
				Penetration, in	Entrance Hole, in	Maximum Explosive Load, g
1.56-in HSD	6	60	PowerJet* 1606, HMX	11.3	0.17	3.5
2-in HSD	6	60	PowerJet Omega* 2006, HMX	21.8	0.22	7.3
2-in HSD	6	60	PowerJet 2006, HMX	18.7	0.23	6.5
2-in HSD	6	60	PowerJet 2006, HNS	15.3	0.22	8.0
2½-in HSD	6	60	PowerJet Omega 2506, HMX	30.6	0.32	12.0
2½-in HSD	6	60	PowerJet 2506, HNS	16.7	0.30	13.5
2½-in HSD	6	60	PowerJet 2506, HMX	24.4	0.31	10.5
2¾-in HSD	6	60	PowerJet Omega 2906, HMX	36.0	0.34	16.0
2¾-in HSD	6	60	PowerJet Omega 2906, HNS	24.3	0.31	17.6
2¾-in HSD	6	60	PowerJet 2906, HMX	25.3	0.38	15.0
2¾-in HSD	6	60	PowerJet 2906, HNS	21.0	0.31	19.5
3¼-in HSD	6	60	PowerJet Omega 3106, HMX	36.9	0.34	20.0
3¼-in HSD ¹	6	60	PowerJet 3406, HMX	36.5	0.37	22.7
3¼-in HSD ¹	6	60	PowerJet 3406, HNS	28.8	0.31	25.0
3¼-in OrientXact**	5	±10	PowerJet OX 3505, HMX	37.7	0.34	22.5
3½-in HSD	6	72	PowerJet Omega 3506, HMX	44.2	0.44	27.0
3½-in HSD	6	72	PowerJet Omega 3506, HNS	33.7	0.32	28.0
4-in HSD	5	72	PowerJet Omega 4005, HMX	51.7	0.48	38.8
4½-in HSD ¹	5	72	PowerJet Omega 4505, HMX	65.2	0.45	38.8
4½-in HSD ¹	5	72	PowerJet 4505, HMX	46.4	0.47	38.6
4½-in HSD ¹	5	72	PowerJet 4505, RDX	51.8	0.48	38.9
4½-in HSD ¹	12	135/45	PowerJet Omega 4512, HMX	34.0	0.35	22.0
4½-in HSD ¹	12	135/45	PowerJet 4512, HMX	27.8	0.44	22.0
4½-in OrientXact**	4	±10	PowerJet OX 4504, HMX	43.8	0.29	38.8
4.72-in HSD	5	72	PowerJet Omega 4705, HNS	44.4	0.36	38.8
4.72-in HSD	5	72	PowerJet 4505, HMX	48.3	0.51	38.6
4.72-in HSD	5	72	PowerJet 4505, HNS	34.4	0.40	38.0
4.72-in HSD	12	135/45	PowerJet 4512, HNS	22.8	0.31	22.5
4.72-in HSD	21	120/60	PowerJet 4521, HMX	21.0	0.32	15.0
7-in HSD	12	135/45	PowerJet Omega 4505, HMX	62.0	0.46	38.8
7-in HSD	12	135/45	PowerJet 4505, HMX	43.6	0.44	38.6

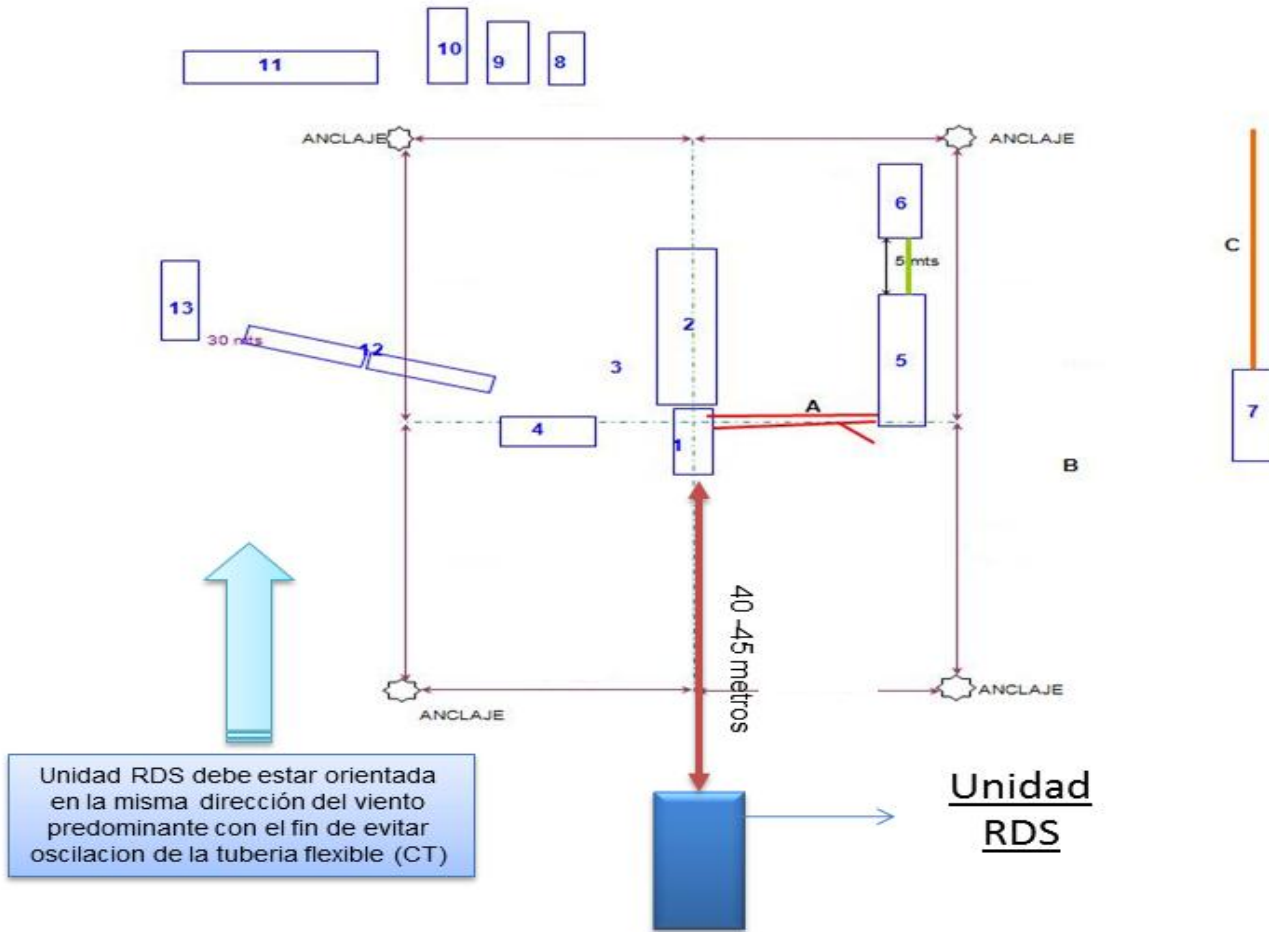
DEEP PENETRATION OPTIMIZED CAPSULE GUN												
Gun Size, in	Exposed Gun System	Shot Density, spf	Phasing, °	Charge	API RP 19B Section 1		Temperature Rating for 1 h, degF	Maximum Explosive Load, g	Maximum Pressure Rating, psi	Minimum Restriction, in	Debris Fill per Charge in 4½-, 5-, and 7-in Casing	Maximum Gun Length, ft
					Penetration, in	Entrance Hole, in						
1½-in	PowerPivot*	4	180	PP, HMX	28.4	0.35	365	22.0	12,000	1.78	0.85/0.48/0.33	15
1½-in	Retrievable Power Enerjet*	6	0	PE, HMX	21.6	0.20	365	8.0	20,000	1.78	0.13/0.08/0.06	50
1½-in	Biphased Retrievable Power Enerjet	6	±45	Ph PE, HMX	14.6	0.26	365	8.0	20,000	1.78	0.16/0.1/0.07	35
1½-in	PowerSpiral*	7.5	45	PowerSpiral E.J, HMX	19.5	0.22	365	8.0	20,000	1.78	0.15/0.09/0.07	30
2¼-in	PowerSpiral	6	45	PowerSpiral E.J, HMX	27.2	0.32	365	14.5	15,000	2.25	0.18/0.14/0.07	30
2½-in	PowerSpiral	5	45	PowerSpiral E.J, HMX	36.6	0.39	365	25.6	15,000	2.62	0.65/0.47/0.28	30

ANEXO B. LAYOUT RDS





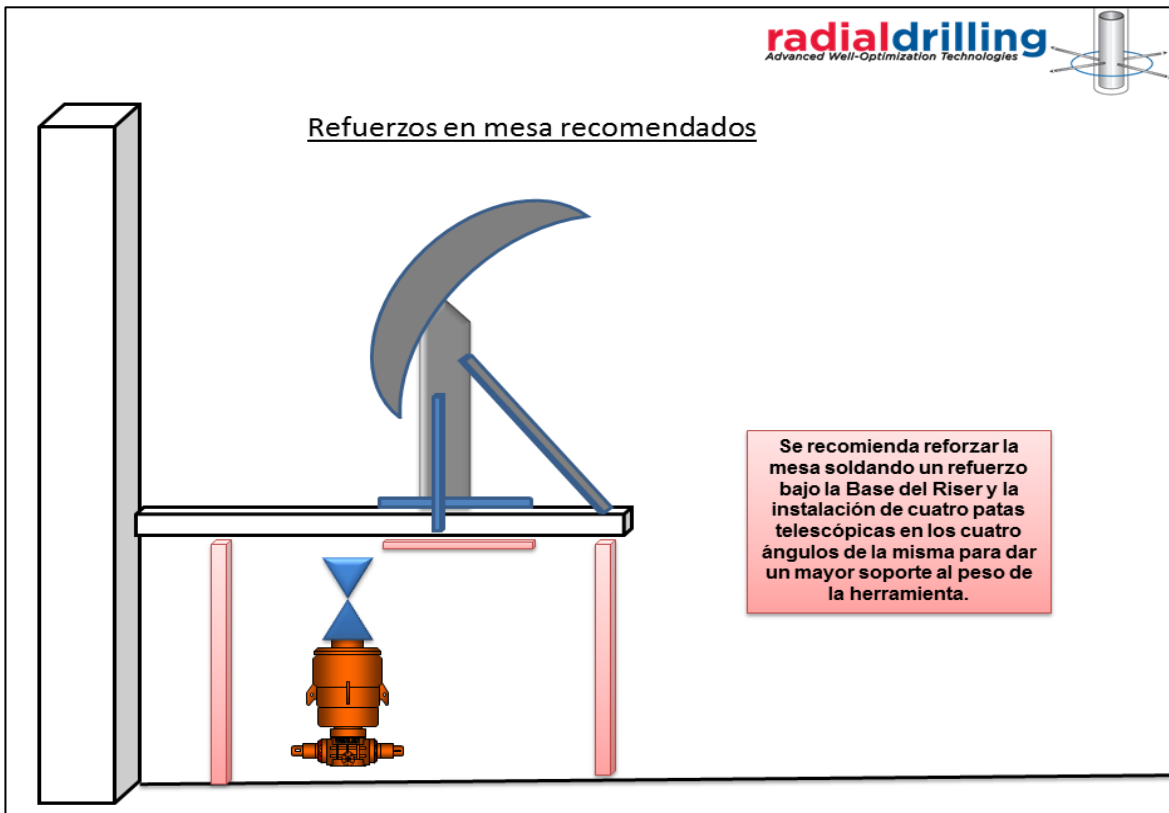
Lay out RDS



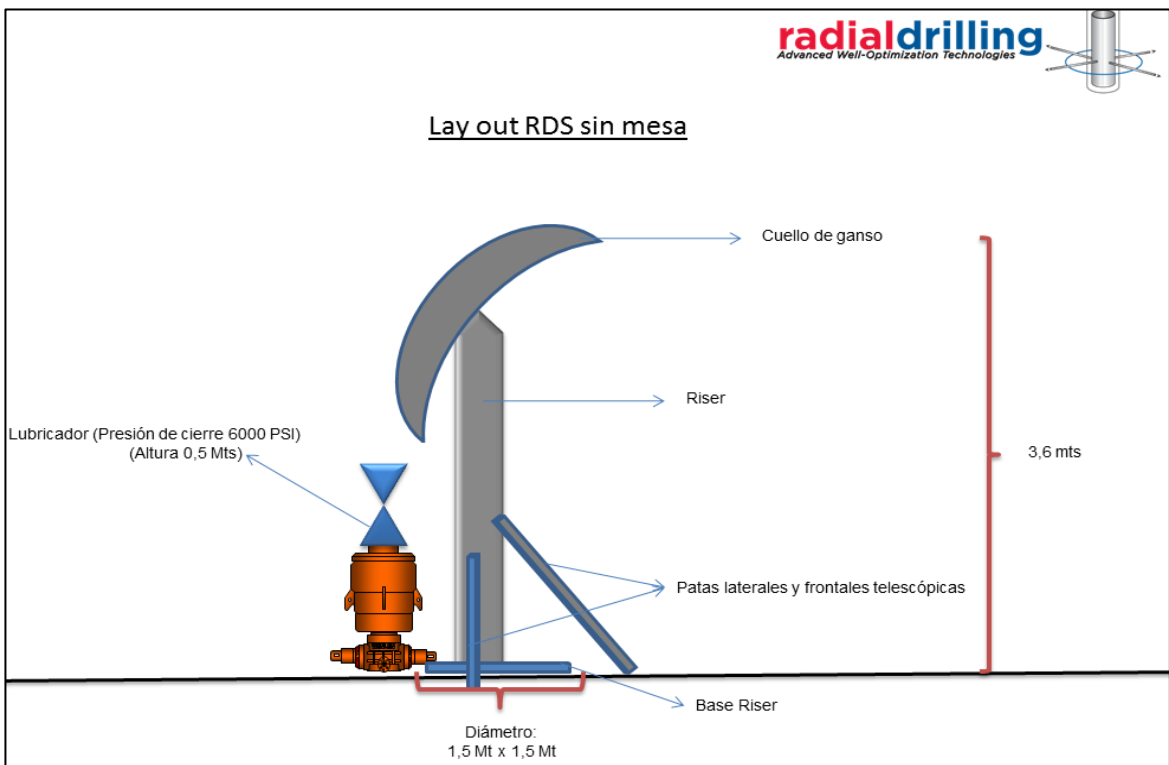
Unidad RDS debe estar orientada en la misma dirección del viento predominante con el fin de evitar oscilación de la tubería flexible (CT)

Unidad RDS


ANEXO C. LAYOUT RDS CON MESA



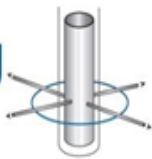
ANEXO D. LAYOUT RDS SIN MESA



ANEXO E. BOTTOM HOLE ASSEMBLY



Advanced Well-Optimization Technologies



BOTTOM HOLE ASSEMBLY

BHA
DIAGRAM

Rig Contractor & No:

CASING 7"

Operator:

N-80 26lbs/ft

Well Name & No:

Nº Laterales 4

Objective:

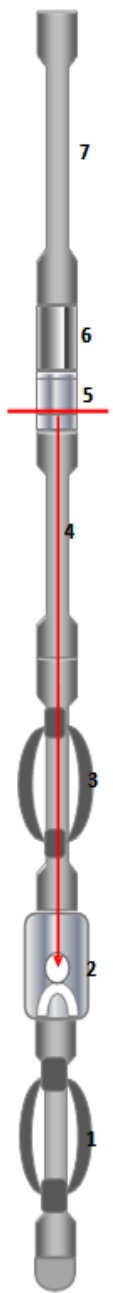
5888ft @ 5902ft

Item	Description	Nb	OD (puig)	ID (puig)	Connection		Length (Ft)	Gumm Length (Ft)
					Bottom	Top		
1	Pup Joint inferior	RDS	2 3/8"	1.995"	2 3/8"	2 3/8"	3.66	3.66
2	Zapata deflectora	RDS	4.675	1"	2 3/8"	2 3/8"	0.75	4.41
3	Pup Joint superior	RDS	2 3/8"	1.995"	2 3/8"	2 3/8"	3.54	7.95
4	2 Tubing N-80	PW	2 3/8"	1.995"	2 3/8"	2 3/8"	58.70	66.65
5	UBHO	GD	3 1/2"	2"	2 3/8"	2 7/8"	1.83	68.48
6	X-OVER	RDS	2 7/8"	2.44"	2 7/8"	2 3/8"	0.66	69.14
7	4 Tubing N-80	PW	2 3/8"	1.995"	2 3/8"	2 3/8"	124.5	193.67
								193.67

OBSERVACIONES:

Distancia del orificio de la zapata al UBHO = 64,8ft.

FLUIDOS y SERVICIOS-RDS: Miguel Miranda



79

ANEXO F. FOTOS REALES DEL EQUIPO RADIAL DRILLING

UNIDAD DE COILED TUBING RDS



BHA - ZAPATA DEFLECTORA



MOTOR DE FONDO DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO PDM



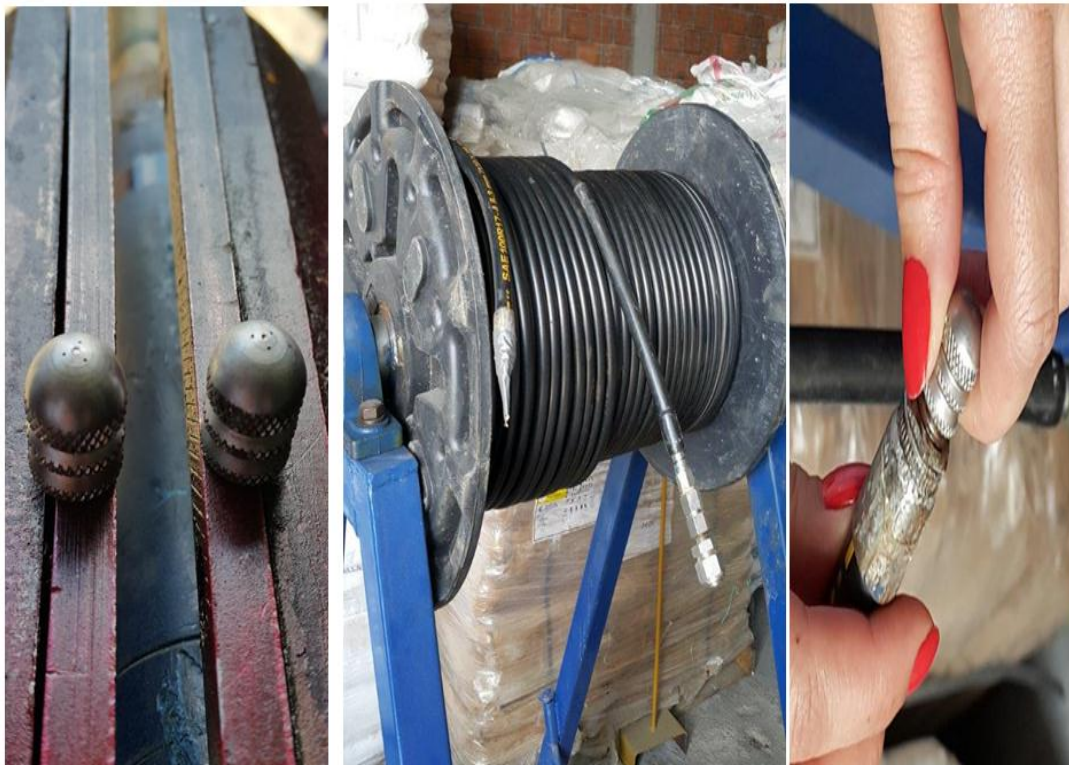
CODO FLEXIBLE – FLEX SHAFT



TREPANOS WORTHY PARA CORTE DE CSG



NOZZLE Y MANGUERA DE KEVLAR



ANEXO G. PROGRAMA OPERACIONAL

1. Herramientas utilizadas:

Arreglo de fondo (BHA) de corten de casing y de jeteo

Zapato Desviación para Casing 6 5/8. Longitud 12 “. Rosca 2 3/8 8 RD

Conector 2 3/8” RD

Pup Joint 2 3/8” EUE 8 Rd

Crossover 2 3/8” 8 Rdx2 7/8” 8 Rd

Longitud Total 5 pies

UBHO Gyro

Orientación de fondo de lectura continua Universal

Gyro para salir orientado en una dirección precisa obligado.

Elevador y Cuello de Ganso

Altura 12 pies. Peso 400 libras

Debe ser asegurado al piso de trabajo del equipo de WO, soldado o tornillos.

Maneja un peso máximo de coiled de hasta 2400-2800 metros

Cabeza de inyección (Requerido en pozos de más de 2.700 metros)

Altura 3,5 pies, sin soportes. Ancho 2,5 pies peso 1800 libras.

Se asegura a la cabeza de pozo y debe ser asegurado para carga horizontal y vertical.

Tiene un indicador de peso Martin Decker

Puede manejar un peso de coiled de 3600 metros

PDM

Motor de Fondo de Desplazamiento Positivo

Se utiliza para cortar una ventana de una pulgada en el Casing.

Trabaja a 225 – 250 Rpm con un caudal de GPM

Diámetro 43 mm, Longitud 6 ‘ peso 30 libras

Rangos de Casing que corta K55-J 55-N 80-C 95-P 110

Diámetros 5 a 7 pulgadas

Máximo espesor de pared 10 mm

Codo flexible (flex shaft)

Va enroscado en el PDM para atravesar a la curvatura del zapato y poder transmitir peso y rotación a la broca. Compuesto de dados de carburo de tungsteno unidos por pins del mismo material.

La otra punta va unida a u broca de corte de Casing de 22 mm de diámetro y 11 mm de largo. Tanto Flex shaft como la broca se hallan manufacturado de Carburo de Tungsteno.

Nozzle

Se utilizar para jetear a la formación. Dependiendo de las características del mismo se producen caídas de presión de 5-8.000 psi al pasar el fluido seleccionado para jetear. Fuerza de impacto a máxima presión es de 200 HP.

Hay variedades de nozzles de 3 jets hacia adelante y atrás, de 4x5 y 7x7. Se selecciona el tipo de nozzles es basado en la fuerza compresiva de la formación. El diámetro de los jets es de 0,026”y los ángulos de apertura varían entre 25-45 grados. Los jets dirigidos hacia adelante proveen la fuerza de corte por una combinación de fractura, falla poro elástica, impacto hidráulico. Los jets dirigidos hacia atrás proveen la fuerza propulsora para el arreglo de corte.

Manguera de Kevlar

Utilizado para jetear al lateral. Hecho de Kevlar por ser este material más liviano y flexible que el acero.

Longitud 340ft “ID 0,25” “OD 0,5 “

Coiled Tubing

Utilizado para transportar fluidos al PDM para proveer rotación y salmuera al nozzle para el jeteo de la formación a presiones de hasta 9 – 12.000 psi, en el nozzle.

Manufacturado de acero 2205 S

OD 5/8”, espesor de la pared 0,049”, peso 0,28 libras/pie.

Oil Saver

Se utiliza para aislar los fluidos del pozo y anular entre coiled y tubing

Cierre hidráulica atravésó de una bomba manual

Presión de cierre máximo 3.000 psi.

Largo 18”, peso 25 libras, Rosca 2 7/8” 8 Rd.

Trepanos Worthy manufacturados de carburo de tungsteno para efectuar el corte de la ventana en el casing

Acondicionamiento del pozo y de la unidad

El Supervisor de Operaciones de RDS debe verificar que se encuentren en localización todos los equipos, implementos y herramientas necesarias para el desarrollo del trabajo.

Preparación de fluidos para perforación del casing y perforaciones laterales.

La capacidad de filtrado de la unidad es de 5 Micrones a un caudal de 5 gal/minutos GPM).

Se necesitan aproximadamente 2.5 – 3,0 m³ de agua filtrada, basado para perforar una ventana en el Casing., ya que se perforara con un volumen al PDM de 5 GPM por 90 minutos que se estima tomara cortar al Casing N 80 de 7 pulgadas. Esto es un volumen aproximado de 2,0-3,0 M³ de agua filtrada por lateral. Agua para corte de Casing será formulada con 1 – 1,5 % de lodo LUBE GOLDEN SEAL lubricante miscible en agua, inocuo desde el punto de vista medioambiental, como reductor de fricción. De esta manera se deben agregar aproximadamente 15-20 litros de lubricante por lateral.

Se requieren 1,5 – 2,0 M³ de salmuera de KCL- Glicol para efectuar la perforación de cada lateral de 300 pies con perforación a chorro de alta presión. Esto se divide entre bajando el BHA bombeando a 2 GPM y jeteando a 4-5 GPM por minuto

2. Tiempo estimado para perforar cada ventana en el Casing a 5900 pies

Tiempo requerido para bajar arreglo de perforación a 60 pies/minuto
1,5 horas

Tiempo requerido para perforar Casing	1,0 – 1,5 horas
POOH de la BHA de perforación	1,5 horas
Tiempo operacional para cada ventana	4 – 5 horas
Fluido base para operación fresado	Agua Filtrada
Lubricante Orgánico BLGS 1,0 – 1,5 % por lateral	30-40 litros

Volumen de agua filtrada a 5 micrones por lateral: 2,5 – 3,0 m³

3. Tiempo estimado para jetear cada lateral de aproximados 300 pies

Tiempo requerido para bajar arreglo de jeteo a 60 pies/minuto 1,5 horas

Tiempo requerido para jetear un lateral 0,2 – 0,3 horas

Tiempo requerido para sacar arreglo jeteo 1,5 horas

Tiempo operacional para cada lateral 3 – 3,5 horas

Fluido Base filtrado KCL + Glicol

Volumen de Fluido por Lateral: 2,0 – 2,5 m³

4. Preparación para bajada de TP con Zapata Deflectora.

Zapata Deflectora: La zapata se debe bajar a una velocidad máxima de 20 pies/minuto debido el escaso drift existente entre la zapata y el Casing de 7 pulgadas.

5. Fondo Mínimo Requerido. RAT HOLE

Asegurarse que por debajo de la profundidad de la Zapata Deflectora exista un fondo mínimo suficiente como para alojar una cantidad de sedimentos de aproximadamente 1 Bbls por lateral. En el Pozo 1S hay suficiente Rat Hole o cámara al ser el TD a 7350 pies. Los sedimentos extra finos generados por la acción de la perforación a chorro, salen por los canales de flujo de la Zapata deflectora y se decantan hacia el fondo del pozo.

6. Medición de Profundidad de la Zapata Deflectora.

Bajar la Zapata Deflectora hasta la Profundidad de del primer lateral verificar la profundidad de la Zapata deflectora con un perfil de GR, en caso de requiere mayor precisión en la medida. La profundidad final de los laterales se deberá determinar a partir de un Perfil de GAMA RAY. De hacerse midiendo tuberías se arriesga en la precisión de emplazar la profundidad del zapato y por tanto la del lateral. Al ser los niveles productivos de espesor reducido y el pozo desviado y algo tortuoso el uso de gran precisión del GR es fundamental.

7. Orientación de la Zapata Deflectora.

Orientar la Zapata Deflectora en superficial se debe hacer con un giroscopio (SRO GYRO) de lectura superficial continua. Este Gyro se baja a la profundidad con un cable de acero y un cable eléctrico de un canal, y

se orienta el zapato con el cable en el hueco, mientras la computadora indique la posición requerida. La operación de la orientación con Gyro toma aproximadamente 6 horas por orientación

Una vez probado la Zapata deflectora en superficie, asegurándose el correcto funcionamiento, del motor de fondo y el paso libre de la JET, el Contratista procederá a bajar y orientar la Zapata Deflectora a la profundidad del primer nivel de laterales ubicados a 5668 pies , afinando la profundidad final con GR. Terminada esta operación se solicitara la autorización oficial de comienzo de operaciones a la Contratista, contando con la autorización se inicia la instalación de los equipos de RDS en la cabeza del pozo.

8. Instalación de equipos de superficie

- Retirar la válvula de seguridad instalada en la punta de la sarta de TP.
- El extremo de la sarta de TP debe quedar a 1 metro por encima de la mesa de trabajo
- Instalar la Base del Cuello de Ganso.
- Alinear la cabeza del Cuello de Ganso con el centro del carrete de la Tubería Flexible.
- Asegurar la Base del Cuello de Ganso al cabezal del pozo.
- Alinear la Cabeza del Cuello de Ganso con el punto medio de la parte superior del conjunto lubricador.
- Instalar el soporte delantero del Cuello de Ganso, anclando y asegurando la base a la estructura de los equipos de Reparación, orientar el soporte en la dirección de la Unidad de RDS.
- Asegurar el palto base del soporte con cadenas a la estructura del equipo de Reparación.
- Instalar tensores o soportes laterales.
- Acondicionar el banco de trabajo para armar y desarmar los equipos de Corte de Casing.

9. Armado y Bajada del Arreglo de Corte del Casing.

Armado:

- Amar el arreglo de corte del Casing, consistente en Motor de Fondo,(

PDM) eje flexible (FLEX SHAFT) y Broca para perforar la pared del Casing.

- Asegurarse que se tienen los datos correctos del Peso, Grado, Drift y posición de las cuplas del Casing a perforar.
- Ensamblar el arreglo a la Tubería Flexible.
- Probar en superficie el funcionamiento del Motor de Fondo con agua filtrada.
- Pasar el arreglo de perforación del Casing a través del Lubricador, quedando la conexión del Tubería Flexible a nivel de entrada del Lubricador.
- Verificar rotación del Motor de Fondo.
- Purgar el sistema.
- Colocar el Contador de Profundidad del Carrete de Tubería Flexible en Cero.
- Verificar medidas del conjunto de superficie.

Bajada del arreglo de Corte del Casing (R I H).

- Comenzar la bajada del arreglo de Corte de Casing en forma lenta hasta 100 metros sobre la Zapata Deflectora. La velocidad de bajada no debe superar los 60 pies/minutos
- Una vez alcanzada esta profundidad con el arreglo de Corte de Casing, se arranca la Bomba alimentadora Gould y la Bomba Kerr, o Jetstream para dar inicio a la inyección de fluido que pone en funcionamiento el Motor de Fondo circulando 5-5,5 GPM con agua y 1% - 1,5 % de lodo Lube Gold Seal, para comprobar su correcto funcionamiento.
- Continuar bajando arreglo, sin circulación, hasta llegar con el Broca a la Zapata Deflectora.
- Cuando el Motor de Fondo llega al nivel establecido, se carga peso al sistema lentamente, permitiendo que el arreglo se introduzca dentro de la Zapata Deflectora.
- Comenzar la operación de Cortado del Casing., con un volumen de 5/6 GPM y una presión de 5000/6000 psi en la superficie

- Realizar la perforación del Casing con un avance del Flex Shaft, levantándola cada 15 minutos, evitando que el Motor de Fondo se trabe por alto Torque, y la broca se caliente por excesiva fricción. En caso de ser necesario se utilizara una barra de peso de 20 Lb para darle más peso al broca. Esto será determinado en la operación basado en los resultados obtenidos , ya que la poca profundidad de los pozos puede requerir esta adición
- Es extremadamente importante conocer la ubicación exacta de las cuplas del Casing, para evitar perforar en una de ellas.
- Levantar 3 metros al Flex Shaft cada 15 minutos para evitar que el Motor de Fondo se trabe por elevado Torque.
- El tiempo requerido para perforar el Casing depende de su diámetro, peso y Grado, toma un tiempo entre 60 a 120 minutos.

10. Parámetros de Corte del Casing

Volumen de bomba	4,5 a 5,0 GPM
Motor de Fondo:	120 a 180 RPM
Peso sobre el Motor de Fondo:	60-100 Lb
Presión de bomba:	4,5-5,000 PSI
Tiempo de Corte:	60 a 90 minutos
Velocidad de Viaje:	60 pies/minutos

11. Sacada del Arreglo de Corte del Casing (POH)

- Una vez terminado el Corte del Casing, continuar bombeando mientras se levanta el aparejo de Corte hasta unos 100 metros sobre la Zapata Deflectora.
- Alcanzada esta profundidad, suspender el bombeo.
- Continuar levantando el aparejo de Corte hasta unos 100 metros debajo del lubricador.
- Abrir elemento de sello del lubricador.
- Continuar sacando el arreglo de Corte hasta la superficie.
- Colocar el aparejo de Corte sobre piso rotaria, asegurarlo para la prueba.
- Bombear Fluido para verificar el funcionamiento del Motor de Fondo.

- Desconectar el aparejo de Corte, desarmar y limpiar.

12. Armado e Introducción del Arreglo de Perforación con Chorro a Alta Presión.

- Antes de iniciar el armado, se cerraran los accesos a la mesa rotaria para impedir el paso a personal ajeno a las operaciones.
- Conectar y asegurar la manguera de Kevlar al Tubería Flexible en superficie.
- Circular por 5 minutos a bajo volumen para limpiar la manguera.
- Conectar la JET en este caso con un nozzle de 3x3 de la cabeza inyectora “Jetting” a la manguera de Kevlar.
- Probar el JET en superficie para detectar cualquier obstrucción de los orificios del Jet.
- Circular por 5 minutos a bajo volumen para limpiar los Jets.
- Pasar el aparejo de Jetting a través del inyector hasta que la Jet se encuentre en el Lubricador.
- Comenzar el bombeo a volumen reducido 1-1,5 GPM en forma lenta .La velocidad de bajada y de sacada no debe exceder los 60 pies/minutos
- Colocar el contador de profundidad de la unidad en cero.

Nota

- La manguera de Kevlar se utiliza para pasar a través de la Zapata Deflectora en un Radio Ultra Corto de la vertical a la horizontal en 12” mientras se circula fluido a alta presión.
- El Jet disipa el 60 % de la energía hacia adelante para perforar y 40 % de la energía hacia atrás como impulso.

Bajada del Arreglo de Perforación con Chorro a Alta presión para Perforación Lateral (RIH)

- Iniciar la introducción del aparejo de Jetting.
- En el momento que la manguera de Kevlar se encuentre totalmente dentro de la TP, poner en funcionamiento a bajo volumen y presión la bomba centrífuga y bomba Kerr o Jetstream para evitar el taponamiento del Jet

- Colocar el contador del Carrete de Tubería Flexible en cero (0000), para iniciar el conteo de longitud de la Tubería Flexible, para realizar esta operación es necesario que la Tubería Flexible se encuentre totalmente tensionado.
- Para establecer el cero se debe tener en cuenta la distancia entre la Brida inferior de los Preventores o la parte superior del Lubricador.
- Efectuar reunión de seguridad a los pasos anteriores.
- Se debe descontar la distancia entre el contador y el extremo de la manguera de conexión.
- La diferencia de estas dos medidas debe ser sumada al cero del contador (odómetro).

13. Operación de Perforación Lateral

- Iniciar la introducción de la manguera de Kevlar con JET o Jet desenrollando lentamente el carrete de Tubería Flexible.
- Asegurarse que el salmuera que se utiliza para la operación de jeteo ha sido filtrado a 5 micrones.
- Continuar bajando el aparejo bombeando, aproximadamente a 6000 psi hasta la profundidad de la Zapata Deflectora.
- En la Profundidad de la Zapata Deflectora, se, incrementar el caudal de bombeo hasta alcanzar la presión de perforación requerida. Al desconocer a la fuerza compresiva de la Formación MUGROSA, se sabe que tiene una Gradiente de Fractura estimado normal o sea 0,54 psi, lo que equivale a una presión de fractura de 3.500-4.000 psi y al requerirse de una presión en el nozzle de 5.000-6.000 psi para fracturar la formación los operadores tardaran unos laterales para determinar a la presión y flujo ideal para efectuar el jeteo, para establecer laterales ideales. Por tratarse de un pozo de menos de 6.000 pies, la caída de presión en el coiled y el Kevlar seria de aproximadamente 5000 psi así que se comenzara a jeteo con una presión de 10.500 – 11.500 psi en la bomba lo que entregara al nozzle 5.500-6,000 psi. El presente programa se acompaña con una optimización de hidráulica recomendada. Esto es para comenzar y se ira ajustando a medida que los operadores se familiaricen con la

formación MUGROSA. Luego en base a la experiencia obtenida este parámetro como los GPM bombeados se irán variando hasta su optimización.

- Cuando el arreglo de Jetting llega al nivel de la Zapata Deflectora, se presiona el aparejo lentamente, permitiendo que este se introduzca dentro de la Zapata Deflectora.
- Dependiendo de la calidad del cemento detrás del Casing se recomienda trabajar el arreglo variando la presión de trabajo para asegurar una entrada efectiva a la formación.
- En caso de presentar dificultades para entrar en la formación se recomienda subir y bajar la presión de bombeo, si es necesario incrementar la presión.
- Una vez que la Jet del arreglo de “Jetting” entra en la formación se comienza a avanzar lentamente.
- Es fundamental mantener el Tubería Flexible en tensión todo el tiempo durante la perforación del Lateral y aún más si esta es muy rápido y se desea mantener un diámetro de hueco adecuado.
- Perforar el Lateral de acuerdo a programa hasta alcanzar la máxima distancia en la formación.
- Una vez alcanzada la distancia final, sacar el arreglo en forma lenta, bombeando constantemente a una presión constante.
- Levantar el arreglo de Jetting. Siempre bombeando a 6000 psi
- Detener el bombeo cuando el Nozzle se encuentre a una distancia de 2 metros de la Zapata Deflectora.
- Es de importancia extrema mantener la Tubería Flexible todo el tiempo en tensión durante la perforación del Lateral, esto para garantizar la trayectoria horizontal.
- Si se advierte un cambio brusco de presión, puede ser que una de las salidas de la Jet se haya obstruido, interrumpir la operación, sacar arreglo a superficie para verificar el problema.
- Basado en la experiencia de en formaciones similares a la Formación MUGROSA B se van a jetear los laterales en 15 – 20 minutos, a 3,5-4,5 GPM, equivalente a una presión de 10.500-11,500 psi con 10-5

minutos de back Jetting, con características de flujo y presión similar.

- Se extraerá al arreglo de Jetting a 60 pies/hora circulando a 6.000 psi.

14. Parámetros de Perforación Lateral con Arreglo de Jetting

Volumen de Fluido por Lateral:

2,0-2,5 m³

Presión de Jetting, en la bomba

10.500.-11.500 Psi

R O P estimada

7 – 8 metros/minuto

Tiempo Total de Jetting por Lateral:

20 – 30 minutos

Velocidad de maniobra (POH):

60 pies/minuto

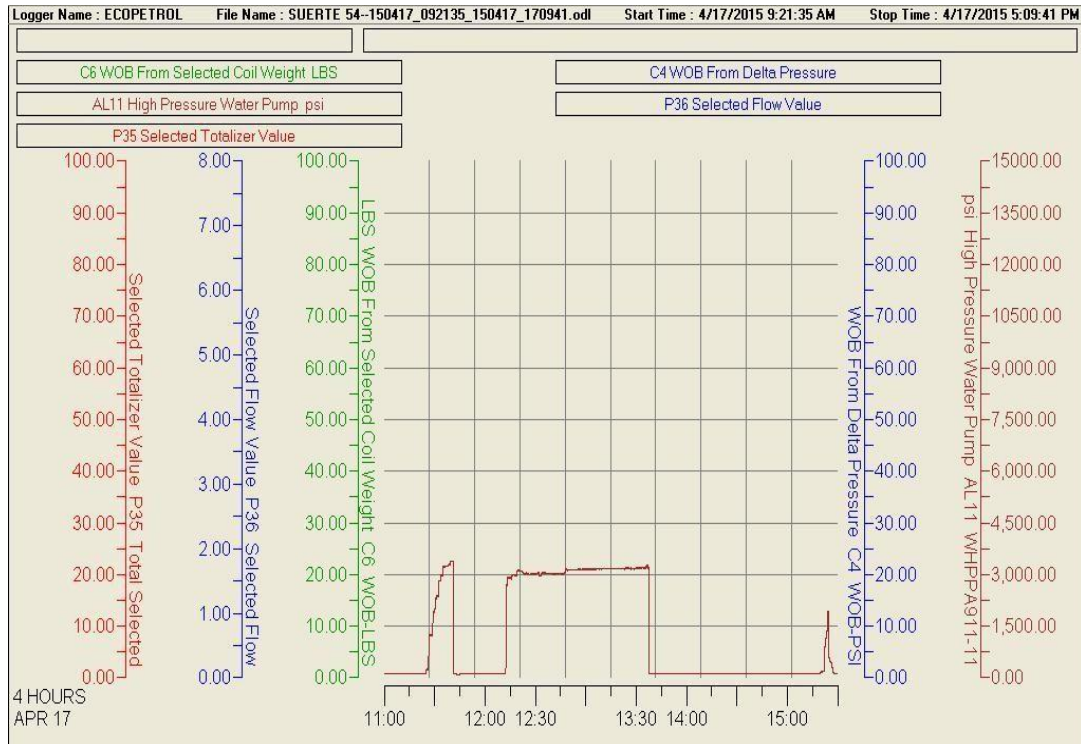
Luego de completar la operación de jeteo se debe reorientar a la zapata manualmente y se repite la operación descrita anteriormente hasta realizar los 4 laterales. Terminada la operación de perforación de los laterales, se procede a desmontar todos los equipos y suabear el pozo hasta dejarlo en producción.

ANEXO H. GRAFICOS DEL CORTE DEL CSG

1



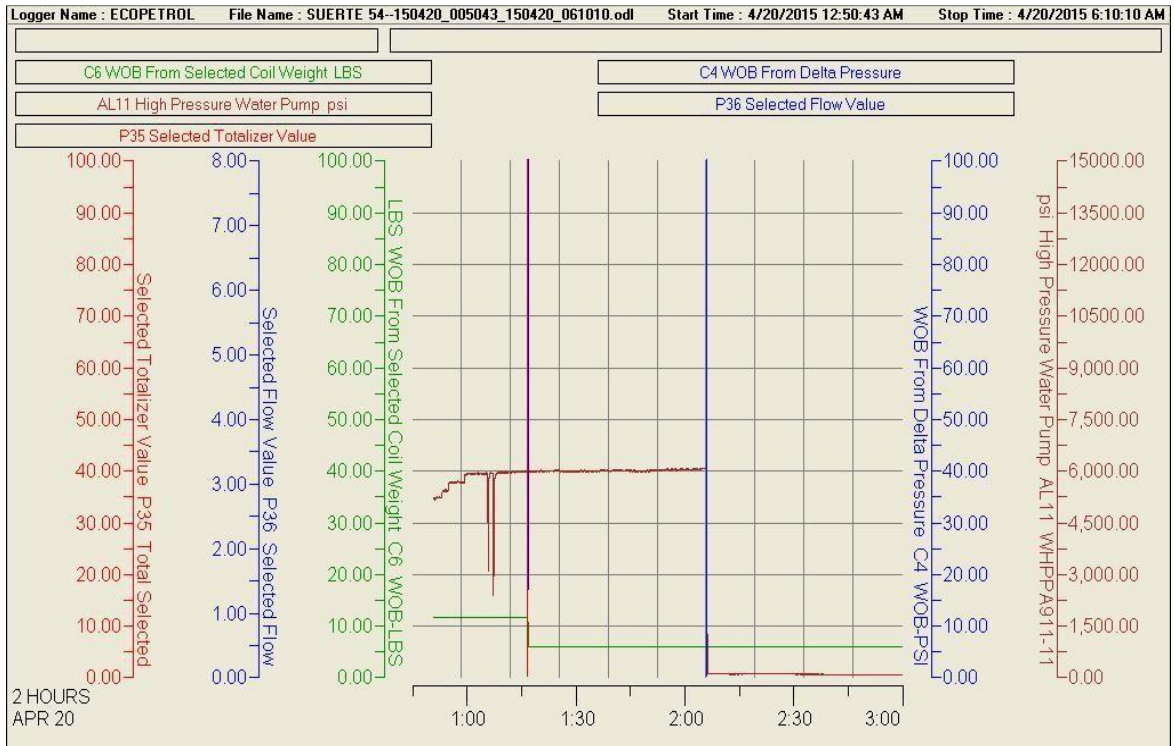
2



3

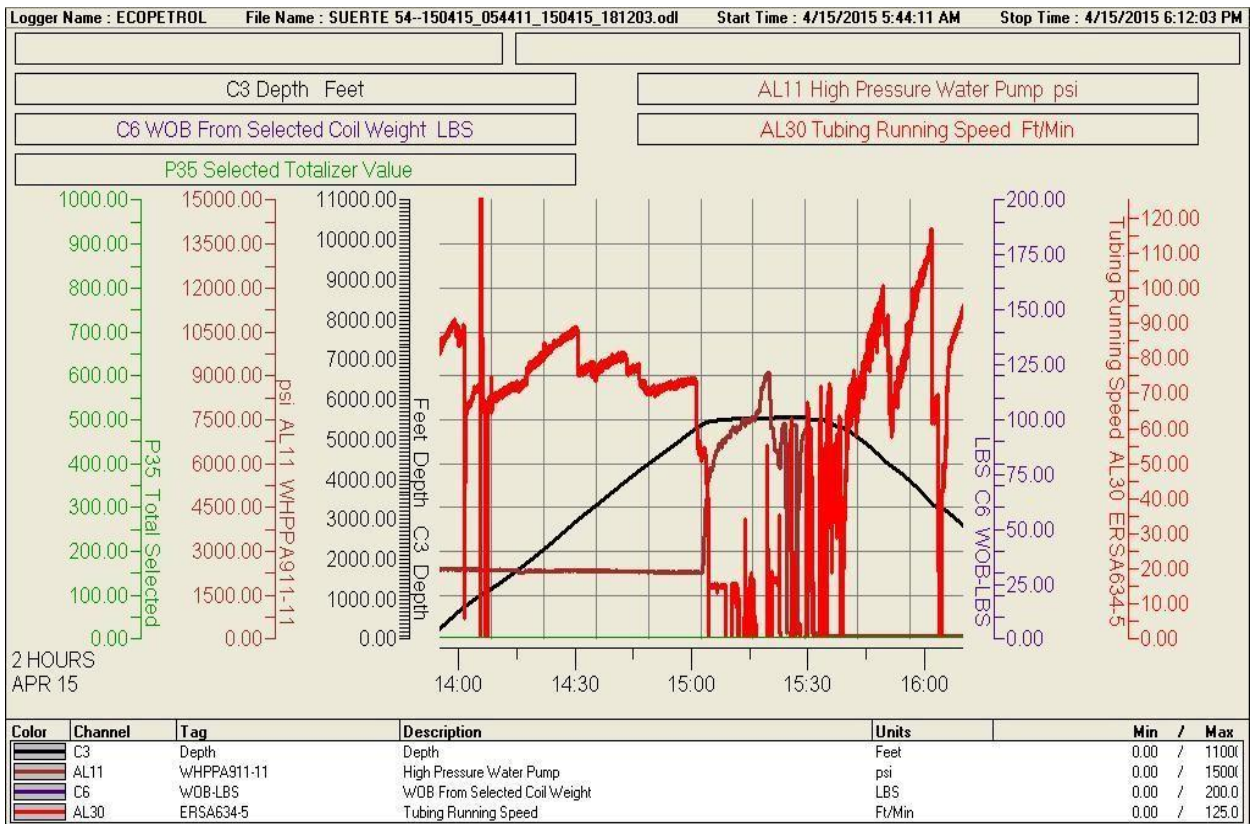


4

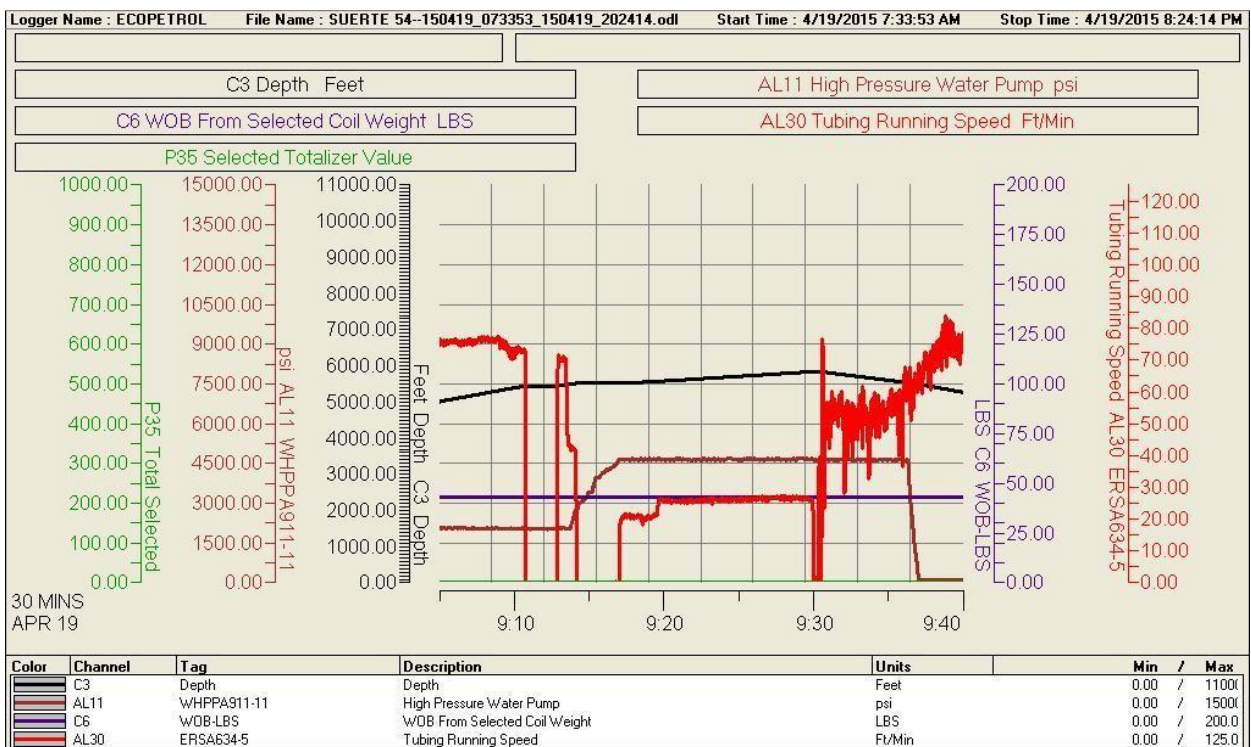


ANEXO I. GRAFICOS DE JETEO DE FORMACION

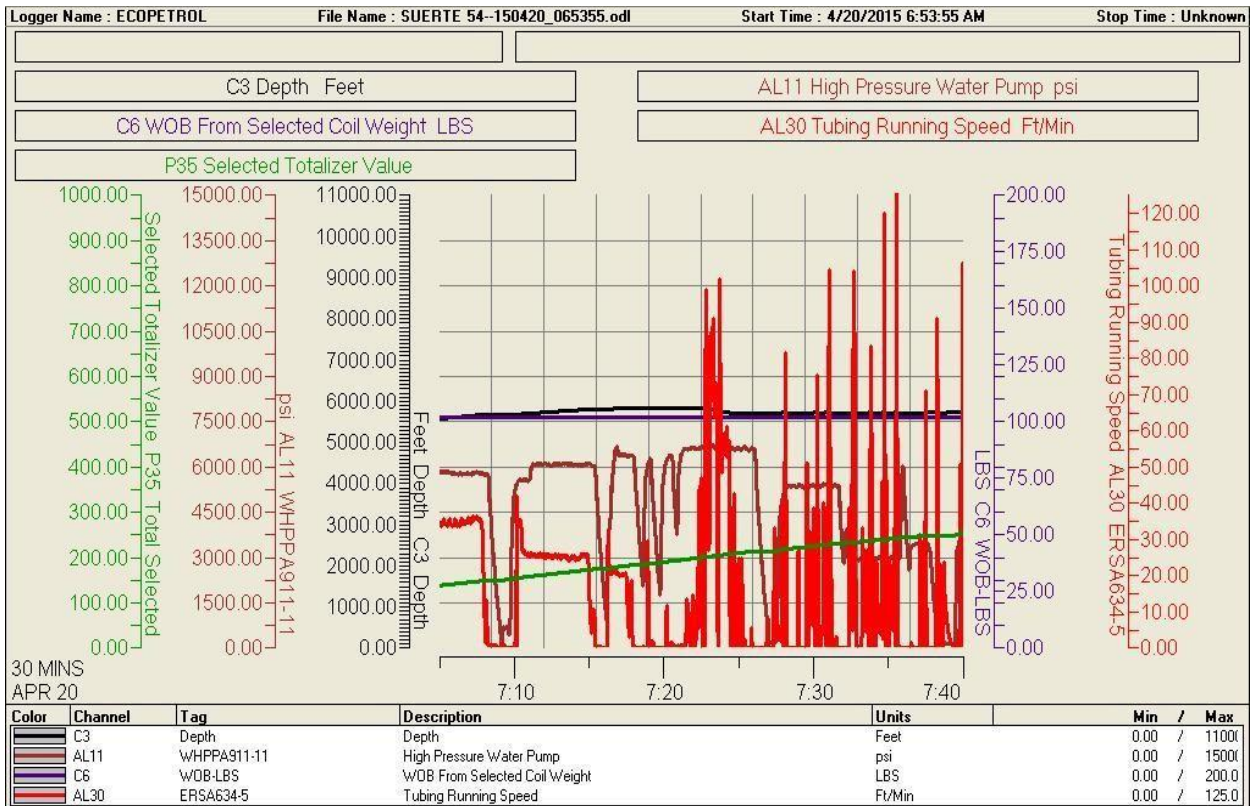
1



2



3



4

