



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO	AP-BIB-FO-06	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	1 de 2
--------	--------------	---------	---	----------	------	--------	--------

Neiva, Junio 15 de 2017

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

Laura Melissa Gómez Artunduaga, con C.C. No. 1075288487 de Neiva, Carlos Augusto José García Cerquera, con C.C. No.1.018'451.671 de Bogotá D.C., autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado titulado "EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE CAÑONEO POR PERFORACIÓN ABRASIVA (SAND JETTING) EN POZOS DEL PIEDEMONTE COLOMBIANO OPERADOS POR EQUION ENERGIA" presentado y aprobado en el año 2017 como requisito para optar al título de Ingeniero de Petróleos; Autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales "open access" y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, "Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores", los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: Laura Melissa Gómez A.

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: Carlos A. García



TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE CAÑONEO POR PERFORACIÓN ABRASIVA (SAND JETTING) EN POZOS DEL PIEDEMONTE COLOMBIANO OPERADOS POR EQUION ENERGIA.

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Gómez Artunduaga	Laura Melissa
García Cerquera	Carlos Augusto José

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Portela	José Fernando
Vargas Castellanos	Constanza

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
----------------------------	--------------------------

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: Ingeniero De Petróleos

FACULTAD: Ingeniería

PROGRAMA O POSGRADO: Ingeniería De Petróleos

CIUDAD: Neiva

AÑO DE PRESENTACIÓN: 2017

NÚMERO DE PÁGINAS: 203

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Diagramas Fotografías___ Grabaciones en discos___ Ilustraciones en general___ Grabados___
Láminas___ Litografías___ Mapas___ Música impresa___ Planos___ Retratos___ Sin ilustraciones___
Tablas o Cuadros

Vigilada mieducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional www.usco.edu.co, link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.



SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento:

MATERIAL ANEXO:

PREMIO O DISTINCIÓN (En caso de ser LAUREADAS o Meritoria):

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>	<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. Cañoneo Abrasivo	Sand Jetting	6. _____	_____
2. Tubería flexible	Coiled Tubing	7. _____	_____
3. _____	_____	8. _____	_____
4. _____	_____	9. _____	_____
5. _____	_____	10. _____	_____

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

En la búsqueda de nuevas alternativas de cañoneo más efectivas y económicamente rentables, se han desarrollado algunos métodos como el cañoneo por medio de sand jetting. Esta técnica consiste en el bombeo de una lechada abrasiva compuesta por gel lineal y una concentración determinada de arena bombeada con nitrógeno a través de unas boquillas especialmente diseñadas para lograr generar canales de comunicación entre el pozo y la formación productora, gracias a su impacto y penetración. Este trabajo se enfoca en realizar un análisis de este método de cañoneo con fluido abrasivo denominado sand jetting, teniendo en cuenta factores a nivel técnico-operativo y económico de los resultados obtenidos en intervenciones de este tipo realizadas en tres pozos del piedemonte Colombiano operados actualmente por la empresa Equión Energía. Así mismo se hace un estudio del aseguramiento de equipos y factores críticos de la operación durante su desarrollo.



DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO

CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	3 de 3
---------------	---------------------	----------------	----------	-----------------	-------------	---------------	---------------

ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

In the search of more effective and economical perforating techniques, some methods have been developed like sand jetting perforating. This technique is about the pumping of an abrasive slurry composed by lineal gel, a determined sand concentration and nitrogen through nozzles specially designed to perforate the casing, cement and the formation due to its impact and penetration capacity. This job focuses on the analysis, considering technical-operational and economic factors, of the results obtained in the sand jetting operation in three wells currently operated by Equión Energía Company in the Colombian piedmont. Furthermore, it will be performed an equipment assurance and critic factors assessment during the entire operation.

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Jurado: Luis Humberto Ordúz

Firma:

Nombre Jurado: Claudia Marcela Hernández

Firma:

**EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE
CAÑONEO POR PERFORACIÓN ABRASIVA (SAND JETTING) EN POZOS DEL
PIEDEMORTE COLOMBIANO OPERADOS POR EQUION ENERGIA**

CARLOS AUGUSTO JOSE GARCIA CERQUERA
LAURA MELISSA GOMEZ ARTUNDUAGA

Director: ING. FERNANDO PORTELA
Co-director: ING. CONSTANZA VARGAS

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERIA
PROGRAMA INGENIERIA DE PETROLEOS
NEIVA
2017

DEDICATORIA

A mi familia que es el principal motor de mi vida, a mi papá Franco por el amor, el esfuerzo y la dedicación que ha tenido con mi formación, a mi mamá Maritza por su amor infinito, presencia constante, y por ser mi soporte, a mi hermano Santiago por el cariño, la compañía y la complicidad. A Sebastian por el apoyo, la confianza y el amor incondicional. A mis amigos y compañeros Juan Camilo, Camila, Nelson y Esteban que hicieron de esta etapa la más especial y divertida, sin ellos nada hubiese sido igual. A Carlos, mi compañero de este proyecto con el que compartí momentos de alegría, algunas dificultades y un poco de estrés a lo largo de nuestra carrera pero que en definitiva dejaron huella en nosotros.

Laura Melissa

A mis padres, quienes me han entregado todo su amor y que con esfuerzo y sacrificio lograron brindarme las herramientas para formarme como ingeniero, mi madre Mercy quien ha sido mi mayor apoyo para lograr superar todas las dificultades en este camino y mi padre Miller que siempre me motivó a ser un gran profesional siguiendo su ejemplo de una persona disciplinada y trabajadora. A mis hermanos Johanna y Daniel por estar siempre de manera incondicional ayudándome y brindándome todo su cariño y respaldo en todo momento. A mis grandes amigos, que han sido como hermanos, Alejandro y Cristian por haber compartido este proceso conmigo y acompañarme en los momentos más difíciles del mismo. A mi compañera de este proyecto Laura por haber trabajado a mi lado durante toda la carrera y haberme ayudado en el transcurso de ella.

Carlos Augusto

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos en primer lugar a Dios por darnos la vida, salud, y sabiduría para afrontar cada una de las situaciones que se nos presentaron durante el transcurso de nuestra carrera universitaria; a nuestras familias que han sido parte fundamental, gracias al apoyo constante tanto económico como moral.

Agradecer también a nuestro director del proyecto, el ingeniero José Fernando Portela y a nuestra codirectora, la profesora Constanza Vargas, por habernos guiado y apoyado en la realización del mismo, su experiencia laboral y disposición fueron indispensables para culminar este proyecto de manera exitosa.

Especial agradecimiento a nuestros amigos Paola Cruz, Hamilton Posso y Jaime Ordoñez por su ayuda incondicional en el desarrollo de este trabajo de grado, pues su colaboración hizo posible alcanzar el objetivo que nos trazamos desde un principio.

Por último pero no menos importante, queremos agradecer a los ingenieros de Equión Energía; Natalia Orozco, Diego Leal y Juan Fernando Velásquez, que de una u otra forma nos instruyeron y aportaron su conocimiento resolviendo dudas que surgieron en los procesos que se llevaron a cabo.

CONTENIDO

1. GENERALIDADES	23
1.1 EQUIÓN ENERGIA LIMITED	23
1.1.1 Campo Recetor.....	23
1.1.1.1 Generalidades.....	23
1.1.1.2 Mecanismos de producción.....	24
1.1.2 Asociación Piedemonte	25
1.1.2.1 Generalidades.....	25
1.1.2.2 Mecanismos de producción.....	25
1.1.3 Formaciones productoras de los campos	26
1.1.3.1 Formación Barco.....	26
1.1.3.2 Grupo Guadalupe.....	26
1.1.3.2.1 Formación Guadalupe lutita	26
1.1.3.2.2 Formación Guadalupe arenisca	27
1.1.3.3 Formación Mirador	27
1.2 CAÑONEO	28
1.2.1 Definición.....	28
1.2.2 Historia del Cañoneo	29
1.2.3 Tipos de cañoneo	30
1.2.3.1 Cañoneo tipo bala	30
1.2.3.2 Cañoneo con cargas tipo chorro	30
1.2.3.3 Cañoneo hidráulico	30
1.2.4 Factores geométricos del disparo.....	30
1.2.5 Factores que afectan la eficiencia del cañoneo	33
1.2.5.1 Taponamiento de los perforados.....	33
1.2.5.2 Condiciones de la formación	33
1.2.5.3 Condiciones operativas	34
1.2.6 Sistemas de cañoneo	34
1.2.6.1 Cañoneo en tubería de producción	35
1.2.6.2 Cañoneo en revestimiento	36

1.2.6.3	Cañones transportados por la tubería de producción (TCP).....	37
1.2.7	Métodos de cañoneo	38
1.2.7.1	Cañoneo en bajo balance	39
1.2.7.2	Cañoneo en sobrealance	39
1.3	FACTOR DE DAÑO	40
1.4	UNIDAD DE COILED TUBING.....	41
1.4.1	Generalidades de <i>coiled tubing</i>	41
1.4.2	Componentes de una unidad de <i>Coiled tubing</i>	42
1.4.2.1	Unidad de potencia	43
1.4.2.2	Carrete de tubería	43
1.4.2.3	Cabina de control	45
1.4.2.4	Cabeza inyectora	45
1.4.2.5	Equipo de control de presión.....	47
1.5	FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	50
1.5.1	Generalidades	50
1.5.2	Presiones en el fracturamiento hidráulico.....	50
1.5.3	Pruebas a realizar en un fracturamiento hidráulico.....	51
1.5.3.1	Mini fracturamiento (minifrac).....	53
1.5.3.2	Prueba de flujo escalonado (<i>step rate test</i>).....	53
-	Prueba de incremento de rata (<i>step up test</i>).....	53
2.	SAND JETTING.....	55
2.1	HISTORIA DEL SAND JETTING.....	55
2.2	APLICACIONES DEL BOMBEO ABRASIVO.....	56
2.2.1	Cañoneo abrasivo.....	56
2.2.2	Completamiento en hueco abierto	56
2.2.3	Adecuación para fractura hidráulica	57
2.2.4	Corte de tubería.....	57
2.3	TÉCNICA DE CAÑONEO ABRASIVO (<i>SAND JETTING</i>).....	58
2.3.1	Profundidad de penetración.....	60
2.3.2	Desempeño del <i>sand jetting</i> frente a otras técnicas de cañoneo	61
2.3.2.1	Desempeño a nivel operativo.....	61

2.3.2.2	Desempeño a nivel de yacimiento	63
2.3.2.3	Desempeño en seguridad	64
2.3.2.4	Desempeño económico	64
2.4	ENSAMBLAJE DE FONDO PARA OPERACIÓN DE <i>SAND JETTING</i>	65
2.5	DISEÑO DE LA OPERACIÓN DE <i>SAND JETTING</i>	67
2.5.1	Tiempo de bombeo por intervalo	67
2.5.2	Tamaño de la boquilla	68
2.5.3	Tasa de bombeo.....	69
2.5.4	Distancia de separación	69
2.5.5	Bombeo de Nitrógeno.....	70
2.5.6	Componentes del fluido	70
2.5.6.1	Arena	70
2.5.6.2	Gel	71
2.6	PROCEDIMIENTO OPERATIVO DE <i>SAND JETTING</i>	72
2.6.1	Corrida de correlación	72
2.6.2	Operación de <i>sand jetting</i>	73
3.	EVALUACION TECNICA DEL <i>SAND JETTING</i> EN EL POZO EQUION 1	76
3.1	DISEÑO DE LA OPERACIÓN DE <i>SAND JETTING</i>	76
3.1.1	Requerimientos de la intervención.....	76
3.1.2	Información general del pozo	78
3.1.2.1	Información del yacimiento.....	78
3.1.2.2	Antecedentes del pozo.....	79
3.1.2.3	Estado mecánico del pozo	80
3.1.2.4	Prueba de producción de línea base.....	81
3.1.3	Selección de equipos y fluidos	81
3.1.3.1	Selección de tubería de CT.....	83
3.1.3.2	Simulación de tensión en superficie del CT	84
3.1.4	Selección del intervalo a cañonear	85
3.2	EJECUCIÓN OPERATIVA DEL <i>SAND JETTING</i>	86
3.2.1	Correlación de profundidad	86
3.2.2	Operación de <i>sand jetting</i>	88

3.2.3	Limpieza de arena	95
3.2.3.1	Prueba de producción final.....	95
3.3	POSTERIOR A LA OPERACIÓN DE <i>SAND JETTING</i>	96
3.3.1	Registros de producción del pozo.....	96
3.4	ANÁLISIS DE LA OPERACIÓN DE <i>SAND JETTING</i>	100
4.	EVALUACION TECNICA DEL <i>SAND JETTING</i> EN EL POZO EQUION 2...	103
4.1	DISEÑO DE LA OPERACIÓN DE <i>SAND JETTING</i>	103
4.1.1	Requerimientos de la intervención.....	103
4.1.2	Información general del pozo	104
4.1.2.1	Información del yacimiento.....	104
4.1.2.2	Antecedentes del pozo.....	105
4.1.2.3	Estado mecánico del pozo	106
4.1.2.4	Prueba de producción de línea base.....	107
4.1.3	Selección de equipos y fluidos	107
4.1.3.1	Selección de tubería de CT.....	107
4.1.3.2	Simulación de tensión en superficie del CT	108
4.1.4	Selección del intervalo a cañonear.....	110
4.2	EJECUCIÓN OPERATIVA DEL <i>SAND JETTING</i>	110
4.2.1	Correlación de profundidad	110
4.2.2	Operación de <i>sand jetting</i>	111
4.2.3	Prueba de producción final	120
4.3	POSTERIOR A LA OPERACIÓN DE <i>SAND JETTING</i>	121
4.3.1	Registros del pozo.....	121
4.4	ANÁLISIS DE LA OPERACIÓN DE <i>SAND JETTING</i>	126
5.	EVALUACION TECNICA DEL <i>SAND JETTING</i> EN EL POZO EQUION 3...	130
5.1	DISEÑO DE LA OPERACIÓN DE <i>SAND JETTING</i>	130
5.1.1	Requerimientos de la intervención.....	130
5.1.2	Información general del pozo	130
5.1.2.1	Información del yacimiento.....	130
5.1.2.2	Antecedentes del pozo.....	132
5.1.2.3	Estado mecánico del pozo	133

5.1.2.4	Prueba de producción de línea base.....	134
5.1.3	Selección de equipos y fluidos	135
5.1.3.1	Selección de tubería de CT.....	136
5.1.3.2	Simulación de tensión en superficie del CT	136
5.1.4	Selección del intervalo a cañonear	138
5.2	EJECUCIÓN OPERATIVA DEL SAND JETTING	140
5.2.1	Correlación de profundidad	140
5.2.2	Operación de <i>sand jetting</i>	141
5.2.3	Limpieza de arena	147
5.3	POSTERIOR A LA OPERACIÓN DE <i>SAND JETTING</i>	148
5.3.1	Ejecución de fracturamiento hidráulico	148
5.3.2	Prueba de producción final	150
5.4	ANÁLISIS DE LA OPERACIÓN DE <i>SAND JETTING</i>	151
6.	ANÁLISIS DE SEGURIDAD DEL PROCESO DE SAND JETTING.....	155
6.1	MATRIZ DE RIESGOS DE EQUIPO ENERGIA	155
6.2	ANÁLISIS FUNCIONAL DE OPERATIVIDAD (AFO)	160
6.2.1	Eventos relacionados al ensamblaje de fondo para <i>sand jetting</i>	160
6.2.1.1	Daño en válvulas cheque por abrasión del material debido al flujo	160
6.2.1.2	Desconexión accidental del ensamblaje de fondo	161
6.2.1.3	Pérdida de barrera de fondo con <i>pin hole</i> en el <i>coiled tubing</i> (por encima del lubricador sin barrera en superficie)	162
6.2.2	Eventos en equipos entre el árbol de producción y la válvula de cierre de emergencia (ESDV).....	163
6.2.2.1	Daño mecánico por erosión en el árbol de producción con el <i>coiled tubing</i> dentro del pozo.....	163
6.2.2.2	Fuga entre la válvula <i>wing</i> del árbol de producción y la válvula ESDV	163
6.2.2.3	Pérdida de integridad de las válvulas del árbol por abrasión	164
6.2.3	Eventos en el separador.....	164
6.2.3.1	Erosión en brida de entrada al separador	164
6.2.3.2	Presencia de gas en la salida del separador.....	164

6.2.3.3	Desgaste en el separador de prueba, <i>choke manifold</i> y accesorios	165
6.2.3.4	Fuga en válvulas de los toma-muestras.....	165
6.2.4	Eventos en el arreglo para flujo de gas hacia el quemadero	165
6.2.4.1	Daño en válvula de salida de gas	165
6.2.5	Eventos en el <i>coiled tubing</i>	166
6.2.5.1	Desgaste del <i>coiled tubing</i>	166
6.3	EVENTOS DE SEGURIDAD DURANTE <i>SAND JETTING</i> EN LOS POZOS DE ESTUDIO	166
6.3.1	Pozo Equión 1	166
6.3.2	Pozo Equión 2	168
6.3.3	Pozo Equión 3	168
6.4	LECCIONES APRENDIDAS	169
7.	ANALISIS ECONOMICO DE LA OPERACIÓN DE <i>SAND JETTING</i>	171
7.1	GENERALIDADES DE UN ANÁLISIS ECONÓMICO	171
7.1.1	Inversión neta o inicial	171
7.1.2	Flujo de caja	171
7.1.3	Costos: CAPEX y OPEX.....	172
7.1.4	Impuestos y contribuciones especiales	173
7.1.4.1	Regalías.....	173
7.1.4.2	Impuesto sobre la renta	173
7.1.4.3	Impuesto sobre la renta para la equidad - CREE.....	173
7.1.5	Ingresos y egresos	174
7.2	CRITERIOS EN LA EVALUACION ECONÓMICA DE UN PROYECTO	174
7.2.1	Valor Presente Neto (VPN).....	174
7.2.2	Tasas de rendimiento económico	175
7.2.2.1	Tasa interna de retorno (TIR).....	175
7.2.2.2	Tasa de descuento.....	175
7.2.3	Tiempo de recuperación de la inversión o <i>payback time</i>	176
7.2.3.1	<i>Payback</i> simple	¡Error! Marcador no definido.
7.3	EVALUACION ECONOMICA DE LA OPERACIÓN DE <i>SAND JETTING</i>	176

7.3.1	Descripción de los costos directos asociados a la operación	176
7.3.1.1	Costos directos del <i>sand jetting</i> en el pozo Equión 1	177
7.3.1.2	Costos directos del <i>sand jetting</i> en el pozo Equión 2.....	178
7.3.1.3	Costos directos del <i>sand jetting</i> en el pozo Equión 3.....	179
7.3.1.4	Análisis de costos directos del <i>sand jetting</i> en los pozos.....	180
7.3.2	Evaluación económica del pozo Equión 2	182
7.3.2.1	Regalías	182
7.3.2.2	Declinación del pozo Equión 2	183
7.3.2.3	Impuestos.....	184
7.3.2.4	Aspectos generales.....	184
7.3.2.5	Costos totales del <i>sand jetting</i> en el pozo Equión 2.....	186
7.3.2.6	Cálculos evaluación financiera pozo Equión 2	187
7.3.2.7	Análisis económico	190
7.4	COMPARACION ECONÓMICA DE LA OPERACIÓN DE <i>SAND JETTING</i> RESPECTO A OTRAS TÉCNICAS DE CAÑONEO.....	191
7.4.1	Descripción de costos del cañoneo por <i>sand jetting, coiled tubing</i> (<i>fibra óptica</i>) y <i>wireline</i>	191
7.4.2	Análisis comparativo	195
8.	CONCLUSIONES	197
9.	RECOMENDACIONES.....	199
10.	BIBLIOGRAFIA.....	200
11.	ANEXOS.....	202

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Distribución de flujo esperada por capa del pozo Equión 1. Antes de la operación.....	77
Tabla 2. Distribución de flujo esperada de las formaciones Mirador II, III y IV. Antes de la operación.....	77
Tabla 3. Características de las formaciones objetivo en el pozo Equión 1.....	78
Tabla 4. Prueba de producción antes del <i>sand jetting</i> en el pozo Equión 1.....	81
Tabla 5. Información de la tubería de CT.....	83
Tabla 6. Intervalos cañoneados en Mirador IV. BHA # 1. Boquillas inferiores y medias.....	90
Tabla 7. Intervalos cañoneados en Mirador III. BHA # 1. Boquillas superiores.....	91
Tabla 8. Prueba de producción posterior al <i>sand jetting</i> en Mirador IV (51 ft) y Mirador III (20 ft).....	92
Tabla 9. Intervalos cañoneados en Mirador III. BHA # 2. Boquillas inferiores y media.....	92
Tabla 10. Intervalos cañoneados en Mirador II. BHA # 2. Boquillas medias y superiores.....	93
Tabla 11. Prueba de producción posterior al <i>sand jetting</i> en Mirador IV (51 ft), Mirador III (65 ft) y Mirador II (25 ft).....	93
Tabla 12. Intervalos cañoneados en Mirador II. BHA # 3.....	94
Tabla 13. Prueba de producción finalizada la operación de <i>sand jetting</i> antes de realizar procedimiento de limpieza de arena en el pozo.....	95
Tabla 14. Prueba de producción al finalizar el <i>sand jetting</i> en Mirador II, III y IV ..	96
Tabla 15. Prueba de producción después de re-cañonear Mirador II, III y IV	100
Tabla 16. Formaciones de interés en el pozo Equión 2	103
Tabla 17. Rango de producción esperada de Mirador Pauto en la sección de 6”	104
Tabla 18. Rango de producción esperada de Mirador Pauto y Mirador Dele en la sección de 6”	104
Tabla 19. Características de las formaciones productoras en el pozo Equión 2 ...	105
Tabla 20. Prueba de producción línea base pozo Equión 2	107
Tabla 21. Resultados de la simulación a una profundidad de 17,786 pies.....	109
Tabla 22. Intervalos cañoneados en Mirador Dele. BHA # 1.....	113
Tabla 23. Prueba de producción estable posterior a los primeros 33 intervalos completados en Mirador Dele.....	114
Tabla 24. Prueba de producción estable posterior a los primeros 40 intervalos completados en Mirador Dele.....	114

Tabla 25. Intervalos cañoneados en Mirador Dele (33 pies) y Mirador Pauto (17 pies). BHA # 2	115
Tabla 26. Prueba de producción estable posterior completar 73 intervalos en Mirador Dele y 17 en Mirador Pauto.....	116
Tabla 27. Intervalos cañoneados en Mirador Pauto (8 pies) y Mirador Dele (42 pies). BHA # 3.....	117
Tabla 28. Prueba de producción estable posterior completar 110 intervalos en Mirador Dele y 25 en Mirador Pauto.....	118
Tabla 29. Prueba de producción estable posterior completar 110 intervalos en Mirador Dele, 25 en Mirador Pauto y 8 en Barco.	119
Tabla 30. Intervalos cañoneados en Barco (26 pies). BHA # 4	119
Tabla 31. Prueba de producción estable posterior completar 110 intervalos en Mirador Dele, 25 en Mirador Pauto y 26 en Barco	120
Tabla 32. Características de las formaciones objetivo del pozo Equión 3.....	131
Tabla 33. Tasas de producción esperadas en la formación Guadalupe con una WHP=800 psi y con un s=20	131
Tabla 34. Tasas de producción esperadas en la formación Barco con una WHFP=800 psi y con un s=10.....	132
Tabla 35. Tasas de producción esperadas en las formaciones Guadalupe-Barco-Mirador Pauto Main con una WHFP=800 psi	132
Tabla 36. Prueba de producción línea base pozo Equión 3	135
Tabla 37. Intervalos cañoneados en Barco. Perforador abrasivo inferior. BHA # 1	143
Tabla 38. Intervalos cañoneados en Barco. Perforador abrasivo medio. BHA # 1	144
Tabla 39. Prueba de producción posterior a la primera fase de sand jetting.....	146
Tabla 40. Intervalos cañoneados en Barco. BHA # 2.....	146
Tabla 41. Prueba de producción posterior a la operación de sand jetting	147
Tabla 42. Prueba de producción posterior al fracturamiento hidráulico.....	151
Tabla 43. Resumen de las pruebas de producción en cada etapa de la operación	152
Tabla 44. Valoración de riesgos Equión Energía	156
Tabla 45. Valoración del nivel de probabilidad de riesgo	159
Tabla 46. Costos asociados al <i>sand jetting</i> en el pozo Equión 1.....	177
Tabla 47. Costos asociados al <i>sand jetting</i> en el pozo Equión 2.....	178
Tabla 48. Costos asociados al <i>sand jetting</i> en el pozo Equión 3.....	179
Tabla 49. Costos totales y producción asociada a las intervenciones en los pozos	180

Tabla 50. Asignación de porcentajes de regalías de acuerdo a la producción diaria promedio en crudos medianos y livianos.	182
Tabla 51. Impuestos aplicados al pozo Equión 2	184
Tabla 52. Aspectos a tener en cuenta en el análisis económico del pozo Equión 2	185
Tabla 53. Descripción de los gastos en CAPEX y OPEX de la operación de <i>sand jetting</i> en el pozo Equión 2	186
Tabla 54. Costos de la operación de <i>sand jetting</i> en el pozo Equión 2	186
Tabla 55. Valores de ingresos en el pozo Equión 2 durante 12 meses de operación	187
Tabla 56. Costos OPEX en la operación de <i>sand jetting</i> en el pozo Equión 2	188
Tabla 57. Indicadores financieros de la intervención en el pozo Equión 2	188
Tabla 58. Operación de <i>sand jetting</i> con <i>coiled tubing</i> en un intervalo de 40 pies	192
Tabla 59. Operación de cañoneo con <i>coiled tubing</i> (fibra óptica) en un intervalo de 40 pies.....	193
Tabla 60. Operación de cañoneo con <i>wireline</i> en un intervalo de 40 pies	194
Tabla 61. Costos estimados por intervención.....	195
Tabla 62. Rata mínima equivalente requerida por cada boquilla de los perforadores abrasivos	202

LISTA DE GRAFICAS

	Pág.
Gráfica 1. Efecto de la penetración y densidad de disparos sobre la relación de productividad.....	32
Gráfica 2. Profundidad de Penetración de las cavidades creadas vs. Tiempo de bombeo	68
Gráfica 3. Comportamiento de la presión en el pozo Equión 2. 10 Mayo 2015...	128
Gráfica 4. Prueba de inyektividad en el pozo Equión 3.....	149
Gráfica 5. Prueba de flujo escalonada descendente del pozo Equión 3.....	149
Gráfica 6. Minifrac en el pozo Equión 3.....	150
Gráfica 7. Diagnóstico de las pérdidas de presión en fondo de pozo.....	152
Gráfica 8. Diagrama del comportamiento del flujo de caja.....	174
Gráfica 9. Curva de declinación de producción del pozo Equión 2.....	184
Gráfica 10. Diagrama de flujo de caja acumulado del pozo Equión 2.....	190

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Cañoneo de pozos	28
Figura 2. Evolución del cañoneo de pozos.....	29
Figura 3. Parámetros geométricos del disparo.....	31
Figura 4. Cañoneo a través de la tubería	35
Figura 5. Cañoneo a través del revestimiento	36
Figura 6. Cañones transportados por tubería.....	37
Figura 7. Zona de daño alrededor del pozo	40
Figura 8. Equipo de Coiled Tubing.	42
Figura 9. Unidad de potencia	43
Figura 10. Carrete de tubería.	44
Figura 11. Cabina de control.	45
Figura 12. Cabeza inyectora.	46
Figura 13. Stripper.....	47
Figura 14. Preventora de reventones tipo “QUAD”.....	48
Figura 15. Preventora de reventones	49
Figura 16. Forma de las cavidades y efecto del tiempo de bombeo, tamaño de la boquilla y nitrógeno (Dowell test-1965)	61
Figura 17. Daño por cañoneo con explosivos	63
Figura 18. Ensamblaje de fondo de perforación abrasiva	66
Figura 19. Erosión externa de la herramienta por rebote del fluido.....	69
Figura 20. Ensamblaje de fondo de perforación abrasiva utilizado en Equión.	73
Figura 21. Estado mecánico Pozo Equión 1.....	80
Figura 22. Fatiga de la tubería de CT.....	84
Figura 23. Simulación de tensión en superficie de la tubería de CT respecto a la profundidad	85
Figura 24. Ensamblaje de fondo para la correlación de profundidad	87
Figura 25. Ensamblaje de fondo para <i>sand jetting</i>	89
Figura 26. Registro formación Mirador Dele (Mirador I) del pozo Equión 1.....	97
Figura 27. Registro formación Mirador Guamalera (Mirador II) del pozo Equión 1 98	
Figura 28. Registro formación Mirador Pauto (Mirador III y IV) del pozo Equión 1 99	
Figura 29. Estado Mecánico pozo Equión 2.....	106
Figura 30. Fatiga de la tubería de <i>coiled tubing</i>	108
Figura 31. Simulación de tensión en superficie de la tubería de CT respecto a la profundidad	109
Figura 32. Ensamblaje de fondo para <i>sand jetting</i> en el pozo Equión 2.....	112

Figura 33. Intervalos perforados en la formación Mirador Dele Superior	123
Figura 34. Intervalos perforados en la formación Mirador Pauto.....	124
Figura 35. Intervalos perforados en la formación Barco.....	125
Figura 36. Boquillas antes y después del <i>sand jetting</i> en el pozo Equión 2	129
Figura 37. Estado mecánico pozo Equión 3.....	134
Figura 38. Esquema de distribución de equipos en el pozo Equión 3.....	135
Figura 39. Fatiga de la tubería de <i>coiled tubing</i>	136
Figura 40. Simulación de tensión en superficie de la tubería de CT respecto a la profundidad	137
Figura 41. Intervalos perforados en la formación Barco en el pozo Equión 3	139
Figura 42. Ensamblaje de fondo #1 para <i>sand jetting</i> en el pozo Equión 3.....	141
Figura 43. Distribución radial de boquillas en los perforadores inferior y medio .	142
Figura 44. Distribución radial de boquillas en el perforador superior.....	142
Figura 45. Ensamblaje de fondo #2 para <i>sand jetting</i> en el pozo Equión 3.....	145
Figura 46. Vista de planta de la distribución radial de las boquillas en los tres perforadores abrasivos.....	153
Figura 47. Matriz de riesgos de Equión Energía.	155
Figura 48. <i>Pin hole</i> en la <i>target tee</i> a la entrada del <i>sand tank</i>	167
Figura 49. <i>Pin hole</i> en la válvula Wenlen de la línea de gas a la salida del separador de arena	167
Figura 50. Elevación de las mangueras de succión que salen de la bomba	170
Figura 51. Monitorear espesor de accesorios de <i>Well Testing</i> durante la operación de <i>Sand Jetting</i>	170

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO 1. Cálculo de la concentración de arena en la lechada según la configuración de boquillas en el ensamblaje de fondo.....	202

GLOSARIO

BLOW OUT PREVENTOR (BOP): Sistema de válvulas instaladas en el extremo superior de un pozo, que puede cerrarse si se pierde el control de los fluidos de formación. Mediante el cierre de este sistema se busca prevenir la emisión y/o derrame de hidrocarburos a la atmósfera y retomar el control del yacimiento en términos de presión, con el uso de un fluido de mayor densidad que el original.

BOPD: Abreviatura de barriles de petróleo por día (del inglés *Barrels of Oil Per Day*). Es una unidad común de medida para caudal de petróleo crudo. El volumen de un barril es equivalente a 42 galones estadounidenses.

BPM: Abreviatura de barriles por minuto (del inglés *Barrels Per Minute*). Unidad de medida comúnmente referida al caudal de salida de fluido de una unidad de bombeo.

BUCKLING: Deformación dentro de condiciones estables que sufre la tubería por la exposición a diferentes condiciones de presión, temperatura y esfuerzos compresivos dentro de un pozo. Generalmente se presenta como un pandeo sinusoidal o helicoidal.

BULL NOSE: Herramienta con terminación redondeada usada en el extremo inferior de un ensamble de fondo para facilitar la entrada y el paso de perfiles existentes en el pozo por variaciones en el diámetro interno del mismo.

BWPD: Abreviatura de barriles de agua por día (del inglés *Barrels of Water Per Day*). Es una unidad común de medida para caudal de agua de producción o inyección.

CARRIER: Tubo metálico cargado generalmente con material explosivo para el cañoneo de un pozo. Las cargas moldeadas se alojan dentro de él para su protección durante el viaje en el pozo.

CHOKE MANIFOLD: Conjunto de válvulas de alta presión con su tubería asociada, que generalmente incluye dos estranguladores ajustables, dispuestos de manera tal que un estrangulador ajustable puede aislarse y sacarse de servicio para su reparación y acondicionamiento mientras el flujo del pozo se dirige a través del otro.

CLOSED LOOP TEST (CLT): Término referido a una prueba de producción estable (bifásica o trifásica) de un pozo. Durante esta, se instala un separador de prueba portátil aguas abajo del árbol de navidad y aguas arriba de la línea general de producción, hacia donde se dirige la recombinación posterior de los fluidos de producción.

COILED TUBING: Una sección larga y continua de tubería flexible enrollada en un tambor. La tubería se endereza para ser bajada en un pozo y luego se rebobina para enrollarla nuevamente en el tambor de transporte y almacenamiento. Tiene la capacidad de trabajar con seguridad en condiciones de pozo vivo con una sarta continua y permite bombear fluidos en cualquier momento, independientemente de la posición o la dirección del recorrido.

COILED TUBING CONNECTOR (CTC): Dispositivo de fondo de pozo utilizado para conectar la sarta de herramientas a la sarta de tubería flexible. El requisito primario es contar con una conexión mecánica adecuada capaz de soportar las fuerzas de tracción y compresión necesarias y, a la vez, asegurar el aislamiento hidráulico eficiente de la conexión entre la sarta de herramientas y la sarta de tubería flexible.

CROSSOVER: Dispositivo de tamaño corto utilizado para permitir la conexión de dos componentes con diferentes tipos o tamaños de roscas.

DUAL BACK PRESSURE VALVE: Doble válvula de contrapresión tipo charnela (*flapper*), usada comúnmente en el ensamblaje de fondo de una sarta de *coiled tubing* para impedir el flujo de hidrocarburos dentro de la tubería flexible.

FLAPPER: Tipo de válvula de seguridad que posee una placa con resorte (o de charnela) que permite el bombeo de fluidos generalmente en dirección hacia el fondo del pozo, pero que se cierra si el fluido intenta refluir a la superficie a través de la sarta de trabajo.

FLOWCROSS: Conexión en el árbol de producción de un pozo utilizado para direccionar el flujo en cuatro diferentes direcciones. Es el elemento de unión de las válvulas laterales, válvula de suaveo y válvula maestra.

FLOW TEE: Dispositivo instalado en el equipo de presión de la unidad de cable eléctrico que permite el ingreso de fluido de control en caso de que este sea requerido durante una intervención de pozo. Este se instala debajo de las válvulas preventoras.

FPS: Abreviatura de pies por segundo (del inglés *Feet Per Second*). Es la unidad utilizada generalmente para la medición de la velocidad de la sarta de *coiled tubing* en el pozo.

FULL OPEN: Término referido a la condición de flujo de producción de un pozo sin estrangulamiento en superficie.

GOR: Abreviatura de la relación gas-petróleo (del inglés *Gas-Oil Ratio*). Relación del gas producido con respecto al petróleo producido.

HYDRAULIC DISCONNECT: Dispositivo diseñado para permitir la división de las secciones inferior y superior de la sarta de herramientas para la recuperación de la herramienta de servicio en un evento de emergencia. Su activación es por medio de energía hidráulica.

IN: Abreviatura de pulgadas (del inglés *Inches*). Unidad de medida de longitud usada comúnmente en diámetros de herramientas y componentes pequeños de la sarta de trabajo.

LINER: Sarta de revestimiento que no se extiende hasta el extremo superior del pozo, sino que se encuentra anclada o suspendida desde el interior del extremo inferior de la sarta de revestimiento previa.

LOCK UP: Condición que puede producirse cuando se introduce una sarta de tubería flexible en un pozo horizontal o con gran desviación. El bloqueo se produce cuando la fuerza friccional que detecta la sarta al introducirse en el tubular del pozo alcanza un punto crítico.

LOGGING WHILE DRILLING: La medición de las propiedades de una formación durante la perforación del pozo, o inmediatamente después de ella, a través de la utilización de herramientas integradas en el arreglo de fondo de pozo.

MINIFRAC: Prueba que se realiza antes del tratamiento de fracturamiento hidráulico principal. Esta prueba está diseñada para calibrar el fenómeno de la pérdida de fluido a un caudal constante en un yacimiento determinado. Requiere la creación de una fractura pequeña en la formación usando el mismo fluido y caudal programados para el fracturamiento principal.

OVERPULL: Carga de tensión aplicada al levantar la sarta de trabajo que excede el peso real de la misma.

PLATFORM MULTIFINGER IMAGING TOOL: Herramienta calibradora compuesta por múltiples dedos o patines que permite la realización de medidas radiales precisas del diámetro interno del pozo.

PPA: Abreviatura de libras de aditivo propante por galón de fluido limpio (del inglés *Pound of Proppant Additive per gallon of clean*) usado como unidad de concentración de arena en la lechada abrasiva durante trabajos de *sand jetting* y trabajos de fracturamiento hidráulico, entre otros.

PPG: Abreviatura de libras por galón (del inglés *Pounds Per Gallon*). Unidad de densidad de fluidos.

PPM: Abreviatura de partes por millón (del inglés *Parts Per Millon*). Unidad de concentración.

SAND JETTING: Técnica de cañoneo realizada mediante el bombeo a alta velocidad de una lechada abrasiva cargada con arena.

SCAB LINER: Tubería con empaques inferior y superior, instalada para aislar una abertura o zona sin integridad en el revestimiento o la tubería de producción.

SHALE: Roca sedimentaria detrítica, fisible, de granos finos, formada por la consolidación de partículas del tamaño de la arcilla y el limo en capas relativamente impermeables de escaso espesor.

SKIN: Zona de permeabilidad reducida o aumentada alrededor de un pozo, frecuentemente explicada por el daño de la formación y la invasión de lodo o cemento infiltrado durante la perforación y completamiento, o por la estimulación del pozo.

SLICKLINE: Unidad de intervención de pozos compuesta por un cable de un solo filamento que se utiliza comúnmente para introducir y recuperar herramientas dentro del pozo.

STRIPPER: Elemento elastómero del sistema de control de presión en la unidad de *coiled tubing* que provee sello justo debajo de la cabeza inyectora del equipo.

SWIVEL: Herramienta que permite rotar libremente al ensamblaje de fondo en el pozo.

TUBING CONVEYED PERFORATING (TCP): Operaciones de cañoneo con herramientas transportadas con la tubería de producción.

TRIP IN: Viaje de la sarta de trabajo desde la superficie hacia el fondo del pozo.

TRIP OUT: Viaje de la sarta de trabajo desde el fondo de pozo hacia la superficie.

WELLBORE: Pozo. Es un agujero que se perfora para ayudar en la recuperación y exploración de los recursos naturales como el petróleo, el gas y el agua. Incluye desde el tramo que se encuentra entubado hasta el que está descubierto.

WIRELINE: Unidad de intervención de pozos compuesta por un cable que incorpora conductores eléctricos para la lectura en superficie de condiciones de fondo de pozo en tiempo real y la activación de diferentes herramientas como cañones.

YIELD POINT: El límite elástico, o el punto en el cual un material no puede seguir deformándose elásticamente. Cuando se excede el límite elástico por la aplicación de un esfuerzo, se produce una deformación permanente.

RESUMEN

Existen métodos de cañoneo convencionales que se han usado a lo largo de los años en la industria del petróleo en los que son usadas cargas explosivas transportadas hasta los intervalos deseados por medio de tubería de producción (*Tubing Conveyed Perforating*) o con equipo de *Wireline*. Sin embargo, en la búsqueda de nuevas alternativas más efectivas y económicamente rentables, se han desarrollado algunos métodos como el cañoneo por medio de *sand jetting*. Esta técnica de completamiento consiste en el bombeo de una lechada abrasiva compuesta por gel lineal y una concentración determinada de arena en mezcla con nitrógeno a través de unas boquillas especialmente diseñadas para lograr generar canales de comunicación entre el pozo y la formación productora, gracias a su impacto y penetración.

Este trabajo se enfoca en realizar un análisis de este método de cañoneo con fluido abrasivo denominado *sand jetting*, teniendo en cuenta factores a nivel técnico-operativo y económico de los resultados obtenidos en intervenciones de este tipo realizadas en tres pozos del piedemonte Colombiano operados actualmente por la empresa Equión Energía. Así mismo se hace un estudio del aseguramiento de equipos y factores críticos de la operación durante su desarrollo.

1. GENERALIDADES

1.1 EQUIÓN ENERGIA LIMITED

La compañía EQUIÓN ENERGIA Limited, antes *BP Exploration* Colombia, ha desarrollado actividades de exploración y producción de hidrocarburos por cerca de 30 años en el departamento del Casanare. Actualmente es operador de tres contratos de asociación con Ecopetrol: Piedemonte, Recetor y Rio Chitamena (este último en compañía de *Emerald Energy*) que comprenden los pozos Liria, Dele, Volcanera, Pauto, Floreña y Rio Chitamena. En cada uno de estos campos se hace necesario realizar intervenciones a pozos con el fin de mantener la producción y la rentabilidad del negocio. Estos pozos se caracterizan principalmente por tener presiones y temperaturas altas, y profundidades de hasta 20,000 pies, lo que convierte las operaciones allí realizadas en un desafío para el personal involucrado ya que en su mayoría se realizan con el pozo fluyendo con el fin de disminuir el impacto de producción o inyección.

Equión produce actualmente cerca de 47,000 barriles diarios de petróleo y alrededor de 34 millones de pies cúbicos de gas por día. La atención se centra hoy en día en el desarrollo de la licencia Piedemonte, ya que el contrato de asociación de Recetor expira en 2017. Este proyecto incluye la expansión de las instalaciones de procesamiento de Floreña, así como la construcción de líneas de flujo y la perforación de varios pozos. Por otro lado se cuenta con el proyecto exploratorio del bloque Niscota, el cual incluye la construcción de negocio para el desarrollo temprano del descubrimiento de Hurón, hecho por la firma Hocol S.A., y la realización de un programa de sísmica 3D con el fin de determinar nuevos prospectos perforables.

1.1.1 Campo Recetor

1.1.1.1 Generalidades

La geometría actual de las estructuras es el resultado de múltiples etapas de deformación incluyendo cabalgamientos en secuencia con diferentes niveles de despliegue, los cuales ascienden estratigráficamente a medida que la deformación avanza lateralmente, y eventos fuera de secuencia que deforman las estructuras preexistentes. Adicionalmente, el cinturón plegado está fraccionado por eventos laterales sub-ortogonales al frente del cabalgamiento.

En el área de recetor, la estructura se ensancha y desarrolla dos estructuras anticlinales que siguen la dirección NNE-SSO, con su correspondiente sinclinal en

el medio. Hacia el Este se presenta el anticlinal principal, este es el resultado del levantamiento de la falla principal de Cupiagua.

Las formaciones almacén de hidrocarburos pertenecientes a Recetor son: Guadalupe que se formó durante el Coniaciano-Santoniano temprano y se distribuye a través de la cuenca de los llanos y en el piedemonte, presenta un espesor promedio de 400 pies; Barco que se formó durante el Paleoceno inferior, está compuesto por 600 pies de areniscas fluviales de grano fino y altamente cementadas hacia el tope, y por areniscas fino-granulares con influencia mareal hacia la base, intercaladas con pequeños intervalos de lodolitas en ambas secciones y Mirador formada durante el Eoceno medio-tardío, está compuesta de 550 a 620 pies de cuarzo-areniscas de grano fino con alto contenido de sílice.

1.1.1.2 Mecanismos de producción

Los pozos pertenecientes a Recetor se caracterizan por fluir naturalmente, por lo que es necesario inyectar continuamente el gas producido con el fin de disminuir la rápida declinación que presenta el yacimiento. Actualmente se implementa esta estrategia con el fin de mantener la presión, re-vaporizando los fluidos condensados y minimizando el reciclo de gas seco. Esto es posible ya que las fracturas crean canales para la distribución de la inyección de gas con la comunicación directa entre los pozos inyectoros y los productores. La distribución del gas inyectado es monitoreada a través de la inyección de trazadores en los inyectoros, y de registros de producción en productores e inyectoros.

La producción del campo se ve afecta principalmente por dos fenómenos, el primero es la precipitación de condensados alrededor de las áreas de producción debido a que el fluido posee una riqueza alta, según la clasificación normal de un yacimiento de condensado, que ocasiona la precipitación en la formación de una alta cantidad de líquidos condensados cuando la presión del yacimiento desciende por debajo del punto de rocío, y una permeabilidad baja que origina grandes caídas de presión alrededor de las zonas productoras.

La combinación de estos dos factores produce grandes bancos de condensados que ocasionan un daño secundario alrededor de la pared del pozo al taponar los canales de flujo, disminuyendo su productividad. Como factor adicional se han realizado estudios geomecánicos que han determinado que en la cresta del yacimiento existe un patrón de fracturas paralelas al eje de la estructura, por ser el área de mayores esfuerzos, por el contrario la continuidad y densidad del fracturamiento disminuye hacia los flancos, que es donde se encuentran pozos de aceptable productividad.

En Recetor hay un total de diez pozos ubicados en toda el área del campo, de estos pozos siete son productores, dos inyectoros de gas y 1 cerrado.

1.1.2 Asociación Piedemonte

1.1.2.1 Generalidades

Los yacimientos del piedemonte llanero son sistemas de hidrocarburos complejos, con condiciones geológicas y termodinámicas muy particulares debido a la actividad tectónica producida en el origen de la cordillera oriental, lo que dificulta su explotación. La evolución geológica del piedemonte, da como resultados un patrón de apilamiento de estructuras enmarcado dentro de una zona triangular. Dichas estructuras involucran rocas desde el reciente hasta por lo menos edades del cretácico tardío, que es la Formación Gachetá, aunque no se descarta que involucren rocas antiguas por conocimiento regional y datos de pozos al sur.

Estratigráficamente, el subsuelo está representado por rocas del Paleozoico, Cretáceo y Terciario separadas entre sí por discordancias regionales. Datos regionales de la cuenca de los llanos sugieren que no están presentes rocas del Triásico-Cretácico inferior en el área, con la posible excepción de secuencias *synrift* preservadas muy localmente, y por lo tanto los sedimentos del cretáceo superior están sobre-yaciendo directamente sobre el basamento Paleozoico. Las fallas y pliegues compresionales desarrollados en el piedemonte llanero como parte del tren frontal de pliegues y cabalgamientos de la cordillera oriental constituyen los focos de migración para los hidrocarburos generados al oeste, en sinclinales regionales profundos.

Los anticlinales de la cuña tectónica se dividen en dos grupos, el primero incluye los anticlinales de Monterralo, El Morro y Floreña, y el segundo incluye las estructuras de Dele, Pauto y Volcanera. El primer grupo se caracteriza por geometrías de mayor amplitud y ser ligeramente más simétricos; el segundo grupo se caracteriza por tener flancos traseros más elongados y flancos frontales más cortos e inclinados.

Las principales unidades almacenadoras o reservorios en el piedemonte llanero son: areniscas de las formaciones Guadalupe, Barco y Mirador. Los tres reservorios tienen amplia distribución regional, y en general muestran un aumento del espesor hacia el oeste. Estos reservorios poseen buenas características, capaces de mantener fluidos superiores a los 15,000 bopd. En la parte superior de la formación Mirador, yace la lodolita de la unidad Carbonera C8 T40 que constituye la roca de sello principal.

1.1.2.2 Mecanismos de producción

Los pozos pertenecientes al piedemonte llanero se caracterizan por su flujo natural, aunque estos tienden a declinar rápidamente, razón por la cual ha sido necesaria la implementación de estrategias de inyección de gas que le permiten mantener este tipo de mecanismo de producción sin requerir otros sistemas de levantamiento.

La asociación Piedemonte abarca dos campos Floreña y Pauto. En Floreña hay un total de quince pozos, de estos ocho son productores, un inyector de agua, cuatro en inyección de gas, uno en perforación y uno abandonado. Por otra parte en Pauto hay diez pozos, seis en producción, uno en inyección de gas y uno en completamiento.

1.1.3 Formaciones productoras de los campos

1.1.3.1 Formación Barco

Es un cuerpo de areniscas que localmente presenta delgadas intercalaciones de lodolitas. Su espesor varía entre 200 pies y 450 pies y constituye el segundo reservorio en importancia de hidrocarburos en el Piedemonte. El tope de esta formación está marcado por la aparición de una arenisca cuarzosa de grano medio a fino; limpia, con cemento silíceo; pueden llegar a presentar inclusiones de pirita y ocasionalmente carbonosas y líticas oscuras.

La arenisca típica de Barco es cuarzosa; granos translúcidos; color blanco grisáceo, pardo amarillento (debido al contacto con aceite y/o a la impregnación con lodo base aceite); grano medio, y menor cantidad de fino y grueso, localmente muy grueso y gránulo; duras; blocosas; bien cementadas; cemento silíceo; porosidad visible pobre; localmente con aceite residual. Localmente se presentan intercalaciones de lodolitas grises, pardo grisáceo y pardo oscuro en lodolitas carbonosas.

1.1.3.2 Grupo Guadalupe

Este grupo se constituye en el tercer reservorio de hidrocarburos en el área. En el área se reconocen dos miembros bien diferenciados: Guadalupe lutita y Guadalupe arenisca.

1.1.3.2.1 Formación Guadalupe lutita

Intervalo compuesto por lodolitas con algunas intercalaciones de arenisca. Su espesor oscila entre 40 a 180 pies. Su tope se reconoce por la aparición abundante de lodolitas de tonos oscuros, colores que contrastan con la formación suprayacente, bien consolidadas sub-físiles, sub-laminadas, astillosas, algunas en forma de costras, menor sub-blocosas, ligeramente limosas, micro-piritosas, micro-micáceas.

Generalmente unos 20 pies por debajo de su tope aparecen intercalaciones menores de areniscas cuarzosas, de color gris claro, gris pardusco, blanco, y ocasionalmente se observan de color verde grisáceo; duras, grano muy fino y fino; localmente con cemento calcáreo; ocasionalmente con inclusiones de glauconita, y

frecuentemente con líticos oscuros; porosidad visible pobre. El espesor de esta unidad es muy variable entre 40 y 200 pies.

1.1.3.2 Formación Guadalupe arenisca

En este sector de la cuenca se diferencian dos niveles: las areniscas superiores fosfáticas que se componen predominantemente de areniscas fosfáticas con algunas intercalaciones de lodolitas gris oscuro. El espesor de esta sección oscila entre 50 a 300 pies y las cuarzo-arenitas inferiores que constituyen un cuerpo masivo de areniscas consolidadas con intercalaciones ocasionales de lodolitas pardo grisáceas, estas constituyen el nivel productor del grupo Guadalupe. Su espesor no es muy conocido, sin embargo se estima de hasta 250 pies o mayor.

1.1.3.3 Formación Mirador

Reviste especial importancia por tratarse del principal reservorio de hidrocarburos de la cuenca. La formación Mirador es un cuerpo masivo de areniscas que desarrolla una facies lodosa en su parte intermedia. El espesor de la formación varía entre 320 y 450 pies, aunque se han reportado espesores hasta de 630 pies de secuencia no fallada.

La formación Mirador consiste de una arenisca cuarzosa, de color gris blancuzco y amarillo blancuzco; presenta color pardo claro y pardo amarillento debido a la presencia de aceite de formación además de estar impregnada del lodo base aceite; es de grano predominantemente medio, menor cantidad de fino y grueso; localmente puede ser conglomerática de tamaño gránulo; muy dura y apretada; los granos son translúcidos y transparentes; pobremente seleccionada; bien cementada; localmente se observa recrecimiento del cemento silíceo alrededor de los granos; los granos muestran fractura angular, blocosa y se aprecian también forma de escamas u hojuelas; su porosidad visible es muy pobre; es una arenisca muy limpia sin matriz, aunque ocasionalmente se ha observado matriz caolinítica.

Generalmente están manchadas de aceite y localmente con aceite residual, de color negro, pegajoso y plástico. Este cuerpo masivo de areniscas tiene en la parte superior delgadas intercalaciones de lodolitas pardo cremosas, gris parduscas y limolitas pardas y pardo grisáceas. La formación desarrolla un cuerpo lodoso hacia la parte intermedia que se conoce como Mirador medio. Consiste de un paquete de lodolitas con un espesor muy variable que puede ir entre 10 y 100 pies. Estas lodolitas son de color gris claro, blanco grisáceo, localmente de color crema con inclusiones de granos finos de cuarzo que le dan una apariencia de toba; ocasionalmente son carbonosas de color gris oscuro o pardo oscuro. Tiene delgadas intercalaciones de areniscas de color blanco grisáceo, de grano fino a medio y regularmente no están manchadas con aceite.

Mirador inferior está compuesto por un cuerpo masivo de areniscas cuarzosas; de color blanco, blanco grisáceo, pardo muy claro, de grano medio a grueso translúcido; localmente conglomeráticas.

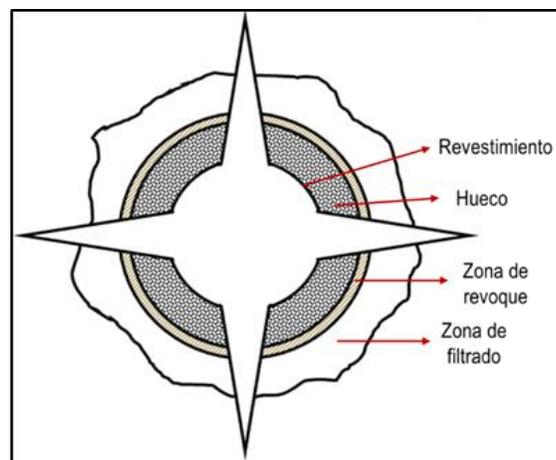
1.2 CAÑONEO

1.2.1 Definición

Posterior al completamiento de un pozo en donde este queda aislado de las formaciones de interés, es necesario realizar una operación de cañoneo, la cual consiste en generar canales o aberturas a través de la tubería de revestimiento, el cemento y la formación con el fin de establecer comunicación con las zonas de petróleo y de gas, permitiendo el paso de fluidos hacia la tubería de producción.

Para mejor la productividad en un pozo, es importante realizar un diseño adecuado de la operación de cañoneo, teniendo en cuenta las condiciones del yacimiento, características de la formación y exigencias del pozo. El objetivo es generar disparos limpios y de penetración profunda con el fin de optimizar la producción, minimizar el número de intervenciones futuras y prolongar la vida útil del pozo. Además de ser conductos para el ingreso de hidrocarburos, los orificios estables creados en el revestimiento proporcionan puntos para la inyección de agua o gas y permiten evaluar zonas productoras.

Figura 1. Cañoneo de pozos



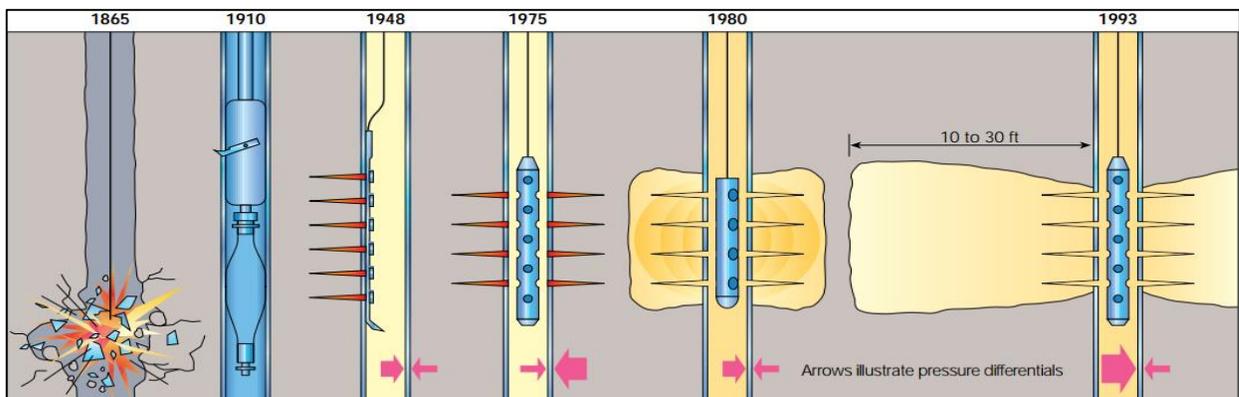
Fuente. Autores

1.2.2 Historia del Cañoneo

Los registros de las operaciones de cañoneo realizadas hacia 1910 indican que se utilizaron cortadores mecánicos que generaban un orificio a partir de la rotación en el acero del revestimiento. A partir de 1932, se emplearon disparos de balas convencionales y con el paso de los años se logró que su penetración fuese más profunda. Hacia 1948 *Welex Jet Perforating Company* desarrolló las cargas explosivas o enfocadas, estas se aplicaron a pozos petroleros generalmente en condición de sobre balance.

En 1958 inicio la aplicación del cañoneo hidráulico, es decir chorros de agua a alta presión, además del cañoneo mediante el bombeo de fluidos abrasivos. Hacia los años sesenta se empiezan a utilizar explosivos con cargas huecas o configuradas que se fabrican especialmente para los campos petroleros.

Figura 2. Evolución del cañoneo de pozos



Fuente. *Quo Vadis, Extreme Overbalanced? Schlumberger Oilfield Review.*

En los últimos años, las cargas que han sido mejoradas han alcanzado grandes profundidades de penetración y áreas de flujo más grandes que las obtenidas con la tecnología utilizada anteriormente. De igual manera se han desarrollado otras técnicas que permiten mejorar el proceso en pozos desviados y horizontales, además de ofrecer diversas alternativas de transporte de los cañones a través del pozo como lo son *slickline*, *coiled tubing* y *wire line*.

Las nuevas cargas de penetración profunda incrementan la productividad del pozo, debido a que traspasa la zona de daño, además de contar con otras ventajas como un área de flujo más grande, un mejor control de los residuos generados, reduciendo el tamaño de los detritos o incluso reteniéndolos dentro de las pistolas o cañones.

1.2.3 Tipos de cañoneo

1.2.3.1 Cañoneo tipo bala

En este tipo de cañoneo las balas son disparadas hacia el revestimiento atravesando el cemento y conectando el pozo con la formación. El desempeño de este cañoneo disminuye al incrementar la dureza de las formaciones, por esta razón es poco empleado en la actualidad, aunque en formaciones blandas su uso es continuo.

Algunas ventajas de este tipo de cañoneo son el control de la penetración con la selección adecuada de las balas, la penetración que se obtiene es igual o superior a la obtenida con cañones a chorro en formaciones blandas, y el orificio creado es simétrico reduciendo así la caída de presión por fricción.

1.2.3.2 Cañoneo con cargas tipo chorro

Su uso inicia poco después de la segunda guerra mundial, en la actualidad es la técnica de cañoneo más utilizada. El cañoneo tipo chorro involucra el uso de cargas moldeadas con explosivos de alta potencia, que se encuentran contenidas en una cubierta metálica con protectores especiales; la detonación de una serie de estas cargas se realiza en cadena, a través de un cordón detonante que se conecta hasta superficie donde es accionado eléctricamente.

El tipo de carga a utilizar depende de la profundidad del intervalo que se va a perforar y de la penetración que se pretenda, por esta razón y para obtener una mayor eficiencia, la configuración de la carga es fundamental, así como su buena centralización dentro del pozo. Otro factor que afecta significativamente la penetración es la compresión de la roca, mientras más alta sea su resistencia menor será la penetración.

1.2.3.3 Cañoneo hidráulico

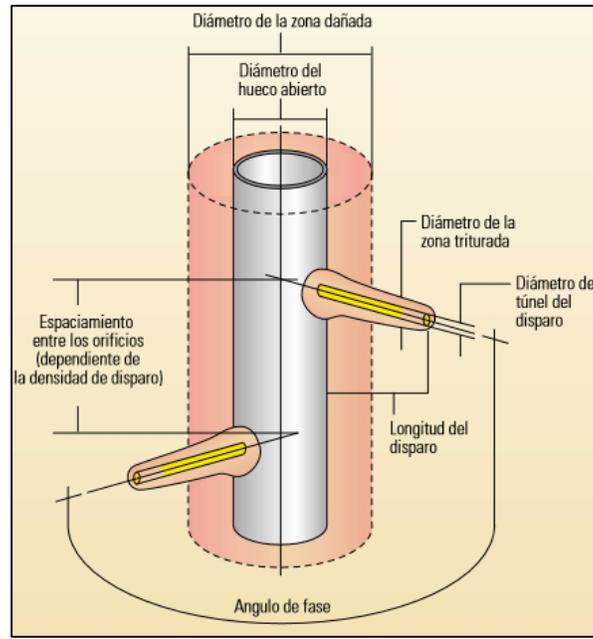
Su uso inicia hacia el año 1958, esta operación se caracteriza por el bombeo de fluidos a alta presión a través de la tubería con un diseño que permite dar dirección a los orificios hacia la pared del revestimiento. La ventaja de este método es la buena calidad de los túneles que se originan, sin embargo suele ser más costoso que otros tipos de cañoneo. Se utilizan variedad de fluidos para el bombeo, como agua, arena entre otros.

1.2.4 Factores geométricos del disparo

El objetivo principal del cañoneo es maximizar la productividad del pozo, minimizando el daño de formación causado en su perforación y completamiento,

debido a ello la penetración dentro de la formación es fundamental y esta debe superar en varios centímetros la zona de daño.

Figura 3. Parámetros geométricos del disparo



Fuente. Técnicas de diseño de los disparos para aumentar la productividad Schlumberger. *Oilfield review*, 2000

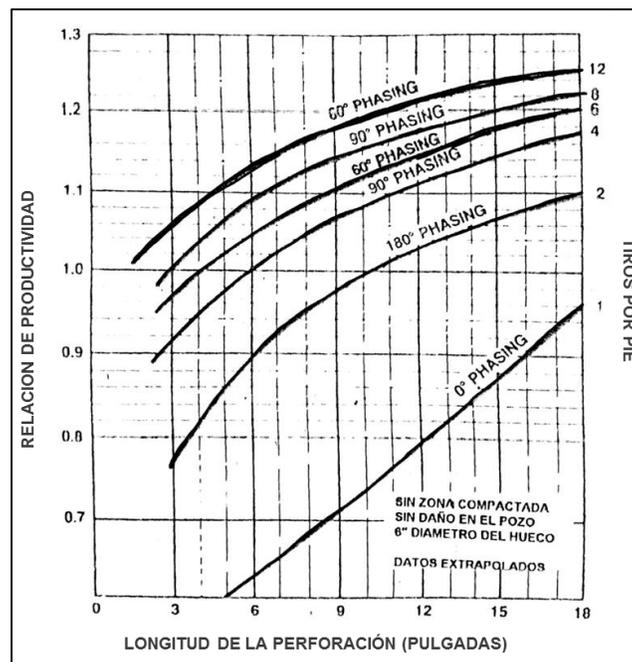
Dentro de los factores geométricos que afectan el perforado y su productividad podemos destacar:

- **Densidad de cañoneo:** Se define como el número de cargas por unidad de longitud. Las más comunes son las de 2-4 tiros por pie (TPP). Este factor generalmente depende del requerimiento de la tasa de producción, la permeabilidad de la formación y la longitud del intervalo a disparar.
- **Penetración:** Es la longitud de la perforación realizada por una carga. Usualmente se mide siguiendo el método API RP43 Procedimientos estándar para la evaluación de los perforados en un pozo ("*Standard Procedure for evaluation well perforator*"), que consiste en realizar una serie de pruebas de simulación en superficie de la operación de cañoneo.
- **Dirección de tiro (Fases):** Indica el ángulo entre las cargas, por ejemplo estas pueden ser disparadas en una o varias direcciones de acuerdo con el ángulo. La fase debe ser correctamente distribuida, con el fin de evitar el

cañoneo en un solo sentido, ya que si se utiliza un ángulo de fase 0° los disparos se ubicarán en el mismo plano, ocasionando la descentralización del cañón.

- **Separación de cargas:** Indica la distancia existente entre la pared interior del revestimiento y la carga alojada en el cañón.
- **Diámetro de entrada de la tubería:** Hace referencia al diámetro del agujero que se crea en el revestimiento.

Gráfica 1. Efecto de la penetración y densidad de disparos sobre la relación de productividad.



Fuente. Manual de cañoneo. Orduz L, Parra R.

De acuerdo a la gráfica 1, se puede afirmar que el efecto de la densidad de cargas en la productividad es más significativo en las primeras pulgadas de penetración en donde se observa un crecimiento de las curvas, sin embargo se debe tener en cuenta que en la gráfica se supone un pozo sin daño lo cual se aleja de las condiciones reales de operación.

La densidad de cargas influye en gran medida en la relación de productividad, un ejemplo de ello es que debido su velocidad y poder de expansión, la presión de impacto que generan sobre el revestimiento y las formaciones es tan alta que provoca grandes daños en la roca, dejando detritos triturados sobre los túneles que se crearon. Sin embargo, una densidad de disparo alta genera grandes radios de

productividad incluso con restricciones al flujo en algunas perforaciones, además de reducir la turbulencia y mantener el flujo laminar ya que incrementa el área de flujo.

1.2.5 Factores que afectan la eficiencia del cañoneo

1.2.5.1 Taponamiento de los perforados

Teniendo en cuenta algunas investigaciones y resultados obtenidos en trabajos de campo se ha determinado que dentro de los factores que afectan la eficiencia del cañoneo se encuentra el tipo de fluido, ya que dependiendo de sus características, como en el caso del lodo de perforación, se puede no solo llegar a afectar las propiedades del yacimiento generando daño de formación en la cara del pozo, sino también producir taponamiento en los perforados junto con partículas de roca desprendidas en el momento de la detonación, que al estar trituradas y a las condiciones de fondo llegan a ser muy difícil de remover por el contraflujo de la producción.

Si se trata de cañoneo por medio de cargas explosivas, el material residual proveniente de las mismas que es generado posterior al disparo y su acumulación, puede llegar a obstruir parcialmente o taponar los perforados disminuyendo el área de flujo efectiva.

1.2.5.2 Condiciones de la formación

Estudios realizados han demostrado que las características de la formación a ser completada juegan un papel fundamental dentro del diseño del cañoneo ya que dependiendo de estas se debe elegir el método de cañoneo, el tipo de fluido y el tipo de carga que tendrá el mejor desempeño, entre otros. Saucier y Lands¹ por medio de ensayos sobre cilindros de diferentes tipos de roca como areniscas, dolomitas y calizas sometidos a diferentes condiciones de presión demostraron que existe una relación inversa entre el esfuerzo de sobrecarga de una formación y la penetración en el cañoneo. Esto permitió estimar la reducción en la penetración de las cargas bajo diferentes escenarios de esfuerzos.

La resistencia a la compresión no confinada es una propiedad característica y representativa del tipo de roca presente en la formación, que influirá en el grado de penetración de un cañoneo. Esta es definida como el esfuerzo de compresión axial máximo que puede tolerar una muestra de material cilíndrica recta bajo condiciones no confinadas. En rocas con una alta resistencia a la compresión el cañoneo tendrá un desempeño más bajo en cuanto al alcance de penetración en la formación.

¹ SAUCIER, R.J. and J.F. LANDS. A Laboratory Study of Perforations in Stressed Formation Rocks. J. Pet. Tech. SPE 6758. Septiembre, 1978.

El tamaño de grano y la naturaleza de los fluidos presentes en la formación son factores que también afectan el desempeño de un cañoneo. Se ha demostrado que en formaciones con un tamaño de grano más fino se obtiene una mayor penetración de cargas bajo las mismas condiciones de disparo que en una zona con tamaño de grano grueso. Así mismo se ha determinado que la porosidad, la densidad de la roca y el tipo de fluido afectan la penetración de las cargas en una formación. Por ejemplo, el cañoneo en un yacimiento de gas presenta una menor penetración de las cargas que en presencia de líquidos, mostrando un decremento entre 20 y 30% según investigadores.

Por otro lado la temperatura tiene un papel determinante ya que las cargas pueden perder estabilidad cuando se someten por tiempos prolongados a ambientes calientes. A cada tipo de cargas se le han realizado pruebas para determinar cuál es la temperatura y el tiempo máximo de exposición sin que se vea afectada su estabilidad, lo cual lo hace un factor importante a tener en cuenta dentro del diseño y la selección del cañoneo.

1.2.5.3 Condiciones operativas

Otros factores que afectan la efectividad del cañoneo son: el equipo usado en el proceso, cantidad y tipo de carga en el cañón, técnicas usadas en el completamiento de un pozo y las características de la tubería y del cemento que se va a perforar. Además con el fin de maximizar el área de flujo a través de los perforados, es necesario el diseño correcto de las cargas de acuerdo al perfil de velocidad que se va a emplear, teniendo en cuenta parámetros operativos como:

- Configuración de la carga: Es el proceso de selección de la distribución del explosivo y de la densidad de disparo que determina la velocidad de detonación, esta determina la ubicación relativa dentro del pozo.
- Diámetro del cañón: La penetración es proporcional al diámetro del cañón usado, el tamaño de la carga en ocasiones es el factor determinante y no la cantidad de la misma que se utilice.
- Material y grado de la tubería de revestimiento.

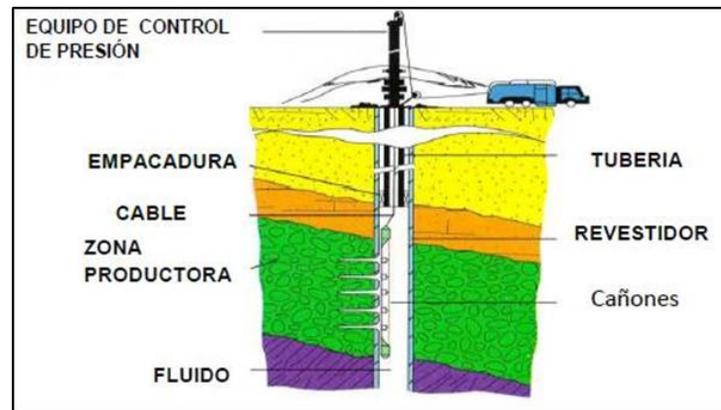
1.2.6 Sistemas de cañoneo

Los métodos de transporte de los cañones se han mantenido actualizados desde los años setenta, antes se utilizaban cañones más pequeños que se bajaban a través de la tubería de producción o más grandes a través del revestimiento por medio de cable de acero o eléctrico. Hacia los años ochenta se ampliaron las opciones de transporte ya que a partir de esta época inicio el uso de los cañones bajados junto a la tubería de producción TCP (*Tubing Conveyed Perforating*). Esta

tecnología ya no está limitada a un sector reducido del mercado y se ha convertido en un elemento esencial en muchos completamientos de pozos. Las cargas están almacenadas en cañones y se bajan hacia el fondo de pozo a la profundidad deseada de diversas maneras.

1.2.6.1 Cañoneo en tubería de producción

Figura 4. Cañoneo a través de la tubería



Fuente. Manual de *workover*, L. Mendoza

Este tipo de cañones son de diámetros pequeños, generalmente desechables o parcialmente recuperables y se bajan por medio de cable eléctrico. Este sistema tiene la particularidad de que sus fases son limitadas 0° a 180° y la densidad de disparo oscila entre 1-6 TPP.

Ventajas

- Brinda seguridad durante las operaciones debido a que la tubería se encuentra dentro del pozo.
- Permite cañoneo en bajo balance, sin embargo se debe tener especial cuidado debido al bajo peso de los cañones y su posibilidad de ser expulsados debido a las altas presiones.
- Permite obtener una buena limpieza en las perforaciones.

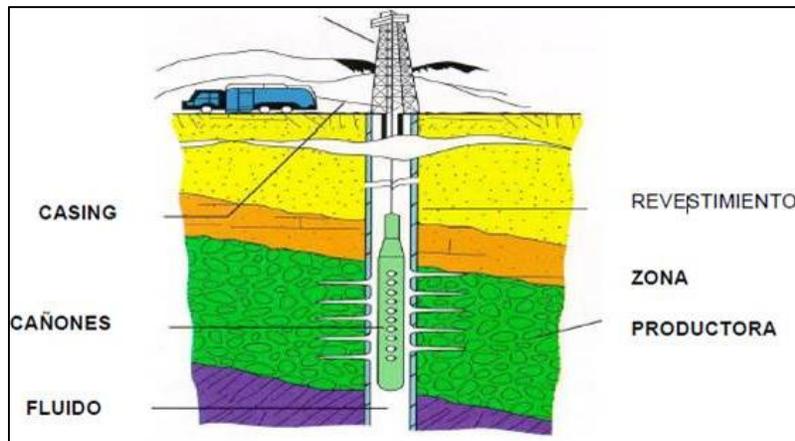
Desventajas

- No son selectivos y se utilizan para cañonear zonas cortas debido a que sus cargas tienen bajo poder de penetración.

- No cuentan con *carrier*, por lo tanto las cargas y el cordón detonante se encuentran expuestos a los fluidos y las presiones del pozo.

1.2.6.2 Cañoneo en revestimiento

Figura 5. Cañoneo a través del revestimiento



Fuente. Manual de *workover*, L. Mendoza

Se acciona el cañón a través de la tubería de revestimiento cuando no se ha instalado la tubería de producción, se baja al pozo por medio de cable eléctrico. Se aplica en pozos en condición de balance o de sobre balance, ya que el pozo en superficie no suele contar con el equipo de producción para permitir el flujo, además de evitar la expulsión de los cañones.

Ventajas

- Son cañones de gran diámetro que presentan alta capacidad de penetración.
- Mecánicamente es resistente y su peso ayuda a disminuir el tiempo de corrida de la herramienta.
- Los restos de las cargas después de ser disparadas se retienen en el *carrier* evitando que se tapone el perforado.
- Las cargas dentro del *carrier* están protegidas de la presión, temperatura y fluidos del pozo.

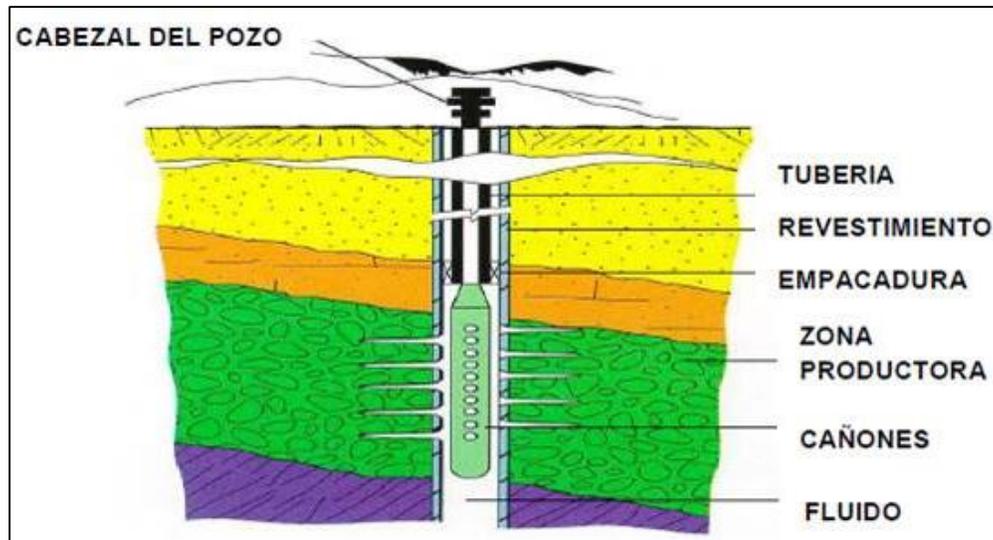
Desventajas

- Presenta un factor de daño severo.

- Los cañones pueden presentar inconvenientes durante la corrida en el pozo, debido a curvaturas en la tubería, y después de accionados debido a su dilatación.

1.2.6.3 Cañones transportados por la tubería de producción (TCP)

Figura 6. Cañones transportados por tubería.



Fuente. Manual de *workover*, L. Mendoza

En sus inicios hacia 1950 fue desarrollado y patentado por la compañía EXXON con el fin de minimizar los daños producidos en la formación cuando se detona en la tubería de revestimiento a condiciones de sobre balance en presencia de fluidos.

Los cañones equipados con cargas de alto poder de penetración se transportan en el extremo inferior de la tubería de producción. Una vez están en posición se asienta el empaque y se procede a realizar el cañoneo con el equipo de control de pozo previamente instalado en cabeza. Debido a que existe un buen control de la presión estas operaciones son relativamente seguras, a pesar de las altas condiciones de sobre balance con altas presiones en cabeza de pozo.

Ventajas

- Logra orificios limpios, simétricos y profundos.
- Manejan cargas que ofrecen alta penetración y permiten una alta densidad de disparo.

- Los residuos de las cargas se remueven del pozo gracias al diferencial de presión a favor de la formación.
- Se puede emplear en pozos horizontales y desviados con ángulos de inclinación mayores a 65° debido a que se transportan por tubería a la zona de interés.

Desventajas

- Sus costos son más elevados debido al tiempo que necesita el taladro para efectuar la operación.
- Es más lento respecto a otro tipo de cañones.
- El tiempo de exposición de las cargas dentro del pozo puede ser considerable, por esta razón se deben tomar las precauciones necesarias para reguardar su integridad, por presión o temperatura.

1.2.7 Métodos de cañoneo

Anteriormente en las operaciones de cañoneo realizadas con cargas explosivas (tipo chorro) la penetración y el diámetro de entrada en la tubería conformaban los únicos parámetros que se tenían en cuenta en el momento del diseño, teniendo como base las propiedades promedio de la formación y las características de las cargas.

Hoy en día esta situación ha cambiado, llevando el diseño del cañoneo a una planeación mucho más integral en la que se evalúan no solo las propiedades de la roca sino también las exigencias del completamiento y las condiciones del yacimiento. De esta manera no sólo se ha logrado optimizar el cañoneo sino también generar condiciones favorables para trabajos posteriores a realizar en la zona como fracturamiento hidráulico en el caso de estimulaciones, y la instalación de equipos de control de arena si este fuera necesario.

De acuerdo a esto, y dependiendo de los parámetros de diseño ya mencionados, se debe evaluar bajo qué condiciones de presión en fondo es más óptima la operación y el tipo y características de fluido de completamiento a usar durante la misma.

Existen tres condiciones de cañoneo: sobrebalance, en balance y bajo balance.

1.2.7.1 Cañoneo en bajo balance

El cañoneo en bajo balance consiste en generar una presión de fondo en el pozo menor a la presión de la formación en el momento del disparo. Esta técnica se empezó a estudiar y desarrollar a partir de la década del 60 y condujo a evidenciar las grandes ventajas que presentaba respecto a los anteriores metodologías de disparo. Esta condición produce un influjo inmediato de los fluidos del yacimiento hacia el pozo a velocidades que dependen del diferencial de presión con el que se diseñó la operación.

Los estudios demostraron que con este método la limpieza de los fluidos y residuos que se encuentran en los perforados es más eficiente. En el momento en el que se establece comunicación entre la formación y el pozo, se produce una descompresión instantánea de los fluidos del yacimiento alrededor del perforado. Las fuerzas creadas en este punto debidas al diferencial de presión y arrastre generan altas velocidades de flujo que erosionan y remueven el material triturado de la roca y los sólidos residuales propios del cañoneo, limpiando las paredes del disparo y las gargantas de poro afectadas por el daño de permeabilidad producido.

1.2.7.2 Cañoneo en sobrebalance

En las operaciones iniciales de cañoneo se usaban fluidos de alta densidad y lodos pesados justo antes del disparo lo que comúnmente generaba una condición de sobrebalance, definida como un diferencial positivo entre la presión de fondo en el pozo y la presión de la formación. Al tener una presión de pozo mayor a la presión de la formación, se daba paso a la invasión de sólidos causando varios efectos en las propiedades de la roca como el incremento de la presión capilar, taponamiento de gargantas de poros por creación de revoques internos, invasión de líquidos causando un cambio en la mojabilidad, bloqueo por emulsiones y agua, migración de finos y otra serie de alteraciones en la roca que producen daño de formación.

Por esta razón, si se elige aplicar este método en el cañoneo se debe utilizar un fluido que no genere un daño negativo en la formación, sino por el contrario que contribuya a remover parcial o totalmente el que ya ha sido producido en la cara del pozo debido a las actividades previas de perforación, cementación y completamiento.

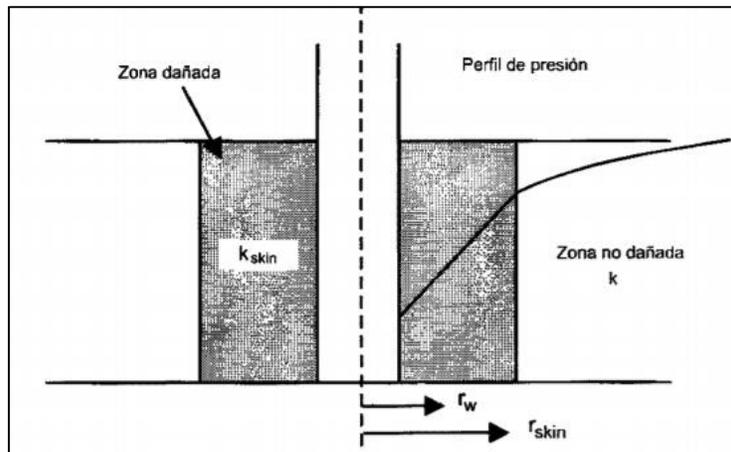
En las operaciones más comunes de cañoneo en condición de sobrebalance, se tiene como objetivo posterior a la detonación generar una estimulación química que remueva o disminuya el daño en la zona. Así mismo, en condición de sobrebalance extremo, que se caracteriza porque la presión en fondo excede en gran medida la resistencia de la roca, se busca producir la iniciación de una fractura para mejorar la productividad de la zona obteniendo un bypass de la zona de daño.

1.3 FACTOR DE DAÑO

“Tanto la productividad como la inyectividad del pozo dependen fundamentalmente la caída de presión en las cercanías del hueco”². Este diferencial generalmente se expresa a través del factor de daño en la vecindad inmediata al pozo (*skin*), que consiste en la reducción de la permeabilidad de la formación alrededor del revestimiento, ya que este actúa como una restricción dificultando el movimiento de los fluidos.

Esta reducción de permeabilidad es producida principalmente por invasión de fluidos durante la perforación, completamiento y reacondicionamiento del pozo tales como filtrados de lodo, lechadas de cemento, o partículas de arcilla que alteran las propiedades vírgenes de la formación y generan una zona de daño que puede abarcar desde unas pocas pulgadas hasta varios pies de espesor. Por otra parte, en casos en los que se realiza estimulación de pozos, con bombeo de fluidos como ácidos o durante el fracturamiento hidráulico, la permeabilidad de la roca aumenta y se ven alteradas las características originales de la formación, y aunque esto sea favorable también es conocido como *skin* o daño de formación.

Figura 7. Zona de daño alrededor del pozo



Fuente. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Magdalena Paris de Ferrer. Pág 419.

Este se puede considerar un efecto secundario y poco deseado provocado por el cañoneo, debido a que al efectuarse el disparo este origina una zona de baja permeabilidad alrededor de los disparos. El daño lo podemos clasificar en tres aspectos, una zona fragmentada con granos pulverizados, migración de partículas

² BEHRMANN L, BROOKS J, FARRANT S, FAYARD A, Venkitaraman. Técnicas de diseño de los disparos para optimizar la productividad. Verano de 2000. Schlumberger Oilfield Review.

finas de la formación y la presencia de los residuos en los túneles de los disparos, todos estos problemas originan que las gargantas de los poros se reduzcan. El radio de daño provocado por el cañoneo depende de varios factores como el tipo de roca, la porosidad, el fluido almacenado en los poros, el tamaño de grano, y la presencia de arcillas.

Es necesario conocer el estado de los esfuerzos a los cuales está sometida la formación ya que en base a estos se deben definir las direcciones de disparo que ofrezcan una mayor estabilidad del túnel perforado. De igual forma, las condiciones operativas, la técnica de cañoneo y el tipo de carga, se deben tener en cuenta en el diseño para garantizar la mayor penetración posible y lograr mejorar la productividad atravesando la zona dañada hasta la formación virgen.

Anteriormente, los disparos se realizaban con fluidos de alta densidad en condiciones de sobrepresión, sin embargo, algunas investigaciones afirman que en ciertos casos para poder remover parcial o totalmente el daño y los detritos de los disparos, es esencial que exista un cierto desbalance, es decir que la presión dentro del hueco antes del disparo sea menor que la presión de la formación.

1.4 UNIDAD DE COILED TUBING

1.4.1 Generalidades de *coiled tubing*

El equipo de *coiled tubing* es una unidad portátil que se ha utilizado con mayor frecuencia en la actualidad debido a las grandes ventajas operativas que tiene en su mayoría en trabajos de intervención de pozos. Se trata de una tubería flexible y continua fabricada principalmente de una aleación acero-carbono y en algunos casos con elementos como azufre y níquel que le otorgan propiedades físicas importantes como dureza y ductilidad, así como resistencia ante la corrosión. Se han fabricado comercialmente tuberías de diámetro externo desde 0.75 hasta 4.0 pulgadas con longitudes de carrete de más de 30,000 pies de largo. Las tuberías de *coiled tubing* más comunes tienen límites elásticos que van desde 55,000 a 120,000 psi.

Dentro de las ventajas más importantes de este equipo se encuentran:

- Disminución en tiempos y costos operativos, debido a procedimientos de arme y desarme del equipo mucho más eficientes que otro tipo de unidades como taladros de reacondicionamiento o unidades de entubación bajo presión. De igual manera al ser una tubería continua elimina los tiempos de conexión de juntas durante el viaje de herramientas en el pozo.

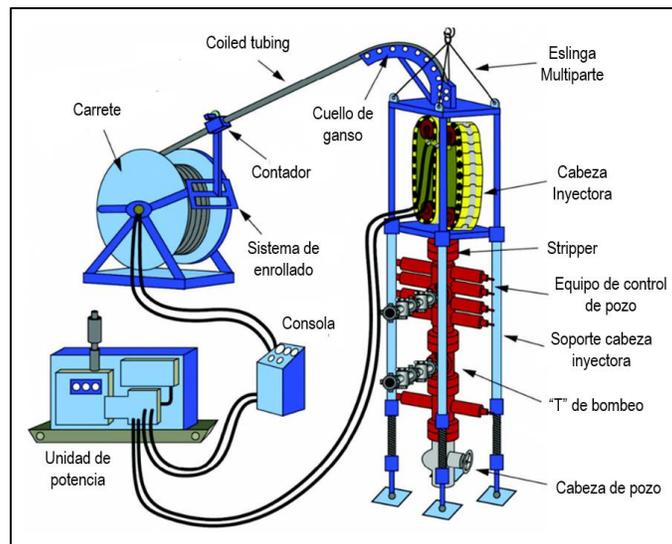
- La unidad está diseñada para poder trabajar con presión en superficie debido a que está equipada para cualquier evento de surgencia, lo que evita la matada de pozo previa a cualquier tipo de intervención. De esta manera se disminuye la probabilidad de generar más daño de formación al no tener que bombear fluidos de control.
- Permite el bombeo permanente de fluidos a través del *coiled tubing* en cualquier momento del trabajo, ya sea estático o durante viajes de tubería.

Existe una amplia gama de trabajos que se pueden realizar con una unidad de *coiled tubing* dentro de los que se encuentran: levantamiento de pozo con nitrógeno, estimulación química, cementación, fracturamiento hidráulico, operaciones de pesca, sentamiento y remoción de empaques y válvulas de subsuelo, operaciones de molida y perforación, bombeo de fluidos selectivo, cañoneo, registros eléctricos, aislamientos con tapones de arena, matada de pozos, registros de producción e inyección (*PLT/ILT*) y pruebas de restauración de presión (*PBU*), limpieza de tubería, entre otros.

1.4.2 Componentes de una unidad de *Coiled tubing*

El equipo básico de *coiled tubing* está compuesto de una unidad de potencia, carrete de tubería, cabina de control, cabeza inyectora y el equipo de control de presión.

Figura 8. Equipo de Coiled Tubing.



Modificada de Petrowiki. *Coiled tubing equipment design*.
 <http://petrowiki.org/Coiled_tubing_equipment_design> [Citado 2 febrero de 2017]

1.4.2.1 Unidad de potencia

Es un conjunto de componentes y controles necesarios para proporcionar una fuente de alimentación hidráulica. Actualmente en la industria petrolera, muchos sistemas son accionados hidráulicamente, incluyendo la mayoría de los sistemas móviles, tales como unidades de cable, unidades de *coiled tubing* y unidades de entubación bajo presión. En la mayoría de los casos, un motor diésel es el motor principal que proporciona una fuente de alimentación independiente que es aprovechada para el bombeo hidráulico y los sistemas de control necesarios.

Está compuesto principalmente de un sistema de alimentación denominado *power pack*, válvulas de alivio y un circuito de acumuladores. El sistema de alimentación hidráulica más común se describe como una red de "circuito abierto", en el que el fluido es descargado del motor y devuelto al reservorio hidráulico a presión atmosférica. Por otro lado, las bombas hidráulicas del motor están equipadas con válvulas de alivio de presión (o válvulas de descarga) que tienen la función limitar la cantidad de presión hidráulica que la bomba puede suministrar al circuito. Por último, la unidad de potencia contiene un sistema secundario de acumuladores como sistema de respaldo para el sistema de control de pozo, en caso de que el control primario falle.

Figura 9. Unidad de potencia



Fuente. Autores

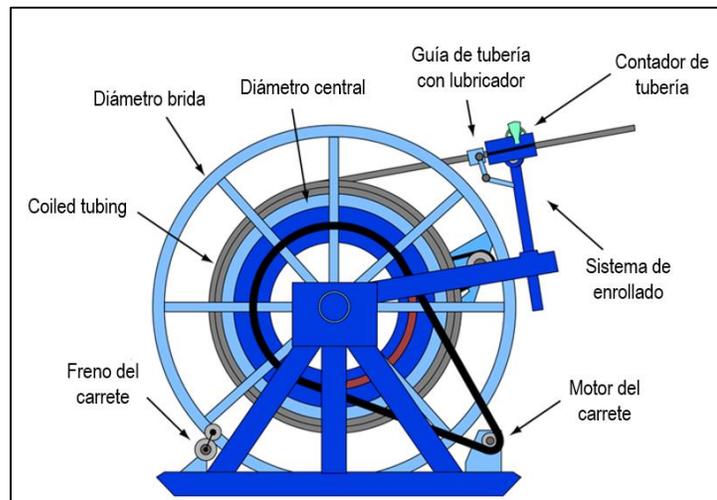
1.4.2.2 Carrete de tubería

El carrete de tubería sirve como instrumento de almacenamiento del *coiled tubing* durante el transporte y como dispositivo de enrollado durante las operaciones de

intervención y perforación de pozos. Dentro de sus componentes principales se encuentran: tambor, unión giratoria o *swivel*, guía de tubería, contador de tubería y sistema lubricador.

- Tambor: Tiene como función principal el almacenamiento y protección del *coiled tubing* así como mantener la tensión apropiada entre el carrete y la cabeza inyectora para que el tubo permanezca recto.
- *Swivel*: La unión giratoria es la encargada de permitir la circulación de fluido a través de tubería hacia el *coiled tubing* evitando el movimiento de las líneas de bombeo cuando el carrete está en rotación.
- Guía de tubería: Es una guía automática que hace más eficiente la operación de enrollado o desenrollado de la tubería al ordenarla en el tambor de manera sincronizada con el giro del carrete.
- Contador de tubería: El contador mecánico de profundidad está instalado en el sistema de enrollado de tubería o *levelwind*. Generalmente incorpora una serie de ruedas que entran en contacto con la tubería y su engranaje mide mecánicamente la longitud de tubo que se ha desplazado a través del mismo.
- Sistema lubricador: El carrete cuenta con un sistema para lubricar el exterior de la tubería. Este actúa para proteger el *coiled tubing* de la corrosión y reducir las fuerzas de fricción a las que se expone el tubo a través del *stripper* energizado, ya que este es uno de los puntos más críticos del desplazamiento de la tubería.

Figura 10. Carrete de tubería.

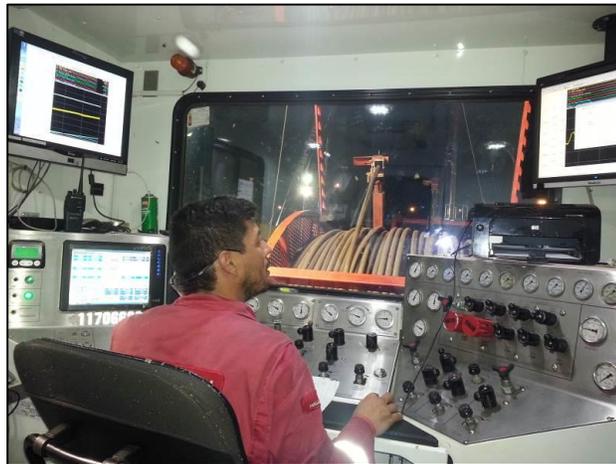


Modificada de Petrowiki. *Service reel for CT unit*.
<http://petrowiki.org/Service_reel_for_CT_unit> [Citado el 2 de febrero de 2017]

1.4.2.3 Cabina de control

Generalmente los controles se encuentran en un panel de consola remota en la cabina del equipo de *coiled tubing*. La consola está equipada con todos los controles y medidores necesarios para operar y monitorear todos los componentes en uso en la operación. Los motores del carrete y de la cabeza inyectora se activan desde el panel de control a través de válvulas que determinan la dirección del movimiento del tubo y la velocidad de operación. También están situados en la consola los sistemas de control que regulan la presión para el movimiento de la cadena de transmisión en el inyector, el *stripper* y varios componentes del equipo de control de pozos.

Figura 11. Cabina de control.



Fuente: Autores

1.4.2.4 Cabeza inyectora

La cabeza inyectora de *coiled tubing*, también llamada inyector, es el componente del equipo utilizado para sostener el tubo de manera continua y proporcionar las fuerzas necesarias para el despliegue y recuperación del tubo dentro y fuera del pozo. De esta manera el inyector es capaz de introducir la tubería en el pozo con presión en superficie, controlar su velocidad y soportar su peso.

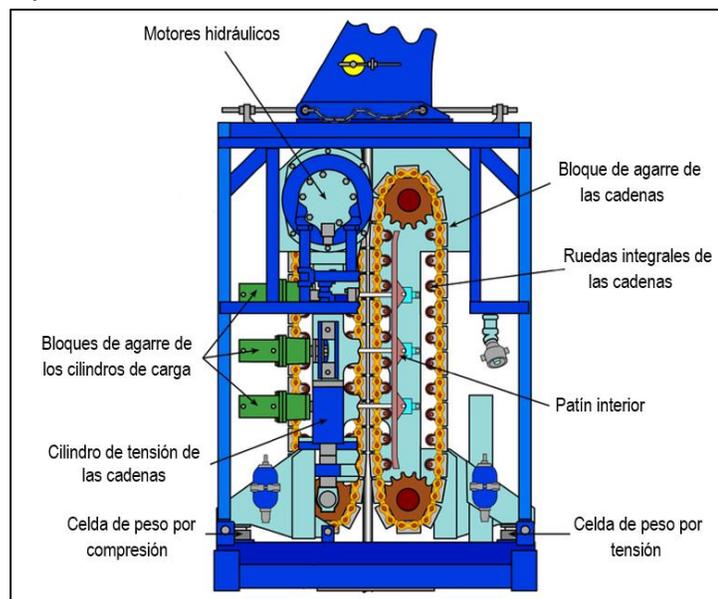
Dentro de sus componentes más importantes se encuentran: el cuello de ganso, los dos motores hidráulicos, las cadenas y los indicadores de peso.

- Cuello de ganso: Soporta el tubo a través del radio de curvatura y guía el *coiled tubing* desde el carrete de servicio hacia las cadenas de inyectores. Este generalmente incorpora una serie de rodillos para soportar el tubo o puede estar equipado con una almohadilla deslizante que se encuentra a lo largo del arco. El punto del cuello de ganso en el que la tubería pasa de la zona de curvatura a posición completamente vertical es uno de los puntos

más críticos en cuanto a desgaste del material por fatiga, debido a la fuerza de flexión y tensión que se experimenta allí.

- Motores hidráulicos: Se trata de dos motores hidráulicos operados desde la cabina de control en un sistema que permite su movimiento sincronizado a través de una caja de cambios que regula su velocidad. Por medio de estos motores se genera el movimiento de las cadenas y se provee la fuerza de tracción necesaria para mover la sarta de tubería dentro y fuera del pozo.
- Bloques de agarre y cadenas: Los bloques de agarre están instalados en pares opuestos que aseguran la tubería de *coiled tubing* en las cadenas de la cabeza inyectora. A medida que el sistema de motores hidráulico hace girar las cadenas, los bloques de agarre permiten el movimiento de la tubería dentro o fuera del pozo.
- Indicador de peso: El inyector debe estar equipado con un sensor de peso que mida la fuerza de tensión en el *coiled tubing* (por encima del *stripper*), y que su medición sea fácilmente visualizada por el operador del equipo en la cabina de control durante la intervención del pozo. También debe haber un indicador de peso que mida la fuerza de compresión en el tubo debajo del inyector cuando se está introduciendo la tubería en el pozo (que generalmente se representa como peso negativo).

Figura 12. Cabeza inyectora.



Modificada de Petrowiki. *Tubing injector for CT unit*.
<http://petrowiki.org/Tubing_injector_for_CT_unit> [Citado el 2 de febrero de 2017]

1.4.2.5 Equipo de control de presión

El equipo de control de presión es otro componente clave en las operaciones realizadas con *coiled tubing* debido a que en la mayoría de trabajos realizado con esta unidad se trabaja con pozos vivos, es decir con presión en superficie. Todo este equipo debe tener rangos operativos de trabajo acordes a la presión máxima esperada en la cabeza del pozo teniendo en cuenta un rango de seguridad establecido. Está compuesto principalmente por el ensamblaje del *stripper* y las preventoras también conocidas como BOP (*Blow Out Preventor*). De igual manera se compone de elementos secundarios tales como lubricadores con la función de alojar el ensamblaje de fondo en la preparación para su corrida en el pozo o para su recuperación. Por su parte La "T" de bombeo (*Flow tee*) es recomendada en trabajos que requieran la circulación de fluidos a superficie (sólidos, residuos, ácido gastado, etc.)

- **Ensamblaje del *Stripper*:** Es el dispositivo encargado de proporcionar el sello primario entre los fluidos del pozo y el *coiled tubing*. El sello es logrado por medio de energía hidráulica que es controlada desde la cabina del equipo: el fluido hidráulico presuriza la cámara en donde se encuentra el elemento *stripper*, que al ser un elastómero fabricado generalmente de uretano y nitrilo sufre una deformación contra la tubería y las paredes internas de la empaquetadura. Este elastómero es un producto consumible y en general se debe reemplazar para cada operación. Los elementos pueden ser cambiados con la tubería en trabajo, lo que permite reemplazar durante una operación un elemento gastado o con fugas. Su rango de trabajo está entre 10,000 y 15,000 psi y está ubicado justo bajo la cabeza inyectora y dependiendo de los requerimientos de la operación puede estar sobre los lubricadores o las preventoras de reventones.

Figura 13. Stripper.

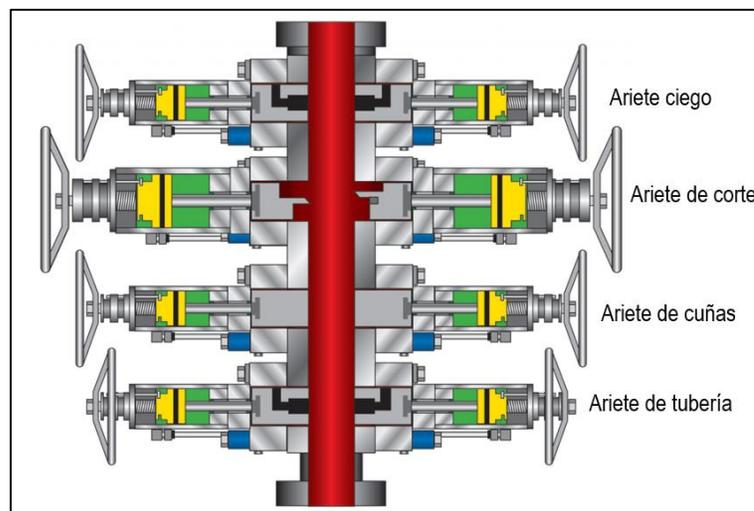


Fuente: Autores

- **Preventoras:** Componen el sistema de control de presión del pozo en caso de que el sello primario falle o se requiera su uso de acuerdo a la operación. Son operadas desde la cabina de control a través del circuito hidráulico o de acumuladores neumáticos que generan la energía necesaria para la activación de los arietes en caso de que el sistema hidráulico principal no opere adecuadamente.

Existen cuatro tipos de ariete tal como se muestra en la figura 14.

Figura 14. Preventora de reventones tipo “QUAD”.



Modificada de Petrowiki. *Well control stack for CT operations*. http://petrowiki.org/Well_control_stack_for_CT_operations#Assembly_of_well-control_stack [Citado el 2 de febrero de 2017]

- **Ariete ciego:** El ariete ciego es el encargado de generar el sello del pozo que ocurre cuando los elementos del elastómero son comprimidos unos contra otros. Para que el ariete ciego funcione correctamente no se debe encontrar la tubería ni otras obstrucciones a través del mismo.
- **Ariete de corte:** El ariete de corte está equipado con cuchillas que al ser activadas se cierran y rompen mecánicamente la tubería que la atraviesa. Este es requerido generalmente en un evento de pérdida de control de pozo en el que se requiera retirar el equipo de superficie y sea absolutamente necesario su uso. Posterior a su activación se

debe retirar la tubería para permitir el cierre del ariete ciego según el tipo de preventoras.

- **Ariete de cuñas:** El ariete de cuñas está compuesto de insertos bidireccionales de metal endurecido que se encajan en el perfil de la tubería y de esta manera se aseguran contra la misma, soportando el peso del *coiled tubing* y el ensamblaje de fondo que se encuentre en el momento de su activación. Una utilidad adicional es la capacidad de no permitir el movimiento del tubo impulsado por la fuerza de empuje generada por la presión del pozo.
- **Ariete de tubería:** El ariete de tubería está diseñado para un diámetro específico de tubería. Se trata de un elastómero que al ser activado se cierra contra la pared externa del tubo generando el sello en el espacio anular por debajo de los demás arietes. Su activación se debe realizar cuando la tubería está completamente estática, razón por la cual es posterior a la acción del ariete de cuñas.

Figura 15. Preventora de reventones



Fuente. Autores

1.5 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

1.5.1 Generalidades

La productividad o inyectividad de un pozo está directamente relacionada con la permeabilidad natural de la roca y el daño de formación que se haya generado a raíz de los trabajos de perforación y completamiento. Para buscar una conexión más eficiente con el yacimiento, se lleva a cabo el fracturamiento hidráulico con el fin de crear canales de comunicación más grandes, que se traducen en un aumento de la permeabilidad, y generan un bypass de la zona dañada en la cara del pozo. Esta operación, también conocida como estimulación hidráulica, mejora el flujo de hidrocarburos por medio de la creación de fracturas que conectan el yacimiento con el pozo.

Cuando un fluido es bombeado hacia una zona permeable, se genera una presión diferencial proporcional a la permeabilidad de la formación K_f . A medida que se aumenta la tasa de bombeo del fluido, la presión también lo hace generando un esfuerzo adicional en el *wellbore* que al alcanzar el esfuerzo o presión necesaria para romper la roca, conocida como presión de ruptura de la formación, generará la fractura. En este punto, si las bombas son apagadas o la presión es relajada, la fractura se cerrará dependiendo de la magnitud de los esfuerzos actuando sobre la roca. Por esta razón durante la operación de fracturamiento hidráulico es necesario el uso de material propante o apuntalante que se introduzca en los canales generados en la formación, y de esta manera impedir que se cierre la fractura cuando se despresurice o se detenga el bombeo. Si el propante usado tiene una porosidad significativa, este contribuirá en el aumento de la permeabilidad de la zona, generando un mayor flujo entre ellos y mejorando la productividad o inyectividad del pozo.

Por otro lado, el cañoneo permite controlar el punto de inicio de la fractura ayudando a reducir la tortuosidad. Cuando se requiere el cañoneo para una operación de fractura es recomendable perforar una sección limitada del *wellbore*, que en lo posible se debe ubicar en el centro de un intervalo. Lo anterior debido a que con intervalos pequeños y centrados hay más posibilidad de que la fractura se extienda hacia arriba y hacia abajo del espesor total de la arena sin malgastar propante y sin entrar en contacto con zonas no deseadas.

1.5.2 Presiones en el fracturamiento hidráulico

El concepto de presión puede ser entendido como un tipo de energía almacenada que es utilizada durante la operación de fractura para trabajar sobre la formación. A medida que el fluido de fractura va ingresando hacia la formación la presión se convierte en un esfuerzo que se está oponiendo a los esfuerzos locales de la roca,

por lo cual el fluido irá empujando las paredes de la fractura, creando un canal más amplio y forzando a la propagación de la misma.

En un trabajo de fracturamiento hidráulico se deben tener presentes los siguientes términos³, importantes para lograr distinguir en qué momento y en qué lugar se está midiendo o calculando una presión.

- **Presión de tratamiento en superficie (STP):** Denominada así por sus siglas en inglés *Surface Treatment Pressure*. Hace referencia a la presión en cabeza de pozo o la presión de inyección durante el bombeo de fluido.
- **Presión hidrostática (P_h):** Esta equivale a la presión en fondo debida al peso de la columna de fluido en el pozo. Esta presión es función de la profundidad vertical y la densidad del fluido.

$$P_h = 0.433 \gamma TVD \quad (1)$$

Donde P_h es la presión hidrostática en psi, γ es la gravedad específica del fluido y TVD, por sus siglas en inglés *True Vertical Depth*, la profundidad vertical a la cual la presión está actuando.

- **Presión por fricción en la tubería (ΔP_{fric}):** Cualitativamente corresponde a la presión causada por la resistencia del fluido a fluir por la tubería hacia el fondo del pozo. Esta presión por fricción disminuye con el aumento de diámetro de tubería e incrementa con la tasa de bombeo.
- **Presión de tratamiento en fondo (BHTP):** Por sus siglas en inglés *Bottom Hole Treatment Pressure*. Es referida a la presión en el fondo de pozo debido a la formación en la que se está realizando el tratamiento. Normalmente es calculada en la mitad del intervalo cañoneado. En este punto el fluido no ha ingresado aún en perforados ni en la fractura, por lo que se puede calcular de la siguiente manera:

$$BHTP = STP + P_h - \Delta P_{fric} \quad (2)$$

Como el cálculo de la presión por fricción en la tubería es aproximada, existirá una incertidumbre en el valor de la presión de tratamiento en fondo.

- **Presión por fricción en perforados (ΔP_{perf}):** Conocido también como fricción en perforados. Esta se refiere a la caída de presión experimentada en perforados cuando el fluido pasa a través de la restricción que estos generan.

³ MARTIN, T. Hydraulic fracturing manual. BJ services company. Junio 2005.

$$\Delta P_{perf} = \frac{2.93 SG (q/n)^2}{d^4} \quad (3)$$

Donde ΔP_{perf} está en psi, SG es la gravedad específica del fluido, q es el caudal del fluido en bpm, d es el diámetro del perforado en pulgadas y n el número de perforados.

- **Presión por fricción en la cara de pozo (ΔP_{nwb}):** Esta se refiere a la sumatoria de la presión por fricción en perforados más cualquier pérdida de presión causada por la tortuosidad.
- **Presión de cierre (P_c):** Es la fuerza actuando para cerrar la fractura. Valores de presión por debajo de esta significaría que la fractura está cerrada, mientras que valores por encima la mantienen abierta. Este valor es de gran importancia en una operación de fracturamiento hidráulico y es determinado en el *minifrac*, analizando el comportamiento de la declinación de presión después de apagar las bombas.
- **Presión neta (P_{net}):** Este corresponde a un valor fundamental en un trabajo de fractura. De manera sencilla se define como la diferencia de la presión del fluido en la fractura y la presión de cierre, tal como se muestra a continuación:

$$P_{net} = BHTP - \Delta P_{nwb} - P_c \quad (4)$$

$$P_{net} = STP + P_h - \Delta P_{fric} - \Delta P_{nwb} - P_c \quad (4.1)$$

En donde BHTP es la presión en el fondo de pozo, ΔP_{nwb} la presión por fricción en la cara de pozo, P_c como la presión de cierre, la STP que es la presión de tratamiento en superficie, P_h hace referencia a la presión hidráulica y la ΔP_{fric} a la presión por fricción en la tubería.

- **Presión instantánea de cierre:** Conocida como ISIP por sus siglas en inglés *Instantaneous Shut In Pressure*. Corresponde al valor de presión registrado después de que el bombeo de fluido es detenido, justo cuando inicia la declinación de la presión. Puede ser determinada en fondo o en superficie.

1.5.3 Pruebas a realizar en un fracturamiento hidráulico

1.5.3.1 Mini fracturamiento (minifrac)

El objetivo de esta prueba es proporcionar la mayor información posible acerca de la formación, inyección de fluidos antes del bombeo del tratamiento de fractura. Este mini-fracturamiento está diseñado para aplicarse tan cerca como sea posible a los parámetros del tratamiento sin bombear ningún volumen significativo de propante, sin embargo este volumen debe ser suficiente para contactar toda la formación que se espera en el tratamiento principal. Cuando se ejecuta un *minifrac* se puede obtener información acerca de la geometría de la fractura, propiedades mecánicas de las rocas y fugas de fluidos que ayudan a la hora de diseñar el tratamiento de fractura.

1.5.3.2 Prueba de flujo escalonado (*step rate test*)

Usualmente estas pruebas se realizan antes de un tratamiento de fracturamiento hidráulico. Son pruebas que se usan para calibrar el modelo de fracturamiento que se va a utilizar de acuerdo a la respuesta actual de la presión de la formación. Hay dos tipos de pruebas de este tipo, uno de caudal ascendente (*step up test*) y otro descendente (*step down test*). Uno es usado para determinar la presión de extensión de la fractura, mientras el otro es usado para determinar el tipo de fricción cerca al *wellbore*. Ambas pruebas son muy útiles mientras se diseña el tratamiento de fracturamiento hidráulico.

- **Prueba de incremento de rata (*step up test*)**

Esta prueba es usada para determinar la presión de extensión de la fractura. Adicional a esto se usa para determinar un límite superior para la presión de cierre y estimar la presión del tratamiento en fondo. La prueba consiste en bombear fluido a la formación a varias ratas. Estas ratas empiezan lentamente y gradualmente se van incrementando, siendo importante que se practiquen el mayor número de etapas a bajas ratas. En cada una, se ajusta primero la rata de bombeo, luego se espera por la estabilización de la presión y finalmente se toma el valor exacto de la presión y el caudal para luego continuar a la otra etapa.

- **Prueba de disminución de rata (*step down test*)**

Se usa para determinar la naturaleza de cualquier pérdida de presión cerca al *wellbore*, es decir si es por fricción en los perforados o por tortuosidad. Esta prueba es inversa al *step up test*, es decir se empieza con altas ratas y se va disminuyendo poco a poco. Es importante que durante el transcurso de la prueba la fractura permanezca abierta todo el tiempo de lo contrario esta no se considera válida

además de mantener las etapas cortas mientras la tasa se disminuye. Se debe tener en cuenta, para la interpretación general de esta prueba, la forma de las curvas presentadas en la gráfica de resultados obtenidos, en esta se indica cómo se distribuye la fricción cerca al *wellbore*. Si la inclinación de la curva es convexa indica que está dominada por los perforados, pero si la forma de esta es cóncava su caída de presión está asociada a la tortuosidad.

2. SAND JETTING

2.1 HISTORIA DEL SAND JETTING

El cañoneo abrasivo o *sand jetting* no es una operación nueva, su aplicación se encuentra documentada desde los años cuarenta cuando se tomó como base la técnica utilizada hasta ese momento para la estimulación de pozos bombeando, en lugar de ácidos, fluidos abrasivos. Sin embargo su uso no se masificó debido a la limitada vida útil de los equipos ya que la abrasión provocada por los fluidos desgastaba considerablemente la herramienta.

Su mayor auge se produjo en los años sesenta donde se publicaron documentos con técnicas de campo, investigaciones de los fluidos abrasivos, velocidad de las partículas, efectos en la penetración, entre otros. Pero los avances logrados en resistencia de materiales fueron los que viabilizaron su uso cuando el acero de la herramienta fue sustituido por carbono de tungsteno aumentando su tiempo de vida útil. Asimismo las características de las unidades de bombeo que se utilizaban anteriormente ocasionaban una mayor cantidad de problemas operacionales en sus bombas, pistones y válvulas pero con su evolución se logró disminuir los tiempos no productivos por fallas y se permitió el uso de presiones más altas y con ello un incremento en las tasas de bombeo.

Gracias a los avances hechos en esta década se realizaron gran cantidad de trabajos con un porcentaje de éxito cercano al 90%, sin embargo el uso de las cargas moldeadas, que reemplazó el cañoneo por balas, resultó una opción económica más viable disminuyendo las posibilidades de una mayor expansión y desarrollo del *sand jetting*.

En las décadas del setenta y ochenta se realizaron pocos trabajos de esta técnica debido en gran medida a la entrada del cañoneo con explosivos a la industria. No obstante, se desarrollaba de forma paralela una nueva tecnología que posteriormente se convertiría en el nuevo mecanismo para transportar las herramientas del *sand jetting* dentro del pozo, la unidad de *coiled tubing*. Este avance generó una mayor eficiencia en los trabajos disminuyendo los costos y tiempos operativos y haciendo de esta una intervención más segura.

En los años noventa se desarrollaron nuevos materiales que incrementaban aún más la vida útil de las herramientas lo cual ocasionó que el tiempo medio entre fallas (MTBF-*Mean time between failure*) disminuyera. Por otra parte el interés de cañonear en pozos horizontales y formaciones con baja permeabilidad impulsó aún más su uso gracias a la versatilidad que ofrecen estas herramientas para lograr un diseño óptimo operativo que se adapte a las condiciones específicas del pozo.

En la actualidad es una técnica que continua incrementando su campo de acción en la industria brindando beneficios adicionales respecto a otras técnicas como seguridad en el proceso, flexibilidad en la configuración de la herramienta, uso en pozos con restricciones en la operación, nuevas aplicaciones, entre otros.

2.2 APLICACIONES DEL BOMBEO ABRASIVO

El interés en el bombeo de fluido abrasivo ha incrementado rápidamente desde la década del cincuenta hasta la actualidad desarrollando cada vez equipos más especializados para las diferentes aplicaciones que tiene esta técnica en la industria del petróleo. Estas mejoras han sido logradas principalmente gracias al uso de materiales de fabricación mucho más resistentes a la abrasión que generó una mayor eficiencia en los trabajos, prolongando significativamente el tiempo de vida útil de las herramientas, y que a su vez impulsó el crecimiento y desarrollo de este tipo de operaciones entre las que se destacan el cañoneo abrasivo y la adecuación para trabajos de fracturamiento hidráulico.

2.2.1 Cañoneo abrasivo

El cañoneo abrasivo es la operación que se ha realizado con mayor frecuencia dentro de las aplicaciones del bombeo de fluidos abrasivos. Este tipo de trabajos se empezó a realizar en pozos en los que el cañoneo convencional no era exitoso debido generalmente a un daño de formación significativo o en formaciones con permeabilidades muy bajas que dificultan el nivel de productividad esperado del yacimiento. Adicionalmente, es una técnica con grandes ventajas en el completamiento de pozos con zonas productoras de espesores muy pequeños debido a que con los métodos convencionales de cañoneo se aumenta el riesgo de generar un alto corte de gas o agua por la cercanía del yacimiento con el contacto de gas o agua respectivamente.

La técnica del cañoneo abrasivo o *sand jetting*, así como el diseño, herramientas y equipos utilizados serán tratados con mayor profundización en este capítulo.

2.2.2 Completamiento en hueco abierto

Aplicar la técnica de bombeo a propulsión con fluido abrasivo en hueco abierto ha sido utilizado principalmente para realizar trabajos de limpieza de pozo y ampliación o ensanchamiento del mismo. Exponer las paredes del hueco a altas tasas de bombeo que son controladas desde superficie logra remover excesos de retorta generados por lodos de perforación así como precipitados inorgánicos y demás materiales residuales que se encuentren obstruyendo la cara de la formación. De

esta manera se contribuye no solo a mejorar o restaurar la permeabilidad natural de la roca sino también a crear un hueco más grande generado por la penetración que se obtiene con el fluido abrasivo.

Por ejemplo en una investigación realizada por Ousterhout⁴ se demuestra la efectividad de este tipo de procedimientos en dos pozos inyectoros de agua en los que se buscaba obtener un mayor caudal de inyección ejecutando métodos tradicionales como tratamientos con ácidos y cañoneos convencionales en hueco abierto sin éxito. Sin embargo luego de llevar a cabo trabajos de bombeo abrasivo a alta rata se logró aumentar la tasa de inyección en ambos pozos, observando mejorías en los caudales de 20 bwpd y 335 bwpd.

2.2.3 Adecuación para fractura hidráulica

Como es conocido, una operación de fractura hidráulica requiere condiciones de presión y caudal que son afectadas principalmente por las propiedades de la roca. En pozos con profundidades y gradientes de fractura muy altos se reducen las probabilidades de generar un fracturamiento exitoso en la roca debido a las limitantes de la máxima presión de trabajo tanto en los equipos de superficie como en el completamiento del pozo. Por esta razón, es necesario llevar a cabo un cañoneo previo en la zona a fracturar para reducir las pérdidas de presión debidas al cambio de área en el orificio del perforado y a la tortuosidad.

El bombeo de fluido abrasivo a altas ratas logra una penetración mucho más profunda que la alcanzada por un trabajo de cañoneo convencional realizado con explosivos, reduciendo de esta manera las pérdidas de presión en fondo y evitando trabajar con presiones cercanas a los límites seguros en superficie. De igual forma al mejorar la conexión entre la zona virgen del yacimiento y el pozo, aumentando la permeabilidad en la zona y reduciendo la tortuosidad, se genera un plano mucho más débil en la roca del que posteriormente partirá la fractura hidráulica para extender su longitud.

2.2.4 Corte de tubería

El bombeo de fluidos con material abrasivo a altas ratas ha sido utilizado para realizar cortes tanto horizontales como verticales en diferentes tipos de tubulares como tubería de perforación, producción y revestimiento así como en la remoción de empaques, cemento y componentes generales del completamiento del pozo hechos de aleaciones cromadas. Estos cortes son logrados generando la rotación de las boquillas en la profundidad deseada mientras se bombea la mezcla abrasiva que produce un corte limpio en el material, razón por la cual no es necesario realizar operaciones posteriores de limado en la zona del corte.

⁴ OUSTERHOUT, R.S. Field Applications of Abrasive-Jetting Techniques. SPE 67. Mayo 1961, p. 413-415.

En la actualidad este tipo de trabajos son llevados a cabo por medio de la unidad de *coiled tubing*, en la que el ensamblaje de fondo está generalmente equipado con un motor de desplazamiento positivo, que es el encargado de producir la rotación mientras se está circulando el fluido por medio del mismo y la cabeza abrasiva de corte compuesta de cierto número de boquillas especialmente diseñadas para una operación con la función de generar a través de ellas la velocidad requerida para producir el corte del material.

2.3 TÉCNICA DE CAÑONEO ABRASIVO (*SAND JETTING*)

La técnica del *sand jetting* está basada en un sistema de flujo a través de un orificio, fundamentado en el principio de Bernoulli, en el cual la energía generada por la presión es transformada en energía cinética que a su vez se relaciona con la velocidad del fluido. Según autores como Fryzowicz y otros⁵, el proceso requiere la mezcla de agua gelificada con una concentración apropiada de arena que actúa como agente abrasivo. Esta mezcla es bombeada a una alta presión diferencial a través de las boquillas del ensamblaje de fondo que es transportado por medio de *coiled tubing*.

La aceleración que debe experimentar el fluido junto a las partículas de arena se produce a través de las boquillas. Estas están generalmente compuestas de tres secciones: una zona de convergencia del fluido, una zona recta y finalmente la región entre la boquilla y el objetivo. En la región de convergencia, el fluido sufre una aceleración debida a una reducción en el área de flujo que a su vez produce fuerzas de arrastre e inerciales que incrementan la velocidad de las partículas. Esta velocidad dependerá de igual manera de la presión y la rata de bombeo de trabajo lograda con los equipos de superficie.

Posteriormente el fluido ingresa en una región recta, con un área transversal constante en la que la mezcla no sufre aceleración, razón por la cual no se produce la fuerza inercial sobre las partículas pero se conserva el arrastre sobre las mismas. Finalmente, en la región entre la boquilla y el revestimiento el fluido impacta el objetivo con niveles altos de energía y se inicia la penetración del mismo. Esta es una zona de alta turbulencia debido a las diferentes direcciones resultantes del fluido una vez ha impactado el tubular o la formación. La corriente de fluido bombeado a alta rata es capaz de perforar tubería de revestimiento y de producción así como cualquier tipo de cemento, y finalmente penetrar profundamente en la formación proporcionando comunicación con el yacimiento. El perforado que resulta es un agujero vacío y limpio.

⁵ FRYZOWICZ R, NAUGHTON-RUMBO R, SCHRAMA E. Application of CT-Conveyed Perforating with the Sand Jetting Technology in North Sea Deep Horizontal Tight Gas Producer. SPE 137642. 2010. Pág 3.

Las herramientas usadas en la operación están fabricadas generalmente de aleaciones especiales que no requieren alta resistencia a la abrasión, ya que no son un punto crítico de desgaste como lo son las boquillas por la aceleración que sufre el fluido a través de ellas. De acuerdo a esto y gracias a la evolución en ciencia de los materiales, se han fabricado boquillas de carburo de tungsteno que las ha hecho mucho más resistentes, brindándole a la operación mayor eficiencia relacionada a un mayor tiempo de bombeo sin sufrir desgastes severos.

Por otra parte, en cuanto al mecanismo de transporte, el ensamblaje de fondo utilizado para el bombeo abrasivo era llevado inicialmente a la profundidad objetivo por medio de tubería de producción. En la actualidad este procedimiento es realizado generalmente con *coiled tubing* ya que ofrece ciertas ventajas operativas que lo hacen idóneo para este tipo de trabajos, aunque la decisión de usar tubería flexible o tubería de producción depende principalmente de la disponibilidad y precio de las unidades (*coiled tubing*, *workover* y bombeo), de la profundidad y tamaño de las zonas a ser tratadas y de los servicios adicionales que requiera la operación.

De acuerdo a la complejidad de la operación, teniendo en cuenta presiones de trabajo, diámetro de tubería y requerimientos generales de bombeo, entre otros, se pueden usar dos tipos de configuración: *coiled tubing* convencional y *coiled tubing* con fibra óptica. Este último consiste en un carrete de tubería flexible que lleva por dentro un sistema de adquisición de datos por medio de fibra óptica que permite monitorear en tiempo real parámetros en fondo de pozo. Usar este tipo de tecnología ha permitido realizar operaciones de *sand jetting* en una sola corrida, ya que al tener sistema de visualización de las condiciones de fondo, se puede llevar a cabo la correlación de profundidad para el posicionamiento de las herramientas e iniciar con el bombeo del fluido abrasivo. No obstante, el uso de este tipo de carretes está más limitado en las condiciones de bombeo con el fin de no comprometer la integridad de la fibra óptica, razón por la cual es necesario usar la tubería convencional en la mayoría de los casos.

En las operaciones en las que se usa un carrete de tubería flexible convencional es necesario realizar una corrida exclusivamente para la correlación de profundidad con el uso de dispositivos de memoria que almacenan la data, que generalmente corresponde a información generada por localizadores de collares de revestimiento y registro de rayos gamma. Así mismo se realizan marcas distintivas en la tubería a diferentes profundidades estratégicamente seleccionadas que ayuden en la correlación física de la tubería. Posteriormente se extrae la información y se realiza el alistamiento del ensamblaje de fondo correspondiente al *sand jetting* para iniciar la operación de cañoneo.

La implementación de esta técnica de cañoneo tiene grandes ventajas operativas como se tratará más adelante, sin embargo es necesario tener en cuenta la seguridad del proceso y la integridad de los equipos ya que estas se puede ver

afectadas en el desarrollo del trabajo. Dentro de los factores críticos a los que se está expuesto durante la operación se destacan las altas presiones internas en la tubería, la fatiga en los puntos críticos como consecuencia del número de corridas pero sobretodo el desgaste a causa de la abrasión producida por la arena durante el bombeo. Por esta razón es de gran importancia realizar inspecciones continuas de los equipos y herramientas durante el trabajo con el fin de minimizar los riesgos operativos por problemas de integridad.

2.3.1 Profundidad de penetración

La penetración es una de las características más importantes de esta técnica de cañoneo ya que según autores como Cobbet⁶ el alcance que logra el *sand jetting* es más profundo que el obtenido con un cañoneo convencional ya que genera cavidades más extensas y con un menor daño de formación.

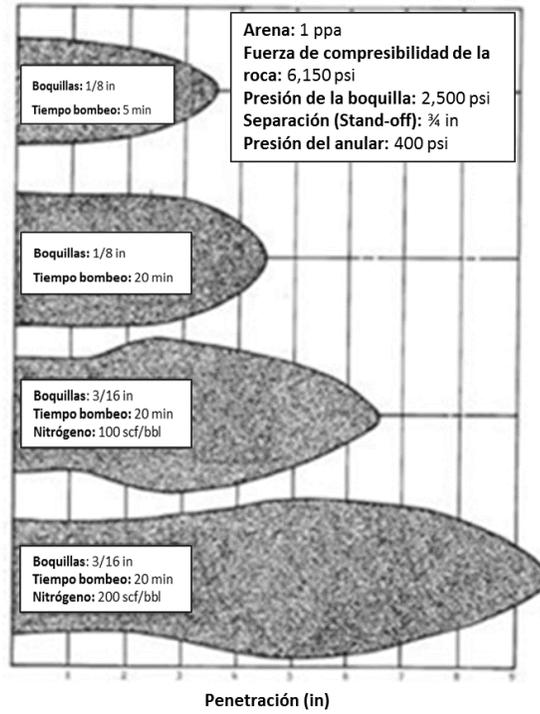
Algunos de los principales factores que influyen en la profundidad de los túneles creados son:

- Rata y tiempo de bombeo
- Rata de bombeo de nitrógeno
- Presión diferencial en la boquilla
- Concentración de arena
- Diámetro de la boquilla
- Dureza de la formación objetivo
- Profundidad de la zona de interés
- Permeabilidad y porosidad de la zona
- Condición del revestimiento y del cemento que se va a cañonear
- Tratamientos anteriores al pozo

Estos parámetros juegan un papel fundamental en el desempeño de la implementación de esta técnica, razón por la cual es de gran importancia entender el efecto que tiene cada uno de ellos y de esta manera lograr un diseño idóneo para las características del pozo a completar.

⁶ COBBETT J.S. Sand jet perforating revisited. SPE 55044, SPE Drill. & Completion, vol. 14, No. 1. Marzo 1999, pág. 28-33.

Figura 16. Forma de las cavidades y efecto del tiempo de bombeo, tamaño de la boquilla y nitrógeno (Dowell test-1965)



Modificado de Successful implementation of abrasive perforation in highly deviated HP/HT gas well. SPE 157379.

2.3.2 Desempeño del *sand jetting* frente a otras técnicas de cañoneo

Actualmente la operación de cañoneo de un pozo para ponerlo en servicio es realizada con mayor frecuencia usando la técnica convencional con cargas explosivas, ya sea mediante tubería de producción o con unidad de cable eléctrico. El *sand jetting* ha surgido como una opción alternativa ya que se puede realizar en pozos donde estas técnicas presentan restricciones operativas e incluso en pozos con características desfavorables como un alto factor de daño, pozos horizontales o desviados, pozos antiguos que han sido cerrados, pozos maduros donde la calidad del cemento es muy baja, en formaciones con permeabilidad muy baja, entre otras.

2.3.2.1 Desempeño a nivel operativo

El *sand jetting* es una operación que como se ha mencionado anteriormente se puede llevar a cabo por medio de tubería de producción o de *coiled tubing*. Esta última es el método que más se ha realizado en la actualidad gracias a las ventajas que brinda este equipo. El uso de la unidad de tubería flexible hace de esta una

operación más eficiente debido a la disminución significativa en los tiempos de arme y viaje del ensamblaje de fondo en el pozo comparativamente con equipos de tubería rígida en el que las conexiones de juntas son requeridas. De igual forma, permite trabajar en pozos vivos, con presión en superficie, sin tener impactos de producción y cañonear múltiples intervalos en el pozo en una sola operación o ejecutar tratamientos multi-etapa utilizando tapones o empaques que sirven para aislar las zonas que serán tratadas en el yacimiento, ofreciendo así un mejor desempeño en menor tiempo.

Cuando la tecnología usada en la operación no incluye el sistema de fibra óptica es necesario realizar corridas distintas entre la correlación de profundidad y el bombeo de fluido abrasivo a alta rata. Este proceso se realiza por medio de un sistema de adquisición de datos por memorias y marcas físicas en la tubería que se realizan en el primer viaje y servirán de guía para correlacionar la profundidad objetivo en la siguiente etapa que corresponde al cañoneo. Este procedimiento genera cierta incertidumbre en la posición del ensamblaje de fondo, debido a que el comportamiento del tubo, aun manteniendo condiciones similares en los parámetros operativos del pozo, no es el mismo. Factores como la alta desviación de un pozo y la presión de contraflujo cuando este se encuentra en producción generan un mayor efecto de *buckling* en la tubería durante el viaje debido a las cargas friccionales de arrastre y peso a las que se expone. De esta manera se estima que este efecto no es el mismo en cada corrida y que provoca cierto desfase en profundidad entre una y otra, que aunque es bajo es importante mencionarlo.

Por otro lado, esta técnica genera ventajas operativas respecto a otros métodos de completamiento en la preparación de los perforados para un trabajo de fracturamiento hidráulico. En muchas ocasiones, en formaciones con un gradiente de fractura muy alto, es de alta complejidad generar el rompimiento de la roca ya que no se logra alcanzar ni la presión ni las tasas de bombeo requeridas debido a los límites de trabajo de los equipos de superficie. Sin embargo algunas investigaciones han demostrado que el *sand jetting* “es conocido en todo el mundo por reducir las presiones requeridas para iniciar la fractura, en comparación con el cañoneo en las operaciones convencionales con cargas moldeadas. La fricción como resultado de la operación y la tortuosidad cerca al pozo también se pueden reducir de manera significativa cuando se utiliza esta tecnología”.⁷

Un claro ejemplo lo encontramos en resultados expuestos por Ousterhout⁸, en donde a algunos pozos se les realizó un cañoneo convencional con explosivos a 8 tpp y al momento de fragmentar la roca utilizando una presión de 10,000 psi no fue posible fracturar la formación, sin embargo en otros pozos del mismo campo y con características similares al utilizar *sand jetting* la presión de inicio de la fractura se reduce a cerca de 7,400 psi provocando el éxito de la operación.

⁷ FRYZOWICZ. Op. cit., p. 3.

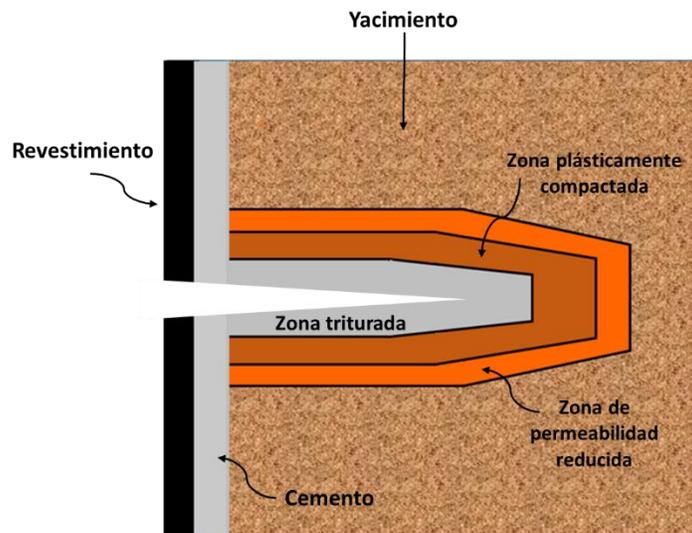
⁸ OUSTERHOUT. Op.cit., p. 415.

2.3.2.2 Desempeño a nivel de yacimiento

Una de las ventajas del *sand jetting* respecto al uso del cañoneo convencional con cargas es que se disminuyen las temperaturas en fondo de pozo generadas por la liberación de una alta cantidad de energía en el momento de la detonación. Al presentarse una disminución en la temperatura en la cara del pozo, se minimiza la generación de factor de daño principalmente en formaciones que son sensibles a estas condiciones.

Por otra parte el cañoneo con explosivos origina un alto daño en la formación ya que se crea una zona triturada caracterizada por una baja permeabilidad. Esta región se localiza alrededor de los perforados creados como consecuencia de las altas presiones y velocidades que originan la compactación de los residuos del cañoneo en el túnel. Este efecto genera un aumento de la tortuosidad y una reducción de flujo de hidrocarburos que impacta directamente en la producción o inyección del pozo.

Figura 17. Daño por cañoneo con explosivos



Fuente. Advances in sand jet perforating. SPE 123569.

La implementación del *sand jetting* logra una buena limpieza del fondo de pozo mediante la circulación de fluidos no abrasivos haciendo que los recortes y material sólido residual de la mezcla retornen a superficie sin dejar en la formación restos del cañoneo realizado, lo que resulta en cavidades limpias con un orificio de entrada más grande y simétrico que facilita la entrada de los hidrocarburos.

2.3.2.3 Desempeño en seguridad

Es posible afirmar que el *sand jetting* es una técnica que además de los beneficios a nivel operativo y de yacimiento, se destaca por ser una operación más segura que el cañoneo convencional. El uso de material explosivo en los cañones aumenta el nivel de riesgo para el personal involucrado en el trabajo debido a su permanente exposición y manipulación. Esta detonación es activada por medio de una señal eléctrica que es enviada desde la cabina de control y viaja a través del cable en fracciones de segundo, generando una reacción en cadena de los explosivos que a su vez activan el cordón detonante.

Existen varias prácticas de seguridad que se han desarrollado en la industria debido a incidentes generados por la detonación no intencional de los casquillos que han resultado en lesiones personales, en ocasiones mortales, daño de equipos en superficie y afectación en el completamiento cuando la activación sucede durante los viajes de las herramientas en el pozo. Por esta razón, en la actualidad es necesario realizar la puesta a tierra de los sistemas eléctricos, la desconexión del suministro de energía y el bloqueo de transmisiones radiales durante el arme y manipulación de los explosivos, entre otras.

De igual forma el personal debe tener la capacitación necesaria para el desarrollo de esta actividad considerada de alto riesgo que comprende el transporte de los explosivos hasta la locación del pozo, su almacenamiento, el arme y la operación de los cañones. Esta condición no se genera cuando la tecnología usada para realizar el cañoneo no requiere el uso de dispositivos que generen explosión, como es el caso del *sand jetting*, que dentro de sus equipos convencionales se encuentran el *coiled tubing*, grúa, unidad de bombeo y un equipo de mezclado que depende de los requerimientos de la lechada. Las consideraciones generales y especiales de seguridad que deben ser tenidas en cuenta en una operación de *sand jetting* se tratarán más adelante.

2.3.2.4 Desempeño económico

El desempeño económico de esta tecnología no puede ser generalizado entre dos operaciones distintas, ya que se deben evaluar sus requerimientos, así como las condiciones de la formación y completamiento, disponibilidad de equipos y un sin número de condiciones específicas que afectan el costo de las mismas. Sin embargo, algunos autores hacen referencia a los beneficios económicos del *sand jetting* como operación previa a un trabajo de fracturamiento hidráulico. En muchas ocasiones, cuando se trata de un cañoneo convencional con cargas explosivas para la preparación de la fractura, no se alcanzan los parámetros operativos necesarios para tener valores de inyectividad suficientes y se genera un arenamiento prematuro. Realizar esta actividad por medio de bombeo de fluido abrasivo a altas ratas en primera instancia minimiza los riesgos de una fractura no exitosa, y

previene el sobre costo de operaciones adicionales para lograr las condiciones requeridas.

2.4 ENSAMBLAJE DE FONDO PARA OPERACIÓN DE *SAND JETTING*

La configuración del ensamblaje de fondo utilizado en una operación de *sand jetting* dependerá de varios factores. En general, son herramientas seleccionadas con una función específica dentro del diseño que va acorde a los requerimientos y a las condiciones en las que se realizará el cañoneo abrasivo entre los que se destacan: mecanismo de transporte de las herramientas en el pozo, estado y configuración del completamiento, cantidad de intervalos a perforar, entre otros.

Generalmente un ensamblaje de fondo para una operación de *sand jetting* está compuesto por los siguientes dispositivos:

- **Conector del *coiled tubing*:** Conecta el ensamblaje de fondo con el *coiled tubing*, se debe asegurar que esta conexión sea lo suficientemente resistente para soportar las máximas fuerzas de tensión y torsión, generadas en la operación, de lo contrario se puede ocasionar un desprendimiento de las herramientas en el pozo. De igual forma tiene la función de asegurar el aislamiento hidráulico eficiente de la conexión entre la sarta de herramientas y la sarta de tubería flexible.
- **Doble válvula cheque tipo *flapper*:** Su función como cualquier válvula de retención es permitir la circulación de fluidos a través de ella en una sola dirección. En este caso específico previene el ingreso de fluidos del pozo y la presión al interior de la sarta de herramientas. De esta forma, es un dispositivo de control interno del pozo en fondo. Por seguridad se utilizan dos válvulas como un mecanismo de respaldo en caso de que alguna sufra algún daño durante la corrida y no presente integridad.
- **Dispositivo de desconexión hidráulica:** Está diseñada para permitir la división de las secciones inferior y superior de la sarta de herramientas para la recuperación de la herramienta de servicio. Desde superficie se envía una esfera especialmente diseñada para un asiento en el que bloquea la circulación ocasionando que se pueda aplicar una presión predefinida a través de la herramienta, esta presión activa un mecanismo de liberación que genera la división de la sarta de herramientas para la recuperación del ensamblaje de fondo en situaciones de pega.
- **Unión giratoria:** Herramienta que permite rotar libremente al ensamblaje de fondo en el pozo.

- **Dispositivo de orientación:** El dispositivo orientador es generalmente una herramienta tubular que permite dar dirección al perforador abrasivo.
- **Adaptador de conexión:** Conecta el dispositivo de orientación con el perforador abrasivo.
- **Perforador abrasivo de alta velocidad:** Los orificios presentes en la cabeza de la herramienta generan la velocidad requerida para crear las perforaciones. A través de ellos se bombea el fluido abrasivo que penetra la formación, gracias a su diseño es posible realizar múltiples perforaciones en una sola corrida.
- **Boquillas:** Permite el bombeo de fluidos durante la operación.

Figura 18. Ensamblaje de fondo de perforación abrasiva



Modificado de Oriented perforating using abrasive fluids through coiled tubing. SPE 107061.

Algunos ensamblajes de fondo en este tipo de operaciones incluyen un dispositivo de anclaje con la finalidad de no permitir el movimiento de la tubería de *coiled tubing* durante el bombeo de fluido abrasivo a alta rata. Esto debido a que se han experimentado desfases de hasta dos pies de la profundidad inicial de cañoneo dependiendo de la presión diferencial en la herramienta, el espesor y el diámetro de la tubería.

2.5 DISEÑO DE LA OPERACIÓN DE SAND JETTING

Para un diseño óptimo de un trabajo de *sand jetting* es necesario tener en cuenta ciertos parámetros que juegan un rol fundamental en la operación entre los que se encuentran: tiempo de bombeo por intervalo, tamaño y configuración de las boquillas, ratas efectivas de bombeo, distancia de separación entre la herramienta y el revestimiento, bombeo de nitrógeno y las propiedades y características del gel y la arena, entre otros.

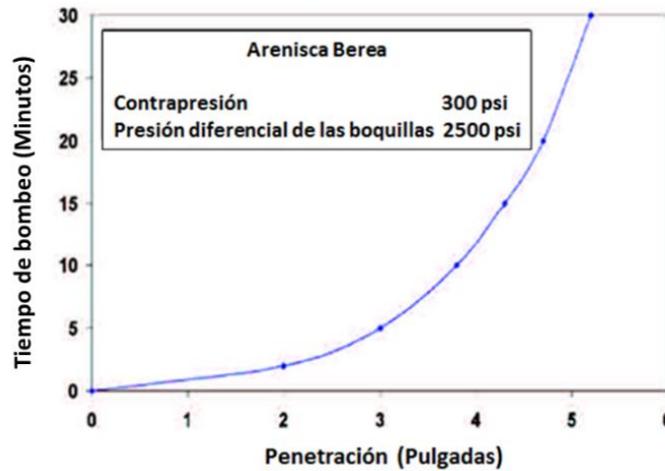
2.5.1 Tiempo de bombeo por intervalo

Elegir el tiempo de bombeo en cada intervalo de profundidad es fundamental para lograr una optimización en el tiempo de vida útil de las boquillas, buscando realizar el mayor número de perforados con la penetración deseada. La gráfica 2 muestra los resultados de las pruebas experimentales de Solares y otros⁹, en la que se compara la profundidad de penetración en función del tiempo de bombeo. Los experimentos se realizaron en una arenisca de Berea con una contrapresión de 300 psi y una presión diferencial en la boquilla de 2500 psi.

Los resultados muestran que se obtiene una mayor penetración en los primeros minutos del bombeo de los fluidos abrasivos. Sin embargo, a medida que se emplea un mayor tiempo la profundidad que se logra es mucho menor. Por ejemplo, si se duplica el tiempo del *sand jetting* en un intervalo de 10 a 20 minutos la penetración aumentara en un 25%, mientras que si se triplica el tiempo a 30 minutos solo se obtiene un 15% de incremento adicional. Con base en estos resultados se puede afirmar que después de un tiempo determinado el efecto abrasivo para la creación del perforado disminuye, esto ocurre cuando las partículas de arena alcanzan una profundidad determinada y aunque se aumente la tasa de bombeo no se producirán agujeros más grandes

⁹ SOLARES J, AMOROCHO J. Successful field Trial of a novel abrasive jetting tool designed to create large diameter long cavities in the formation to enhance stimulation treatments. SPE 121794. Abril de 2009.

Gráfica 2. Profundidad de Penetración de las cavidades creadas vs. Tiempo de bombeo



Modificado de Successful field Trial of a novel abrasive jetting tool designed to create large diameter long cavities in the formation to enhance stimulation treatments. SPE 121794.

2.5.2 Tamaño de la boquilla

Las boquillas, como se ha mencionado anteriormente, son fundamentales para alcanzar la velocidad de las partículas necesaria para que la abrasión ocurra y deben estar diseñadas físicamente para soportar presiones diferenciales altas a través de ellas. La velocidad lograda por la lechada de fluido con el material abrasivo se estima alrededor de 600 fps (aunque varía de acuerdo a las condiciones) y tiene la capacidad de perforar el revestimiento o cualquier tipo de tubular, el cemento y por último la formación.

Para una selección óptima de las boquillas a utilizar, se debe tener en cuenta que su diseño depende en primer lugar de la capacidad de flujo del *coiled tubing*, es decir de su diámetro interno, longitud y dimensiones del ensamblaje de fondo. Hecho esto se debe determinar la tasa de bombeo necesaria para proporcionar la velocidad requerida y posteriormente realizar cálculos hidráulicos para elegir el tamaño adecuado según la presión que van a soportar así como el número de boquillas, el espaciamiento entre ellas y su fase.

Las velocidades más altas se pueden conseguir con boquillas más pequeñas, sin embargo, a medida que aumenta la separación con el revestimiento estas boquillas se vuelven menos eficaces, y por su tamaño crean cavidades más pequeñas y menos profundas.

2.5.3 Tasa de bombeo

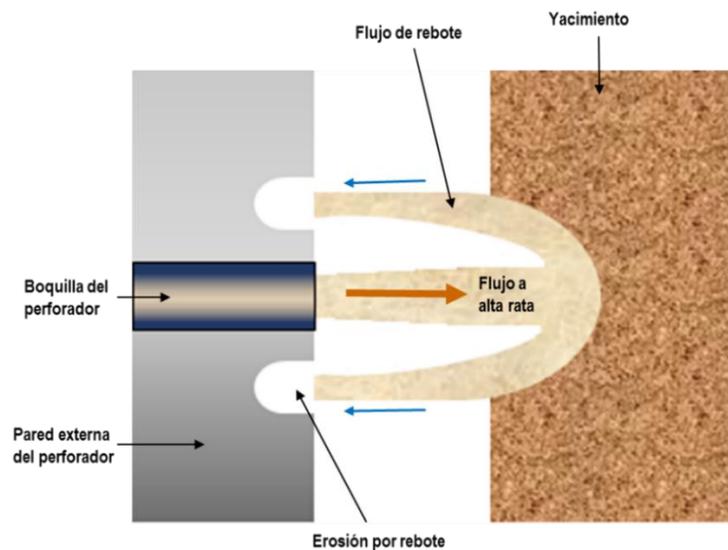
La tasa de bombeo es directamente proporcional a la penetración lograda en la formación. Sin embargo, altas tasas de bombeo generan grandes cantidades de material abrasivo dentro del pozo y por consiguiente se dificulta el proceso de limpieza posterior al cañoneo. Adicionalmente es importante resaltar que la velocidad de desgaste de las boquillas de carburo de tungsteno será mayor y su tiempo de vida útil disminuirá con altas tasas de bombeo.

Por otro lado, la máxima tasa de bombeo y con ella la velocidad de los fluidos, están directamente relacionadas con la presión de inyección en el carrete del *coiled tubing*, que es afectada principalmente por la longitud y diámetro interno de la tubería, la gravedad específica de los fluidos y su viscosidad.

2.5.4 Distancia de separación

Según algunas investigaciones la separación requerida entre la boquilla y la pared del revestimiento se consigue mediante la centralización correcta del ensamblaje de fondo. Esto es de vital importancia para el éxito del trabajo ya que si esta separación es demasiado pequeña se puede erosionar la herramienta debido al rebote del fluido contra la pared del revestimiento ocasionando una falla prematura. Por otra parte si la separación es demasiado grande el perforado no puede ser creado o tomaría un tiempo significativamente más largo.

Figura 19. Erosión externa de la herramienta por rebote del fluido.



Modificado de Hydrjet (Abrasive) perforating can improve success of fracturing stimulations IPTC 12043.

Con el fin de crear los perforados, la velocidad de la arena llevada por el fluido debe ser lo suficientemente alta como para penetrar el acero. Cuando la separación entre la boquilla y el revestimiento aumenta, la velocidad tiene que incrementar para que la corriente esté concentrada y conserve su fuerza de impacto en la pared de la tubería. Si la tasa de flujo y la velocidad no se pueden aumentar, se deben aplicar mayores tiempos de bombeo, pero esto sólo se realiza si la corriente todavía tiene impacto suficiente para penetrar el acero.

En las operaciones de *sand jetting* realizadas por medio de *coiled tubing* es de gran complejidad lograr anclar los perforadores abrasivos para impedir su movimiento, sobretodo en pozos con altas desviaciones u horizontales y con relación de diámetros muy pequeña. En estos casos una mayor penetración que genere cavidades más grandes y menores tiempos de corte, es lograda por un suave movimiento de la herramienta durante el bombeo. Por otro lado, el uso de dispositivos de orientación en el ensamblaje de fondo disminuirá el efecto de la separación de la herramienta cuando esta no se encuentra centrada.

2.5.5 Bombeo de Nitrógeno

El uso de nitrógeno durante una operación de *sand jetting* es de gran ayuda para reducir la contrapresión generada durante el bombeo fuera de las boquillas del perforador abrasivo. Adicionalmente, la mezcla de la lechada con este fluido logra aumentar las ratas efectivas en fondo, facilitando de esta forma alcanzar las condiciones de corte y penetración en la formación. Por otro lado presenta dos beneficios importantes como mejorar la profundidad de penetración e incrementar la velocidad en el anular entre el *coiled tubing* y la tubería de producción, haciendo más eficiente la limpieza del pozo.

2.5.6 Componentes del fluido

2.5.6.1 Arena

Antes de iniciar una operación con *sand jetting* es necesario determinar el tipo y concentración de arena que se va a utilizar, características como esfericidad y redondez según los requerimientos, así como realizar las pruebas de viscosidad, suspensión y de sedimentación.

Como lo afirma Sach¹⁰ generalmente se usa arena de malla 100, ya que es más fácil realizar la limpieza del pozo y existe una menor probabilidad de taponamiento en las boquillas de la herramienta. Sin embargo, aunque se puedan utilizar otros

¹⁰ SACH M., BJ Services. Guidelines when sand-jet perforating with CT. Reporte interno de BJ Services. Noviembre 2008.

tipos y tamaños de arena, este tiene la ventaja de generar un daño mínimo por efectos de erosión en el *coiled tubing*.

Es importante resaltar que la mezcla formada por el agua gelificada y la arena no es completamente abrasiva durante el trayecto desde superficie a fondo de pozo por la tubería, este efecto se presenta en la entrada del orificio de las boquillas en donde se origina un *momentum* debido a las presiones en este punto aumentando su capacidad erosiva.

2.5.6.2 Gel

La selección del gel está basada en la obtención de un fluido con propiedades características de un comportamiento pseudo-plástico a lo largo de todas las etapas de la operación. Esto se debe a la cantidad de funciones que tiene que llevar a cabo: ser fluido portador de arena en condiciones de baja rata de corte, tener efectos de reducción de fricción, generar la formación de gel, tener la habilidad de trabajar en ambientes de alta temperatura, incrementar los niveles de pH y por último no deteriorarse o perder sus propiedades al finalizar la última etapa del tratamiento.

La capacidad de ser un fluido portador de arena, es decir, de mantenerla en suspensión, es una de las funciones fundamentales del gel puesto que se debe garantizar esta condición en zonas en las que se presentan ambientes de baja rata de corte. Los puntos en donde esta situación se hace crítica y se aumenta la probabilidad de asentamiento de la arena, son principalmente las mangueras de succión, los tanques de mezclado y el espacio anular entre el *coiled tubing* y la tubería de producción. La suspensión de arena en el gel es requerida de igual forma en los casos en los cuales la circulación del fluido es detenida, ya que de esta manera se evita la formación de tapones que obstruyan internamente el *coiled tubing* o una pega del mismo.

De igual forma, el fluido de la operación debe tener características de reducción de fricción en ambientes de alta rata de corte ya que de esto depende en grandes proporciones el éxito del trabajo. En las boquillas del perforador abrasivo se deben conseguir velocidades altas que logren la penetración del revestimiento, el cemento y la formación, por lo que es necesario tener bajos valores de viscosidad en este punto. Esto quiere decir que el fluido ideal para este tipo de operación debe tener un alto rendimiento en zonas de baja rata de corte y bajo rendimiento en zonas de alta rata de corte, en cada una de las etapas del proceso, desde la succión de los tanques hasta el arrastre de sólidos por el espacio anular hacia superficie.

Otra característica que debe tener el gel a usar durante la operación es una excelente estabilidad termal, ya que este fluido estará expuesto a las máximas temperaturas del pozo. Por esta razón se debe garantizar que cumpla su función sin modificar sus propiedades, dado que todos los productos creados sintéticamente

pueden ser fácilmente afectados por la temperatura de trabajo y por lo tanto debe ser un factor a tener en cuenta durante el diseño del fluido para realizar una selección óptima de los aditivos.

Por último, otro punto a tener en cuenta en la selección del gel adecuado para la mezcla es que se deben realizar pruebas de campo en las que se determine su efectividad, compatibilidad, y concentración a usar. En algunos casos se suelen realizar ensayos en los que se bombea en primer lugar agua gelificada con arena y luego sin ella a través de *coiled tubing* con el fin de determinar la mejor mezcla con base en los parámetros y condiciones requeridas, variando la concentración y el tipo de gel. Así mismo se deben correr pruebas de compatibilidad en el laboratorio entre el fluido de *sand jetting* y los fluidos esperados en el pozo para evitar que se generen reacciones no deseadas y precipitación de sólidos fuera de la solución.

2.6 PROCEDIMIENTO OPERATIVO DE SAND JETTING

El procedimiento para realizar una operación de *sand jetting* consta básicamente de tres etapas: corrida de correlación, bombeo de fluido abrasivo a altas ratas y verificación de la integridad de equipos.

2.6.1 Corrida de correlación

- a. Arme del equipo.
- b. Se deben realizar pruebas de presión del equipo de *coiled tubing* de acuerdo a los procedimientos de Equión Energía y a los estándares de los contratistas. De acuerdo a este procedimiento se deben probar todas las líneas desde el brazo adicional de la tubería de producción hasta el quemadero. Finalmente se realiza una prueba de presión de la tubería de *coiled tubing* de baja a 500 psi y de alta a 7000 psi.
- c. Revisar el espesor inicial de la pared de todos los equipos y accesorios sometidos a la abrasión por arena.
- d. La corrida de correlación con *coiled tubing* se debe realizar a condiciones tan similares como sea posible de las operaciones de *sand jetting* (pozo fluyendo, presión en cabeza, presión de circulación, tasa de bombeo, pozo nuevo o pozo en producción etc.). Se debe tener en cuenta la distancia entre los intervalos a ser perforados, debido a que se ha observado que los intervalos que están separados a una distancia significativa, puede que no se perforen a la profundidad adecuada debido a las diferencias en la correlación. En estos casos se evalúa la mejor opción para correlacionar cada pozo

considerando incluso realizar varias corridas de correlación. El ensamblaje de fondo para esta fase debe incluir: conector de *coiled tubing*, doble válvula cheque tipo *flapper*, dispositivo de desconexión hidráulica, dispositivo de circulación y porta memorias.

- e. Verificar la profundidad verdadera durante la correlación, realizar marcas en la tubería del *coiled tubing* por lo menos 100 pies debajo del intervalo más bajo a ser perforado y 10 pies encima del intervalo más alto.
- f. Verificar la calidad de los datos adquiridos en las memorias antes de continuar con la siguiente etapa.

2.6.2 Operación de *sand jetting*

- a. El ensamblaje de fondo para *sand jetting* generalmente requiere un conector para *coiled tubing*, doble válvula cheque tipo *flapper*, dispositivo de desconexión hidráulica, set de perforadores de *sand jetting* y *bull nose*.

El ensamblaje de fondo convencional usado en las operaciones ejecutadas por Equión Energía se presenta a continuación:

Figura 20. Ensamblaje de fondo de perforación abrasiva utilizado en Equión.

OD (in.)	ID (in.)	Diagrama	Longitud (ft.)	Descripción	Esfera de activación
2.88	1.13		1.60	Conector externo: Tipo Cuñas	
2.88	1.00		1.41	Doble válvula cheque tipo flapper	
2.88	0.69		2.24	Dispositivo de desconexión hidráulica	3/4" (.750)
3.06	0.56		4.44	Perforador abrasivo "Nitro Tuff Spiral" con 6 puertos @ 60°	9/16" (.563)
3.06	1.00		2.94	Perforador abrasivo "Nitro Tuff Spiral" con 6 puertos @ 60°	
2.88	0.39		0.54	Asiento de la esfera y Boquillas	7/16" (.438)

Fuente. Mapple Tools

- b. Se inicia el viaje del *coiled tubing* al pozo realizando pruebas de tensión cada 3000 pies.
- c. Correlacionar las marcas del intervalo a perforar.
- d. Iniciar el bombeo del gel lineal y nitrógeno de acuerdo a las tasas establecidas en el programa de *sand jetting*, con el fin de verificar parámetros de circulación y posteriormente se inicia el bombeo con arena.
- e. Cuando se bombea el gel lineal más el nitrógeno para acarrear la arena, se debe tener especial cuidado con la concentración y mezcla de la arena. Si la concentración deseada de arena en fondo es 0.5 ppa, la mezcla de la arena en la superficie líquida (gel lineal) debe ser mayor que este valor. La tasa de fluido equivalente (líquido más nitrógeno) se debe confirmar y realizar los cálculos para constatar este hecho.
- f. Una vez la arena retorne a superficie, inicia el bombeo de agua fresca a través de la "T" de bombeo a 0.5-1 bpm para reducir la abrasión por arena en los equipos de superficie.
- g. Las mangueras de succión de la bomba o las mangueras de descarga del mezclador deben elevarse lo suficiente como para dejarlas en el mismo nivel de entrada de la bomba o salida del mezclador para evitar generar puentes de arena. No se debe dejar las mangueras al nivel del suelo.
- h. Después de completar el primer grupo de perforados, se debe detener el bombeo y verificar que hayan retornos limpios (sin arena) a superficie. Posteriormente se debe realizar la medida del espesor de pared.
- i. Una vez que la integridad se confirme, se debe completar el programa de *sand jetting* con el perforador abrasivo más bajo. Para activar el segundo perforador debe observarse retornos limpios en superficie (sin arena). Se debe detener el bombeo de nitrógeno y desplazar un volumen de nitrógeno con fluido limpio antes de dejar caer la esfera.
- j. Durante la caída de la esfera, localizar el perforador en la siguiente etapa de perforados, corrigiendo la profundidad del primer intervalo del segundo perforador de *sand jetting*.
- k. Completar el grupo de perforados con el segundo perforador. Desplazar la arena de la tubería del *coiled tubing* con gel lineal y nitrógeno.

- l. Detener el bombeo y continuar el flujo en reversa. Despresurizar el *coiled tubing* para verificar la integridad de las *flappers* durante 30 minutos. Si no hay integridad en las *flapper* se debe prepara para sacar el *coiled tubing* mientras se bombea agua. En caso contrario se retira el *coiled tubing* sin bombear.
- m. Una vez los fluidos de limpieza retornen a superficie, bajar y verificar la profundidad verdadera para confirmar cualquier relleno de arena. Después retirar el equipo.
- n. Alinear el pozo.
- o. Realizar las medidas del espesor de pared a los equipos expuestos a la abrasión por arena incluidos el árbol de navidad, realizar pruebas de presión al equipo de control de pozo. Comparar los datos finales contra los datos base.

3. EVALUACION TECNICA DEL SAND JETTING EN EL POZO EQUION 1

3.1 DISEÑO DE LA OPERACIÓN DE SAND JETTING

En la industria petrolera diseñar con éxito las condiciones idóneas para realizar cualquier tipo de operación es fundamental y requiere analizar en detalle cada uno de los factores técnicos, operativos y de seguridad que estén relacionados en ella. En esencia esto se debe a que los costos asociados a estas actividades son considerablemente altos. Por esta razón la mayoría de trabajos deben contar con un porcentaje de éxito favorable, además de cumplir con normas de ejecución operativa y especial cuidado en materia de seguridad ya que es considerada una actividad de alto riesgo.

Por lo anterior es de gran importancia realizar una planeación adecuada de cualquier operación en donde se analice desde los equipos y fluidos a usar hasta el personal que los opere. Una operación de *sand jetting* no es la excepción, a continuación se explicarán los factores que intervienen en el diseño de esta intervención y la selección de equipos, herramientas y fluidos usados en ella.

3.1.1 Requerimientos de la intervención

El objetivo de la operación es poner en producción el pozo Equión 1. Según los requerimientos de la empresa se debe iniciar probando la escama de la formación Mirador más superficial en la sección de 8.5" con el fin de obtener los datos necesarios para entender el área del complejo Pauto tanto estructuralmente como en términos de calidad de roca y fluidos del yacimiento.

Una vez que se evalué esta escama (Mirador I), las capas restantes serán cañoneadas por medio de *sand jetting* en los intervalos seleccionados en Mirador II, III y IV. Una vez completados los perforados se debe realizar una prueba de producción después de que se finalice cada sección de cañoneo por escama con el fin de determinar el aporte de cada intervalo. La distribución de flujo por capa que se espera para este escenario se muestra en la tabla 1.

Tabla 1. Distribución de flujo esperada por capa del pozo Equión 1. Antes de la operación

Nombre de la capa	Presión psia	Rata de gas MMscfd	Crudo STB/día	GOR scf/STB	Agua STB/día	KH mD-pies
Mirador Pauto Main (III)	2,445.7	8.777	965.4	9,091	8.8	500
Mirador Guamalera (II)	2415	16.620	1579	10,525	16.6	1000
Mirador Pauto Splay (IV)	2,363.5	16.375	1637.5	10,000	16.4	1500
Mirador Dele (I)	2,248	30.043	3755.3	8,000	30	1500

Si se aísla la capa Mirador I, la productividad de las otras tres escamas de la formación Mirador se espera que se distribuya según los valores de la tabla 2, sin embargo estos resultados podrían cambiar drásticamente, dependiendo de lo que realmente se encuentre en el pozo.

Tabla 2. Distribución de flujo esperada de las formaciones Mirador II, III y IV. Antes de la operación

Nombre de la capa	Presión psia	Rata de gas MMscf/día	Crudo STB/día	GOR scf/STB	Agua STB/día	KH mD-pies
Mirador Pauto Main (III)	2,000.7	9.85	1,083.2	909.34	9.8	500
Mirador Guamalera (II)	1,975	18.86	1,791.6	1,052.69	18.8	1000
Mirador Pauto Splay (IV)	1,930.3	18.40	1,840	1,000.0	18.4	1500

3.1.2 Información general del pozo

Para realizar un diseño óptimo de cualquier operación es necesario recopilar y analizar toda la información existente acerca del pozo en el que se va a llevar a cabo el trabajo, así como de las formaciones en las que se planea hacer el completamiento. La recopilación de estos datos es fundamental ya que puede alterar completamente el esquema de planeación de una intervención. Por ejemplo, en un pozo con desviación muy alta y presiones de yacimiento altas un equipo de *wireline* podría no llegar a la profundidad objetivo a realizar un trabajo y es necesario el uso de *coiled tubing* o un equipo más robusto para lograrlo.

En este caso específico, la operación de *sand jetting* fue realizada en el pozo Equión 1 considerado como un pozo de desarrollo. Esto quiere decir que fue perforado con el objetivo de explotar, extraer y drenar las reservas de un yacimiento con el fin de aumentar la producción del campo, por lo que se realizó dentro de área ya probada. El estado del pozo inicial es productor y su profundidad total es de 20,808 pies.

3.1.2.1 Información del yacimiento

El objetivo en la intervención es completar el pozo en la formación Mirador. Esta formación está compuesta por un cuerpo masivo de areniscas que presenta una facies lodosa en su sección intermedia y tiene especial importancia ya que es el principal reservorio de hidrocarburos de la cuenca. A partir de los registros realizados en el pozo se estimaron algunos valores de las características del yacimiento que se encuentran tabulados en la tabla 3.

Tabla 3. Características de las formaciones objetivo en el pozo Equión 1

Formación	Tope (pies)	Base (pies)	Arena Neta (pies)	PHI (%)	K (md)	Presión (psi)	Temp (°F)
Mirador I 8.5" sección	15,625	16,295	500	5	4–12	5,900	250
Mirador II 8.5" sección	17,255	17,750	380	3.0	2–6	5,260 (± 200)	257
Mirador III 8.5" sección	18,095	18,480	385	3.5	2–4	5,180 (± 200)	260
Mirador IV 8.5" sección	18,520	18,900	265	3.5	1–2	5,570 (± 200)	262

Los valores estimados de porosidad (PHI) se han calculado a partir de los datos del registro LWD (*Logging While Drilling*) mientras que los valores de permeabilidad (K) han sido ajustados a los últimos resultados del pozo. Por otro lado las presiones de formación se estiman a partir de un modelo de yacimiento, calculadas a mitad de perforados.

3.1.2.2 Antecedentes del pozo

La perforación del pozo Equión 1 inició el 29 de junio de 2014 finalizando con una profundidad total verdadera de 20,808 pies DD el 17 de marzo de 2015. El objetivo al realizar la perforación y posterior completamiento era poner en producción dos capas de Mirador, Guamalera y Pauto Main, en la estructura del complejo de Pauto. Según cálculos basados en la estimación de las condiciones del yacimiento se esperaba que estas capas aportaran 3,800 bopd. Durante la perforación del pozo, la sección del hueco de 10.5" atravesó las formaciones Mirador Floreña y Mirador invertido que no estaban incluidas dentro del objetivo inicial del proyecto. El lodo utilizado en esta sección fue base aceite con un peso de 10.5 ppg. Durante esta operación se presentaron pérdidas, alrededor de 150 bls en Mirador Floreña y una pérdida masiva de 7,700 bls en Mirador invertido.

Mirador I fue perforado en la sección de 8.5", sin embargo se encontró estructuralmente más alto que lo pronosticado inicialmente, por lo tanto se identificó de manera diferente (según la presión del yacimiento medida con la herramienta de registro). El lodo de perforación fue base aceite y su peso fue de 9.8 ppg, cabe destacar que en esta sección no se registraron pérdidas. Adicionalmente fue bastante difícil tener datos de la presión de esta formación aunque la porosidad de los registros (5%) fue superior a la porosidad media del complejo (3.8%).

La perforación de las formaciones objetivo restantes se realizó con el mismo peso de lodo, 9.8 ppg. En este intervalo también se presentaron pérdidas distribuidas de la siguiente manera: en Mirador II de 334 bls, en Mirador III de 535 bls y en Mirador IV de 274 bls, es importante mencionar que estas pérdidas podrían tener algún impacto en la productividad del pozo. Esta sección fue cementada y revestida con un *liner* de 7", sin embargo este revestimiento no llegó hasta fondo de pozo por lo que parte de Mirador IV quedó parcialmente descubierta (alrededor de 110 pies de la zona productiva).

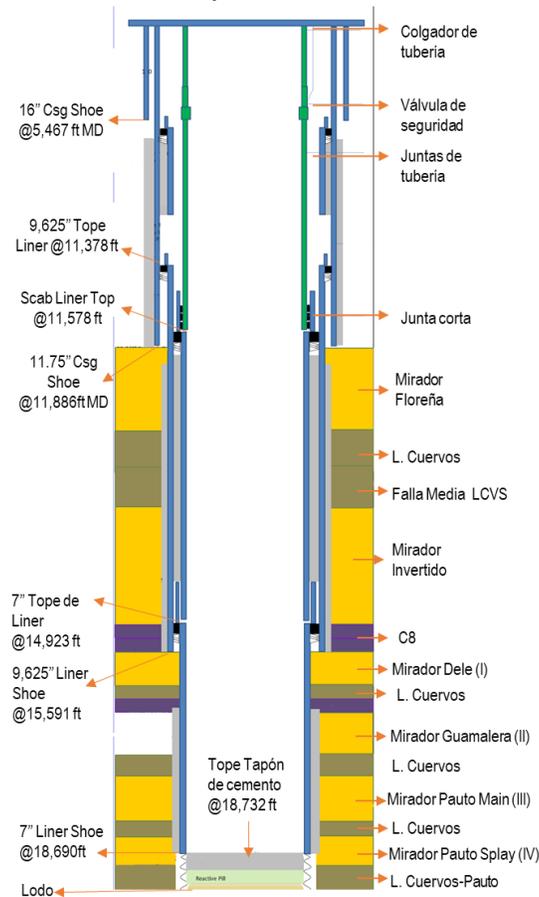
En busca de una oportunidad de obtener más producción se evaluó y aprobó intervenir un escenario más profundo, justo debajo de Mirador IV. Esta sección de 6" fue perforada hasta una profundidad de 20,808 pies DD, pero fue abandonada con un tapón de cemento debido a que no se encontró ningún yacimiento. El tapón de cemento dentro del *liner* de 7" fue molido a 18,660 pies. Los registros de integridad y evaluación del cemento se llevaron a cabo posteriormente donde se

encontró mala calidad de cemento frente a Mirador I y se detectó cierto desgaste localizado alrededor del 25.75% a 17,250 pies. Con esta condición, el pozo podría ser evacuado sólo a 16,260 pies. Con el fin de corregir la zona donde se asume que ocurrió una desconexión del revestimiento de 11.75" se realizó un *straddle* (cementado) en el intervalo de 500-4,495 pies. Finalmente un *scab liner* de 7" fue instalado y cementado con el fin de cubrir el revestimiento de 9.625" y dejar la oportunidad de cañonear Mirador-Floreña en el futuro.

3.1.2.3 Estado mecánico del pozo

El pozo Equión 1 posee una desviación máxima de 27.01° a 11,989 pies DD y una máxima "pata de perro" de 4.13° por cada 100 pies a una profundidad de 15,150 pies DD. Se destaca que es un pozo de 7" y que la capacidad en el anular es de 566 bls y en la tubería de producción de 670 bls. Los espacios anulares se encuentran llenos con formiato de sodio de 8.4 ppg. En el pozo el mínimo diámetro interno de la tubería es de 5.953" en la válvula de seguridad a 298.18 pies DD.

Figura 21. Estado mecánico Pozo Equión 1



Fuente. Equión Energía

3.1.2.4 Prueba de producción de línea base

Debido a que el pozo es nuevo no se cuenta con pruebas anteriores a esta intervención, sin embargo al realizar primero el cañoneo de Mirador I y basados en los resultados del CLT (*Close Loop Test*) se obtuvo la información de la tabla 4.

Tabla 4. Prueba de producción antes del *sand jetting* en el pozo Equión 1

Choke xx/64"	WHP psi	WHT °F	FLP psi	Qo bopd	Qg MMscfd	GOR scf/stb	BSW %	Qw bwpd	Gas SG	API deg
265	793	150	737	2,100	25.09	11,948	0.82	17	0.732	48.5

3.1.3 Selección de equipos y fluidos

De acuerdo a los requerimientos de esta operación y a los estándares de seguridad de la empresa es necesario el uso de equipos fundamentales para su ejecución. A continuación se explicarán cada uno con sus respectivas funciones dentro del marco de la intervención.

- Separador de arena: Este debe ser utilizado en cualquier trabajo de completamiento sin taladro en un pozo nuevo y específicamente para este tipo de operación en la que se llevará a cabo una limpieza de arena. El arme en superficie debe estar configurado para poder enviar los fluidos de retorno del pozo hacia el tanque de arena o hacia la línea general de producción. Es importante resaltar que el flujo se puede alinear hacia la línea de producción únicamente si existe completa certeza de que no está fluyendo arena desde el pozo ya que esto podría tener consecuencias operativas en la planta de procesamiento.
- Separador de prueba: El separador de prueba debe permitir realizar una prueba de producción en circuito cerrado con la línea general (*Close Loop Test, CLT*). Su arme de líneas de entrada y salida debe permitir el flujo hacia tanques y quemadero por si esto llega a ser necesario en el trabajo.
- Accesorios: Son requeridos equipos de *choke manifold* en la operación para controlar el flujo y presión aguas-abajo del árbol de producción y de los separadores de prueba/arena con el fin proteger los respectivos equipos. Adicionalmente elementos en "T" y codos son necesarios para el retorno de fluido con arena debido a las altas velocidades manejadas cuando el pozo está fluyendo. Generalmente son usados entre el árbol de producción y el *manifold* de limpieza, es decir hacia el separador de arena. La instalación de

las líneas de tubería que conectan estos accesorios se realizan de tal forma que sea lo más recto posible para disminuir la velocidad de flujo y minimizar la erosión de los mismos.

- Bomba de fluido y de nitrógeno: Estas unidades son las encargadas de suministrar la energía necesaria para que los fluidos lleguen con la presión suficiente a la profundidad de las boquillas y retorne hasta superficie. Deben permitir parámetros de bombeo de lechada a una rata de 1.2 bpm y nitrógeno a 750 scfm con presión de circulación entre 4,000 y 5,500 psi. Son requeridas dos unidades de bombeo y una de mezclado para realizar la preparación de la lechada.
- Unidad de *Coiled Tubing*: Es el equipo utilizado para transportar las herramientas especializadas para *sand jetting* a las profundidades de interés de una manera eficiente, segura y sin necesidad de matar el pozo con un fluido de control.
- *Fractanks* y *Sand tank*: Se requieren tanques con capacidades que oscilan generalmente entre 400 y 450 bls para el almacenamiento y premezclado del gel lineal que se va a usar en la operación. Adicionalmente es necesario el uso de *fractanks* para fluidos de retorno que no contengan sólidos y un *sand tank* para depositar el fluido con arena proveniente de las etapas de limpieza del pozo.

Por otro lado para la operación de *sand jetting* se requiere el uso de fluidos como: gel lineal, agua fresca, nitrógeno y arena malla 100. La mezcla de arena y gel se usará como el agente abrasivo para generar los perforados. Esta se bombeará aproximadamente durante 15 minutos en cada etapa a una rata de 1.2 bpm y el nitrógeno a 750 scfm. El nitrógeno como se había mencionado anteriormente es usado para lograr una mayor efectividad en la distancia de penetración y en la limpieza del pozo debido a que incrementa la velocidad en el espacio anular.

Es importante resaltar que por cada 50 pies de perforados, manteniendo las ratas mencionadas, se debe realizar una mezcla con 22,680 libras de arena malla 100 (20% exceso), 8,000 galones de nitrógeno y 1,100 bls de gel 50# que está compuesto por 94 sacos cada uno con 25 libras de Xamplex. El uso de arena malla 100 se debe a que este tamaño y su forma de grano angular tienen un efecto más erosivo que será útil para realizar cavidades de mayor tamaño tanto en el revestimiento y cemento como en la formación.

Finalmente la herramienta a usar en el ensamblaje de fondo está compuesta de tres perforadores abrasivos en espiral de 3.63". Esto con el fin de lograr una mayor eficiencia operativa, disminuyendo el número de viajes requeridos para cubrir la misma cantidad de etapas de *sand jetting*. Según los resultados de simulaciones realizadas con las especificaciones de diseño de la herramienta, la cantidad de

etapas realizables por boquilla sin que se afecte su integridad y teniendo en cuenta que en cada etapa se realiza 1 pie de perforado, se distribuye de la siguiente manera: el perforador abrasivo inferior tendrá un alcance de 34 etapas mientras que los otros dos (medio y superior) podrán perforar 18 pies cada uno.

3.1.3.1 Selección de tubería de CT

Para realizar la elección de la tubería apropiada para un trabajo de intervención de pozos con *coiled tubing* se debe contar con la información completa acerca de diferentes parámetros como el tipo de material del tubo, longitud, diámetro, espesores de pared, así como la fatiga que ha experimentado debido a su uso en operaciones previas. De esta manera se analiza el comportamiento de la tensión de la tubería, según las condiciones operativas de flujo y el estado mecánico del pozo por medio de simulaciones realizadas en un software especializado para tal fin.

En la tabla 5 se muestra la información general de la tubería elegida. Entre esos datos se encuentran la longitud total del tubo que corresponde a un valor de 21,505 pies y un diámetro externo de 2". De igual forma se puede observar la máxima fatiga que ha sufrido la tubería, que corresponde a un valor de 12.76 % y que fue generado durante un trabajo de limpieza de pozo y bombeo de nitrógeno previo en el que el desplazamiento total del tubo fue de 39,569.48 pies. Estos porcentajes de fatiga se monitorean mientras se está llevando a cabo la operación teniendo en cuenta el peso que experimenta la tubería durante su corrida en el pozo, la sección de tubo que recorre el cuello de ganso del equipo debido a que este es el punto más crítico de desgaste del material y por último las profundidades en las que se encuentran los puntos de soldadura de las diferentes secciones del tubo ya que estos presentan menor resistencia a esfuerzos que el cuerpo del mismo.

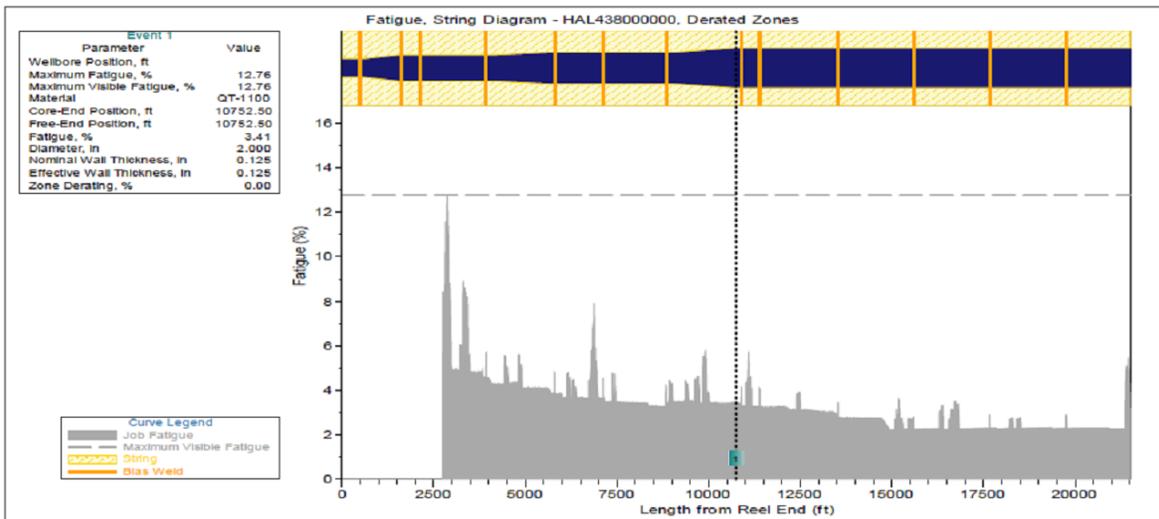
Tabla 5. Información de la tubería de CT

Información general tubería de CT	
Longitud de la tubería	21,505 ft
Diámetro externo de la tubería	2.000 in
Máxima fatiga	12.76 %
Fatiga promedio	2.89 %
Total de tubería corrida	39,569.48 ft

En la figura 22 se puede observar la configuración de las diferentes secciones de tubería con espesor de pared variable, que corresponde a la franja de color azul en donde las líneas naranja verticales representan los puntos de soldadura y las líneas amarillas diagonales, la pared de la tubería. Relacionado a esta información, se

encuentra el gráfico de fatiga respecto a la profundidad del tubo, en el que se puede apreciar que la máxima fatiga que ha sufrido el material ha sido de forma puntual y se encuentra a una profundidad aproximada de 2,800 pies. Así mismo el software calcula un valor promedio de fatiga de toda la tubería que corresponde en este caso a 2.89 %.

Figura 22. Fatiga de la tubería de CT



Fuente. Equión Energía

3.1.3.2 Simulación de tensión en superficie del CT

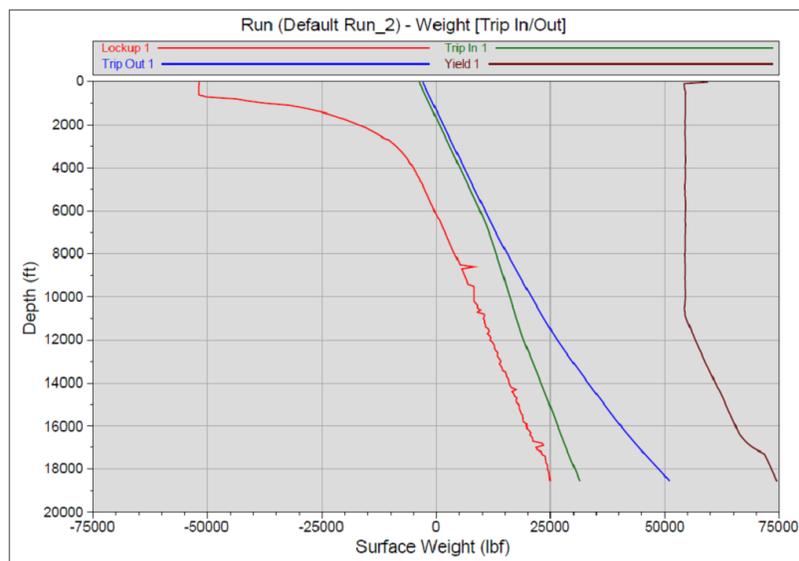
Para seleccionar la tubería a usar durante una operación se realizan simulaciones para entender el comportamiento de diferentes parámetros como la tensión y la fatiga del tubo durante su corrida respecto a la profundidad de trabajo. Estos valores simulados requieren datos de entrada tanto de las especificaciones de la tubería como de las condiciones del pozo entre los que se encuentran la desviación, las presiones esperadas tanto en cabeza como en fondo, la temperatura, entre otros.

En la figura 22 se pueden observar cuatro variables en un sistema de profundidad versus peso en superficie. La línea de color verde, denominada “*trip in*” corresponde a la tensión que experimentará la tubería durante su viaje a la profundidad de interés en el pozo. A su vez, la línea azul “*trip out*” representa la misma variable de tensión, pero durante el viaje hacia superficie del ensamblaje de fondo. Por otro lado las líneas roja y café son los límites inferior y superior de trabajo respectivamente. El “*lock up*” es el peso mínimo que debe tener aplicado la tubería en cualquier profundidad para poder continuar con su desplazamiento hacia abajo, si el valor es inferior al simulado, las probabilidades de que el equipo no sea capaz de avanzar serán altas. Este valor depende de varios factores como el arrastre de la tubería y

la fuerza de fricción generada por la desviación del pozo, así como la fuerza de contraflujo debida al caudal de producción y su presión, entre otras. Por otro lado, el parámetro “*yield*” hace referencia a la tensión máxima a la que puede estar expuesta la tubería sin que el material de la misma supere el punto de cedencia, que se refiere al valor de esfuerzo en el que la deformación que sufre pasa de la zona elástica a la plástica, siendo esta última completamente irreversible.

Según la simulación presentada en la figura 23, la tubería elegida es apta para realizar el trabajo ya que hay un diferencial de tensión en superficie de aproximadamente 24,000 lbs entre el punto de tensión subiendo más alto que corresponde a 51,000 lbs a una profundidad de 18,500 pies y el punto de tensión máximo en el que la tubería sufre deformación irreversible que corresponde a 75,000 lbs a la misma profundidad. Esto nos permite tener un rango amplio de trabajo de la tubería en caso de que se presente algún inconveniente operativo como una pega en fondo, es decir es posible sobre-tensionar el CT alrededor de 24,000 lbs adicionales al peso normal en fondo sin comprometer su integridad.

Figura 23. Simulación de tensión en superficie de la tubería de CT respecto a la profundidad



Fuente. Equión Energía

3.1.4 Selección del intervalo a cañonear

Con el fin de determinar a qué profundidad se deben realizar los perforados se realiza un estudio previo para identificar las zonas con las características potencialmente más adecuadas para obtener la producción esperada, en esta

evaluación se tiene en cuenta principalmente el análisis de los registros tomados en el pozo.

3.2 EJECUCIÓN OPERATIVA DEL SAND JETTING

El completamiento del pozo termina con un *liner* y una tubería de producción de 7" debido a que se encontraron cuatro capas de la formación Mirador en el complejo Pauto en lugar de solo dos que estaban pronosticados y a que la formación Mirador en Floreña fue hallada estructuralmente más alta que lo que se había predicho y con posibilidades de ser puesta en producción. En esta operación se requiere ejecutar un cañoneo abrasivo en las escamas de Mirador II, III y IV cuando previamente se ha realizado un completamiento convencional por medio de cargas explosivas en Mirador I. A continuación se describirá la ejecución operativa del *sand jetting* realizado en estas zonas.

3.2.1 Correlación de profundidad

La corrida de correlación es un procedimiento fundamental dentro de este tipo de trabajos ya que se deben posicionar las herramientas exactamente en las profundidades deseadas para realizar el cañoneo. Esta operación es necesaria debido a que los indicadores de profundidad del equipo de CT, tanto el mecánico como el electrónico, no proveen los valores reales debido a diversos factores entre los que se encuentran: errores de medición de los sensores o dispositivos contadores de tubería, elongación del tubo a causa de su propio peso, efectos de la fuerza boyante, efecto *buckling*, fuerzas de contrapresión por el flujo del pozo y temperatura.

Debido a que se seleccionó tubería convencional para realizar este trabajo, no hay posibilidad de obtener una comunicación telemétrica en tiempo real con el ensamblaje de fondo, por esta razón la correlación de profundidad se realizó utilizando herramientas de registros eléctricos con memorias

El conjunto de herramientas de fondo está compuesto por un conector de CT, un ensamblaje para cabeza de motor, un adaptador y un dispositivo de registro con sensores de rayos gamma y CCL por medio de memorias con su respectivo reemplazo en caso de que la primera falle. El ensamblaje para cabeza de motor a su vez está compuesto por una doble válvula cheque tipo *flapper*, dispositivo de desconexión, puerto de circulación y disco de ruptura, cada uno con su respectiva esfera de activación en caso de ser necesaria. Las especificaciones de diámetros internos, externos y longitud se encuentran en la figura 24.

Inicialmente se instala y se asegura el conector de CT en el extremo del tubo y se realiza una prueba de verificación de esta conexión aplicando 25,000 lbs durante un intervalo de 10 minutos. Luego se procede a realizar las conexiones restantes del ensamblaje de fondo y una vez armado se llevan a cabo las pruebas de integridad que por estándar tiene el grupo de intervención de pozos de Equión Energía, dentro de las que se encuentran las pruebas de presión que se realizan en el carrete de la unidad hasta 7,000 psi, en el equipo de control de presión armado (lubricadores, preventoras, *stripper*) hasta 4,500 psi y por último contra las válvulas cheques de la sarta hasta 2,500 psi.

Figura 24. Ensamblaje de fondo para la correlación de profundidad

Figura	#	Descripción de la herramienta	OD (in)	ID (in)	Longitud (in)	
	1	Conector de <i>coiled tubing</i>				
		Máxima tensión (lbf)	52,000	2.880	1.500	9.20
		Presión (psi)	12,000			
	2	Ensamblaje para cabeza de motor				
		Máxima tensión (lbf)	52,000	2.880	1.125	32.00
		Presión (psi)	12,000			
	3	Adaptador de combinación o <i>crossover</i>				
		Máxima tensión (lbf)	50,000	2.880	0.938	5.00
		Presión (psi)	11,000			
	4	Dispositivo de registro con memorias				
		Máxima tensión (lbf)	-	2.880	-	264.00
		Presión (psi)	-			

Fuente. Equión Energía

Realizadas las pruebas de integridad del equipo y de las conexiones se procede a correr la sarta de correlación en el pozo a una velocidad aproximada de 50 fpm, haciendo pruebas de tensión bajando y subiendo cada 3,000 pies. Esto se lleva a cabo con el fin de verificar los resultados de las simulaciones hechas en la fase de diseño, corroborar los datos y si es necesario, corregirlos durante el viaje de la tubería para ajustar los parámetros y reevaluar las condiciones máximas de trabajo a las que estará expuesta en profundidades más altas. El comportamiento de las

tensiones del CT durante la corrida de correlación fue normal y no presentó en ningún momento del viaje valores altos que indicaran posible pega en fondo o distintos inconvenientes operativos.

Se continúa bajando con la tubería hasta encontrar el fondo del pozo a 18,676 pies (que corresponden a 18,722 pies una vez se corrige la profundidad) y se verifica con un segundo toque descargando 4,000 lbs de peso sobre el fondo en ambas oportunidades. En este punto se inicia con la realización de marcas externas en la tubería en superficie a diferentes profundidades estratégicamente seleccionadas que servirán de apoyo fundamental para la correlación durante la corrida del ensamblaje de *sand jetting* y el cañoneo en los intervalos de interés. La primera marca de correlación se efectúa después de haber tocado el fondo del pozo, por lo tanto se debe poner la tubería completamente en tensión y levantarla alrededor de 15 pies, quedando ubicada a la profundidad corregida de 18,703 pies. Finalmente se realizan cuatro marcas adicionales (con colores distintivos entre ellas) durante pases de correlación a través de las profundidades de las formaciones a ser cañoneadas. Hecho esto, se saca la sarta de registro del pozo y en superficie se descarga la información, se verifica y se ajustan los datos para obtener las profundidades corregidas en las profundidades en las cuales se marcó la tubería.

3.2.2 Operación de *sand jetting*

La operación de *sand jetting* inicia con el proceso de arme del ensamblaje de fondo, sus respectivas especificaciones se muestran en la figura 25. Este ensamblaje se compone del conector de CT externo con cuñas, doble válvula cheque tipo *flapper*, estabilizadores no rotantes, dispositivo de desconexión hidráulica, tres perforadores abrasivos, cada uno con 6 puertos con una fase de 60° y por último una boquilla de lavado. La longitud total del ensamblaje de fondo es de 21.47 pies y el diámetro externo máximo es de 5". Una vez se encuentra armado se realizan las mismas pruebas de presión y tensión que se realizaron en la corrida de correlación para asegurar la integridad de todo el equipo y sus conexiones.

Posteriormente se inicia el descenso de la sarta en el pozo a una velocidad promedio de 50 fpm realizando pruebas de tensión cada 3,000 pies mientras que en superficie se preparan 1,200 bls de gel. Se correlaciona la profundidad con las marcas realizadas y se parquea la sarta a 18,683.6 pies para iniciar el bombeo (por medio de la boquilla de lavado) de 20 bls de gel a 1.2 bpm mezclado con nitrógeno a una rata de 750 scfm y se realiza circulación del volumen del pozo con el objetivo de limpiar principalmente el *rat hole*. El desplazamiento del gel se realiza con un fluido inhibidor de arcillas, diseñado especialmente para no afectar las características de la formación cuando entren en contacto, adicionalmente se espera que no genere reacciones adversas que puedan generar algún precipitado o emulsión. En el momento en que se tienen muestras del gel en superficie, se parquea el perforador abrasivo inferior en la profundidad del primer intervalo (18,703

pies). En este punto se inicia con el cañoneo abrasivo, bombeando la lechada compuesta de gel 50# con arena malla 100 en una concentración de 0.5 ppa a 1.2 bpm y mezclado con nitrógeno a una rata de 750 scfm. La presión de circulación se mantiene en aproximadamente 3,100 psi. El tiempo de bombeo por intervalo es de 15 minutos.

Figura 25. Ensamblaje de fondo para *sand jetting*

Figura	#	Descripción de la herramienta	OD (in)	ID (in)	Longitud (ft)	Esfera de activación (in)
	1	Conector de <i>coiled tubing</i>	2.88	1.38	1.64	-
	2	Doble válvula cheque	2.88	1.00	1.41	-
	3	Estabilizador no rotante	5	1.00	1.81	-
	4	Desconector hidráulico	2.88	0.69	2.24	0.750
	5	Perforador abrasivo. 6 puertos. Fase: 60°	3.63	0.56	4.50	0.625
	6	Perforador abrasivo. 6 puertos. Fase: 60°	3.63	0.44	4.50	0.500
	7	Estabilizador no rotante	5	1.00	1.81	-
	8	Perforador abrasivo. 6 puertos. Fase: 60°	3.63	1.30	2.93	-
	9	Boquilla de lavado. Asiento de esfera	2.88	0.31	0.63	0.375

Fuente. Equión Energía

Se completaron los primeros 7 intervalos cañoneados en Mirador IV como se muestra en la tabla 6. Posteriormente se inicia el bombeo de un volumen de 40 bls de gel desplazado con 40 bls de inhibidor de arcillas y se deja limpiar el pozo hacia los *fractanks*. Se procede a verificar el fondo y se realiza un toque a 18,688 pies,

razón por la que se inicia el bombeo de gel a 1.2 bpm mezclado con nitrógeno a una rata de 750 scfm para limpiar el pozo de arena y se consigue acceder hasta 18,713 pies.

Se decide continuar con la operación de *sand jetting* manteniendo las mismas condiciones de bombeo y concentración de arena, cañoneando los siguientes 10 intervalos con las condiciones que se muestran en la tabla 6. Al igual que en las etapas anteriores se realiza un proceso de limpieza de arena mediante el bombeo de 40 bls de gel, 60 bls de inhibidor de arcillas mezclado con nitrógeno y se verifica profundidad hasta 18,688 pies. Posteriormente se ubica la herramienta en profundidad y se continúa con el cañoneo hasta completar 34 pies en Mirador IV realizados con el perforador abrasivo inferior. Se bombea un bache de limpieza tal como se ha realizado anteriormente y se desplaza la esfera de activación de 0.5” para trabajar con las boquillas medias con las que se realizan 17 pies más de cañoneo desde 18,549 hasta 18,524 pies.

Tabla 6. Intervalos cañoneados en Mirador IV. BHA # 1. Boquillas inferiores y medias

Etapa	Intervalo (ft)	CP (psi)	WHP (psi)
1	18,703-18,702	3,089	1,430
2	18,702-18,701	2,998	1,395
3	18,698-18,697	2,950	1,436
4	18,697-18,696	2,908	1,406
5	18,693-18,692	2,827	1,457
6	18,692-18,691	2,796	1,509
7	18,691-18,690	2,761	1,371
8	18,681-18,680	2,047	1,432
9	18,680-18,679	2,472	1,367
10	18,679-18,678	2,559	1,497
11	18,678-18,677	2,616	1,488
12	18,677-18,676	2,614	1,386
13	18,664-18,663	2,614	1,365
14	18,663-18,662	2,630	1,440
15	18,662-18,661	2,611	1,383
16	18,661-18,660	2,650	1,371
17	18,660-18,659	2,890	1,399
18	18,653-18,652	2,828	1,767
19	18,652-18,651	2,927	1,951
20	18,651-18,650	2,928	1,839
21	18,642-18,641	2,956	1,469
22	18,641-18,640	2,967	1,622
27	18,620-18,619	3,277	1,892
28	18,619-18,618	3,284	1,862
29	18,555-18,554	3,285	1,867
30	18,554-18,553	3,316	1,851
31	18,553-18,552	3,243	1,835
32	18,552-18,551	3,263	1,830
33	18,551-18,550	3,265	1,825
34	18,550-18,549	3,232	1,817
<i>A partir de este intervalo se inicia el bombeo por el perforador abrasivo medio</i>			
35	18,549-18,548	3,275	1,689
36	18,548-18,547	3,270	1,712
37	18,547-18,546	3,260	1,740
38	18,546-18,545	3,218	1,855
39	18,545-18,544	3,150	1,887
40	18,544-18,543	2,960	1,729
41	18,543-18,542	2,998	1,605
42	18,542-18,541	2,856	1,754
43	18,541-18,540	2,971	1,808
44	18,540-18,539	3,000	1,971
45	18,539-18,538	3,200	2,050
46	18,538-18,537	2,260	2,056
47	18,537-18,536	3,248	2,024

23	18,640-18,639	3,045	1,584
24	18,639-18,638	3,063	1,640
25	18,638-18,637	3,154	1,782
26	18,637-18,636	3,280	1,890

48	18,536-18,535	3,004	1,990
49	18,527-18,526	2,843	1,915
50	18,526-18,525	2,852	1,900
51	18,525-18,524	3,000	1,830

Una vez completados los 17 intervalos con las boquillas medias se desplaza la esfera de activación de 5/8" para iniciar el trabajo con el perforador abrasivo superior. Se parquea la sarta a una profundidad de 18,168 pies y se inicia con el cañoneo de Mirador III manteniendo las mismas condiciones operativas: gel 50# bombeado a una rata de 1.2 bpm en mezcla con nitrógeno a 750 scfm con una concentración de arena de 0.5 ppa. De esta manera se realizan 20 intervalos en esta formación desde 18,168 hasta 18,123 pies (como se muestra en la tabla 7) manteniendo un tiempo de bombeo por intervalo de 15 minutos.

Tabla 7. Intervalos cañoneados en Mirador III. BHA # 1. Boquillas superiores

Etapa	Intervalo (ft)	CP (psi)	WHP (psi)
52	18,168-18,167	3,899	1,607
53	18,167-18,166	4,064	1,670
54	18,165-18,164	3,940	1,707
55	18,164-18,163	3,921	1,741
56	18,162-18,161	3,764	1,790
57	18,161-18,160	3,520	1,740
58	18,153-18,152	3,306	1,676
59	18,151-18,150	3,204	1,616
60	18,149-18,148	3,196	1,801
61	18,147-18,146	3,235	1,899

Etapa	Intervalo (ft)	CP (psi)	WHP (psi)
62	18,145-18,144	3,258	1,862
63	18,143-18,142	3,209	1,800
64	18,138-18,137	3,150	1,816
65	18,136-18,135	3,217	1,920
66	18,134-18,133	3,266	2,001
67	18,132-18,131	3,232	2,020
68	18,130-18,129	3,165	1,971
69	18,128-18,127	3,103	1,903
70	18,126-18,125	3,060	1,856
71	18,124-18,123	3,091	1,820

Como en este punto de la operación las boquillas de los tres perforadores abrasivos se han desgastado se debe parar la operación de *sand jetting* y realizar el cambio del ensamblaje de fondo. Antes de retirar la sarta se bombea un volumen de 40 bls de gel y 80 bls de inhibidor de arcillas en mezcla con nitrógeno para limpiar el pozo y se verifica fondo en 18,433 pies. Una vez se tienen retornos limpios, inicia el viaje de la herramienta hacia superficie y se alinea el separador de prueba para correr una prueba de producción estable durante 6 horas. Los resultados de la prueba se muestran a continuación en la tabla 8. Mientras tanto se realiza en superficie el arme de un segundo separador de arena en serie a la salida de gas del separador de arena principal y se llevan a cabo las pruebas de presión respectivas para verificar su integridad.

Tabla 8. Prueba de producción posterior al *sand jetting* en Mirador IV (51 ft) y Mirador III (20 ft)

Choke xx/64"	WHP psi	WHT °F	FLP psi	Qo bopd	Qg MMscfd	GOR scf/stb	BSW %	Qw bwpd	Gas SG	API deg
265	817	153	752	2,004	24.106	12,029	5.47	116	0.734	47.5

Posterior a la prueba de producción se lleva a cabo el arme del segundo ensamblaje de fondo con la misma configuración del primero (ver figura 25). Después de realizar las pruebas de presión y tensión para verificar la integridad se lleva a cabo la corrida de la herramienta en el pozo realizando pruebas de tensión cada 3,000 pies al igual que en la corrida anterior. Se desplaza la esfera de 0.375" para activar el primer perforador abrasivo, se posiciona la herramienta a la profundidad de 18,479 pies y se inicia con el bombeo de la mezcla abrasiva a las mismas condiciones.

Tabla 9. Intervalos cañoneados en Mirador III. BHA # 2. Boquillas inferiores y media

Etapa	Intervalo (ft)	CP (psi)	WHP (psi)
1	18,479-18,478	2,464	1,270
2	18,477-18,476	2,580	1,536
3	18,475-18,474	2,704	1,578
4	18,470-18,469	2,687	1,477
5	18,468-18,467	2,884	1,630
6	18,466-18,465	3,141	1,835
7	18,464-18,463	3,262	1,781
8	18,462-18,461	3,184	1,739
9	18,460-18,459	3,218	1,697
10	18,458-18,457	3,229	1,711
11	18,456-18,455	3,229	1,700
12	18,448-18,447	3,247	1,744
13	18,447-18,446	3,235	1,723
14	18,389-18,388	3,212	1,701
15	18,388-18,387	3,154	1,699
16	18,376-18,375	3,142	1,676
17	18,375-18,374	3,118	1,667
18	18,354-18,353	3,121	1,678
19	18,352-18,351	3,112	1,682
20	18,332-18,331	3,112	1,679
21	18,331-18,330	3,107	1,657
22	18,330-18,329	3,100	1,667
23	18,278-18,277	3,086	1,675
24	18,276-18,275	3,072	1,678
25	18,274-18,273	3,043	1,673
26	18,272-18,271	3,050	1,658
27	18,270-18,269	3,060	1,650
28	18,268-18,267	3,000	1,658
29	18,266-18,265	3,020	1,677
30	18,264-18,263	3,050	1,673
31	18,240-18,239	3,029	1,673
32	18,239-18,238	3,000	1,693
33	18,236-18,235	2,928	1,701
34	18,235-18,234	2,910	1,670
<i>A partir de este intervalo se inicia el bombeo por el perforador abrasivo medio</i>			
35	18,227-18,226	2,050	1,780
36	18,226-18,225	3,220	1,579
37	18,223-18,222	3,188	1,650
38	18,221-18,220	3,150	1,795
39	18,219-18,218	3,005	1,793
40	18,217-18,216	3,000	1,796
41	18,215-18,214	3,000	1,888
42	18,213-18,212	3,000	1,732
43	18,211-18,210	2,950	1,750
44	18,209-18,208	2,812	1,750
45	18,207-18,206	2,845	1,760

Al completar las primeras 34 etapas de *sand jetting* con el segundo ensamblaje de fondo se desplazan 45 bls de gel mezclado con nitrógeno y se desplaza la esfera de 0.5" para activar el perforador abrasivo medio con el que se completan 45 etapas y se da por finalizado el trabajo en Mirador III (ver tabla 9). Se levanta la sarta hasta la profundidad de 17,691 pies y se inicia la operación en Mirador II.

Tabla 10. Intervalos cañoneados en Mirador II. BHA # 2. Boquillas medias y superiores

Etapa	Intervalo (ft)	CP (psi)	WHP (psi)	Etapa	Intervalo (ft)	CP (psi)	WHP (psi)
46	17,691-17,690	2,810	1,724	58	17,592-17,591	3,462	1,874
47	17,690-17,689	2,872	1,718	59	17,591-17,590	3,420	1,845
48	17,689-17,688	2,830	1,725	60	17,578-17,577	3,208	1,680
49	17,684-17,683	2,831	1,649	61	17,577-17,576	3,164	1,759
50	17,683-17,682	2,836	1,650	62	17,573-17,572	3,175	1,828
51	17,643-17,642	2,747	1,645	63	17,572-17,571	3,123	1,775
52	17,642-17,641	2,750	1,588	64	17,534-17,533	2,918	1,811
<i>A partir de este intervalo se inicia el bombeo por el perforador abrasivo superior</i>				65	17,533-17,532	2,973	1,923
53	17,612-17,611	3,547	1,512	66	17,530-17,529	3,030	1,938
54	17,611-17,610	3,626	1,653	67	17,529-17,528	2,975	1,903
55	17,607-17,606	3,615	1,753	68	17,528-17,527	2,917	1,860
56	17,606-17,605	3,589	1,776	69	17,517-17,516	2,836	1,794
57	17,593-17,592	3,454	1,832	70	17,516-17,515	2,898	1,690

Durante el *sand jetting* realizado en Mirador II se realizan 52 etapas y se desplaza la esfera de 5/8" para la activación del perforador abrasivo superior con el cual se llevan a cabo 17 etapas adicionales para un total de 70 con el segundo ensamblaje de fondo (ver tabla 10). En este punto se procede a bombear 45 bls de gel 50# en mezcla con nitrógeno, se verifica fondo a una profundidad de 18,502 pies y se retira la herramienta a superficie. Al tener retornos limpios en superficie se alinea el pozo hacia la línea de producción general y se realiza una prueba de producción estable durante 6 horas (ver tabla 11).

Tabla 11. Prueba de producción posterior al *sand jetting* en Mirador IV (51 ft), Mirador III (65 ft) y Mirador II (25 ft)

Choke xx/64"	WHP psi	WHT °F	FLP psi	Qo bopd	Qg MMscfd	GOR scf/stb	BSW %	Qw bwpd	Gas SG	API deg
265	811	153	744	2,118	25.276	11,934	4.22	93	0.734	47.6

Finalmente, se realiza el armado del tercer ensamblaje de fondo con la misma configuración de los dos anteriores y se lleva a cabo el cañoneo abrasivo con las mismas condiciones de bombeo y concentración. Las etapas que se llevan a cabo con esta herramienta se realizan en Mirador II y se requiere la activación de dos perforadores, el inferior, con el que se completan 20 etapas desde 17,444 hasta 17,373 pies, y el perforador medio con el que se realizan 9 etapas de 17,486 a 17,445 pies como se muestra en la tabla 12.

Tabla 12. Intervalos cañoneados en Mirador II. BHA # 3

Etapa	Intervalo (ft)	CP (psi)	WHP (psi)	Etapa	Intervalo (ft)	CP (psi)	WHP (psi)
1	17,444-17,443	3,240	1,888	16	17,380-17,379	3,372	1,849
2	17,443-17,442	3,319	1,825	17	17,379-17,378	3,563	2,221
3	17,438-17,437	3,370	1,830	18	17,378-17,377	3,395	1,775
4	17,414-17,413	3,309	1,842	19	17,376-17,375	3,469	1,528
5	17,412-17,411	3,274	1,800	20	17,374-17,373	3,538	1,156
6	17,409-17,408	3,392	1,898	<i>A partir de este intervalo se inicia el bombeo por el perforador abrasivo superior</i>			
7	17,407-17,406	3,445	1,837	21	17,486-17,485	2,475	1,779
8	17,403-17,402	3,461	1,765	22	17,485-17,484	2,755	1,777
9	17,401-17,400	3,529	1,834	23	17,484-17,483	2,561	1,785
10	17,399-17,398	3,562	1,816	24	17,465-17,464	2,650	2,084
11	17,388-17,387	3,580	1,775	25	17,464-17,463	2,741	1,965
12	17,386-17,385	3,531	1,773	26	17,463-17,462	2,751	1,739
13	17,384-17,383	3,552	1,788	27	17,449-17,448	2,783	1,809
14	17,383-17,382	3,510	1,856	28	17,448-17,447	2,981	2,029
15	17,382-17,381	3,447	1,834	29	17,446-17,445	3,256	2,004

Al finalizar la etapa 29 con el tercer ensamblaje de fondo se permite fluir el pozo para limpiarlo de la arena y se baja con la sarta a verificar fondo. Durante este proceso se evidencia un *pin hole* en la válvula *wenlen* a la salida del separador de arena. Por esta razón el pozo es cerrado mientras se controla la situación y se alinea únicamente un separador de arena hacia los tanques y el quemadero.

Por último se alinea el flujo hacia la línea de producción general y se sacan las herramientas hacia superficie. Para finalizar se lleva a cabo una prueba de producción estable de 6 horas cuyo resultado se muestra a continuación en la tabla 13.

Tabla 13. Prueba de producción finalizada la operación de *sand jetting* antes de realizar procedimiento de limpieza de arena en el pozo

Choke xx/64"	WHP psi	WHT °F	FLP psi	Qo bopd	Qg MMscfd	GOR scf/stb	BSW %	Qw bwpd	Gas SG	API deg
265	819	152	736	2,175	25.710	11,821	1.54	34	0.73	47.5

3.2.3 Limpieza de arena

Para realizar la limpieza de arena que quedó en el pozo a causa del trabajo de *sand jetting* se armó un ensamblaje de pozo compuesto por: Conector de CT, doble válvula cheque tipo *flapper*, dispositivo de desconexión hidráulica, dispositivo de circulación y boquilla de diámetro externo 2-7/8". Se inicia el viaje de la tubería en el pozo después de realizar las pruebas de los equipos y conexiones, y llevando a cabo pruebas de tensión cada 3,000 pies como se ha venido haciendo en las corridas anteriores. Se correlaciona la sarta en profundidad y se encuentra fondo a 18,524 pies.

Seguidamente se alinea el pozo en superficie a través de los separadores de arena, se levanta la herramienta 50 pies y se inicia el bombeo de gel 50# a una rata de 2 bpm en mezcla con nitrógeno bombeado a 1,000 scfm con una presión de circulación de 2,300 psi en promedio. Inicia la limpieza descendiendo en intervalos de 30 pies con una velocidad de 30 fpm hasta 18,677 pies. En este punto se realizan varios intentos fallidos de continuar limpiando el pozo incrementando la rata de bombeo a 2.5 bpm y a diferentes velocidades. Se levanta la sarta hasta 15,500 pies y se reinicia el descenso para verificar la profundidad del fondo encontrándose en 18,674 pies.

Finalmente se retira el ensamblaje de fondo para la limpieza del pozo, se alinea el pozo hacia la línea general a través del separador de prueba y se realiza la medición final de producción estable durante 6 horas.

3.2.3.1 Prueba de producción final

Se realizó la prueba de producción final del pozo en condiciones de *full open* (265/64") alineando el pozo a través del separador de prueba y ejecutando un CLT durante 6 horas que dio como resultado los valores de la tabla 14.

Tabla 14. Prueba de producción al finalizar el *sand jetting* en Mirador II, III y IV

Choke xx/64"	WHP psi	WHT °F	FLP psi	Qo bopd	Qg MMscfd	GOR scf/stb	BSW %	Qw bwpd	Gas SG	API deg
265	821	151	734	1,999	23.314	11,663	0.96	19	0.73	48

3.3 POSTERIOR A LA OPERACIÓN DE SAND JETTING

Una vez el pozo se ha limpiado de arena y este se encuentra en condiciones operativas de *full open* fluyendo hacia la línea de producción general se decide realizar un registro de producción PLT (*Production Logging Test*) para identificar y diferenciar el aporte de cada una de las zonas completadas anteriormente. A continuación se muestran los registros con los resultados obtenidos.

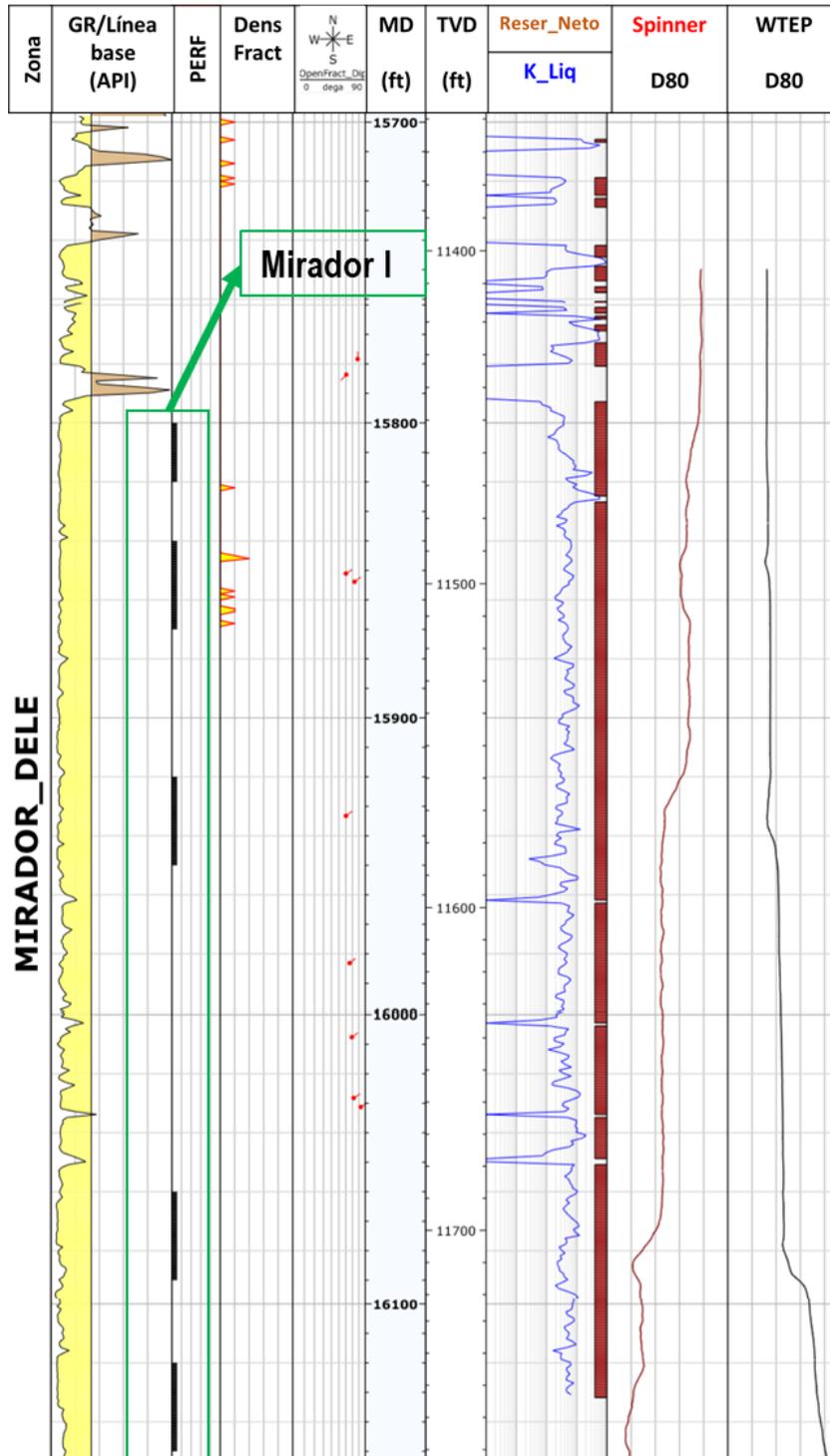
3.3.1 Registros de producción del pozo

Los registros tomados en un pozo permiten obtener una mayor información de los parámetros en fondo que sirven para evaluar las formaciones. Un registro de Mirador I (Mirador Dele) se observa en la figura 26, esta formación fue encontrada estructuralmente más alta de lo que se pronosticó inicialmente. Dentro del diseño de la operación se determinó cañonear con cargas explosivas un total de 140 pies desde 15,800 hasta 16,150 pies.

Según el registro de rayos gamma se puede considerar que estas secciones se encuentran ubicadas en zonas donde la arenisca es continua y limpia. Adicionalmente al correlacionarlo con el registro de temperatura y el del producción se confirma el ingreso de fluidos en las secciones donde se encuentran los perforados, debido principalmente a la disminución de la temperatura por la entrada de gas o líquidos y al aumento de las revoluciones por segundo del medidor de flujo. Es importante mencionar que este registro es tomado posterior al cañoneo del pozo y su desempeño será evaluado más adelante.

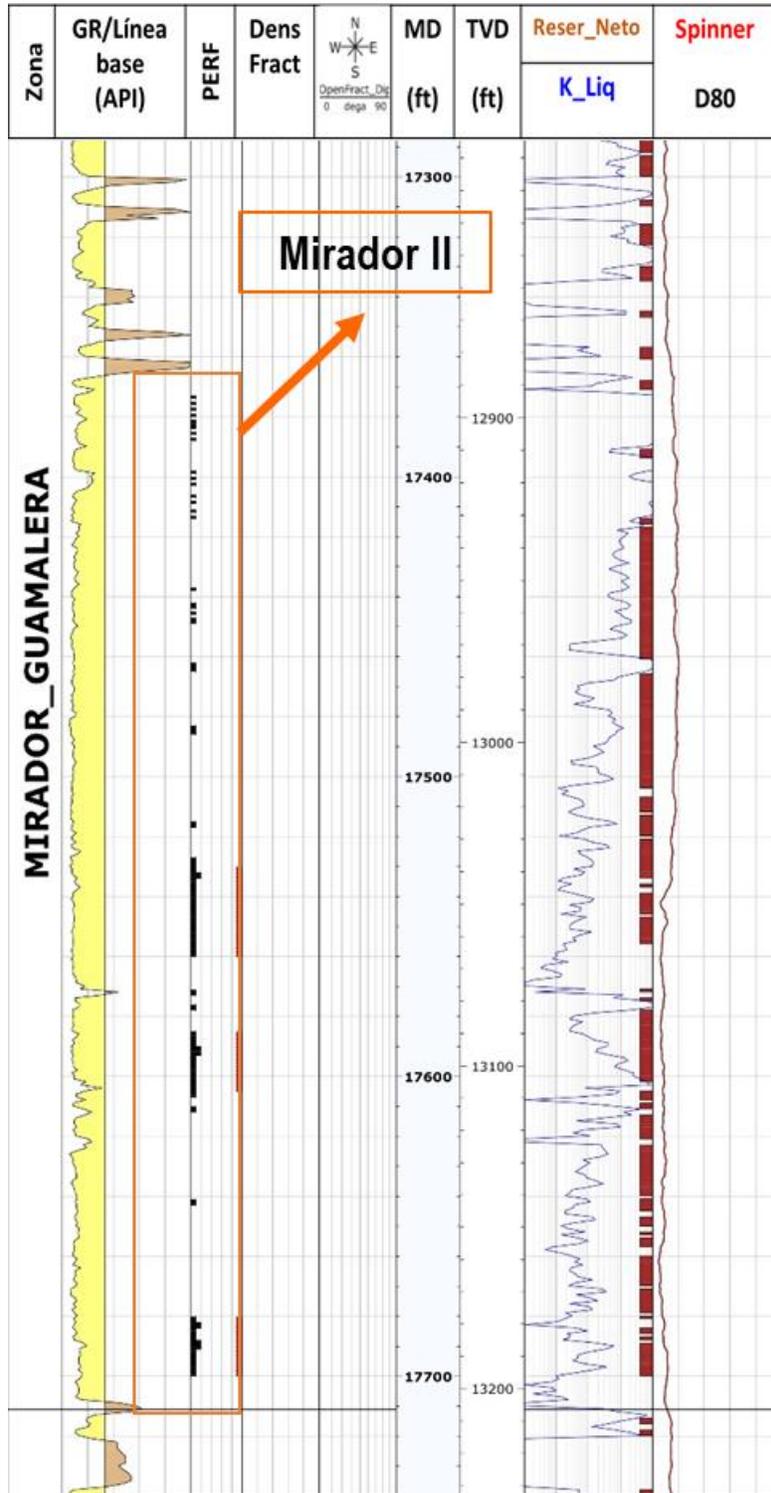
En la figura 27 se encuentra Mirador II (Guamalera), allí se observa un buen banco de areniscas en la sección de 17,370-17,700 pies, con base en esto se decide cañonear una serie de intervalos por medio de *sand jetting* para obtener producción de esta zona. Sin embargo aunque la zona parece una selección adecuada, la producción mostrada en superficie y los valores leídos en el registro de producción demuestran su bajo potencial. Al presentarse esta situación se determinó realizar un re-cañoneo de los intervalos mencionados anteriormente usando cargas explosivas con el fin de realizar un *bypass* de la zona dañada.

Figura 26. Registro formación Mirador Dele (Mirador I) del pozo Equión 1



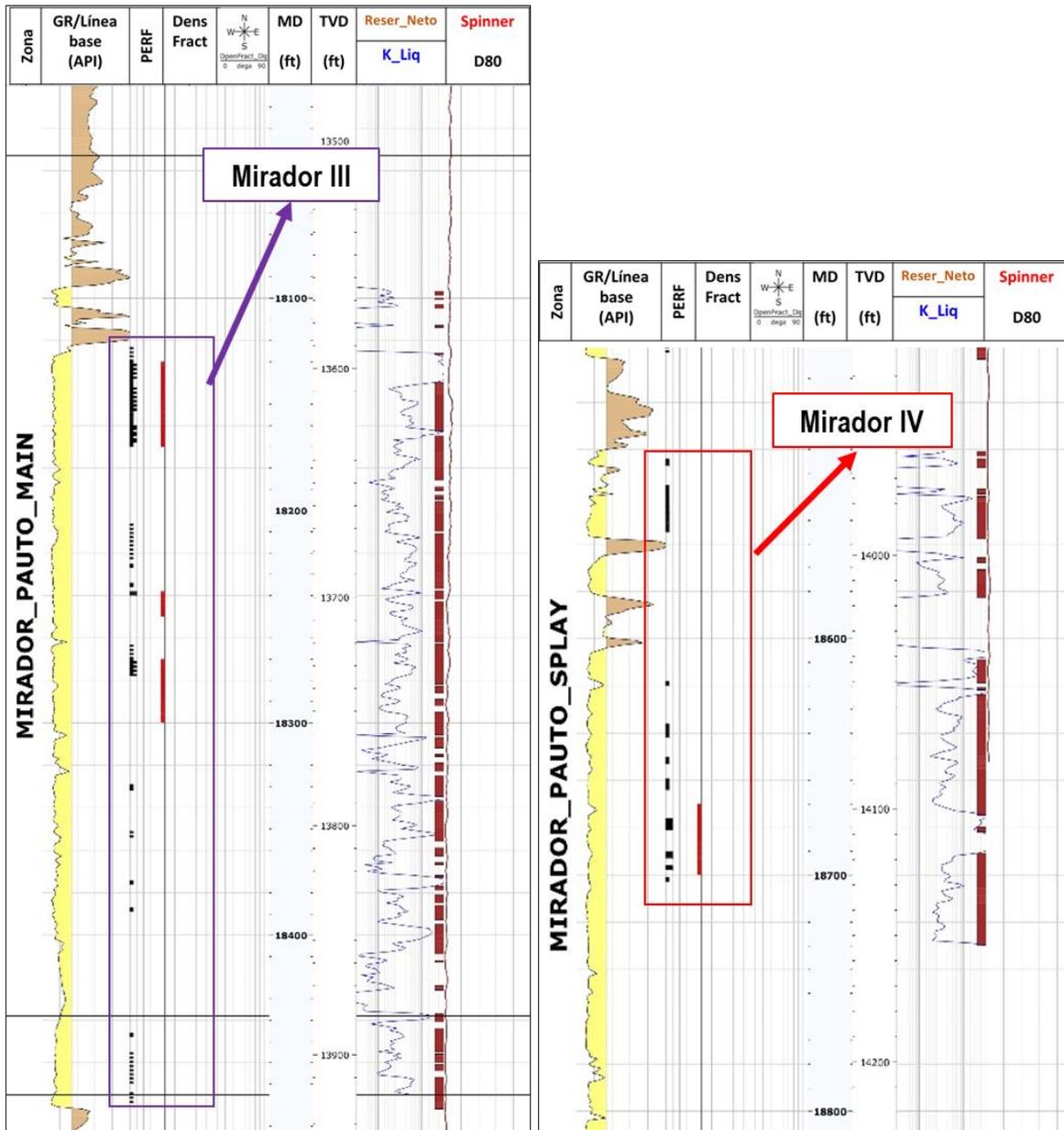
Fuente. Equión energía

Figura 27. Registro formación Mirador Guamalera (Mirador II) del pozo Equión 1



Fuente. Equión energía

Figura 28. Registros de la formación Mirador Pauto (Mirador III y IV) del pozo Equión 1



Fuente. Equión energía

En la figura 28 se observa el registro de la zona Mirador Pauto, en donde se destaca a Mirador Pauto Main como Mirador III, y Mirador Pauto Splay como Mirador IV. La formación Mirador III comprende el intervalo de 18,130 hasta 18,483 pies en el que se realizó un completamiento por medio de *sand jetting* en las secciones en donde la arenisca presenta mayores características de continuidad según el registro de rayos gamma. Sin embargo el aporte en producción fue mucho menor que el obtenido en Mirador II. De igual forma se realizó el cañoneo en mirador IV pero la ausencia de fluidos confirma que no hay un potencial yacimiento en esta zona.

Debido al bajo aporte de los intervalos completados con *sand jetting* se deciden re-cañonear 241 pies distribuidos en Mirador II (70 pies), Mirador III (129 pies) y Mirador IV (42 pies) con resultados de producción que se observan en la tabla 15.

Tabla 15. Prueba de producción después de re-cañonear Mirador II, III y IV

Choke xx/64"	WHP psi	WHT °F	FLP psi	Qo bopd	Qg MMscfd	GOR scf/stb	BSW %	Qw bwpd	Gas SG	API deg
265	849	156	734	2,563	29.569	11,537	0.72	19	0.732	47.5

3.4 ANÁLISIS DE LA OPERACIÓN DE SAND JETTING

Con el fin de que la ejecución de este mismo tipo de operaciones se desarrolle de manera exitosa en un futuro, es necesario realizar un análisis detallado en el que se estudie paso a paso el procedimiento que se llevó a cabo para definir qué factores diferenciadores respecto al estándar se pueden identificar como buenas prácticas para documentarlas y aplicarlas en nuevos trabajos. Del mismo modo situaciones no deseadas que se presenten durante la intervención como problemas operativos se deben registrar como lecciones aprendidas buscando no replicarlas en otros pozos.

A pesar de realizar el completamiento con *sand jetting* en los intervalos previstos, los resultados de las pruebas estables de producción del pozo comprueban el bajo aporte de estas zonas. Analizando los datos de producción de la línea base (tabla 3) y los resultados posteriores al *sand jetting* (tabla 14) se observa que un gran porcentaje de la producción obtenida se encuentra asociada al cañoneo realizado con cargas a través de cable eléctrico y un muy bajo aporte del resto, información que se corrobora con el PLT (figuras 26-28) realizado en donde se evidencia que cerca del 80% de la producción proviene de Mirador I. La producción se distribuye

de la siguiente manera: 2,000 bopd de Mirador I y aproximadamente 500 bopd producto de los perforados adicionales y el re-cañoneo con cable eléctrico de los intervalos hechos con *sand jetting*.

Una de las explicaciones del bajo rendimiento del *sand jetting* en este pozo puede ser el gran tamaño de su completamiento (7"), lo que conllevaría a afirmar que este no es el tamaño más apropiado de tubería para realizar esta operación. Como se explicó en el capítulo 2 la herramienta debe tener una separación adecuada de la pared del tubo para que la fuerza de impacto sea lo suficientemente grande y generar el perforado. De esta forma se logra una óptima profundidad de penetración, por el contrario, si esta distancia es muy grande no se logrará conseguir el objetivo que es sobrepasar la zona de daño de formación y el desempeño de la operación sería muy bajo.

Adicional a esto, los completamientos de gran tamaño requieren una mayor rata de flujo de gas para levantar la arena del pozo. Pero un incremento en la rata de gas provocaría una mayor velocidad en los accesorios de 3" aumentando la erosión de los equipos de superficie usados desde cabeza de pozo hasta tanques y quemadero. Por esta razón es recomendable que para este tipo de completamiento se utilicen menores ratas de flujo de gas que podrían estar entre 15 y 17 MMscfd, que aunque siguen siendo valores altos comparados con las tasas de 7-8 MMscfd utilizadas en los completamientos de 5" o de 4.5", son más aceptables.

Se instalaron dos separadores de arena en línea con el objetivo de minimizar la cantidad de arena que pasa a través de la línea de gas. Adicionalmente se inyectó un rompedor de espuma y antiespumante en el fluido aguas-arriba del *choke* con el fin de evitar la formación de la misma en la línea de gas. No obstante, esta acción no tuvo éxito. La formación de espuma se siguió presentando y fue necesario realizar un monitoreo constante de esta línea a la salida del separador para tomar las acciones necesarias para solucionar el problema en caso de presentarse un evento.

Uno de los inconvenientes operativos durante esta intervención fue mantener las marcas de correlación en la tubería del CT ya que al transportar la tubería a fondo de pozo estas se borraban por efecto de la fricción al pasar por el *stripper* o el contacto con los fluidos del pozo. Como solución se probaron diferentes tipos de pinturas sin que se obtuviera éxito, razón por la cual se decidió marcar el carrete y tener en cuenta el número de vueltas del *coiled tubing* hasta la posición de profundidad marcada previamente.

Debido a la erosión provocada por la arena es necesario monitorear continuamente la integridad de los equipos de superficie antes y después de cada trabajo de *sand jetting*. En el pozo Equión 1 a pesar de que se llevó a cabo la medición del espesor de la pared de los equipos durante la operación, se presentaron tres *pin holes* en los accesorios de superficie: uno en la *target tee* en la entrada del tanque de arena,

el segundo en el adaptador de conexión en la entrada del tanque de arena y el ultimo en la válvula *Wenlen* de la línea de gas a la salida del separador de arena. Cabe destacar que gran cantidad de equipos (válvulas, conexiones de martillo, codos, bridas) poseen alta dificultad para ser inspeccionados con los dispositivos de ultrasonidos para comprobar su integridad, lo que hace difícil tener una completa confiabilidad en ellos.

4. EVALUACION TECNICA DEL SAND JETTING EN EL POZO EQUION 2

4.1 DISEÑO DE LA OPERACIÓN DE SAND JETTING

La operación de *sand jetting* llevada a cabo en el pozo Equión 2 incluye un diseño de la intervención basado en sus requerimientos, además de una adecuada selección de equipos, herramientas y fluidos a ser utilizados. A continuación se tratará en detalle lo referente a este pozo.

4.1.1 Requerimientos de la intervención

Las formaciones objetivo de esta intervención son Miradores Pauto, Mirador Dele y Barco. En la tabla 16 se muestran las profundidades de tope y base de cada una de ellas así como datos de espesor, presión y temperatura.

Tabla 16. Formaciones de interés en el pozo Equión 2

Formación	Intervalo (ft)	Longitud (ft)	Presión (psia)
Mirador Pauto (III) 6"	17,100-17,580	190	6,100
Mirador Dele (II) 6"	16,020-16,185	110	6,000
Barco 8.5"	14,360-14,240	80	5,900

El objetivo de la operación consiste en poner el pozo Equión 2 en producción, en primer lugar se pretende probar el potencial de la formación Mirador Pauto ubicada en la sección de 6" ya que en esta la información para identificar la calidad de la roca es muy limitada.

Posteriormente se tomarán registros en las formaciones Mirador Dele y Barco con el fin de realizar una evaluación petrofísica para identificar posibles yacimientos que podrían aportar un buen caudal de producción. Aunque el intervalo más bajo de Mirador Pauto puede ser atractivo para cañonear según el análisis petrofísico, ese no es el objetivo bajo las condiciones del trabajo.

Para esta operación se estiman rangos de los resultados esperados en producción los cuales se exhiben en la tabla 17. En esta aparecen tres escenarios pesimista, base y optimista, todo esto de acuerdo a los valores de la permeabilidad horizontal disponible y conectada 1K, 2K y 3K mD-ft respectivamente para cada escenario evaluado.

Tabla 17. Rango de producción esperada de Mirador Pauto en la sección de 6”

Fluyendo @1000 psi	Qo (Mbopd)	Qg (bwpd)	Qw (MMscfd)
Pesimista	2,780	25	25
Base	3,750	33.8	33.8
Optimista	5,500	50	50

En el caso en el que fluyeran las dos formaciones Mirador, tanto Pauto como Dele la producción esperada sería la presentada en la tabla 18.

Tabla 18. Rango de producción esperada de Mirador Pauto y Mirador Dele en la sección de 6”

Fluyendo @1000 psi	Qo (Mbopd)	Qg (bwpd)	Qw (MMscfd)
Pesimista	4,600	47.5	47.5
Base	5,150	52	52
Optimista	6,250	60.5	60.5

4.1.2 Información general del pozo

El pozo Equión 2 es un pozo nuevo que se encuentra en la fase de completamiento sin taladro. Es necesario tener en cuenta que en actividades anteriores a la operación de *sand jetting* el pozo fue puesto en producción por medio de cañoneo convencional en la formación Mirador Pauto y se dejó accidentalmente un pescado en el pozo que corresponde a una herramienta PMIT (*Platform Multifinger Imaging Tool*) durante la toma de este registro. Este se encuentra a una profundidad de 17,660 pies.

4.1.2.1 Información del yacimiento

Las formaciones que serán completadas en la operación son Mirador Dele, Mirador Pauto y Barco Floreña. En la tabla 19 se destacan propiedades promedio como el espesor de la arena neta, la permeabilidad, presión y temperatura de cada intervalo. El valor de porosidad de la escama Mirador Pauto es tomado de los registros LWD (*Logging While Drilling*) y la presión de yacimiento es estimada al igual que las permeabilidades de las tres formaciones.

Tabla 19. Características de las formaciones productoras en el pozo Equión 2

Formación	Tope (ft)	Base (ft)	Arena Neta (ft)	PHI %	K (md)	Presión (psi)	Temp (°F)
Sección Barco Floreña 8.5"	13,850	14,413	498	3.4	10–20	5,900	250
Sección Mirador Dele 6"	15,715	16,355	412	3.3	6–12	6,000	255
Sección Mirador Pauto 6"	16,676	17,778	764	4.0	6–12	6,100	260

4.1.2.2 Antecedentes del pozo

La perforación del pozo Equión 2 finalizó el 24 de enero de 2015 con una profundidad verdadera de 17,791 pies. Según lo planeado, el objetivo del pozo era la formación Barco en la estructura de Floreña y Mirador Pauto-Main de la estructura complejo Pauto. Se esperaba que estas formaciones aportaran 4,500 bopd según estimaciones basadas en las condiciones del yacimiento, esto sin considerar trabajos de estimulación por fracturamiento hidráulico. La sección de 8.5" perforó la formación Barco usando un lodo base aceite con un peso de 8.9-11.6 ppg, en esta zona se presentaron pérdidas importantes de aproximadamente 175 bls, que fueron reportados durante la cementación. Esta sección se bajó hasta la parte superior de Mirador y fue revestida con un liner de 7" en donde posteriormente se determinó que se tenía una buena calidad de cemento en la base de la formación Barco.

Al continuar la perforación se encontraron dos escamas de la formación Mirador en lugar de solo una, estas se perforaron con un hueco de 6". Basado en esto se aprobó realizar un trabajo de fracturamiento hidráulico posterior al completamiento inicial. Al finalizar el trabajo, un *liner* de 4.5" fue sentado desde el fondo de la sección de 6" hasta el tope del *liner* de 7".

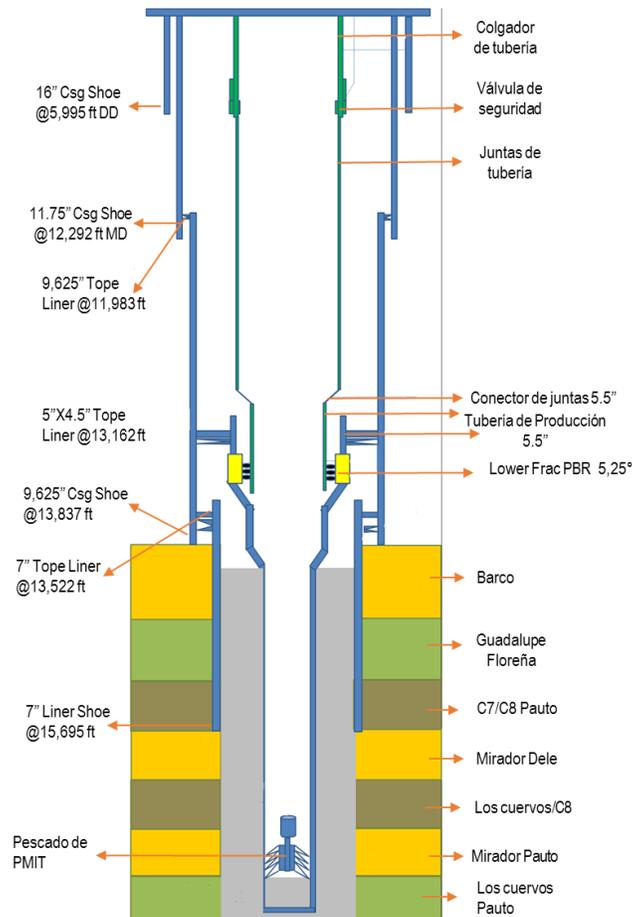
Seguidamente se corrió un conjunto de registros con el fin de evaluar las características petrofísicas, la presión del yacimiento y la presión de los fluidos de la formación Mirador Dele. Teniendo en cuenta estos registros se observaron buenas condiciones en la calidad de la roca y adicional a esto se confirmó la presencia de hidrocarburos mediante el monitoreo de las muestras tomadas en el

pozo. Para la formación Mirador Pauto, sólo se corrieron herramientas *logging while drilling* (LWD) con el objetivo de adquirir datos después de que la sección fuera perforada. En esta fase de la operación no se registraron pérdidas de lodo durante la perforación o cementación. Después del proceso de limpieza y las pruebas del completamiento, se llevó a cabo el registro de evaluación de cemento, así como un registro de *multifinger caliper* (PMIT). El ensamblaje de fondo de este registro PMIT (20.5 pies) fue dejado en fondo de pozo como pescado después de presentarse una pega de tubería a 17,680 pies MD.

4.1.2.3 Estado mecánico del pozo

El pozo Equión 2 posee un máximo *dog leg* de 3.92°/100 pies a una profundidad de 14,634 pies y una máxima desviación desde la horizontal de 25.4° a 8,077 pies. El fluido que se encuentra en el anular y en la tubería de producción por debajo de 17,532 pies es formiato de sodio con densidad de 8.4 ppg.

Figura 29. Estado Mecánico pozo Equión 2



Fuente. Equión Energía

4.1.2.4 Prueba de producción de línea base

Antes de iniciar la primera etapa del *sand jetting* el pozo ya se encuentra produciendo ya que se completó previamente mediante cañoneo convencional en la escama del Mirador más profundo (Mirador Pauto). Posteriormente a esto el pozo es alineado hacia la tubería general de flujo a través de un separador de prueba con el fin de realizar un CLT (*Close Loop Test*) en condiciones estables y evaluar el potencial de producción aportado por la zona completada. Los resultados se encuentran expuestos en la tabla 20.

Tabla 20. Prueba de producción línea base pozo Equión 2

Choke xx/64"	WHP psi	WHT °F	FLP psi	Qo bopd	Qg MMscfd	GOR scf/stb	BSW %	Qw bwpd	Gas SG	API deg
265	758	95	721	319	1.885	5,910	0.00	0	0.714	48.9

4.1.3 Selección de equipos y fluidos

Como se mencionó en el capítulo anterior existe un conjunto de equipos necesarios para llevar a cabo una operación de *sand jetting* entre los que se encuentran: separador de arena para realizar trabajos de limpieza de arena posterior al cañoneo abrasivo, separador de prueba para medir los niveles de producción del pozo en cualquier momento del trabajo, accesorios para reducción de velocidad del fluido con material erosivo en los equipos de superficie durante el retorno, *choke manifold*, bomba de fluidos y nitrógeno, unidad de mezcla, *frac tanks*, *sand tank* y por último la unidad de *coiled tubing*.

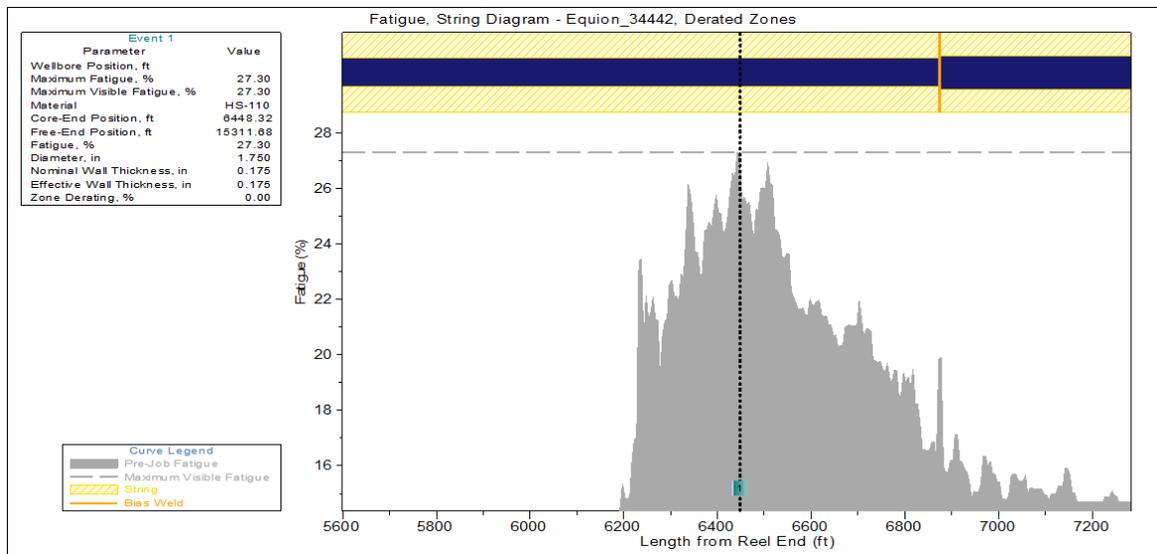
El tipo de arena seleccionada para este tipo de trabajo es la misma usada en el *sand jetting* del pozo Equión 1 debido a sus propiedades erosivas que se ajustan a los requerimientos de penetración del revestimiento, cemento y formación. Esto quiere decir que el tipo de arena usada en esta intervención es malla 100 y el fluido base de la lechada corresponde a gel lineal 50#. Así mismo se requiere el bombeo de nitrógeno combinado con el gel y la arena durante la operación.

4.1.3.1 Selección de tubería de CT

El diámetro externo de la tubería seleccionada es de 1.75" y su configuración es de tipo "telescópica", lo que quiere decir que su diámetro interno va variando por secciones desde un espesor de pared más grande en superficie hasta uno más delgado hacia la punta. En la figura 30 se muestra el desgaste por fatiga que ha

sufrido la tubería que fue seleccionada para usar en este trabajo. En esta se observa la sección de 5,600 a 7,200 pies de la tubería debido a que en este rango se encuentra el punto más alto de fatiga puntual que corresponde a 27.30 % a una longitud de 6,400 pies. Es necesario resaltar que la condición mostrada hace referencia al estado del tubo previo a una limpieza de tubería que se realizó antes de la operación de *sand jetting*. El porcentaje de fatiga debe ser monitoreado durante la ejecución del trabajo y a lo largo de toda la tubería, ya que se debe evitar trabajar el punto de mayor desgaste sobre la zona del cuello de ganso del equipo de *coiled tubing* para reducir la probabilidad de generar una falla en el material que pueda causar problemas de integridad durante la intervención.

Figura 30. Fatiga de la tubería de *coiled tubing*



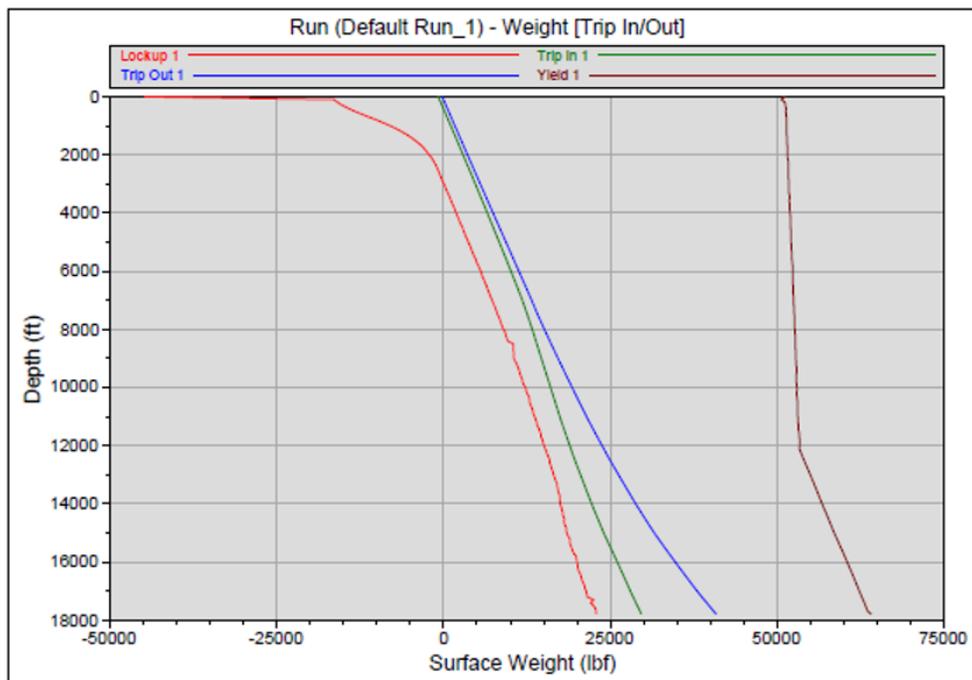
Fuente. Equión Energía.

4.1.3.2 Simulación de tensión en superficie del CT

En la figura 31 se muestra la simulación de tensión en superficie del *coiled tubing* teniendo en cuenta las condiciones operativas en las que se encuentra el pozo. Según esta simulación, a la profundidad de 17,786 pies se tiene un valor de tensión subiendo de 40,828 lbs, lo que deja un margen de trabajo de alrededor de 23,200 lbs hasta llegar al punto de cedencia del material. Es necesario tener un amplio rango de tensión permitida (entre 20,000 y 25,000 lbs) por encima del valor máximo de la sarta subiendo en condiciones normales y por debajo del valor del *yield point* para prever la posibilidad de que se requiera generar una sobretensión “*overpull*” por algún inconveniente operativo como el caso de una pega.

Por otro lado se puede observar que durante todo el recorrido de la tubería en el pozo se tiene una tensión bajando en condiciones normales superior a la tensión de *lockup*, lo que garantiza que la sarta podrá viajar a fondo sin problemas hasta la profundidad de interés. En la tabla 21 se resumen estos valores incluyendo las longitudes de deformación por simulación que sufrirá la tubería tanto en el viaje bajando como subiendo que corresponden a 19.3 y 24.6 pies respectivamente.

Figura 31. Simulación de tensión en superficie de la tubería de CT respecto a la profundidad



Fuente. Equión Energía

Tabla 21. Resultados de la simulación a una profundidad de 17,786 pies

Variable	Valor	Unidad
<i>Trip in</i>	29,620	lb
<i>Trip Out</i>	40,828	lb
<i>Lockup</i>	22,867	lb
<i>Yield</i>	64,079	lb
<i>Over-Pull</i>	23,251	lb
<i>Max Length Change – Trip In</i>	19.3	ft
<i>Max Length Change – Trip Out</i>	24.6	ft

4.1.4 Selección del intervalo a cañonear

Las formaciones elegidas para realizar el cañoneo fueron aquellas que muestran mejores características en los estudios petrofísicos, zonas que presentan una buena calidad en la roca así como indicios de la presencia de buenos bancos de fluidos hidrocarburos. Las zonas que se completarán por medio de *sand jetting* en el pozo Equión 2 corresponden a la formación Barco y las escamas de la formación Mirador: Pauto (Mirador III) y Dele (Mirador II).

Se tienen dos escenarios operativos, se elegirá uno de ellos dependiendo del desempeño en producción observado del caso base. El caso base de esta intervención consiste en realizar *sand jetting* en 33 intervalos de la escama de Mirador Dele y dependiendo de su respuesta en producción, si esta es buena, se procederá a completar unos intervalos adicionales en ambas escamas de la formación Mirador y la formación Barco; de lo contrario si no hay buen desempeño se procederá a realizar *sand jetting* en 7 intervalos de Mirador Dele para llevar a cabo una operación de fracturamiento hidráulico en esta zona.

4.2 EJECUCIÓN OPERATIVA DEL SAND JETTING

Debido a las grandes profundidades en las que se va a realizar el *sand jetting* que se traducen en alta presión y temperatura, además de los altos valores de resistencia a la compresión (UCS) de las formaciones a completar, es necesario realizar carreras distintas entre la correlación y el cañoneo abrasivo. Esto sucede debido a la limitante de presión y caudal de herramientas diseñadas especialmente para obtener telemetría en superficie en tiempo real durante el bombeo del fluido abrasivo, que no alcanzan los valores requeridos para esta intervención. A continuación se describe el procedimiento operativo que se llevó a cabo en el *sand jetting* realizado en el pozo Equión 2.

4.2.1 Correlación de profundidad

La configuración del ensamblaje de fondo usado para la correlación de profundidad fue la siguiente: conector de CT de 2-7/8", seguido de un ensamblaje de cabeza de motor compuesto por doble válvula cheque tipo *flapper*, dispositivo de desconexión, puerto de circulación y disco de ruptura. Por último se encuentra un sistema de adquisición de registros de rayos gamma y CCL con almacenamiento en memorias y su respectivo sistema de respaldo dentro de un *carrier* de 20 pies de longitud.

Al finalizar el arme del ensamblaje de fondo se procede a realizar todas las pruebas de tensión y presión que por estándar se manejan en Equión Energía para garantizar la seguridad de la operación. Estas pruebas incluyen: prueba de tensión

del conector de CT hasta 25,000 lbs, prueba de presión del carrete de CT hasta 6,500 psi, prueba de presión contra las válvulas cheque tipo *flapper* hasta 2,200 psi y por último a todo el equipo de control de presión hasta 5,000 psi para comprobar las conexiones de sus componentes.

Una vez probado el equipo y el ensamblaje de fondo se procede a iniciar el viaje hacia el fondo del pozo, con este cerrado, realizando pruebas de tensión subiendo y bajando cada 3,000 pies. Se verifica acceso en el pozo hasta una profundidad de 17,610 pies. En este punto se inician los pases de correlación, con el pozo en condiciones estáticas, entre 17,600 y 14,200 pies, realizando marcas distintivas a la tubería de CT en superficie a diferentes profundidades especialmente seleccionadas de acuerdo a la profundidad de las formaciones productoras a completarse mediante la realización de *sand jetting*. Después de 12 horas de cierre del pozo se observa una presión en cabeza de 2,920 psi. Una vez se realiza la última marca de la tubería a 14,200 pies, se alinea el pozo a la tubería de producción general, se lleva a condiciones de *full open* y se esperan condiciones estables para viajar de nuevo hacia la marca más profunda ubicada a 17,600 pies. Al estar en profundidad se realiza un nuevo pase de correlación con el pozo fluyendo hacia la línea general y se verifica que las nuevas profundidades correspondan con los valores registrados en el pase con el flujo en el pozo estático. Al comprobar con éxito la correlación con las marcas hechas previamente, se inicia el viaje de tubería hacia fuera del pozo. Se descarga la información de las memorias y se realiza el procedimiento de correlación para la respectiva corrección de profundidad de cada una de las marcas.

4.2.2 Operación de *sand jetting*

Al haber finalizado la correlación de profundidad teniendo las marcas realizadas en la tubería del CT, se procede a desarmar este ensamblaje de fondo para iniciar el arme del que será utilizado para llevar a cabo la operación de *sand jetting*. El ensamblaje de fondo está compuesto por un conector, doble válvula cheque tipo *flapper*, un dispositivo de desconexión hidráulica, dos perforadores abrasivos y una boquilla. Las especificaciones de esta herramienta se pueden observar en la figura 32. Finalizado el arme de la herramienta se procede, como ya se ha hecho en la corrida de correlación, a realizar las pruebas de tensión y presión para garantizar la integridad de las herramientas y las conexiones de los equipos mientras se mezcla en los *frac tanks* un volumen de 1,000 bls de gel 50#.

Posteriormente se inicia el viaje de las herramientas al fondo de pozo una vez se haya desplazado el volumen interno del CT a fluido inhibidor de arcillas y se realizan pruebas de tensión subiendo y bajando cada 3,000 pies de profundidad. Con la herramienta posicionada a una profundidad de 16,189 pies corregida y referenciada a la última boquilla del perforador abrasivo inferior se bombea la esfera de activación de 0.438" de la boquilla de lavado y se procede a iniciar con el bombeo de la

lechada. En superficie se alinea el retorno de fluidos a través del separador de arena hacia el *sand tank* y se bombea en directa gel 50# con una concentración de 0.5 ppa de arena malla 100 a una rata de 1.2 bpm en mezcla con nitrógeno bombeado a 750 scfm. Se procede a realizar los primeros 33 intervalos en la escama de la formación Mirador Dele con un tiempo de bombeo por etapa de 15 minutos (aproximadamente 18 bls de lechada). Las condiciones operativas durante el *sand jetting* con el primer ensamblaje de fondo en Mirador Dele se pueden observar en la tabla 22.

Figura 32. Ensamblaje de fondo para *sand jetting* en el pozo Equión 2

Figura	#	Descripción de la herramienta	OD (in)	ID (in)	Longitud (ft)	Esfera de activación (in)
	1	Conector de CT	2.88	1.13	1.60	-
	2	Doble válvula cheque	2.88	1.00	1.41	-
	3	Dispositivo de desconexión hidráulica	2.88	0.69	2.24	0.750
	4	Perforador abrasivo. 6 puertos. Fase: 60°	3.06	0.56	4.44	0.563
	5	Perforador abrasivo. 6 puertos. Fase: 60°	3.06	1.00	2.94	-
	6	Boquilla de lavado. Asiento de esfera	2.88	0.39	0.54	0.438

Fuente. Equión Energía

Al finalizar los primeros 33 intervalos en la formación Mirador Dele se procede a evaluar el desempeño en producción para determinar el paso a seguir según lo establecido en la selección de intervalos. Para esto se parquea la herramienta de *sand jetting* a una profundidad de 13,000 pies, se espera a que se obtengan retornos limpios en superficie y se alinea el pozo a través del separador de prueba para correr

una prueba estable de 6 horas. Los resultados de producción se observan en la tabla 23.

Tabla 22. Intervalos cañoneados en Mirador Dele. BHA # 1

Etapa	Fondo (ft)	Tope (ft)	CP (psi)	WHP (psi)	Perforador abrasivo
1	16,189	16,188	3,875	125	Inferior
2	16,186	16,185	3,920	86	Inferior
3	16,183	16,182	3,989	112	Inferior
4	16,180	16,179	3,991	109	Inferior
5	16,177	16,176	3,925	136	Inferior
6	16,174	16,173	4,019	210	Inferior
7	16,171	16,170	4,025	280	Inferior
8	16,168	16,167	3,600	260	Inferior
9	16,165	16,164	3,557	257	Inferior
10	16,162	16,161	3,515	250	Inferior
11	16,130	16,129	3,450	320	Inferior
12	16,128	16,127	3,440	240	Inferior
13	16,126	16,125	3,450	300	Inferior
14	16,124	16,123	3,600	360	Inferior
15	16,117	16,116	3,619	307	Inferior
16	16,116	16,115	3,732	300	Inferior
17	16,114	16,113	3,800	274	Inferior
18	16,110	16,109	3,870	260	Inferior
19	16,109	16,108	3,873	263	Inferior
20	16,108	16,107	3,911	265	Inferior
21	16,107	16,106	3,897	288	Inferior
22	15,953	15,952	3,943	269	Inferior
23	15,951	15,950	3,936	256	Inferior
24	15,949	15,948	3,984	280	Inferior
25	15,947	15,946	4,022	338	Inferior
26	15,945	15,944	3,972	349	Inferior
27	15,909	15,908	3,876	369	Inferior
28	15,908	15,907	3,924	401	Inferior
29	15,894	15,893	4,027	433	Inferior
30	15,893	15,892	4,011	444	Inferior
31	15,885	15,884	3,971	429	Inferior
32	15,884	15,883	3,882	440	Inferior
33	15,883	15,882	3,557	466	Inferior
<i>A partir de este intervalo se inicia el bombeo por el perforador abrasivo superior</i>					
34	15,930	15,929	4,661	1,391	Superior
35	15,928	15,927	4,430	1,271	Superior
36	15,926	15,925	4,398	1,277	Superior
37	15,924	15,923	4,163	1,315	Superior

38	15,923	15,922	4,118	1,307	Superior
39	15,921	15,920	4,010	1,298	Superior
40	15,919	15,918	3,877	1,294	Superior

Tabla 23. Prueba de producción estable posterior a los primeros 33 intervalos completados en Mirador Dele

Choke xx/64"	WHP psi	WHT °F	FLP psi	Qo bopd	Qg MMscfd	GOR scf/stb	BSW %	Qw bwpd	Gas SG	API deg
265	801	131	745	2,024	15.386	7,602	1.11	23	0.728	46.2

Observando la prueba de producción se evidencia una ganancia representativa en producción de 1,705 bpd de aceite y 13.501 MMscfd de gas respecto a la prueba de línea base antes de iniciar la operación de *sand jetting*. Bajo este escenario se decide continuar con la operación adicionando 7 intervalos más en Mirador Dele. Se posiciona la sarta a la profundidad de 15,930 pies referenciado al perforador abrasivo superior, se envía la esfera de activación de 0.563" y se reinicia el bombeo en la etapa 34 bajo las mismas condiciones operativas de caudal.

Completados los intervalos adicionales en Mirador Dele se inicia con el viaje del CT fuera del pozo y luego de tener retornos limpios en superficie se corre nuevamente una prueba de producción estable para evaluar la respuesta. Los resultados de producción obtenidos se muestran en la tabla 24.

Tabla 24. Prueba de producción estable posterior a los primeros 40 intervalos completados en Mirador Dele

Choke xx/64"	WHP psi	WHT °F	FLP psi	Qo bopd	Qg MMscfd	GOR scf/stb	BSW %	Qw bwpd	Gas SG	API deg
265	824	145	731	2,061	15.993	7,760	0.72	15	0.728	45.8

Las ganancias en producción respecto a la línea base corresponden a 1,742 bopd de aceite y 14.108 MMscfd de gas. Debido a esta respuesta del pozo se decide continuar con la operación de *sand jetting* en algunos intervalos adicionales de Mirador Dele además de otros en Mirador Pauto y Barco. Se arma el segundo ensamblaje de fondo con perforadores abrasivos nuevos (con la misma configuración mostrada en la figura 32) y se procede a viajar a una profundidad de 16,200 pies referenciados a la última boquilla del perforador abrasivo inferior para continuar con el bombeo de gel 50# con arena malla 100 (0.5 ppa) a una rata de 1.2

bpm y nitrógeno a 750 scfm. Al completar las primeras 33 etapas con este ensamblaje se bombea la esfera de activación del perforador abrasivo superior, una vez se encuentre a una profundidad de 17,596 pies para completar 17 etapas de *sand jetting* en la formación Mirador Pauto. Las condiciones operativas de estas etapas se muestran en la tabla 25.

Tabla 25. Intervalos cañoneados en Mirador Dele (33 pies) y Mirador Pauto (17 pies). BHA # 2

Etapa	Fondo (ft)	Tope (ft)	WHP (psi)	CP (psi)	Perforador abrasivo
1	16,200	16,199	1,590	4,520	Inferior
2	16,198	16,197	1,470	4,525	Inferior
3	16,195	16,194	1,501	4,552	Inferior
4	16,192	16,191	1,572	4,528	Inferior
5	16,189	16,188	1,697	4,632	Inferior
6	16,186	16,185	1,587	4,722	Inferior
7	16,183	16,182	1,590	4,475	Inferior
8	16,180	16,179	1,696	4,685	Inferior
9	16,177	16,176	1,710	4,741	Inferior
10	16,174	16,173	1,707	4,757	Inferior
11	16,171	16,170	1,628	4,840	Inferior
12	16,168	16,167	1,612	4,756	Inferior
13	16,165	16,164	1,514	4,817	Inferior
14	16,162	16,161	1,505	4,582	Inferior
15	16,159	16,158	1,521	4,480	Inferior
16	16,350	16,349	1,490	4,280	Inferior
17	16,347	16,346	1,583	4,422	Inferior
18	16,344	16,343	1,654	4,456	Inferior
19	16,334	16,333	1,644	4,492	Inferior
20	16,331	16,330	1,665	4,196	Inferior
21	16,329	16,328	1,587	4,525	Inferior
22	16,320	16,319	1,643	4,454	Inferior
23	16,317	16,316	1,663	4,538	Inferior
24	16,314	16,313	1,623	4,583	Inferior
25	16,306	16,305	1,654	4,593	Inferior
26	16,303	16,302	1,657	4,634	Inferior
27	16,300	16,299	1,658	4,617	Inferior
28	16,287	16,286	1,664	4,600	Inferior
29	16,284	16,283	1,659	4,593	Inferior
30	16,281	16,280	1,606	4,515	Inferior
31	16,279	16,278	1,437	4,397	Inferior
32	16,266	16,265	1,429	4,311	Inferior
33	16,264	16,263	1,412	4,163	Inferior
A partir de este intervalo se inicia el bombeo por el perforador abrasivo superior					

34	17,596	17,595	1,766	4,056	Superior
35	17,595	17,594	1,762	4,179	Superior
36	17,592	17,591	1,668	4,157	Superior
37	17,577	17,576	1,723	4,140	Superior
38	17,574	17,573	1,679	4,190	Superior
39	17,573	17,572	1,647	4,016	Superior
40	17,561	17,560	1,589	4,033	Superior
41	17,560	17,559	1,614	3,938	Superior
42	17,556	17,555	1,632	3,878	Superior
43	17,553	17,552	1,637	3,867	Superior
44	17,550	17,549	1,625	3,745	Superior
45	17,206	17,205	1,613	3,904	Superior
46	17,204	17,203	1,595	3,860	Superior
47	17,202	17,201	1,553	3,924	Superior
48	17,195	17,194	1,556	3,943	Superior
49	17,194	17,193	1,541	3,940	Superior
50	17,190	17,189	1,500	3,920	Superior

Al completar los intervalos mostrados en la tabla 25 se procede a esperar retornos limpios en superficie y se baja con la herramienta para verificar el tope de la arena en el pozo, encontrándose a una profundidad de 17,596 pies. Se saca la sarta del pozo y se alinea el flujo a través del separador de prueba para correr una prueba de producción estable durante 6 horas. Los resultados de producción se muestran en la tabla 26.

Tabla 26. Prueba de producción estable posterior completar 73 intervalos en Mirador Dele y 17 en Mirador Pauto

Choke	WHP	WHT	FLP	Qo	Qg	GOR	BSW	Qw	Gas	API
xx/64"	psi	°F	psi	bopd	MMscfd	scf/stb	%	bwpd	SG	deg
265	813	154	745	2,624	21.251	8,099	0.59	15	0.734	44.4

Bajo el resultado observado en la tabla 26 se obtiene una ganancia de 2,305 bpd de aceite y 19,366 MMscfd de gas después de realizadas estas etapas respecto a la línea base de producción del pozo. Para evaluar la respuesta de producción por formación y analizar nuevos intervalos para realizar *sand jetting* se corre en este punto de la intervención un registro de producción PLT y se decide continuar adicionando intervalos en Mirador Dele, Mirador Pauto y Barco.

Se lleva a cabo el arme del tercer ensamblaje con dos perforadores abrasivos y se inicia la corrida dentro del pozo (figura 32). Una vez correlacionados en profundidad se procede a verificar el tope de la arena encontrándose a 17,595 pies corregidos,

seguidamente se inicia un proceso de limpieza de arena bombeando fluido inhibidor de arcillas a una rata de 1 bpm junto con nitrógeno a 600 scfm y se empieza a descender con la herramienta a una velocidad de 5 fpm hasta una profundidad máxima de 17,656 pies. Se parquea la sarta a 17,500 pies y se espera hasta obtener retornos limpios en superficie. Una vez esto es confirmado se ubica la última boquilla del perforador inferior a una profundidad de 17,640 pies en la formación Mirador Pauto, se bombea la esfera de activación de 0.437” y se inicia con el bombeo de la lechada abrasiva a las mismas condiciones: gel 50# junto con arena malla 100 en una concentración de 0.5 ppa a una tasa de 1.2 bpm y nitrógeno a 750 scfm. Se completan 8 etapas en Mirador Pauto y se continúa con 42 etapas adicionales en Mirador Dele como se muestra en la tabla 27. El tiempo de bombeo de la lechada abrasiva por estación corresponde a 15 minutos.

Tabla 27. Intervalos cañoneados en Mirador Pauto (8 pies) y Mirador Dele (42 pies). BHA # 3

Etapas	Fondo (ft)	Tope (ft)	WHP (psi)	CP (psi)	Perforador abrasivo
1	17640	17639	1,900	4,897	Inferior
2	17639	17638	1,881	4,834	Inferior
3	17630	17629	1,979	4,745	Inferior
4	17628	17627	1,762	4,935	Inferior
5	17614	17613	1,703	4,223	Inferior
6	17611	17610	1,681	4,263	Inferior
7	17610	17609	1,661	4,777	Inferior
8	17602	17601	1,627	4,311	Inferior
9	16127	16126	1,610	4,415	Inferior
10	16126	16125	1,622	4,390	Inferior
11	16125	16124	1,679	4,411	Inferior
12	16118	16117	1,658	4,230	Inferior
13	16117	16116	1,657	4,620	Inferior
14	16116	16115	1,642	4,556	Inferior
15	16110	16109	1,662	4,583	Inferior
16	16109	16108	1,654	4,568	Inferior
17	16108	16107	1,658	4,541	Inferior
18	16076	16075	1,658	4,645	Inferior
19	16074	16073	1,645	4,657	Inferior
20	16070	16069	1,664	4,652	Inferior
21	16069	16068	1,678	4,644	Inferior
22	16065	16064	1,672	4,558	Inferior
23	16063	16062	1,658	4,602	Inferior
24	16062	16061	1,658	4,510	Inferior
25	16036	16035	1,646	4,638	Inferior
26	16035	16034	1,653	4,646	Inferior
27	16030	16029	1,658	4,583	Inferior

28	16028	16027	1,677	4,634	Inferior
29	16026	16025	1,630	4,554	Inferior
30	16024	16023	1,667	4,566	Inferior
31	16022	16021	1,653	4,475	Inferior
32	15992	15991	1,661	4,604	Inferior
33	15991	15990	1,675	4,403	Inferior
34	15969	15968	1,644	4,352	Inferior
<i>A partir de este intervalo se inicia el bombeo por el perforador abrasivo superior</i>					
35	15870	15869	1,781	4,919	Superior
36	15869	15868	1,825	4,683	Superior
37	15868	15867	1,665	4,478	Superior
38	15866	15865	1,669	4,114	Superior
39	15836	15835	1,679	4,002	Superior
40	15833	15832	1,676	3,994	Superior
41	15824	15823	1,673	4,112	Superior
42	15820	15819	1,674	4,140	Superior
43	15802	15801	1,670	4,091	Superior
44	15801	15800	1,676	4,149	Superior
45	15776	15775	1,677	4,156	Superior
46	15775	15774	1,677	4,146	Superior
47	15766	15765	1,677	4,093	Superior
48	15765	15764	1,691	4,080	Superior
49	15724	15723	1,731	3,805	Superior
50	15722	15721	1,889	3,824	Superior

Al finalizar las 50 etapas con el tercer ensamblaje de fondo se retira la sarta del pozo, y en el momento de tenerla en superficie se observa que el dispositivo de desconexión hidráulica fue activado accidentalmente por lo que se deja un pescado en el pozo correspondiente a los dos perforadores abrasivos junto con la boquilla de lavado con una longitud de 9.15 pies y un diámetro de 3.06". En este punto se alinea el pozo a través del separador de prueba una vez se confirman retornos limpios en superficie y se corre una prueba de producción estable que se muestra en la tabla 28. En esta se puede observar un incremento en la producción de aceite de 2,886 bpd y 25.055 MMscfd en la producción de gas respecto a la prueba de la línea base antes de la intervención.

Tabla 28. Prueba de producción estable posterior completar 110 intervalos en Mirador Dele y 25 en Mirador Pauto.

Choke xx/64"	WHP psi	WHT °F	FLP psi	Qo bopd	Qg MMscfd	GOR scf/stb	BSW %	Qw bwpd	Gas SG	API deg
265	833	160	748	3,205	26.940	8,406	0.46	15	0.734	46.1

Una vez terminada la prueba de producción se continúa con un cuarto viaje de perforadores abrasivos en el pozo, la configuración del ensamblaje de fondo corresponde al mismo de las etapas anteriores (figura 32). Se ubica el perforador abrasivo inferior a una profundidad de 14,385 pies en la formación Barco y se inicia el bombeo de la lechada abrasiva, compuesta por gel lineal 50# junto con arena malla 100 a una concentración de 0.5 ppa a un caudal de 1.2 bpm y nitrógeno a 750 scfm. El tiempo de bombeo por estación corresponde a 15 minutos. Las condiciones operativas del bombeo se pueden observar en la tabla 30.

Al completar las primeras 8 etapas en la formación Barco se decide levantar la sarta a una profundidad de 13,000 pies para llevar a cabo una prueba de producción estable durante 6 horas y evaluar la respuesta de esta zona. Los resultados, observados en la tabla 29, muestran que la producción de aceite es de 3,133 bpd y 27.568 MMscfd de gas. Esto indica que hubo ganancia clara al menos en el caudal de gas y se debe tener en cuenta que no es una prueba totalmente representativa ya que el *coiled tubing* se encuentra dentro del pozo restringiendo en cierta medida su producción. Dado esto se decide continuar con 18 etapas adicionales en la formación Barco tal como se muestra en la tabla 30.

Tabla 29. Prueba de producción estable posterior completar 110 intervalos en Mirador Dele, 25 en Mirador Pauto y 8 en Barco.

Choke xx/64"	WHP psi	WHT °F	FLP psi	Qo bopd	Qg MMscfd	GOR scf/stb	BSW %	Qw bwpd	Gas SG	API deg
265	848	161	656	3,133	27.568	8,799	1.22	39	0.734	46.3

Tabla 30. Intervalos cañoneados en Barco (26 pies). BHA # 4

Etapas	Fondo (ft)	Tope (ft)	WHP (psi)	CP (psi)	Perforador abrasivo
1	14385	14384	2132	5592	Inferior
2	14382	14381	2132	5441	Inferior
3	14379	14378	1936	5347	Inferior
4	14376	14375	1889	5329	Inferior
5	14373	14372	1816	5370	Inferior
6	14329	14328	2033	5359	Inferior
7	14327	14326	1993	5276	Inferior
8	14325	14324	1998	5101	Inferior
9	14310	14309	2798	5574	Inferior
10	14308	14307	2271	5520	Inferior
11	14306	14305	1750	5293	Inferior

12	14304	14303	1688	4828	Inferior
13	14302	14301	2036	4880	Inferior
14	14300	14299	1988	4924	Inferior
15	14298	14297	1923	4907	Inferior
16	14295	14294	1877	4732	Inferior
17	14292	14291	1920	4709	Inferior
18	14289	14288	1930	4720	Inferior
<i>A partir de este intervalo se inicia el bombeo por el perforador abrasivo superior</i>					
19	14286	14285	1947	4812	Superior
20	14283	14282	1866	4631	Superior
21	14280	14279	1889	4302	Superior
22	14278	14277	1876	4130	Superior
23	14276	14275	1855	3984	Superior
24	14274	14273	1851	3982	Superior
25	14272	14271	1830	4113	Superior
26	14255	14254	1804	3362	Superior

Finalizadas las 26 etapas de *sand jetting* en la formación Barco se desplaza el volumen del CT con 44 bls de gel 50# y luego con nitrógeno mientras se saca la sarta del pozo. Se detiene el bombeo y se continúa el flujo hacia tanques y quemadero mientras se obtienen retornos limpios en superficie. Una vez esto es conseguido se alinea el pozo hacia la línea general de producción.

4.2.3 Prueba de producción final

Al retirar el ensamblaje de fondo de *sand jetting* del pozo y verificar retornos limpios en superficie, el pozo es alineado a través del separador de prueba hacia la línea general de producción para evaluar la producción final aportada por esta operación. Estos resultados se muestran a continuación en la tabla 31, en los que se observa una ganancia de producción de aceite de 3,017 bpd y 27.728 MMscfd en producción de gas respecto a la prueba de línea base.

Tabla 31. Prueba de producción estable posterior completar 110 intervalos en Mirador Dele, 25 en Mirador Pauto y 26 en Barco

Choke xx/64"	WHP psi	WHT °F	FLP psi	Qo bopd	Qg MMscfd	GOR scf/stb	BSW %	Qw bwpd	Gas SG	API deg
265	855	165	749	3,336	29.613	8,877	0.83	28	0.73	46.3

4.3 POSTERIOR A LA OPERACIÓN DE *SAND JETTING*

4.3.1 Registros del pozo

Los registros son fundamentales en la interpretación de los fenómenos que ocurren dentro del pozo. Cuando se corren estas herramientas se obtiene una radiografía del subsuelo que provee múltiples beneficios ya que a partir de su análisis se pueden: seleccionar los intervalos más adecuados para poner en producción, evaluar el estado de las tuberías, determinar el tipo de fluidos en cada estación de perforados y su aporte a la producción, entre otros.

Las formaciones que se completaron en el desarrollo de esta intervención fueron las formaciones Barco, y las escamas de Mirador Dele y Pauto, de los cuales se realizará un análisis más detallado a continuación.

Dentro de la planificación de la operación se determinó que la primera etapa del *sand jetting* sería realizada en la formación Mirador Dele, cuyos intervalos seleccionados se encuentran en la sección de 16,188-15,882 pies, al finalizar el cañoneo se realizó un CLT que arrojó una producción de aceite de 2,024 bopd solo de esta formación. A raíz de los buenos resultados se adicionaron siete intervalos en la sección que comprende 15,918-15,930 pies aumentando así la producción obtenida a 2,061 bopd.

Durante la segunda etapa de *sand jetting* se perforaron los intervalos de 16,199-16,350 pies y se recañearon desde 16,161 hasta 16,189 pies. De acuerdo a la figura 33 en la sección del registro de rayos gamma se observa que en la zona entre 15,840-15,865 pies se presenta una capa de arcillas, razón por la cual no hay presencia de perforados al igual que en la sección entre 15,995-16,010 pies.

Adicional a esto es importante mencionar que los intervalos seleccionados para realizar el cañoneo se encuentran en zonas donde la arenisca presenta una mayor continuidad con pocas intercalaciones de arcilla, sin embargo en los bancos de areniscas más pequeños también se realizan perforados esto se puede explicar debido a que las porosidades y permeabilidades son mayores en estas zonas. Estas propiedades son de gran importancia para el registro de yacimiento neto, ya que a partir de ellas se eligen las zonas de interés para el cañoneo.

Dentro del análisis a los registros de producción se destaca el registro PLT, en este se observa que desde la parte inferior existe un comportamiento homogéneo, sin embargo hacia los 15,950 pies se presenta un aumento en el número de rps, lo que indica que los perforados ubicados en la parte superior de la formación Mirador Dele presentan un mayor aporte de fluidos a la producción en comparación con los ubicados a mayor profundidad que podrían tener una baja o nula producción. Esta

variación también se puede identificar en otras curvas como la de densidad que presenta un leve aumento y la de temperatura donde se observa una disminución debido al ingreso de fluidos.

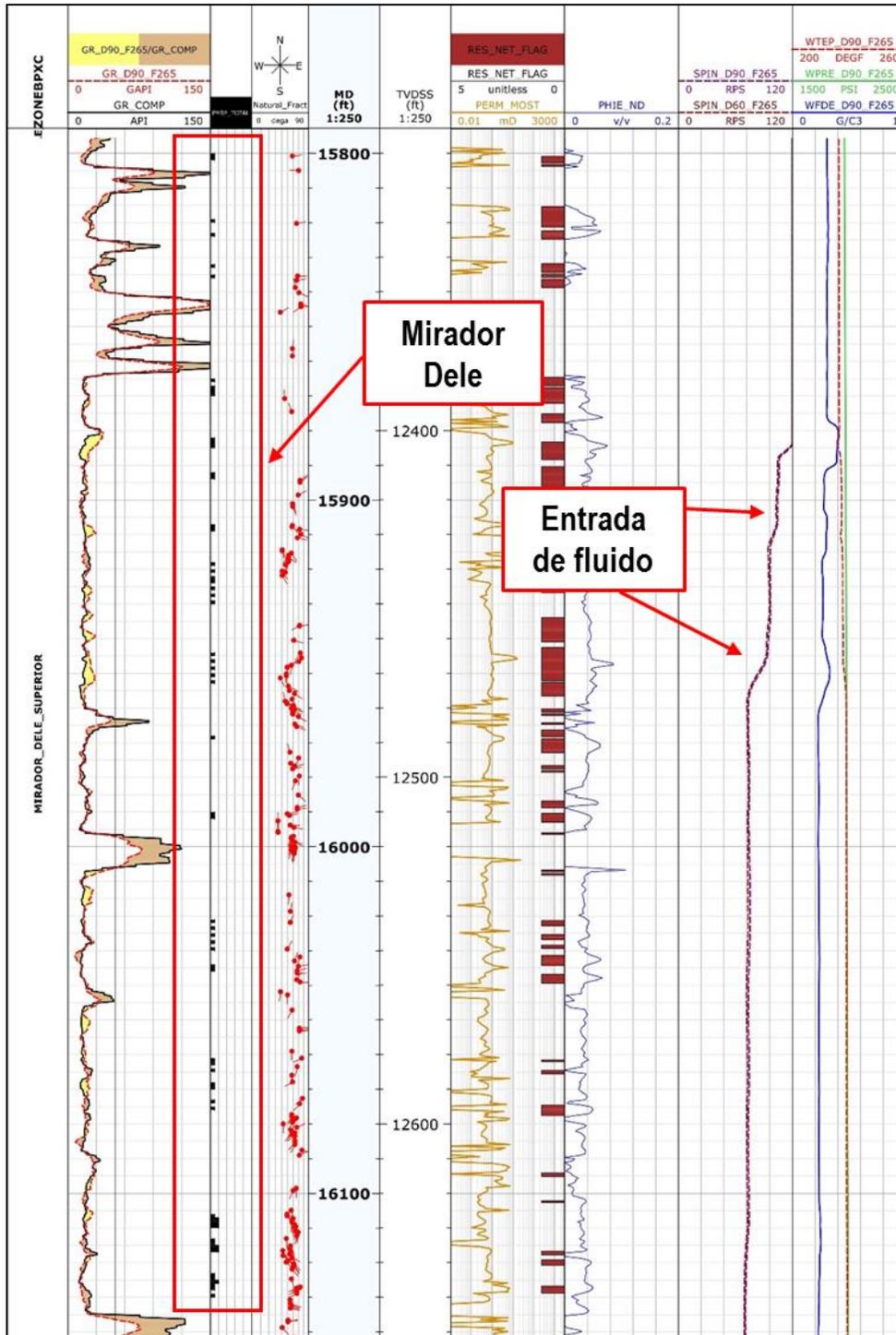
Finalmente cabe destacar que en el trabajo de *sand jetting* de esta sección se decide intervenir los intervalos que van desde 15,968-16,126 pies y 15,721-15,869 pies obteniendo al finalizar la operación un caudal de aceite de 3,205 bopd medidos en la prueba de producción, esta contiene los fluidos tanto de Mirador Dele como de Pauto.

Posterior a los resultados de los registros de producción previos se decide realizar *sand jetting* en el intervalo 17,640-17,601 pies. Inicialmente en la planeación del trabajo se determinó realizar un cañoneo con cable eléctrico utilizando cargas explosivas en el intervalo de 17,100 a 17,580 pies, al finalizar este trabajo se realizó la prueba de producción al pozo en donde se observó que este perforado aportaba solo 319 bopd. Esto se puede observar en el registro presentado en la figura 34 en donde este intervalo a pesar de que se encuentra en una zona donde hay un banco de arenisca sin intercalaciones de arcillas, es decir formaciones limpias con picos altos de porosidad y permeabilidad en comparación con otras zonas, su registro de producción no exhibe un aporte de fluidos significativo. En el registro del *spinner* se presenta un leve aumento hacia los 17,200 pies sin embargo no es muy importante, a partir de esta información podemos afirmar que los dos últimos perforados tienen una contribución mínima o posiblemente ningún aporte a la producción.

En la formación Barco se realizó la cuarta y última etapa del *sand jetting* en el intervalo comprendido entre 14,254-14,384 pies, al finalizar la operación se realizó un CLT en donde se obtuvo un caudal de aceite de 3,336 bopd que corresponde a producción de las formaciones Mirador Dele y Mirador Pauto y 26 pies de Barco.

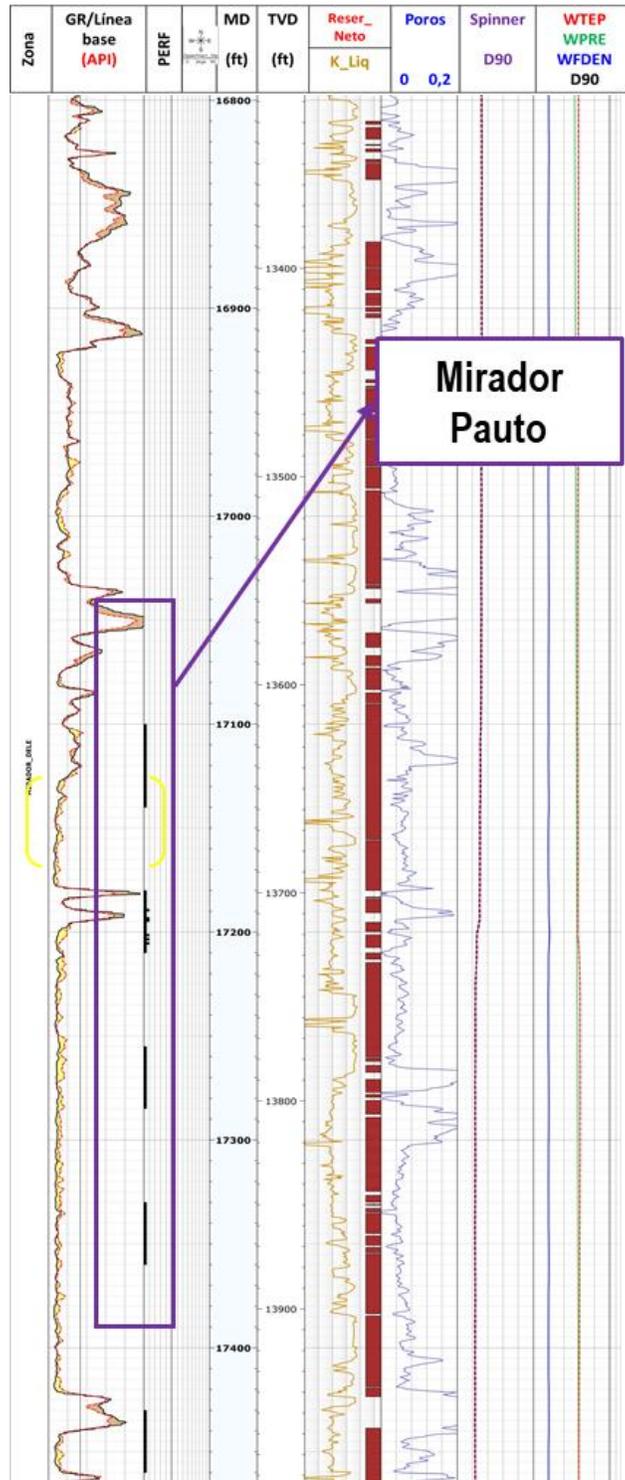
Es importante resaltar que adicional a los perforados realizados por medio de *sand jetting* que se mencionaron anteriormente, se decidió añadir 90 pies de perforados en los intervalos de 14,280-14,310 pies, 14,130-14,160 pies, 13,915-13,945 pies mediante cañoneo convencional en una operación posterior.

Figura 33. Intervalos perforados en la formación Mirador Dele Superior



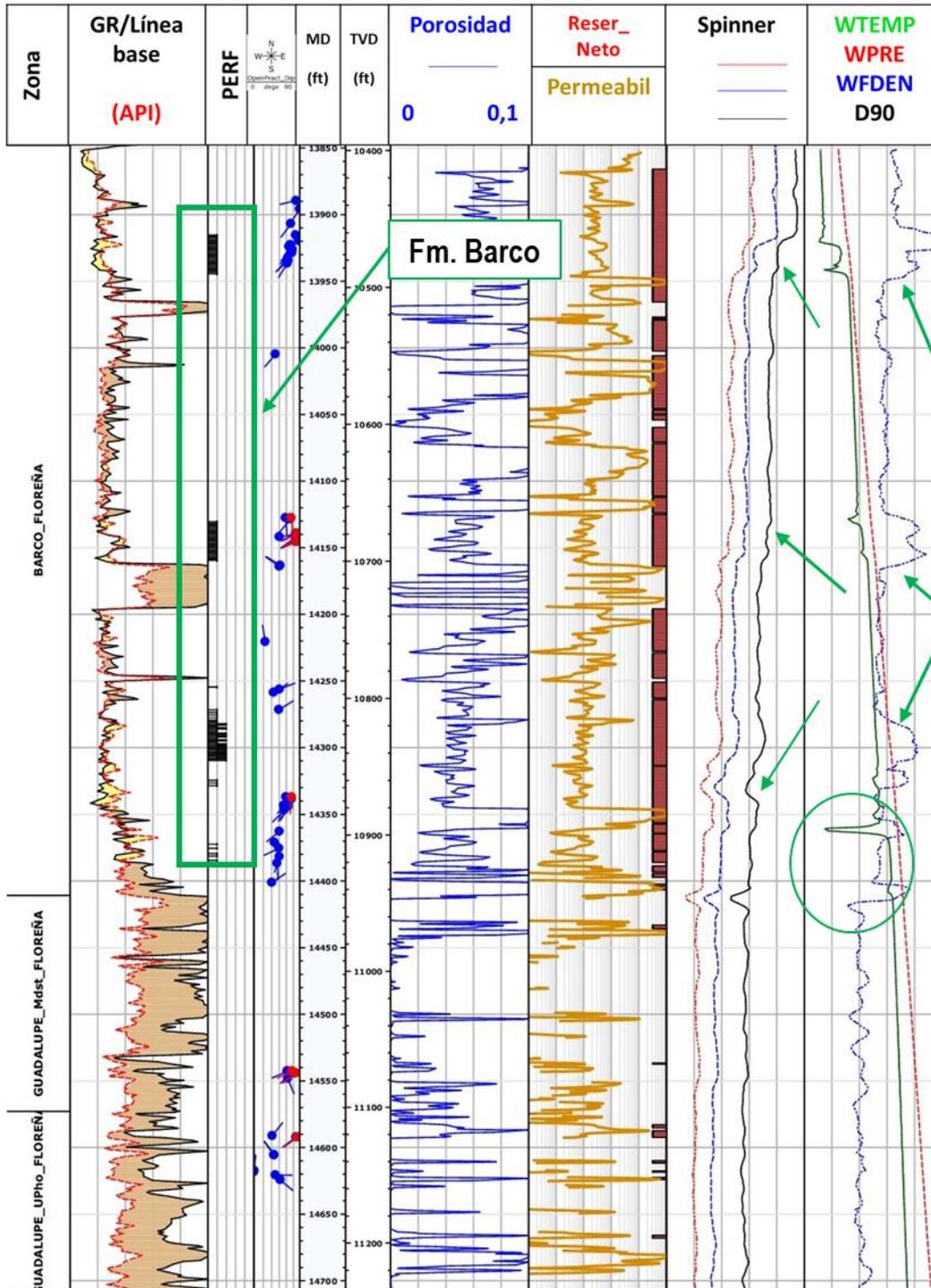
Fuente. Equión Energía

Figura 34. Intervalos perforados en la formación Mirador Pauto



Fuente. Equión Energía

Figura 35. Intervalos perforados en la formación Barco



Fuente. Equion Energía

La figura 35 presenta un conjunto de registros tomados en el pozo Equión 2. Al analizar la zona dedicada al registro PLT se puede observar en primer lugar que las variaciones observadas en las curvas se presentan a la profundidad donde se encuentran los perforados, es decir en esta zona se presenta el ingreso de fluidos al pozo. Realizando un análisis más específico en el intervalo entre 14,340-14,360 pies se observa un leve aumento en el número de revoluciones por segundo (rps) en el registro del *spinner* y una disminución marcada en la curva de temperatura.

Al seguir avanzando de abajo hacia arriba en el registro de producción se observa que en el siguiente intervalo de perforados que va desde 14,280-14,310 pies, en donde se realizó un cañoneo con *sand jetting* y un re-cañoneo con cargas explosivas convencionales se presenta un aumento en el nivel de rps comprobando así la entrada de fluidos, afirmación que se válida al comparar con el registro de densidad, en donde esta curva presenta un incremento lo que se debe posiblemente a la entrada de agua ya que la curva de temperatura del pozo continúa su descenso de una forma constante.

Un caso similar se presenta en el intervalo entre 14,130-14,160 pies en donde también se realizó un cañoneo con cargas convencionales. Se evidencia un leve aumento en el nivel de las lecturas de las revoluciones por segundo (rps) del registro del *spinner*, caso contrario al presentado en la curva de densidad en donde su incremento es considerable, esto se puede explicar debido a un posible ingreso de agua y crudo ya que la curva de temperatura no muestra una disminución considerable en esta zona que podría ser indicativo de la presencia de gas. El último intervalo con cargas explosivas en esta zona fue en la zona de 13,915 y 13,945 pies, sin embargo a diferencia de la anterior sección esta presenta un descenso en la curva de temperatura y un aumento mucho mayor en la densidad permitiendo que se intuya que el fluido que posiblemente sea agua.

4.4 ANÁLISIS DE LA OPERACIÓN DE SAND JETTING

Como en todo trabajo se debe realizar una evaluación de la operación, incluyendo aspectos de diseño, planeación y ejecución con el fin de determinar qué fue realizado correctamente, qué se debe cambiar y qué puede mejorar. En esta sección se explican algunos análisis de la operación de *sand jetting* realizada en el pozo Equión 2 en cuanto a aspectos técnicos.

Con la información y análisis presentados anteriormente se puede afirmar que se produjeron excelentes resultados con la operación de *sand jetting* en el pozo Equión 2. Esto se evidencia principalmente en los datos de las pruebas de producción realizadas al terminar cada etapa del trabajo. En síntesis la intervención inició con un cañoneo con cargas explosivas PURE en un intervalo de la formación Mirador Pauto sin embargo este no suministró el caudal esperado, aportando solo 319 bopd,

posteriormente se realizó la primera etapa del *sand jetting* en la formación Mirador Dele en donde los resultados de la prueba de producción arrojaron un caudal de aceite de 2,204 bopd. Finalmente la última etapa de *sand jetting* en el pozo arrojó una producción de 3,336 bopd y 29.613 MMscfd que corresponden a los perforados hechos en Mirador Dele y Pauto y 26 pies de la formación Barco.

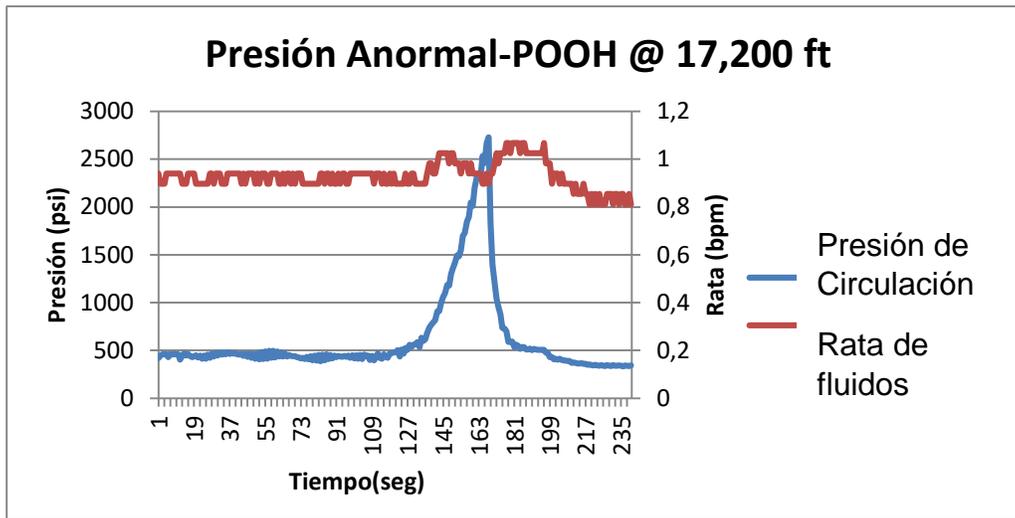
Un aspecto importante de la operación es la activación de los perforadores. Según datos de la operación, la presión máxima para activar el perforador abrasivo superior durante la primera corrida del *sand jetting* fue de 5,710 psi, sin embargo según las especificaciones de la herramienta, la presión diferencial máxima para romper los pines es de 2,000 psi. Al revisar estos datos se concluyó que la presión hidrostática más la presión de circulación que se aplicó en la operación originó que la presión para romper estos pines fuese mucho mayor a la estimada. Realizando los cálculos, la presión hidrostática a 17,000 pies de profundidad vertical es alrededor de 7,300 psi y la presión en fondo de pozo (BHP) a estas condiciones de flujo sería alrededor de 3,500-4,000 psi, esto significaría que sólo llenar el *coiled tubing* con agua debería ser suficiente para romper los pines y activar el perforador superior.

En la tercera corrida de la herramienta al pozo se presentó una desconexión hidráulica de emergencia la cual se activó involuntariamente ocasionando que el ensamblaje de fondo se recuperara en superficie sin el set de perforadores abrasivos. Posterior a esto la herramienta se desarmó y su interior se encontró limpio, es decir sin arena u otros residuos. El único comportamiento anormal de la presión relacionado con este evento fue detectado después de terminar el *sand jetting* mientras se sacaba la herramienta del fondo a 17,200 pies como se observa en la figura 36.

El hecho anterior se presentó mientras se bombeaba fluido inhibidor de arcillas a una tasa de 1 bpm utilizado para reducir la presión diferencial entre la tubería de producción y el CT, y así mover la sarta dentro de los límites de rendimiento. En este punto la presión normal del revestimiento era de 500 psi, de repente se produjo un aumento hasta 2,730 psi y posteriormente se presenta una caída de presión repentina. Una posible explicación es la formación de un puenteo de arena mientras se estaba sin circulación de fluido durante las pruebas de pozo y la bajada de la herramienta para marcar la profundidad verdadera.

Debido a este hecho se debe buscar minimizar la posibilidad de activar el dispositivo de desconexión hidráulica por precipitación de la arena que queda en el CT durante un largo período de no bombeo, por lo tanto es necesario hacer una circulación completa del CT con gel limpio después del último perforado seguido por una circulación completa de nitrógeno, con el fin de conseguir que el CT quede lo más limpio posible.

Gráfica 3. Comportamiento de la presión en el pozo Equión 2. 10 Mayo 2015



Fuente. Equión Energía

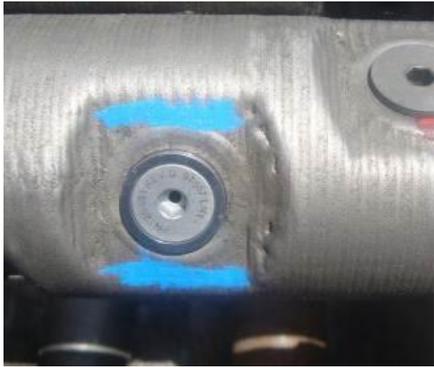
Uno de los éxitos del proceso radica en unos fluidos de calidad y una buena preparación, por esta razón cualquier incidente que se presente en esta etapa debe tratarse inmediatamente para que no afecte a las etapas posteriores. Durante la preparación del gel para la tercera y cuarta etapa del *sand jetting* se presentó formación de espuma que representó 24 horas de tiempo no productivo y un costo adicional por tratamiento para antiespumantes de alrededor de US \$100 K. Según las investigaciones de laboratorio realizadas se encontró que un tratamiento de arcilla fue la raíz del problema. Con el fin de buscar una solución, se dispusieron 1,000 barriles de gel "espumado" correspondientes a la tercera etapa de *sand jetting* y 100 barriles de la cuarta. Una vez que se separó todo el gel afectado se lavaron todos los *fractanks* y las unidades de mezclado con el objetivo de eliminar cualquier rastro del tratamiento que ocasionó el problema.

En cuanto al gel otro aspecto a tener en cuenta es que muchas veces la mezcla de este fluido crea burbujas de aire que provocan dificultades para el bombeo y ocasionan largos periodos de tiempo no productivo. Debido a todos estos incidentes es importante que para futuros trabajos antes de realizar la mezcla de los fluidos estos se prueben en el laboratorio con el fin de determinar si son compatibles entre ellos, su comportamiento con los fluidos del yacimiento, etc.

En cuanto a la abrasión de las herramientas y equipos como característica de este tipo de operaciones se puede decir que fue más intensa en la primera corrida, principalmente en las boquillas y en el cuerpo del ensamblaje de fondo de *sand jetting*, esto puede estar relacionado con la alta presión diferencial a la que está

expuesta la herramienta, teniendo en cuenta el bajo BHFP inicial y un WHFP de 125 psi, debido a la pobre respuesta del pozo en la formación Mirador Pauto durante el cañoneo de las primeras etapas.

Figura 36. Boquillas antes y después del *sand jetting* en el pozo Equión 2



Herramienta antes del *sand jetting*



Herramienta después del *sand jetting*

Fuente. Equión Energía

5. EVALUACION TECNICA DEL SAND JETTING EN EL POZO EQUION 3

5.1 DISEÑO DE LA OPERACIÓN DE SAND JETTING

En el pozo Equión 3, a diferencia de los pozos estudiados en los capítulos anteriores, se tiene como caso base la realización de un fracturamiento hidráulico en la formación Barco, razón por la cual la finalidad principal de cañonear mediante *sand jetting* está directamente relacionado a ello. De esta forma y como se explicó en el capítulo 2, por medio de la aplicación de esta técnica se busca reducir significativamente las presión requerida para fracturar la roca productora sin sobrepasar los límites de trabajo de los equipos en superficie. A continuación se describirán los factores que se tuvieron en cuenta durante el diseño de la operación.

5.1.1 Requerimientos de la intervención

La operación del pozo Equión 3 consiste en poner en producción el pozo y evaluar la opción de realizar un fracturamiento hidráulico en la formación Barco con base en la relación gas-aceite (GOR) y el BSW.

En primer lugar se pretende cañonear 60 pies de la formación Barco en el intervalo de 18,870-18,930 pies con el objetivo de evaluar las tasas de flujo y las relaciones de fluidos. Si se presenta condiciones aptas para el desarrollo del fracturamiento como una RGA menor a 11,000 scf/bl y un BSW menor al 2%, si no se presentan estos valores de debe considerar el aislamiento del intervalo y descartar la fractura.

Si se presentan resultados positivos se procede a cañonear utilizando *sand jetting* en el intervalo de 18,630-18,680 pies, posteriormente se debe fluir el pozo y evaluar la producción de la formación.

5.1.2 Información general del pozo

El pozo Equión 3 hace parte de los pozos de desarrollo del campo Complejo Pauto, cuyo objetivo es conseguir un aporte de 4.0 a 6.9 millones de barriles de la licencia Piedemonte durante la vida del campo.

5.1.2.1 Información del yacimiento

La relación gas petróleo (GOR) esperada en la sección de 8,5" correspondiente a Mirador Miche Sur y a Mirador Guamalera se estima con valores de 15,000 scf/bls, estos datos son altos debido en gran parte a la influencia de la inyección de gas aplicada en pozos cercanos. Adicional a esto para los yacimientos ubicados en la sección de 6" se espera una relación gas petróleo inferior a 11,000 scf/bls.

En la tabla 32 se encuentra información esencial de las características de las formaciones de interés del pozo Equión 3, como la temperatura, la presión del yacimiento que se calcula a mitad de cada intervalo, las permeabilidades horizontales y los topes y bases de cada formación.

Tabla 32. Características de las formaciones objetivo del pozo Equión 3

Formación	Tope (ft)	Base (ft)	Kh mD-pie	Presión Psi	Temp °F	Sección
Mirador Miche sur	14,840	15,498	2,500–4,000	4,650 +/- 300	270	8,5"
Mirador Guamalera	16,240	16,772	1,500–2,000	5,260 +/- 300	275	8,5"
Mirador Pauto	17,423	17,989	1,200–2,500	5,000 +/- 300	280	6"
Barco	18,604	19,001	1,500–4,000	6,150 +/- 200	288	6"
Guadalupe	19,165	19,219	210–1,050	6,720 /- 500	290	6"

Adicional a los datos presentados anteriormente en las tablas 33, 34 y 35 se presentan los potenciales de las tasas iniciales de producción para los yacimientos de la sección de 6" individuales y en producción conjunta teniendo en cuenta tres escenarios de desempeño bajo, medio y alto. Los cálculos de estas tasas han sido estimados a través de un modelo de análisis nodal, usando rangos de valores para las variables que tienen mayor impacto en la productividad, en este caso la permeabilidad horizontal Kh, el daño de formación total "s" y la relación gas aceite (GOR).

Tabla 33. Tasas de producción esperadas en la formación Guadalupe con una WHP=800 psi y con un s=20

Caso	BHFP psig	Qo bopd	Qg Mmscfd	Qw bwpcd	KH mD-pie
Bajo	2,017	400	3.5	3.5	210
Medio	2,158	914	7.9	7.9	490
Alto	2,472	1,840	16	16	1,050

Tabla 34. Tasas de producción esperadas en la formación Barco con una WHFP=800 psi y con un s=10

Caso	BHFP psig	Qo bopd	Qg Mmscfd	Qw bwpc	KH mD-pie
Bajo	3287	3075	32.37	32.37	1500
Medio	4022	4099	43.15	43.15	2500
Alto	4702	4973	52.35	52.35	4000

Tabla 35. Tasas de producción esperadas en las formaciones Guadalupe-Barco-Mirador Pauto Main con una WHFP=800 psi

Caso	BHFP psig	Qo bopd	Qg Mmscfd	Qw bwpc
Bajo	3,623	3,694	41.15	41.15
Medio	4,173	4,568	49	49
Alto	4,665	5,328	55.7	55.7

5.1.2.2 Antecedentes del pozo

El pozo Equión 3 inició perforación el 30 de Julio del 2015. Durante la perforación de la sección de hueco de 26" ocurrió un evento de pérdida de torque que terminó con un pescado en fondo, este hecho provocó que se realizara un *sidetrack* mecánico del pozo a 2,700 pies, posteriormente se bajó un revestimiento de 20" hasta 3,350 pies.

A continuación se perforó la formación los Cuervos a 6,542 pies en donde se presentó un nuevo evento de pesca, por esta razón se bajó y cementó un revestimiento de 14,75" anticipadamente, presentándose la necesidad de realizar un nuevo *sidetrack* a partir de 5,174 pies cambiando el lodo base agua utilizado en las secciones previas a lodo base aceite. La perforación de la nueva zona se realizó hasta 11,919 pies en donde se corrió y cementó un revestimiento de 11.875".

Al continuar la perforación del pozo se atravesó la secuencia de la formación Carbonera C7/C8 en donde se amplió la sección a 12", esto con el fin de bajar el la tubería de 9.625" con mayor facilidad. El tope de la formación Mirador Miche se encontró a 14,791 pies bajándose un nuevo *liner* a 14,796 pies.

La perforación de la sección de 8.5" inició con lodo de 7.5 ppg a partir de 14,796 pies y luego se incrementó hasta 9 ppg. Al continuar la operación se presentó un

nuevo pescado a 17,519 pies el cual se intentó moler sin tener éxito, por lo tanto se decide colocar un tapón de cemento para realizar un nuevo *sidetrack*, durante este trabajo se presentaron diversos eventos que retrasaron la operación como: atascamiento en la sarta de perforación, deterioro en el lodo de perforación además de la corrida de registros para evaluación petrofísica de la sección encima del pescado. Después de superar estos problemas finalmente se realizó un *sidetrack* desde 15,230 pies hasta 17,410 pies en donde se bajó y cementó un *liner* de 7”.

La última sección de 6” se perforó sin inconvenientes, excepto por unas pérdidas de lodo en la formación Barco de alrededor de 1,492 barriles en el intervalo de 18,823-18,852 pies, las cuales se controlaron con material de pérdidas tipo carbonato. La profundidad final del pozo fue de 19,335 pies.

El completamiento del pozo fue modificado con el fin de dejar opción para realizar un fracturamiento hidráulico sin taladro, esto debido a que estudios realizados previamente mostraban un bajo potencial en la sección de 6” que corresponde a las formaciones de Mirador y Barco. La buena calidad del cemento en esta sección permitió considerar realizar esta operación. Esta decisión originó que se instalara un *liner* de 4.5” de aproximadamente 5,000 pies de longitud.

En la puesta a producción del pozo fue ejecutado un cañoneo por medio de cargas explosivas con *coiled tubing* en el que se completaron dos intervalos de 32 pies cada uno en la formación más profunda del pozo que corresponde a Guadalupe. Luego de dos horas de flujo (aproximadamente 2,100 bpd de aceite y 22.6 MMscfd de gas) se evidenció arena y rocas de diferentes tamaños en los equipos en superficie, por lo que se generó el cierre del pozo.

Posteriormente se inició un extenuante plan de limpieza con *coiled tubing* para remover los sólidos dentro del pozo, en el que se logró acceso hasta la profundidad de los intervalos abiertos y se intentó instalar equipos de control de sólidos en fondo sin éxito. Por esta razón se decidió aislar esta zona con un tapón inflable, arena y cemento para continuar el completamiento del pozo en la formación Barco.

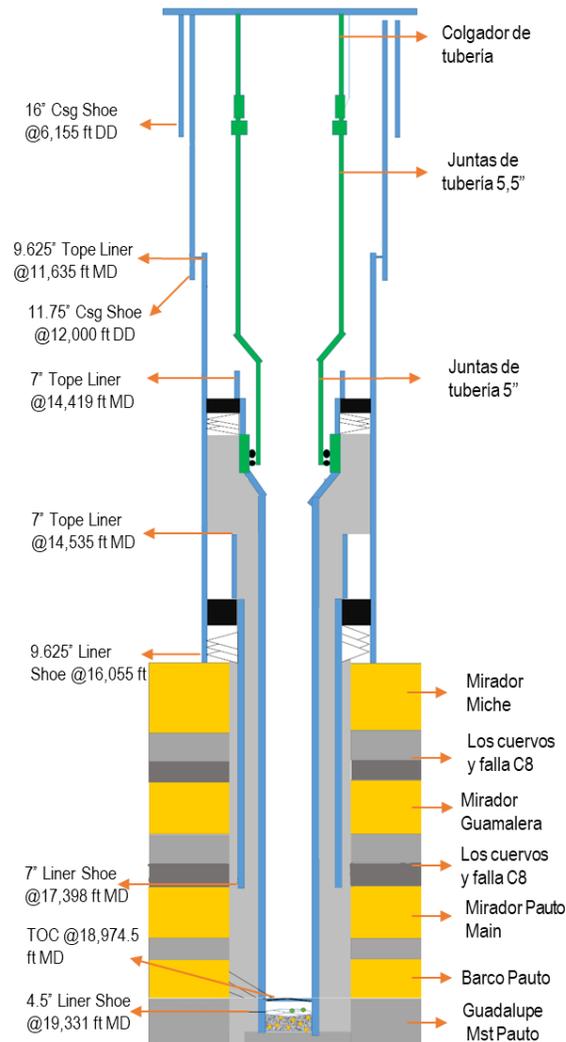
Luego del aislamiento de la formación Guadalupe se procede a realizar un cañoneo por medio de cargas explosivas por medio de *coiled tubing* en el que se completan 54 pies de perforados en la formación Barco. Posteriormente, por el historial de perforación del pozo y con el fin de remover daño de formación en esta zona se realiza un procedimiento de estimulación antes de iniciar la ejecución del *sand jetting*.

5.1.2.3 Estado mecánico del pozo

El pozo Equión 3 perforó 5 yacimientos en dos secciones de hueco, una de 8.5” correspondiente a dos Miradores y otra de 6” con las formaciones Mirador, Barco y

Guadalupe. La inclinación máxima del pozo es de 36.94° a 15,257 pies y el *dog leg* máximo es 8.21°/100 pies a 15,591 pies. En la figura 37 se observa el estado mecánico del pozo y las formaciones que atraviesa.

Figura 37. Estado mecánico pozo Equión 3



Fuente. Equión Energía

5.1.2.4 Prueba de producción de línea base

Después de realizar una estimulación acida por bombeo forzado y de la estabilización del pozo, el día 22 de febrero del 2017 se realizó un CLT (*Close Loop Test*) en condiciones estables con el fin de determinar la producción del pozo. Los resultados se muestran en la tabla 36.

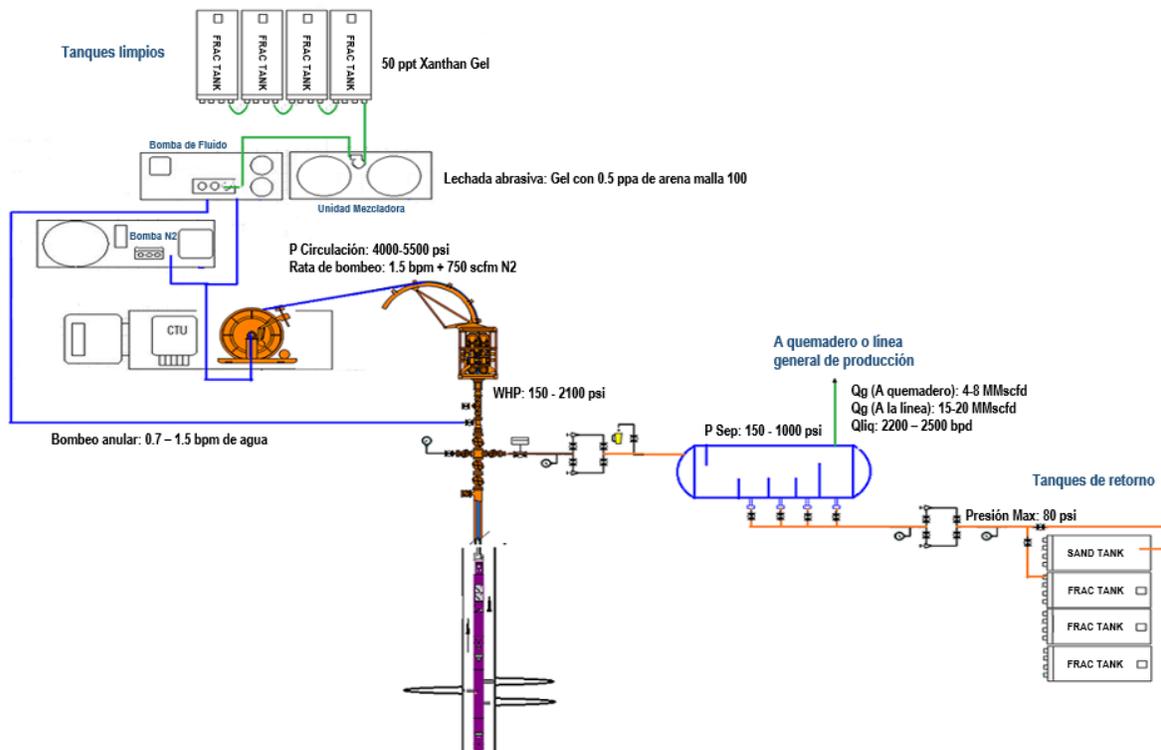
Tabla 36. Prueba de producción línea base pozo Equión 3

Choke	WHP	WHT	FLP	Qo	Qg	GOR	BSW	Qw	pH	Gas SG	API
xx/64"	psi	°F	psi	bopd	MMscfd	scf/stb	%	bwpd			deg
160	644	111	621	738	5.124	6,943	1.33	10	5	0.748	45.5

5.1.3 Selección de equipos y fluidos

Como ya se ha mencionado anteriormente, el conjunto de equipos necesarios para llevar a cabo de una operación de *sand jetting* incluye: tanques limpios para la mezcla del gel lineal y tanques de retorno, unidad mezcladora, bombas de fluido líquido y nitrógeno, unidad de *coiled tubing*, separadores de prueba y arena, *choke manifold* y accesorios para reducir la velocidad de los fluidos de retorno. El esquema de la distribución de equipos, así como algunas condiciones operativas durante la operación de *sand jetting* en el pozo Equión 3 se muestra en la figura 38.

Figura 38. Esquema de distribución de equipos en el pozo Equión 3



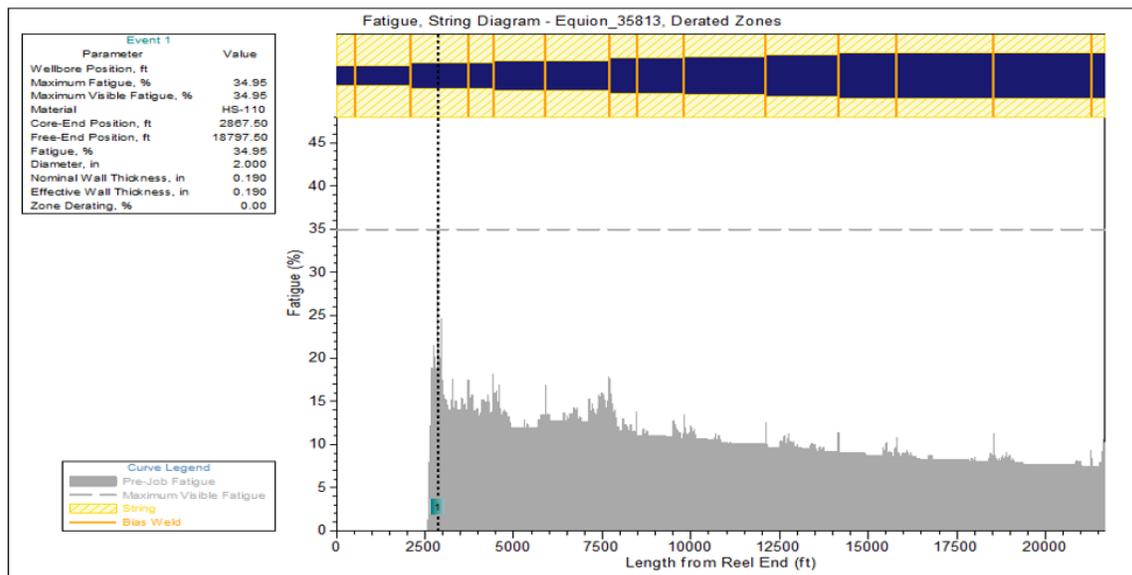
Fuente. Equión Energía

5.1.3.1 Selección de tubería de CT

La tubería seleccionada para realizar la operación de *sand jetting* en el pozo Equión 3 corresponde a un *coiled tubing* de 2" con una longitud total de 21,667 pies. En la figura 39 se puede apreciar el estado de integridad de esta tubería con respecto a la fatiga que ha sufrido en trabajos previos. El punto de máximo desgaste por fatiga se encuentra ubicado a una profundidad de 2,867.5 pies de profundidad en una sección que tiene 0.190 pulgadas de espesor de pared.

El diagrama superior de la figura 39 muestra las variaciones en diámetro interno que tiene la tubería a lo largo de su longitud y las líneas de color naranja representan sus puntos de soldadura, con los que se debe tener especial cuidado durante la operación ya que se recomienda no trabajar estas zonas en el cuello de ganso del equipo de *coiled tubing* por su tendencia a ser puntos más débiles que el cuerpo del tubo.

Figura 39. Fatiga de la tubería de *coiled tubing*



Fuente. Equión Energía

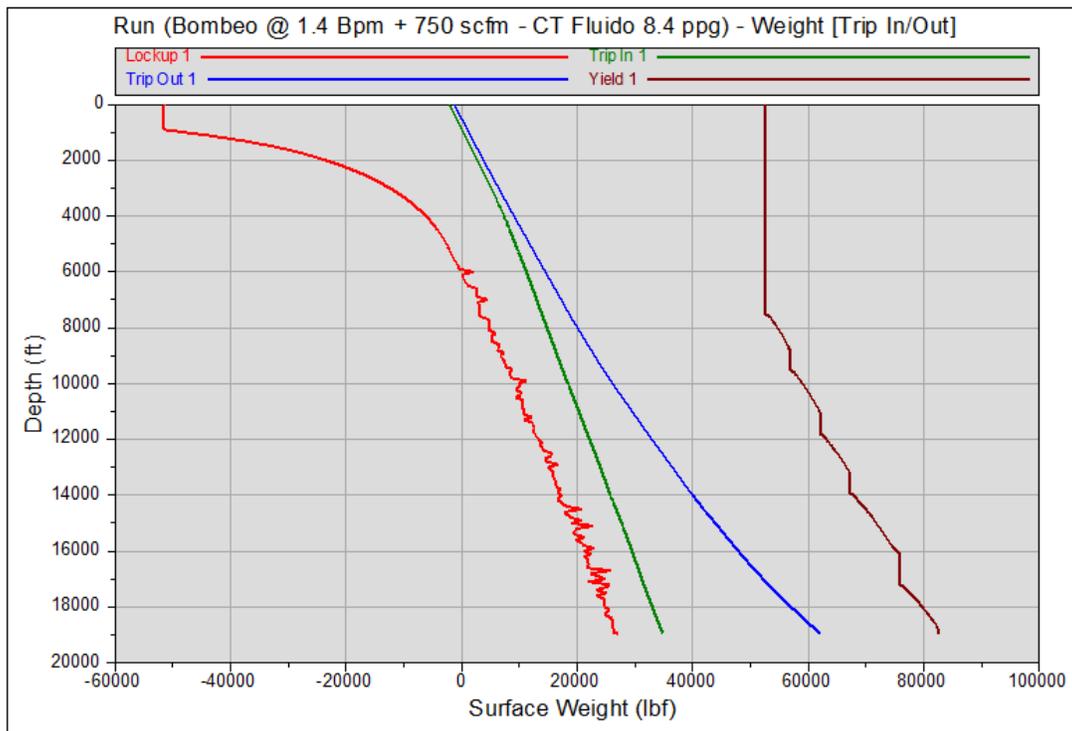
5.1.3.2 Simulación de tensión en superficie del CT

En la figura 40 se muestra la simulación de tensión en superficie de la tubería de *coiled tubing* respecto a la profundidad. En esta se tuvieron en cuenta los siguientes parámetros de bombeo de la lechada abrasiva: rata de bombeo líquido de 1.4 bpm

y nitrógeno a 750 scfm. Por otro lado, las condiciones de producción del pozo para la simulación son: presión en cabeza (WHP) de 150 psi, caudal de producción de aceite de 640 bpd, 44° API, caudal de producción de agua de 20 bpd y de gas de 5.4 MMscfd.

Como se puede observar en la figura 40, a una profundidad de 19,000 pies la tensión máxima en el viaje bajando es de aproximadamente 36,000 lbs mientras que subiendo corresponde a 62,000 lbs. Por otro lado, según la gráfica de color marrón que corresponde al esfuerzo de cedencia del material de la tubería, esta tiene un valor de tensión de 82,000 lbs a la mayor profundidad de simulación, lo que quiere decir que se tiene un margen de trabajo de alrededor de 20,000 lbs por encima de la tensión máxima subiendo en caso de alguna emergencia para poder tensionar en superficie. Por último el valor de *lockup* (gráfica roja) es de aproximadamente 28,000 lbs, lo que indica que no va a existir ningún problema con el viaje bajando del *coiled tubing* ya que a lo largo de toda su longitud, su peso es siempre superior.

Figura 40. Simulación de tensión en superficie de la tubería de CT respecto a la profundidad



Fuente. Equión Energía

5.1.4 Selección del intervalo a cañonear

El cañoneo es una operación de gran importancia ya que es la que provee comunicación entre el pozo y la formación permitiendo la producción o inyección de fluidos. Los intervalos para cañonear mediante la técnica de *sand jetting* en esta intervención fueron seleccionados con base en una evaluación petrofísica y de la calidad de cemento frente a la formación referenciada, que en este caso corresponde a Barco. El diseño de completamiento de esta zona se hizo planeando realizar una operación de fracturamiento hidráulico posterior al *sand jetting* en la que el intervalo elegido de acuerdo a las características ya mencionadas fue 18,870-18,930 pies.

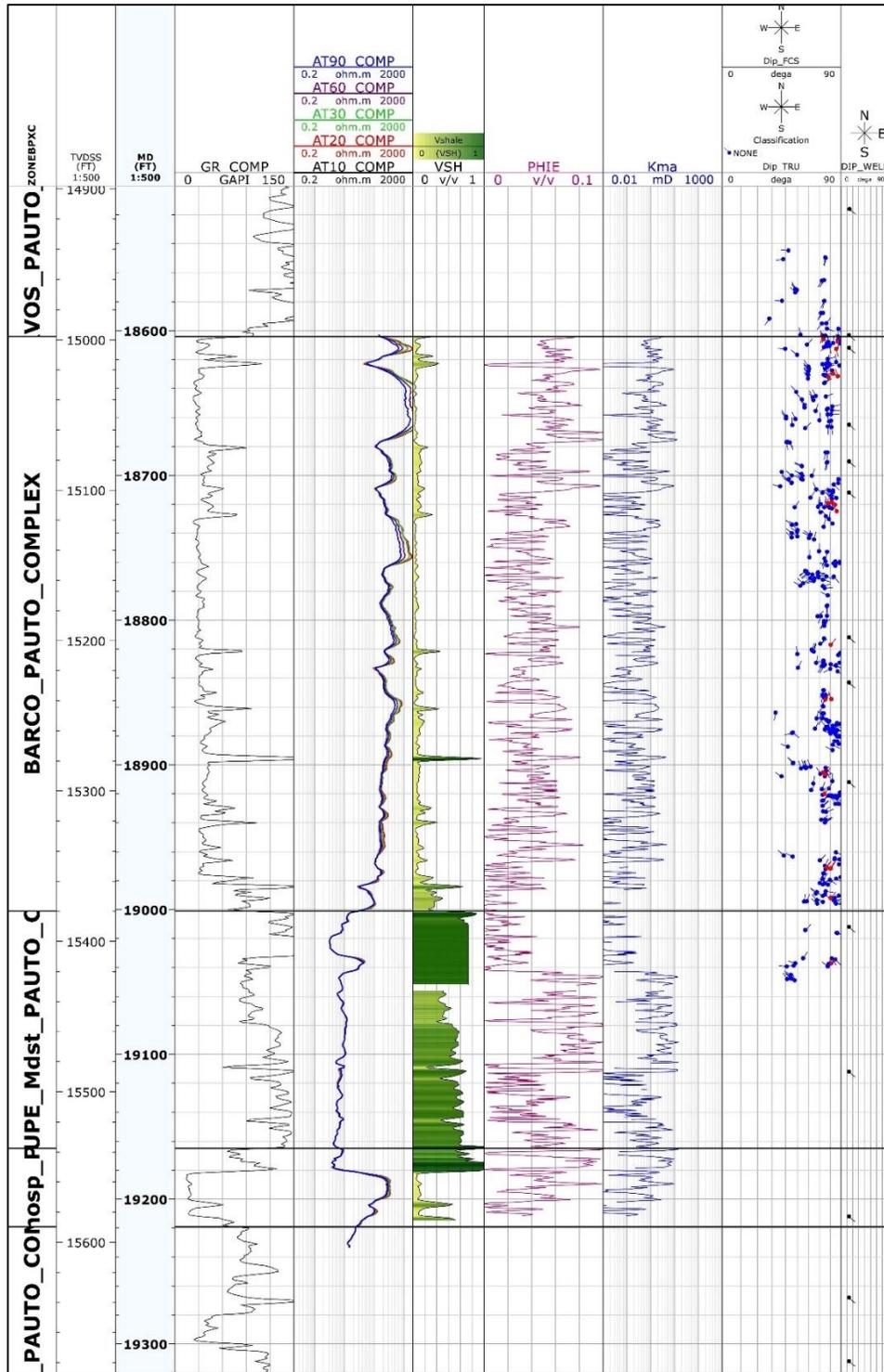
Es necesario tener en cuenta que en la zona donde se pretende ejecutar una fractura se debe realizar en primer lugar una correcta interpretación de la orientación de los esfuerzos de lo contrario se seleccionara de manera incorrecta el plano preferencial de fractura y esta no será exitosa.

En el pozo Equión 3 la zona donde se seleccionó los intervalos a cañonear es aquella donde se presentan las permeabilidades más altas, y porosidades por encima del 4% que parece ser el límite de la compañía para escoger el intervalo según el registro. Además durante análisis previos se debió determinar que la dureza, la calidad y el espesor del cemento y el tipo de formación sean las adecuadas.

Según lo observado en la figura 41 en esta zona podemos encontrar altas resistividades y en la sección de volumen de *shale* valores bajos, esto podría indicar una presencia pobre de arcillas. En la curva de rayos gamma se observa un banco de areniscas de unos 400 pies con algunas intercalaciones de arcillas, sin embargo se puede decir que la zona presenta una continuidad de la arena aceptable para realizar el cañoneo.

En esta zona se programó realizar un fracturamiento hidráulico posterior al *sand jetting*, este trabajo requiere que la presencia de arcillas sea muy baja como se presenta en la zona seleccionada, además de esta característica se debe tener en cuenta un análisis de núcleos extraídos del área así como pruebas en donde se analice la composición mineralógica de las rocas y en donde se evidencie un alto contenido de cuarzo y poca presencia de arcillas.

Figura 41. Intervalos perforados en la formación Barco en el pozo Equión 3



Fuente. Equión Energía.

5.2 EJECUCIÓN OPERATIVA DEL SAND JETTING

Como se ha mencionado anteriormente, una de las aplicaciones de mayor beneficio del cañoneo mediante la técnica de *sand jetting* es la reducción de la presión de trabajo para lograr un fracturamiento hidráulico exitoso. Específicamente en el pozo Equión 3 fue planeado llevar a cabo esta operación previa a la fractura ya que las características en condiciones normales de la formación a completar, que en este corresponde a Barco, requieren presiones en superficie tan altas que sobrepasan los límites permitidos por los equipos (15,000 psi). Esta condición es debida principalmente a características de la roca como la resistencia a la compresión no confinada (UCS) que puede llegar a representar gradientes de fractura muy elevados.

A continuación se describirá la ejecución operativa del *sand jetting* en el pozo Equión 3, teniendo en cuenta el tipo de ensamblaje especialmente diseñado para esta y algunas modificaciones procedimentales basadas en las lecciones aprendidas de situaciones presentadas en las operaciones anteriores.

5.2.1 Correlación de profundidad

Como se ha mencionado en los capítulos anteriores, la correlación de profundidad en este tipo de pozos, con requerimientos tan altos de presión para penetrar una formación en la implementación de *sand jetting*, debe ser llevada a cabo en corridas de *coiled tubing* independientes, lo que quiere decir que no se puede tener información de fondo en superficie en tiempo real durante la operación y el pozo Equión 3 no fue la excepción.

En este pozo se realizó previo al trabajo de *sand jetting* el aislamiento de la formación Guadalupe mediante la instalación de un tapón de cemento del cual se verificó la profundidad real de su tope en 18,974.5 pies, muy cerca al intervalo de interés de la formación Barco a ser completado en esta operación. Gracias a esta información, no fue necesaria la corrida específica del ensamblaje de fondo compuesto por memorias que almacenaran la data adquirida por registros de rayos gamma y localizador de collares de tubería para realizar la correlación.

El procedimiento de correlación se hizo durante el viaje de la sarta de *coiled tubing* con la serie de perforadores abrasivos en el pozo, y teniendo en cuenta su longitud se tocó el fondo del mismo (que corresponde al tope del tapón de cemento), posteriormente se colocó la tubería en tensión y se realizó el cambio de profundidad respectivo en el equipo. En este punto se hace la marca de la tubería en superficie y con esta referencia se procede a realizar otras dos marcas adicionales en 18,930 y 18,870 pies, que corresponden a la base y tope del intervalo a cañonear.

5.2.2 Operación de *sand jetting*

La operación de *sand jetting* inicia con el arme del ensamblaje de fondo que se puede observar en la figura 42. Está compuesto por: conector de *coiled tubing*, doble válvula cheque, dispositivo de desconexión hidráulica, tres perforadores abrasivos en “tándem” y por último una boquilla de lavado. Su longitud total es de 20.2 pies y su diámetro máximo es de 3.06 pulgadas. Los perforadores abrasivos medio e inferior están constituidos cada uno por tres puertos con una fase de 120°, esta distribución se puede observar en la figura 43, mientras que el superior tiene una configuración de cuatro puertos con fases de 60° y 120° como se puede apreciar en la figura 44.

Concluido el arme (y durante el mismo), se realizan las pruebas de verificación de integridad de las herramientas y los equipos que incluyen prueba de tensión para el conector, pruebas de circulación por las boquillas del perforador abrasivo inferior y pruebas de presión en el equipo de control de presión, las válvulas cheque del ensamblaje de fondo y el carrete de *coiled tubing*.

Figura 42. Ensamblaje de fondo #1 para *sand jetting* en el pozo Equión 3

Figura	#	Descripción de la herramienta	OD (in)	ID (in)	Longitud (ft)	Esfera de activación (in)
	1	Conector de CT	2.88	1.13	1.60	-
	2	Doble válvula cheque	2.88	1.00	1.41	-
	3	Dispositivo de desconexión hidráulica	2.88	0.69	2.24	0.750
	4	Perforador abrasivo. 4 puertos. Fase: 60° - 120°	3.06	0.56	5.41	0.625
	6	Perforador abrasivo. 3 puertos. Fase: 120°	3.06	0.44	5.41	0.500
	7	Perforador abrasivo. 3 puertos. Fase: 120°	3.06	1.30	2.93	-
	8	Boquilla de lavado. Asiento de esfera	2.88	0.39	0.63	0.375

Fuente. Equión Energía

Figura 43. Distribución radial de boquillas en los perforadores inferior y medio

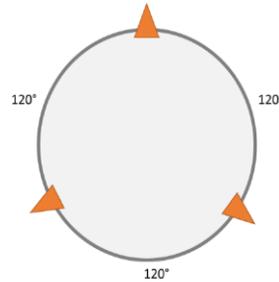
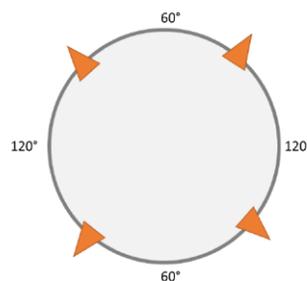


Figura 44. Distribución radial de boquillas en el perforador superior



Una vez se encuentra probado todo el equipo, se inicia el descenso del ensamblaje de fondo en el pozo realizando pruebas de tensión subiendo y bajando cada 3,000 pies, calibrando de esta manera los resultados arrojados por la simulación de peso en superficie. Es importante mencionar que durante el viaje del *coiled tubing* el pozo sigue produciendo con los siguientes parámetros operativos: presión (WHP) y temperatura (WHT) de cabeza de 633 psi y 110°F respectivamente mientras la presión de la línea de producción general registra 582 psi. A su vez, se toman mediciones de espesores de los equipos en superficie que van a verse expuestos a la abrasión en el retorno de la arena para establecer los datos base de referencia.

A la profundidad de 16,500 pies se alinea el retorno de fluidos hacia tanques y quemadero a través del separador de arena e inicia el bombeo de fluido inhibidor de arcillas a una tasa de 1.2 bpm en mezcla con nitrógeno a 880 scfm por medio del *coiled tubing*. Este procedimiento se realiza para verificar el comportamiento de flujo del pozo y en él se evidencia que no hay una afectación relevante ya que los caudales de producción siguen relativamente constantes (aproximadamente 6.8 MMscfd de gas y 20 barriles de líquido por hora).

Cuando la sarta de herramientas toca el fondo del pozo se realiza el procedimiento de correlación explicado en la sección anterior y se realizan las marcas respectivas a la tubería. Posteriormente es bombeada la esfera de activación de 0.375 pulgadas para aislar la boquilla de lavado de la sarta e iniciar el flujo a través del perforador abrasivo inferior luego de ubicar la boquilla más profunda del mismo a una profundidad de 18,930 pies. En este punto se inicia el bombeo de la lechada

abrasiva a una rata de 1.2 bpm con una concentración de arena de 0.75 ppa en mezcla con nitrógeno a 880 sfcms y se realizan las primeras 27 etapas detalladas en la tabla 37. En esta operación se tiene un tiempo de bombeo por etapa de 20 minutos.

Es importante mencionar que después de cañonear las primeras 6 etapas se realiza una operación de limpieza de arena para no permitir su acumulación en el pozo, bombeando fluido inhibidor de arcillas a la misma rata operativa del *sand jetting* y se continúa con los demás intervalos una vez se obtienen retornos limpios (sin arena) en superficie. Este procedimiento es repetido al terminar las primeras 27 etapas, que corresponden a las realizadas por el perforador abrasivo inferior, y posterior a este se verifica el tope de arena a una profundidad de 18,923.5 pies.

Tabla 37. Intervalos cañoneados en Barco. Perforador abrasivo inferior. BHA # 1

Etapas	Fondo (ft)	Tope (ft)	CP (psi)	WHP (psi)
1	18,930	18,929	2,530	482
2	18,929	18,928	3,000	530
3	18,928	18,927	3,158	609
4	18,927	18,926	3,245	672
5	18,926	18,925	3,174	707
6	18,925	18,924	2,870	763
7	18,924	18,923	2,850	718
8	18,923	18,922	2,947	510
9	18,922	18,921	3,000	650
10	18,921	18,920	2,990	630
11	18,920	18,919	3,015	663
12	18,919	18,918	2,980	666
13	18,918	18,917	2,940	674
14	18,917	18,916	2,920	644
15	18,916	18,915	2,949	662
16	18,915	18,914	2,946	673
17	18,914	18,913	2,918	657
18	18,913	18,912	2,907	642
19	18,912	18,911	2,922	642
20	18,911	18,910	2,897	632
21	18,910	18,909	2,782	642
22	18,909	18,908	2,782	629
23	18,908	18,907	2,721	636
24	18,907	18,906	2,709	656
25	18,906	18,905	2,691	636
26	18,905	18,904	2,637	631
27	18,904	18,903	2,239	634

Finalizados estos primeros intervalos se levanta la sarta hasta 18,700 pies mientras en superficie se toman de nuevo mediciones de espesores de equipos para evaluar su afectación por abrasión sin encontrarse cambios en ellos. Se posiciona la boquilla más profunda del perforador abrasivo medio a una profundidad de 18,892 pies y se envía la esfera de 0.5 pulgadas para activarlo. En este momento inicia el bombeo de la lechada abrasiva a un caudal de 1.2 bpm junto con la arena malla 100 a una concentración de 0.75 ppa y nitrógeno a 800 sfc. El tiempo de bombeo por etapa permanece constante en 20 minutos y se completan un total de 49 intervalos a estas condiciones como se puede observar en la tabla 38.

Al finalizar el cañoneo con el perforador abrasivo medio se lleva a cabo un bombeo de limpieza con fluido inhibidor de arcillas y se verifica el tope de arena a una profundidad de 18,914 pies. Durante el retorno de fluidos a superficie se bombea agua fresca a través de la "T" de bombeo del equipo hasta observar fluido sin arena. Se decidió retirar la sarta de *coiled tubing* del pozo en este punto debido a falta de fluidos disponibles en la locación para continuar con la operación a causa de inconvenientes con comunidades que impidieron su movilización. Por esta razón no se llevó a cabo cañoneo con el perforador abrasivo superior.

Tabla 38. Intervalos cañoneados en Barco. Perforador abrasivo medio. BHA # 1

Etapas	Fondo (ft)	Tope (ft)	CP (psi)	WHP (psi)
28	18,892	18,891	2,500	283
29	18,891	18,890	2,700	320
30	18,890	18,889	2,834	358
31	18,889	18,888	2,756	369
32	18,888	18,887	2,839	406
33	18,887	18,886	2,853	403
34	18,886	18,885	2,819	430
35	18,885	18,884	2,804	419
36	18,884	18,883	2,746	414
37	18,883	18,882	2,715	422
38	18,882	18,881	2,662	421
39	18,881	18,880	2,645	420
40	18,880	18,879	2,500	451
41	18,879	18,878	2,500	463
42	18,878	18,877	2,450	450
43	18,877	18,876	2,400	460
44	18,876	18,875	2,440	448
45	18,875	18,874	2,420	448
46	18,874	18,873	2,415	456
47	18,873	18,872	2,415	440
48	18,872	18,871	2,402	442
49	18,871	18,870	2,371	422

Es realizado un proceso de inspección de espesores de equipos en el que se decide reemplazar un “*target tee*” situado en la entrada del separador de arena debido a que presenta un porcentaje de reducción de espesor de 26.3%. Con la sarta de herramientas en superficie se evalúan las condiciones de las mismas después del cañoneo de 49 etapas encontrándose que en el perforador abrasivo inferior el máximo desgaste encontrado es de 31.6% mientras que en el perforador medio fue de 32%, ambos situados en las boquillas inferiores correspondientes.

Se inicia el arme del segundo ensamblaje de fondo usando la misma configuración del anterior pero esta vez con un solo perforador abrasivo ya que este será suficiente para completar las etapas restantes de *sand jetting*. El esquema de estas herramientas y su información detallada se puede observar en la figura 45. Su longitud total fue de 11.2 pies y el diámetro máximo de 3.06 pulgadas.

Figura 45. Ensamblaje de fondo #2 para *sand jetting* en el pozo Equión 3

Figura	#	Descripción de la herramienta	OD (in)	ID (in)	Longitud (ft)	Esfera de activación (in)
	1	Conector de CT	2.88	1.13	1.60	-
	2	Doble válvula cheque	2.88	1.00	1.41	-
	3	Dispositivo de desconexión hidráulica	2.88	0.69	2.24	0.750
	7	Perforador abrasivo. 3 puertos. Fase: 120°	3.06	1.30	2.93	-
	8	Boquilla de lavado. Asiento de esfera	2.88	0.39	0.63	0.375

Fuente. Equión Energía

Durante el ensamblaje de las herramientas el pozo es alineado a través del separador de prueba para realizar mediciones de producción, posteriores al completamiento de los primeros 49 intervalos con *sand jetting*, en condiciones estables durante 6 horas. Estos resultados se muestran a continuación en la tabla 39. Mientras tanto en los tanques se preparan 1,200 barriles de fluido inhibidor de arcillas y 850 de gel 50#.

Tabla 39. Prueba de producción posterior a la primera fase de sand jetting

Choke	WHP	WHT	DCP	FLP	Qo	Qg	BSW	Qw	API
x/64"	psi	°F	psi	psi	bopd	MMscfd	%	bwpd	deg
265	646	118	643	629	757	5.618	1.21	9	45.4

Luego de llevar a cabo el proceso de pruebas de integridad de equipos y herramientas ya explicado en la primera fase de *sand jetting* se procede a llevar la sarta a la profundidad de interés realizando de igual forma pruebas de tensión cada 3,000 pies. Al estar en profundidad se procede a realizar la correlación, corrigiendo con las marcas previas realizadas en la corrida anterior y se verifica el tope de arena a 18,915 pies. Por esta razón inicia un procedimiento de limpieza de arena bombeando fluido inhibidor de arcillas a una rata de 1.2 bpm en mezcla con nitrógeno a 800 scfm y posteriormente gel 50# y nitrógeno a las mismas condiciones, descendiendo a una velocidad de 2 fpm hasta verificar el tope de cemento a 18,974.5 pies.

Luego de verificar la limpieza del pozo y la sarta de herramientas correlacionada en profundidad se ubican las boquillas del perforador abrasivo en el primer intervalo que corresponde a la etapa 50 mostrada en la tabla 40 y se inicia con el cañoneo bombeando la lechada abrasiva (compuesta por gel 50# y arena malla 100 con una concentración de 0.75 ppa) a una tasa de 1.2 bpm y nitrógeno a 800 scfm durante 20 minutos por etapa.

Tabla 40. Intervalos cañoneados en Barco. BHA # 2

Etapas	Fondo (ft)	Tope (ft)	CP (psi)	WHP (psi)
50	18914	18913	2,769	812
51	18913	18912	2,750	820
52	18912	18911	2,543	594
53	18911	18910	2,650	598
54	18910	18909	2,851	602
55	18909	18908	2,850	647

56	18908	18907	2,809	658
57	18907	18906	2,848	636
58	18906	18905	2,869	690
59	18905	18904	2,874	702
60	18904	18903	2,721	538
61	18903	18902	2,609	550
62	18902	18901	2,584	484
63	18901	18900	2,500	517
64	18900	18899	2,464	495
65	18899	18898	2,467	498
66	18898	18897	2,432	521
67	18897	18896	2,415	512
68	18896	18895	2,350	444
69	18895	18894	2,393	504
70	18894	18893	2,397	508
71	18893	18892	2,273	466

Al completar las 71 etapas de *sand jetting* mostradas, se bombea a las mismas condiciones operativas gel 50# con nitrógeno para proceder con la limpieza de arena y se verifica su tope a 18,894 pies. En este punto se decide sacar la sarta del pozo, se revisan las herramientas en superficie y se observa un porcentaje de desgaste en la primera boquilla del perforador de 32%. Finalizando esta etapa se realiza una prueba de producción estable de 6 horas cuyos resultados se muestran a continuación en la tabla 41.

Tabla 41. Prueba de producción posterior a la operación de sand jetting

Choke	WHP	WHT	DCP	FLP	Qo	Qg	BSW	Qw	API
x/64"	psi	°F	psi	psi	bopd	MMscfd	%	bwpsd	deg
265	648	116	647	631	736	5.618	1.22	9	45.5

5.2.3 Limpieza de arena

Para el proceso de limpieza de arena del pozo se arma un ensamblaje de fondo compuesto por: conector de *coiled tubing*, ensamblaje para motor de fondo (doble válvula cheque tipo *flapper*, dispositivo de desconexión hidráulica y puerto de circulación) y boquilla de lavado. Este ensamblaje tiene una longitud total de 4.04 pies y un diámetro máximo de 2.875 pulgadas.

Al realizar todas las pruebas de integridad y funcionalidad del equipo se baja la sarta a profundidad para iniciar con el bombeo en directa de fluido inhibidor de arcillas a

1.2 bpm con nitrógeno a 800 scfm y proceder con la limpieza de arena. Luego de hacer la correlación con las marcas realizadas en la tubería se desciende hasta verificar tope su a 18,944 pies y se continúa con el bombeo hasta obtener retornos limpios en superficie.

5.3 POSTERIOR A LA OPERACIÓN DE SAND JETTING

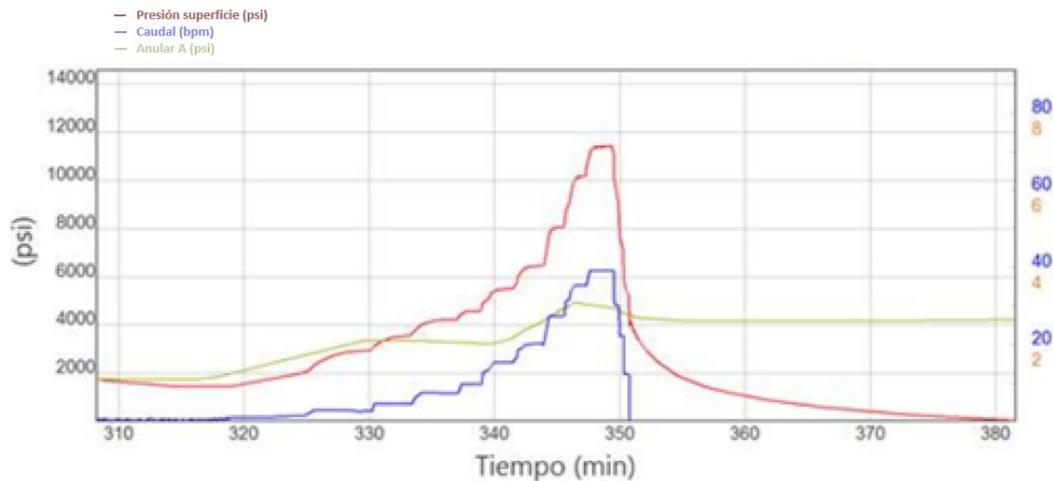
5.3.1 Ejecución de fracturamiento hidráulico

Como se ha mencionado anteriormente, el pozo Equión 3 presenta requerimientos muy altos de presión para la ejecución de un fracturamiento hidráulico debido a su profundidad (19,335 pies) y a la propiedades de las rocas en las zonas de interés, características que se traducen en altos gradientes de fractura, como es común en los pozos de Piedemonte. Con el fin de minimizar las pérdidas de presión en fondo, por tortuosidad y fricción en perforados, se llevó a cabo una operación previa de *sand jetting*, logrando el manejo de una presión de tratamiento en superficie mucho menor y distante a las limitantes operativas de los equipos usados para la operación (15,000 psi).

El objetivo del fracturamiento hidráulico en el pozo Equión 3 es la formación Barco en el intervalo 18,870 – 18,930, previamente seleccionado por las características petrofísicas favorables descritas anteriormente además de la buena calidad de cemento en esta sección. En la ejecución operativa se realizan tres bombeos principales: en primer lugar una prueba de inyectividad seguida de un minifrac y por último el fracturamiento hidráulico principal.

Inicialmente se presurizan los anulares A y B (correspondientes a los espacios anulares entre tubería de producción, revestimiento de producción e intermedio) hasta 2,000 y 100 psi respectivamente, con el fin de conservar su integridad debido a las altas presiones manejadas durante el tratamiento. Posteriormente son bombeados 63 barriles de ácido clorhídrico (HCL) al 7.5% de concentración, este fluido es desplazado hacia la formación con una salmuera que no presenta reacciones adversas o precipitados al entrar en contacto con la roca ni con los fluidos de producción. En este punto se inicia una prueba de flujo escalonado incrementando la rata de bombeo desde 0.8 hasta 40 bpm con una presión máxima de tratamiento de 11,430 psi como se puede observar en la gráfica 4.

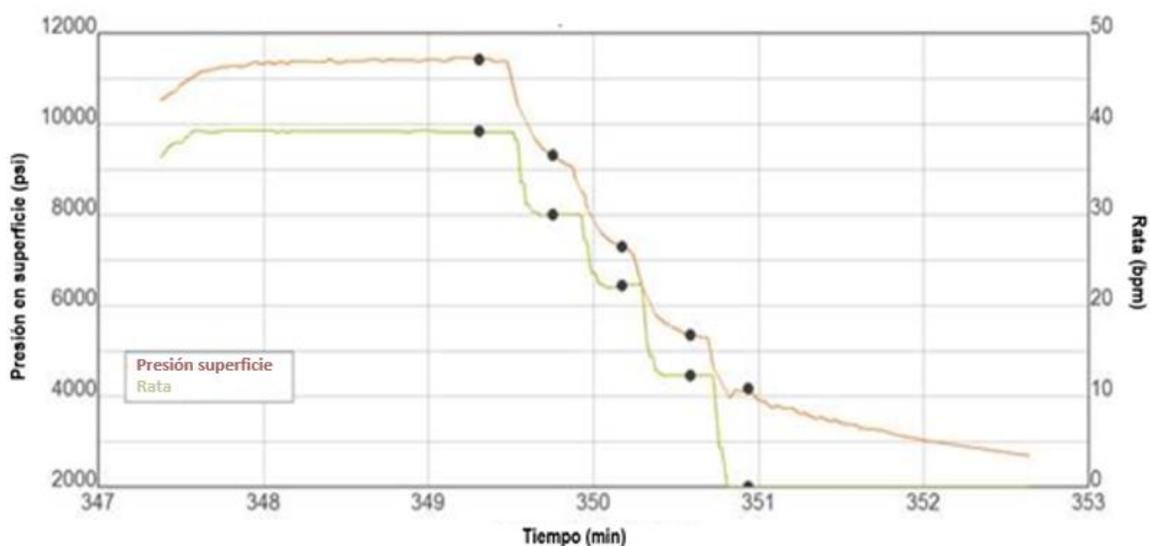
Gráfica 4. Prueba de inyektividad en el pozo Equión 3



Fuente. Equión Energía

Luego de mantener un caudal estable de 40 bpm con la máxima presión de tratamiento obtenida se procede a realizar una prueba de flujo escalonado descendente a ratas de 40, 30, 20 y 10 bpm para luego apagar bombas y registrar los datos de declinación. La prueba se puede observar en la gráfica 5, en la que se muestra tanto la curva del caudal como la presión en superficie. Con base en esta gráfica se eligen puntos representativos (caudal – presión) de cada nivel para realizar un diagnóstico ya que de este comportamiento se obtiene la cuantificación de las pérdidas de presión en fondo de pozo debidas a la fricción en perforados y a la tortuosidad. El volumen total de fluido bombeado en esta etapa es de 857 barriles.

Gráfica 5. Prueba de flujo escalonada descendente del pozo Equión 3

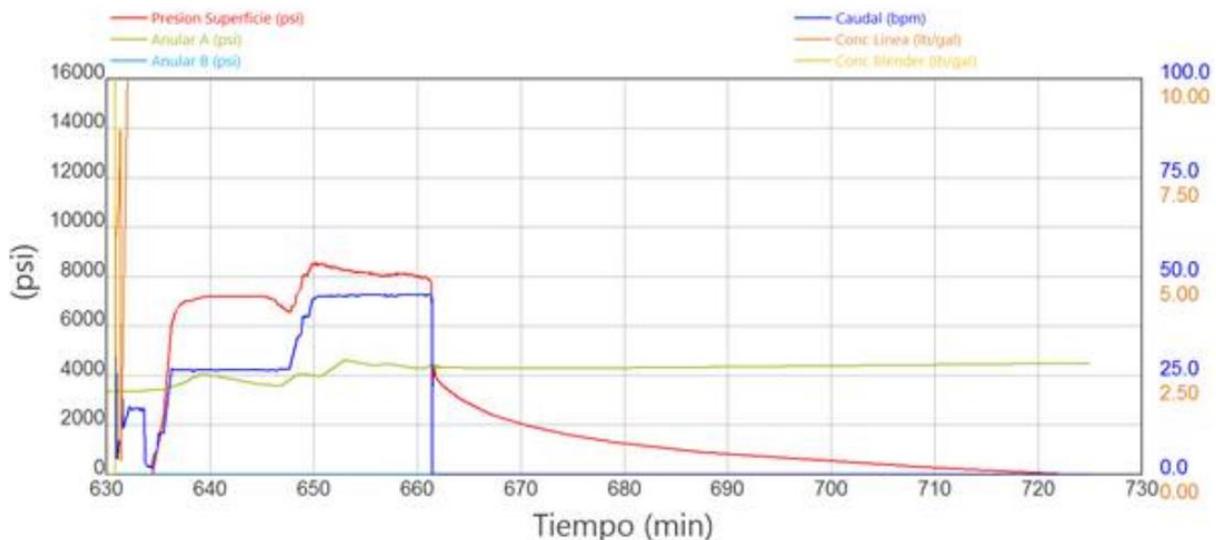


Fuente. Equión Energía

Posteriormente se lleva a cabo la operación de bombeo denominada minifrac, en la que se espera tener parámetros muy similares al del fracturamiento para que los datos obtenidos sean lo más reales posibles. Como ya se explicó anteriormente, de la interpretación del comportamiento de este bombeo se adquiere información de gran importancia como la geometría de fractura, propiedades mecánicas de la roca y fuga de fluido. Operativamente fueron bombeados 600 barriles de gel 30# armable y desplazado con 365 barriles de gel lineal 25# a una rata máxima de 45 bpm y una presión en superficie de 8,100 psi. El comportamiento de esta etapa se observa a continuación en la gráfica 6.

Para finalizar se bombea el tratamiento principal para el fracturamiento hidráulico a una rata máxima de 45 bpm y una presión de tratamiento en superficie de 12,400 psi ingresándole a la formación 41,000 lbs de propante que en este caso se usó bauxita 16/30 a una concentración de 3 ppa y se lleva a cabo la operación de limpieza de arena con el uso de la unidad de *coiled tubing*.

Gráfica 6. Minifrac en el pozo Equión 3



Fuente. Equión Energía

5.3.2 Prueba de producción final

Luego de realizar el trabajo de fractura y la limpieza de arena respectiva en el pozo Equión 3 se lleva a cabo una prueba de producción estable durante 6 horas para

determinar el beneficio obtenido por la aplicación de esta operación. Estos resultados se observan en la tabla 42.

Tabla 42. Prueba de producción posterior al fracturamiento hidráulico

Choke xx/64"	WHP psi	WHT °F	FLP psi	Qo bopd	Qg MMscfd	BSW %	Qw bwpc	API deg
265	682	151	638	1,825	17.641	6.480	127	44.8

5.4 ANÁLISIS DE LA OPERACIÓN DE SAND JETTING

La producción del pozo Equión 3 antes de realizar la operación de *sand jetting* era de 738 bopd y 5.124 MMscfd de gas como se puede observar en la tabla 43, aun encontrándose con un choque operativo de 160/64". Luego de finalizar el cañoneo mediante la técnica de *sand jetting* se puede apreciar como sus niveles de producción no logran incrementarse sustancialmente, teniendo una variación incremental de alrededor de 0.5 MMscfd entre una y otra. Esto quiere decir que la operación, como intervención aislada, no está dejando un margen de utilidad adecuado debido a que sus beneficios en producción no se ven reflejados. Sin embargo este no es el único objetivo que tiene este tipo de trabajos por lo que no se pueden sacar conclusiones sin analizar otros parámetros.

Como se describió anteriormente en los antecedentes de este pozo, la formación Barco tuvo diversos problemas durante su perforación. Uno de estos fueron las pérdidas de lodo de alrededor de 1,492 barriles en un intervalo cercano a los completados mediante el *sand jetting*, las cuales se controlaron con material de pérdidas tipo carbonato. Este escenario comprueba la existencia de un alto daño de formación en la cara del pozo que afecta la productividad del mismo y que explicaría el bajo aporte de la operación debido a que el radio de penetración con la lechada abrasiva no lograría actuar como un *bypass* hacia la roca virgen o con menor factor de daño.

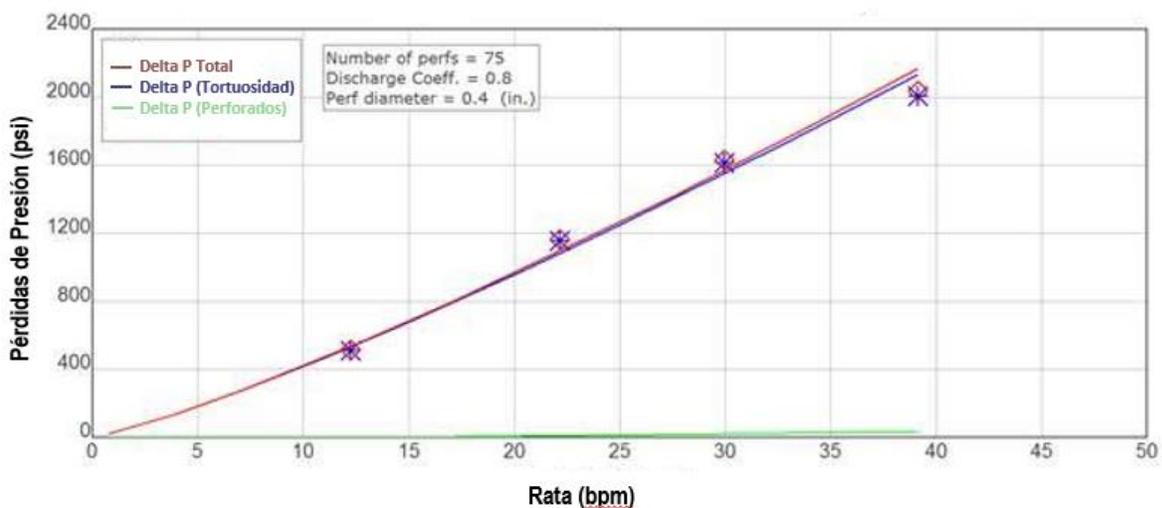
Con base en lo anterior, y analizando algunos otros parámetros como calidad de la roca, propiedades petrofísicas, integridad del completamiento y cemento en esta zona se ejecutó una operación de fracturamiento hidráulico que como se puede apreciar en la tabla 43 si tiene una producción incremental de 1,087 bopd y 12.517 MMscfd asociada respecto a la línea base.

Tabla 43. Resumen de las pruebas de producción en cada etapa de la operación

Prueba	Choke xx/64"	WHP psi	Qo bopd	Qg MMscfd	Qw bwpd
Línea base antes de la operación	160	644	738	5.124	10
Posterior a <i>sand jetting</i>	265	648	736	5.618	9
Posterior a fractura	265	682	1,825	17.641	217

No obstante, el tema central de estudio de este trabajo es la operación de *sand jetting* y aunque en los resultados finales de la intervención si hubo producción incremental no relacionada directamente a esta técnica, si es un factor determinante en el desarrollo del fracturamiento. Teniendo en cuenta los datos obtenidos en la prueba de flujo escalonada descendente del pozo Equión 3 (gráfica 5), se tomaron ciertos puntos representativos para realizar el diagnóstico de las pérdidas de presión en fondo que están conformadas por la fricción en los perforados y a la tortuosidad. Los resultados de este diagnóstico se pueden observar en la gráfica 7.

Gráfica 7. Diagnóstico de las pérdidas de presión en fondo de pozo



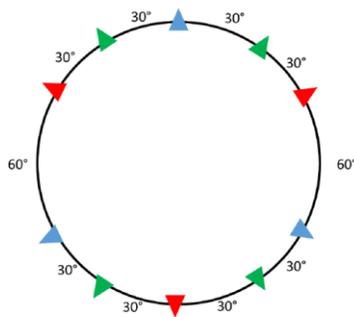
Fuente. Equión Energía

En esta gráfica (Gráfica 7) se pueden apreciar 3 líneas de tendencia, la primera de ellas de color rojo corresponde a las pérdidas de presión totales en fondo, es decir a la sumatoria entre las pérdidas causadas por tortuosidad (línea de color azul) y las asociadas a la fricción en perforados (línea de color verde). De aquí se puede observar cómo para un caudal de bombeo cercano a 40 bpm se tendrán unas pérdidas por tortuosidad de aproximadamente 2,100 psi mientras que serán casi nulas en el caso de los perforados. Esto demuestra la utilidad operativa de haber realizado un cañoneo por *sand jetting* en esta zona reduciendo casi en su totalidad estas pérdidas. Adicional a lo anterior, la presión de tratamiento requerida en superficie para el desarrollo óptimo del fracturamiento hidráulico se reduce significativamente, aspecto que tiene bastante relevancia en este tipo de pozos debido a los altos gradientes de fractura que tienen las formaciones del piedemonte Colombiano y las limitantes operacionales de los equipos.

Es importante resaltar que con el fin de disminuir las pérdidas de presión por tortuosidad, se planeó usar en el ensamblaje de fondo unas uniones de seguridad entre los perforadores abrasivos que sirven para lograr una eficiente distribución radial de las boquillas entre ellos. El diseño inicial se puede apreciar en la figura 46. Los colores distintivos (verde, rojo y azul) representan cada uno las boquillas de uno de los tres perforadores abrasivos en el ensamblaje de fondo.

Como se puede observar en la figura 46, las boquillas no se traslapan entre ellas con el objetivo de lograr canales en la formación en diferentes direcciones para minimizar las pérdidas de presión debidas a la tortuosidad, que como se explicó en el capítulo 1 hace referencia al “camino” que debe recorrer el fluido desde el perforado hacia el plano de esfuerzo máximo de la formación, que es hacia donde se propagará la fractura. Sin embargo estas uniones no pudieron ser usadas en la operación ya que no lograron cumplir los estándares de seguridad de la empresa al no soportar con éxito las pruebas de presión.

Figura 46. Vista de planta de la distribución radial de las boquillas en los tres perforadores abrasivos



Por otro lado, con respecto a seguridad e integridad del proceso, durante la operación de *sand jetting* no se presentaron taponamientos, niveles de erosión importantes o fugas en los equipos de superficie, únicamente el desgaste normal del ensamblaje de fondo debido a la abrasión en el cuerpo de la herramienta y al desgaste de las boquillas por los fluidos utilizados. Esto se debe a que se tuvieron en cuenta las lecciones aprendidas en intervenciones anteriores y se llevaron a cabo los controles de seguridad necesarios para mitigar los riesgos operacionales, entre esos el bombeo de agua para lograr la disminución de la velocidad en las líneas de superficie y la revisión periódica de espesores para remplazarlos cuando su desgaste presentara altos niveles.

Es preciso mencionar que tras las primeras dos etapas cuando la herramienta arribó a superficie se observó un desgaste de cerca del 32% en las boquillas superiores de cada perforador y adicional a esto evidencia de desgaste en el cuerpo de uno de los perforadores abrasivos. En la tercera etapa que se realizó con un solo perforador la boquilla superior presentó un desgaste del 39% y la segunda boquilla perdió parte de su cuerpo.

Para finalizar es importante mencionar que a nivel económico, el completamiento con *sand jetting* en el pozo Equión 3 se vio impactado en cierta medida por tiempos no productivos debido a una situación externa a la operación que impidió la movilización de fluidos requeridos para el desarrollo de la misma y ocasionó tiempos de trabajo más largos con sus respectivos costos asociados. El diseño inicial de la intervención incluía un único viaje de *coiled tubing* a fondo de pozo con un ensamblaje de fondo compuesto por tres perforadores abrasivos de los cuales fueron usados dos en las primeras etapas y uno en un viaje adicional al planeado.

6. ANALISIS DE SEGURIDAD DEL PROCESO DE SAND JETTING

6.1 MATRIZ DE RIESGOS DE EQUIÓN ENERGIA

En cualquier actividad humana se tiene un nivel de exposición a un riesgo. Se define riesgo como “la contingencia o proximidad de un daño”¹¹, en otras palabras es la posibilidad de que se presente un evento que produzca una consecuencia negativa. En el entorno existen muchos tipos de riesgos como los físicos, químicos, ergonómicos, siendo todos de gran importancia para la industria petrolera por el alto nivel de exposición de sus trabajadores a ellos. Siendo más específicos el riesgo operativo es aquel que puede sufrir una empresa debido a posibles fallos en su propio funcionamiento.

De acuerdo a lo anterior las empresas tienen el deber de preservar la salud de sus trabajadores realizando un adecuado control de los riesgos laborales. Para llevarlo a cabo primero se realiza una identificación, análisis y evaluación de los riesgos, en donde se clasifican de acuerdo al nivel de probabilidad de ocurrencia, el nivel de la consecuencia generada (severidad) y el nivel de exposición.

Figura 47. Matriz de riesgos de Equión Energía.

SEVERIDAD	A	Alto 8	Alto 9	Muy Al					
	B	Medio	Alto 8	Alto 9	Muy Al				
	C	Medio	Medio	Alto 8	Alto 9	Muy Al	Muy Al	Muy Al	Muy Al
	D	Bajo 5	Medio	Medio	Alto 8	Alto 9	Muy Al	Muy Al	Muy Al
	E	Bajo 4	Bajo 5	Medio	Medio	Alto 8	Alto 9	Muy Al	Muy Al
	F	Bajo 3	Bajo 4	Bajo 5	Medio	Medio	Alto 8	Alto 9	Muy Al
	G	Bajo 2	Bajo 3	Bajo 4	Bajo 5	Medio	Medio	Alto 8	Alto 9
	H	Bajo 1	Bajo 2	Bajo 3	Bajo 4	Bajo 5	Medio	Medio	Alto 8
		1	2	3	4	5	6	7	8
		<u>FRECUENCIA</u>							

Fuente. Equión Energía

¹¹ Diccionario de la lengua española. Edición del tricentenario. www.del.rae.es

Posterior a la valoración de riesgos presentada anteriormente se genera una matriz de riesgos que es “una herramienta de control y de gestión normalmente utilizada para identificar las áreas, procesos y actividades de una empresa, el tipo y nivel de riesgos inherentes a estas actividades y los factores relacionados con estos riesgos”¹².

Esta herramienta es de gran importancia ya que permite gestionar los riesgos de una manera adecuada, se obtiene un nivel más alto de confiabilidad en el proceso, se identifican las actividades y áreas con mayor riesgo, y finalmente permite planear acciones para mitigar eventos de riesgos que se puedan presentar.

Tabla 44. Valoración de riesgos Equión Energía

Severidad	Nivel de impacto HSE	Nivel de impacto en negocios
A	<p>Salud y seguridad Potencial de 100 o más fatalidades dentro o fuera de la facilidad.</p> <p>Ambiental Daño extensivo a un área ambientalmente sensible con una recuperación mayor a 5 años.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Afectación de la reputación a nivel internacional. - Cubrimiento por medios internacionales de larga duración. - Rechazo por parte de los accionistas de Equión y público a nivel internacional. <p>Daño de equipos, pérdida de valor del negocio: >\$ 500 m</p>
B	<p>Salud y seguridad Potencial de 50 a 100 fatalidades dentro o fuera de la facilidad</p> <p>Ambiental Daño extensivo a un área sensible con una recuperación de 2 a 5 años.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Pérdida de la licencia de toda la operación en el país. - Cubrimiento por medios internacionales a mediano plazo. - Impacto en la reputación de los accionistas. - Rechazo por parte de los accionistas de Equión y público a nivel nacional. <p>Daño de equipos, pérdida de valor del negocio: \$ 200 m- \$ 500 m</p>

¹² Tapia Ricardo. Matrices de riesgos. El mapa de peligros en una empresa. HSEC Magazine. Enero 2013. <http://www.emb.cl/hsec/articulo.mvc?xid=81>

<p style="text-align: center;">C</p>	<p>Salud y seguridad Potencial de 10 a 50 fatalidades dentro o fuera de la facilidad.</p> <p>Ambiental Daño extensivo con afectación de un área sensible con recuperación mayor a 1 año y menor a 2 años o a un área no sensible con recuperación a largo plazo (mayor a 1 año).</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Pérdida de licencia de una parte del negocio. - Afectación de las relaciones de Equion (con los socios y entes reguladores). - Cubrimiento por medios nacionales de mediana duración de Equion o sus contratistas <p>Daño de equipos, pérdida de valor del negocio: \$50 m - \$ 200 m</p>
<p style="text-align: center;">D</p>	<p>Salud y seguridad *Potencial de 3 a 10 Fatalidades *30 o más lesionados que requieran tratamiento u hospitalización.</p> <p>Ambiental Afectación de un área sensible con recuperación mayor a 3 meses y menor a un año o afectación de un área no sensible con recuperación mayor a 6 meses y menor a un año.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Cubrimiento por Medios nacionales de mediana duración de Equión o sus accionistas - Afectación de las relaciones en la industria con proveedores de bienes y servicios a nivel internacional. <p>Daño de equipos, pérdida de valor del negocio: \$ 10 m to \$ 50 m</p>
<p style="text-align: center;">E</p>	<p>Salud y seguridad * 1 o 2 Fatalidades. 10 o más lesionados que requieran tratamiento u Hospitalización</p> <p>Ambiental Afectación de un área sensible con recuperación inmediata (mayor a 2 semanas y menor a 12 semanas) o de un área no sensible con recuperación</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Cubrimiento por medios nacionales corto plazo - Cubrimiento de medios regionales (municipales o veredales) largo plazo - Afectación de las relaciones con proveedores bienes y servicios a nivel nacional. <p>Daño de equipos, pérdida de valor del negocio: \$ 1m -\$ 10 m</p>

	en un periodo mayor a 4 semanas y menor a 6 meses.	
F	<p>Salud y seguridad * Lesiones incapacitantes * dafwc</p> <p>Ambiental Afectación de un área sensible con recuperación inmediata menor a 2 semanas o de un área no sensible con recuperación inmediata (mayor a 2 semanas y menor a 4 semanas)</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Cubrimiento por medios regionales (municipales o veredales) corto plazo - Incumplimiento de compromisos mayores con terceras partes del ámbito regional. <p>Daño de equipos, pérdida de valor del negocio: \$100k-\$ 1m</p>
G	<p>Salud y seguridad Simples o múltiples lesiones registrables de un evento o fuente común.</p> <p>Ambiental Recuperación inmediata de áreas afectadas externas a la facilidad (mayor a 1 semana y menor a 2 semanas)</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Cubrimiento por medios locales, municipales o veredales - Incumplimiento compromisos menores con terceras partes del ámbito local. <p>Daño de equipos, pérdida de valor del negocio: \$20k -\$100k</p>
H	<p>Salud y seguridad Primeros auxilios</p> <p>Ambiental Afectación área interna a la facilidad o área no sensible interna con recuperación inmediata (menor a 7 días).</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Quejas por parte de vecinos - Sin incumplimiento de compromisos <p>Daño de equipos, pérdida del valor del negocio: <\$20k</p>

Tabla 45. Valoración del nivel de probabilidad de riesgo

Nivel	Posibilidad	Descripción	Probabilidad
1	< 1/1000000 años	Un evento de ocurrencia improbable en la industria	10 ⁻⁶ o menor
2	1/1000000 a 1/100000 años	Ha ocurrido en la industria	>10 ⁻⁶ to 10 ⁻⁵
3	1/100000 a 1/10000 años	Un evento similar ha ocurrido varias veces en la industria	>10 ⁻⁵ to 10 ⁻⁴
4	1/10000 a 1/1000 años	Un evento similar ha ocurrido alguna vez dentro del grupo empresarial	>10 ⁻⁴ to 10 ⁻³
5	1/1000 a 1/100 años.	Ha ocurrido al menos una vez en proyectos, actividades o procesos del grupo empresarial, y es probable que le ocurra a Equión.	>10 ⁻³ to 10 ⁻²
6	1/100 a 1/10 años.	Ha ocurrido al menos en 1 de 100 proyectos actividades o procesos y no se han implementado medidas de reducción.	> 0.01 a 0.1
7	1/10 a 1/ años.	Ha ocurrido al menos 1 de cada 10 proyectos, actividades o procesos y no se han implementado medidas de reducción. De probable ocurrencia en un lapso entre 1 y 5 años.	> 0.1 a 0.25
8	>1 año	De común ocurrencia en la actividad u operación de Equión. Ha ocurrido en al menos 1 de 4 proyectos actividades o procesos y no se han implementado medidas de reducción. Puede ocurrir en el transcurso de los próximos 12 meses.	> 0.25

6.2 ANALISIS FUNCIONAL DE OPERATIVIDAD (AFO)

Dentro de los análisis de seguridad que se realizan para cualquier operación por lo general se hace una revisión de todos los escenarios que se podrían presentar si algo sale mal, se evalúan las causas y las posibles consecuencias, así mismo se determinan que protecciones y recomendaciones a tener en cuenta para que estos hechos no se presenten. Finalmente como todo evento de seguridad, estos tienen su categoría y nivel de riesgo de acuerdo a la matriz RAM de Equión Energía (Figura 47).

A continuación se plantean los eventos que se podrían presentar en una operación de cañoneo de pozos utilizando perforación abrasiva (*sand jetting*) organizados de acuerdo a los equipos que incluye la operación, los cuales son: ensamblaje de fondo para *sand jetting*, equipos entre el árbol de navidad y la válvula de cierre de emergencia (ESDV), separadores de prueba y de arena, arreglo para flujo de gas a quemadero y el *coiled tubing*.

6.2.1 Eventos relacionados al ensamblaje de fondo para *sand jetting*

En esta sección se definirán diferentes escenarios de integridad y seguridad de procesos que puedan presentarse específicamente con el ensamblaje de fondo de una operación convencional de *sand jetting*, se presentarán sus causas, consecuencias, protecciones y recomendaciones respectivas para mitigar la probabilidad de ocurrencia.

6.2.1.1 Daño en válvulas cheque por abrasión del material debido al flujo

El daño en las válvulas cheque sucede cuando estas pierden su integridad y dejan de proveer su función principal de protección contra la presión de contraflujo por la sarta de *coiled tubing*. Esta es causada generalmente por la erosión originada debido a la presencia de arena dentro del ensamblaje de fondo, erosión que está definida en función de la presión y flujo de fluido, y puede llegar a ocasionar la pérdida de la barrera de fondo (crítico si está asociado a *pin hole* en el *coiled tubing*). El nivel de riesgo de esta situación se encuentra clasificado en F5 medio 7.

Las protecciones que se pueden tener en consideración para mitigar la posible afectación de este evento son: la instalación de doble válvula cheque en el ensamblaje de fondo como sistema de respaldo, una adecuada selección del material de la válvula de acuerdo con el fluido a bombear, la realización de una prueba funcional de la válvula cheque al inicio de la operación, el aseguramiento de que estas hagan parte de un set de herramientas nuevo y por último el uso de gel 40 como base del fluido de *sand jetting* que actúe como lubricante del sistema.

Las recomendaciones que se consideran para la operación de *sand jetting* con respecto a este tipo de situación son:

- Realizar prueba de las válvulas cheques en el ensamblaje de fondo después de la operación de *sand jetting* para verificar si mantienen integridad antes de sacar el *coiled tubing* del pozo (prueba para disminuir la incertidumbre).
- Incluir en el programa de intervención la verificación de la funcionalidad de la cheque drenando la presión del carrete de *coiled tubing* (prueba de integridad en fondo de la válvula).
- Evaluar si se incluye en el procedimiento operativo de respuesta a emergencias la instrucción de realizar corte del *coiled tubing* si se presenta un *pin hole* cuando se ha determinado que las válvulas cheque del ensamblaje de fondo no se encuentran operativas.
- Estimar la velocidad de erosión para diferentes escenarios de diámetros de tubería y volúmenes bombeados.
- Evaluar la instalación en el ensamblaje de fondo de un niple que permita bombear un *blanking plug*.
- Evaluar el uso de gel con mayor capacidad lubricante

6.2.1.2 Desconexión accidental del ensamblaje de fondo

La desconexión accidental del ensamblaje de fondo puede ser causada por dos factores: el taponamiento del ensamblaje hasta la altura del dispositivo de desconexión hidráulica (por insuficiente rata de bombeo o error en la determinación del volumen desplazado) o por rotura de los pines de fondo. Ambas causas producen la pérdida del ensamblaje en el fondo del pozo, dejando un pescado cuya longitud oscila generalmente entre 5 y 7 pies. El nivel de riesgo de esta situación se encuentra clasificado en F5 medio 7.

Las protecciones que se deben tener en cuenta para no presentarse una desconexión accidental del ensamblaje de fondo incluyen la elaboración de un procedimiento de contingencia por desconexión del BHA, realizar el desplazamiento de fluido con nitrógeno, una adecuada selección de *rating* y número de pines con base en la presión de trabajo, la realización de pruebas destructivas a cada lote de pines fabricado y por último un aseguramiento del cálculo del volumen del bache de gel limpio a bombear para desplazar la totalidad de la arena en el ensamblaje de fondo .

Se recomienda redefinir el procedimiento de desplazamiento de *coiled tubing* después de cada etapa de *sand jetting*, analizando nuevamente variables y revisando volúmenes para prevenir un evento de seguridad de este tipo. Así mismo elaborar un procedimiento estándar de operación (SOP) específico para la operación de *sand jetting* que incluya:

- Las acciones operacionales a realizar en caso de que se presente un *pin hole* en el árbol de navidad durante la operación de *sand jetting*.
- Definición de si se requiere reemplazar el dado (*flow cross*) del árbol de producción por un dado de sacrificio para las operaciones de *sand jetting*
- La prueba de hermeticidad de las válvulas del árbol después de la operación de *sand jetting*
- El lavado y re-engrase de las válvulas del árbol de navidad y la inspección en las zonas críticas del árbol al finalizar el trabajo de *sand jetting*.

6.2.1.3 Pérdida de barrera de fondo con *pin hole* en el *coiled tubing* (por encima del lubricador sin barrera en superficie)

Una de las causas de la posible pérdida de barrera de fondo con *pin hole* en el *coiled tubing* es la erosión producida por el fluido bombeado durante una operación de *sand jetting*. Esta situación puede presentar varias consecuencias: a nivel de equipos, la generación de tiempos no productivos y costos adicionales así como mayores daños en el *coiled tubing* por liberación en superficie del fluido con presencia de sólidos, ambos clasificados en un nivel de riesgo F5 medio 7. Por otro lado, a nivel de riesgos para el personal, la generación de atmósferas peligrosas en superficie por fuga del fluido peligroso, como en el caso del nitrógeno, puede tener lugar (nivel de riesgo H2 bajo 2).

Una segunda causa de la pérdida de la barrera de fondo con un *pin hole* en el *coiled tubing* es corrosión avanzada en el material de la tubería. Esta situación puede generar presencia de gas en la superficie con riesgo de ignición o explosión, clasificada en un nivel de riesgo E.

Por esta razón, como diferentes protecciones se deben tener en cuenta realizar el desplazamiento del fluido por medio del *coiled tubing* en mezcla con nitrógeno y una adecuada selección de pines de ruptura con base en la máxima presión de trabajo así como las respectivas pruebas destructivas de cada lote. De igual forma, es importante tener identificado el volumen correcto del bache de gel limpio a bombear para desplazar la totalidad de la arena en el ensamblaje de fondo así como las distancias mínimas de ubicación entre tuberías y equipos de superficie y fuentes de ignición.

Adicionalmente es necesario tener claros los procedimientos de control de pozo y manejo de tubería en caso de que alguno de ellos sea requerido, identificar el cierre de emergencia de la alimentación del fluido al sistema y contar con las pruebas de integridad e inspección de tubería así como de las preventoras (que deben llevar cortadores instalados).

Se recomienda la programación de simulacros de emergencia operacional de este tipo con los contratistas involucrados en la operación de *sand jetting* para verificar

el conocimiento del procedimiento a seguir en caso de presentarse y que tengan identificado las fuentes de ignición próximas al arreglo de equipos de superficie.

6.2.2 Eventos en equipos entre el árbol de producción y la válvula de cierre de emergencia (ESDV)

A continuación se enunciarán los posibles eventos de integridad y/o seguridad que se pueden presentar en los equipos ubicados entre el árbol de producción del pozo (árbol de navidad) y la válvula de cierre de emergencia (ESDV) que es generalmente instalada en la línea de retorno de fluidos durante una operación de *sand jetting* antes del *choke manifold* y separadores, con el fin de protegerlos de posibles sobrepresiones generadas en el pozo.

6.2.2.1 Daño mecánico por erosión en el árbol de producción con el *coiled tubing* dentro del pozo

El daño mecánico en el árbol de producción se puede llegar a presentar por altos niveles de abrasión en el mismo por el flujo y arrastre de la arena en el fluido del pozo, lo que generaría la pérdida de la integridad del árbol con una probable fuga de hidrocarburos a la que estaría expuesto el personal en locación. Su nivel de riesgo está clasificado en E3 medio 6.

Como protección para esta situación se debe realizar un protocolo de pruebas de presión de los equipos de contención al inicio de los trabajos y se recomienda, además de la elaboración de la elaboración del SOP, la evaluación de la instalación de una bomba adicional para recircular fluidos de los *fractanks* de retorno a una rata más alta que permita disminuir las erosión en los equipos y líneas de superficie.

6.2.2.2 Fuga entre la válvula *wing* del árbol de producción y la válvula ESDV

Esta situación puede ser causada tanto por la erosión generada en la tubería y accesorios por arrastre de arena en el fluido de retorno como por fuga en alguna de las conexiones de tuberías o accesorios. Este evento produciría la pérdida de integridad de las líneas o accesorios con fuga de hidrocarburos (con posibilidad de incendio o explosión), clasificado en un nivel de riesgo E3 medio 6.

Como protección se debe realizar un protocolo de pruebas de presión de los equipos de contención en el inicio del trabajo, un plan de integridad de tuberías y equipos instalados así como de las válvulas del árbol de producción. Por otro lado se deben realizar los cálculos respectivos de la velocidad erosional en tuberías y accesorios.

Las recomendaciones que se consideran para la operación de *sand jetting* con respecto a este tipo de situación son:

- Incluir en los protocolos de mantenimiento el requerimiento de evaluar la condición mecánica de tuberías y válvulas usadas en operaciones de *sand jetting*.
- Evaluar alternativas para mejorar el retorno de fluido hidráulico entre la válvula *wing* y el elmar panel de forma que se logre el tiempo de cierre especificado (45 segundos o menos).
- Revisar el procedimiento de monitoreo de espesores de equipos.
- Determinar condiciones de límites operacionales (diámetro del completamiento, flujo de gas, duración de la operación, etc.) que hacen inviable la operación con *sand jetting* (es decir condiciones límite en las que se optaría por usar una técnica alternativa).

6.2.2.3 Pérdida de integridad de las válvulas del árbol por abrasión

La pérdida de integridad de las válvulas del árbol de producción se podría llegar a presentar por causa de la erosión interna de las mismas debida al arrastre de la arena presente en el fluido del pozo, que ocasionaría su pérdida de la capacidad de sello y contención. El nivel de riesgo está clasificado en G6 medio 7. Como protección a este tipo de evento de pérdida de integridad se debe realizar el protocolo de pruebas de presión a los equipos de contención en superficie al inicio del trabajo y a la revisión de la última prueba realizada a las válvulas del árbol.

6.2.3 Eventos en el separador

6.2.3.1 Erosión en brida de entrada al separador

La erosión en la brida de entrada al separador es causada por un des-alineamiento entre los diámetros internos de la *target tee* y la brida de conexión a la de conexión al separador y puede generar fuga de hidrocarburos en ese punto. El nivel de riesgo asociado es E2 bajo 5. Como protección se debe asegurar que el diámetro interno de la brida de entrada al separador quede completamente alineado con el de la *target tee* y no se vea este perfil expuesto al fluido.

6.2.3.2 Presencia de gas en la salida del separador

La baja efectividad de fluidos antiespumantes usados en el separador puede generar presencia de gas en la salida del mismo, favoreciendo la erosión en las líneas y accesorios de la salida de gas. El nivel de riesgo está clasificado en F3 bajo 5. Como protección se debe tener bien identificado el procedimiento operacional de manejo del separador y el potencial de aplicación de los fluidos seleccionados por medio de pruebas de rompimiento de espuma.

6.2.3.3 Desgaste en el separador de prueba, *choke manifold* y accesorios

Esta situación de desgaste de equipos se presenta de igual forma por la abrasión generada por el flujo de arena en el fluido de retorno del pozo causando erosión en líneas y accesorios con posibilidad de fuga de hidrocarburos. Su nivel de riesgo es E4 medio 7. Por esta razón se debe tener como sistema de protección, *choke manifold* con recubrimiento de tungsteno y aguas abajo accesorios instalados protegidos con recubrimientos.

Adicionalmente se deben realizar mediciones de espesor periódicas durante la operación para asegurar que los diámetros internos de las conexiones de tuberías, accesorios y equipos sean similares y se encuentren alineados para evitar erosión por aumentos de velocidad y por turbulencias generadas.

6.2.3.4 Fuga en válvulas de los toma-muestras

La causa de fuga en la válvula de los toma-muestras es la erosión generada por la presencia de arena en el fluido de retorno que produce un daño en el asiento de las mismas con posibilidad de fuga de hidrocarburos. Su clasificación de nivel de riesgo es E4 medio 7. Las protecciones que se debe tener en cuenta para que no se presentar este tipo de evento depende de una medición periódica de espesores para determinar el grado de desgaste de los equipos durante el desarrollo de la operación de *sand jetting*, así como la verificación de funcionalidad de los mismos mediante pruebas de integridad previas al trabajo.

6.2.4 Eventos en el arreglo para flujo de gas hacia el quemadero

6.2.4.1 Daño en válvula de salida de gas

El daño en la válvula de salida de gas se presenta por un incremento en su nivel de desgaste debido a la presencia de arena en el gas de salida que a su vez puede llegar a generar una fuga de gas con probabilidad de explosión o incendio. Su nivel de riesgo se clasifica en E4 medio 7. La protección que se deben llevar a cabo para reducir las probabilidades de ocurrencia de este evento es la realización de mantenimientos periódicos, y el respectivo alistamiento y pruebas de equipos previas al trabajo.

Se recomienda evaluar el cambio de la válvula de salida de gas por una de estrangulamiento o por un *choke manifold* que permita manejar el flujo de gas sin que se presente un alto nivel de desgaste por erosión.

6.2.5 Eventos en el *coiled tubing*

6.2.5.1 Desgaste del *coiled tubing*

El desgaste de la tubería de *coiled tubing* se da por el bombeo de fluido abrasivo en la operación de *sand jetting* lo que puede generar una fuga de hidrocarburos con posibilidad de explosión o incendio. El nivel de riesgo es E3 medio 6. Los procedimientos de protección son la inspección y prueba del *coiled tubing* antes de la operación, el bombeo de gel lubricante con el fluido abrasivo y las respectivas de prueba de integridad de las preventoras. Se recomienda evaluar el uso de medición puntual de espesores en el *coiled tubing* durante y después de la operación de *sand jetting*.

6.3 EVENTOS DE SEGURIDAD DURANTE SAND JETTING EN LOS POZOS DE ESTUDIO

Es de gran importancia al finalizar una operación realizar un análisis de los eventos presentados en ella, resaltando las actividades que tuvieron inconvenientes o fallas y que generaron un nivel de riesgo. Por lo anterior en cuanto a seguridad se realizara a continuación una evaluación del trabajo realizado en los pozos Equión 1, Equión 2 y Equión 3.

6.3.1 Pozo Equión 1

Es importante tener en cuenta que esta operación incluye trabajo con fluidos abrasivos y con ello se debe tener cuidado ya que la erosión provocada por la arena es considerable, por lo tanto es necesario monitorear continuamente la integridad de los equipos de superficie antes y después de cada trabajo de *sand jetting*.

En el pozo Equión-1 a pesar de que se llevó a cabo la medición del espesor de la pared de los equipos durante la operación, se presentaron tres *pin holes* en los accesorios de superficie: el primero en la *target tee* en la entrada del *sand tank*, el segundo en el adaptador de conexión en la entrada del tanque de arena y el último en la válvula *Wenlen* de la línea de gas a la salida del separador de arena. Cabe destacar que gran cantidad de equipos (válvulas, conexiones, codos, bridas) poseen alta dificultad para ser inspeccionados con los dispositivos de ultrasonido para comprobar su integridad, lo que hace difícil tener una completa confiabilidad en ellos.

Figura 48. *Pin hole* en la *target tee* a la entrada del *sand tank*.



Fuente. Equión Energía

Figura 49. *Pin hole* en la válvula Wenlen de la línea de gas a la salida del separador de arena



Fuente. Equión Energía

6.3.2 Pozo Equión 2

Como se mencionó anteriormente la erosión es uno de los principales problemas que se presenta en los equipos utilizados en el *sand jetting* debido a las características propias de la arena. En el pozo Equión 2 a pesar de que el agua se bombeó permanentemente mientras la arena fluía en la superficie, se produjo gran abrasión en los accesorios del contraflujo, debido a esto siete *target tee* tuvieron que ser reemplazadas después de los primeros 90 pies del cañoneo, así como dos conexiones de bridas en el separador de prueba.

Adicional a esto fue necesario cambiar en el *choke manifold* y una *target tee* debido a la pérdida del espesor de su pared. Cabe destacar que este equipo tuvo que ser reemplazado después de los 8 pies iniciales del cañoneo en la formación Barco en la cuarta etapa del *sand jetting*, esto debido a un desgaste excesivo en una pieza interna que ocasionó una fuga externa después de haberse realizado una prueba de presión.

Otro evento a ser destacado es un *pin hole* que se produjo en un codo de la línea de gas del separador de arena. Este incidente ocurrió debido a que en un principio no se consideró monitorear y revisar estos accesorios ya que no se supone que la arena fluyera a través de ellos, pero debido a este evento se incluyeron estos elementos en el esquema de inspección.

Mientras se realizaba el desmonte del equipo de CT después de la última etapa de *sand jetting*, se encontró en la succión de las bombas del CT un gran trozo de arena (o pequeñas rocas), con un tamaño lo suficientemente grande para obstruir las boquillas de los perforadores. Al revisar el ensamblaje de fondo se encontró que una de las boquillas estaba taponada. Debido a esto es necesario que la arena utilizada en el proceso sea de la mejor calidad posible con el fin de evitar estos incidentes que provocan pérdida de eficiencia en el trabajo y aumento en el tiempo de operación o daños en los equipos.

6.3.3 Pozo Equión 3

Durante el transcurso de la operación en el pozo Equión 3 fue necesario reemplazar dos *target tees* la primera de ellas en la entrada del separador y la segunda en la primera salida del árbol de navidad. Cabe destacar que en esta operación no se presentó ningún taponamiento por arena o fuga en los equipos debido a la erosión provocada por la misma.

6.4 LECCIONES APRENDIDAS

Con el objetivo de garantizar una operación más segura y eficiente se deben tener en cuenta algunos eventos negativos que se han presentado en trabajos realizados anteriormente. Por esta razón se deben corregir algunas acciones, con el fin de aplicar lo aprendido en nuevas operaciones de *sand jetting* mitigando el riesgo operativo. A continuación se presentan algunas recomendaciones.

La preocupación de contar con resultados confiables ha generado la necesidad de diseñar procedimientos y metodologías de alta calidad que brinden garantía en el área de confiabilidad. Por esta razón se ha implementado el uso del aseguramiento y control de calidad (QA/QC - *Quality Assurance and Quality Control*) que hace referencia al conjunto de actividades metodológicas que incluyen aspectos técnicos y de prevención que permiten asegurar calidad, monitoreo, identificación de fallas y errores que generen confianza en las operaciones que se desarrollan.

Con el fin de buscar que la operación de *sand jetting* se realice de una forma más segura y eficiente, se debe realizar un aseguramiento de la calidad y un control de ella mediante los QA/QC en diferentes etapas del proceso, por ejemplo:

- En los *Frac Tanks* para que estos cumplan con una buena limpieza y así evitar la contaminación de la lechada en el proceso de mezclado de los fluidos (agua, gel, arena, nitrógeno).
- En la selección de la arena por parte del proveedor con el fin de minimizar la presencia de cuerpos extraños e impurezas, ya que muchas veces estos generan taponamientos obstruyendo el paso de fluidos.

Otro aspecto a tener en cuenta durante las operaciones se presenta taponamiento en las mangueras de succión de la unidad mezcladora (*batch mixer*) ya que se formaban unos puentes de arena como se explicó en capítulos anteriores. Debido a ello se sugiere elevar estas mangueras, desde el nivel del suelo a una altura tal que permita una buena circulación de los fluidos y que no se facilite su acumulación.

La operación de *sand jetting* presenta un alto nivel de riesgo en materia de seguridad como consecuencia del uso de fluidos abrasivos, por lo tanto la supervisión continua de la condición de integridad de los equipos y accesorios es fundamental. Para llevarlo a cabo se debe realizar un seguimiento cuidadoso de una base de datos en donde se tenga el valor nominal, el real y el previsto de la pérdida de espesor de la pared debido a la abrasión de la arena, se compara y analiza su comportamiento. Dentro de los equipos a tener en cuenta se encuentran, el ensamblaje de fondo, las líneas de bombeo, el equipo de prueba del pozo, e incluso se deben monitorear durante las revisiones periódicas componentes en donde el fluido se pueda desviar y afectarlos, por ejemplo las líneas de gas.

Figura 50. Elevación de las mangueras de succión que salen de la bomba



Fuente. Equión Energía

Figura 51. Monitorear espesor de accesorios de *Well Testing* durante la operación de *Sand Jetting*.



Fuente. Equión Energía

7. ANALISIS ECONOMICO DE LA OPERACIÓN DE SAND JETTING

En los últimos años la alta complejidad y competitividad de la industria debido a la crisis y cambios acelerados en el entorno globalizado, requiere de una optimización de costos en busca de una mayor eficiencia en el manejo de los activos de cada empresa. Por tal razón no solo se deben sacar costos, estadísticas e índices financieros, se debe realizar una evaluación profunda de este contexto a través de un análisis económico que “se refiere a la factibilidad económica de la alternativa o proyecto (si es rentable o no). Es importante, pues es la que al final permite decidir la implementación del proyecto”¹³.

Al realizar la evaluación de un proyecto se deben tener en cuenta muchos factores, desde los recursos necesarios para realizar el trabajo, personal humano, condiciones del entorno (logística, equipos y herramientas a usar, incluso hasta la energía que se va a emplear).

7.1 GENERALIDADES DE UN ANÁLISIS ECONÓMICO

7.1.1 Inversión neta o inicial

En primer lugar hay que tener en cuenta que una inversión es la asignación de recursos a un proyecto con el fin de que se cumplan los objetivos trazados al realizarla.

La inversión inicial para la ejecución del proyecto requiere la consideración del capital a utilizar, los costos que tendrá el proyecto desde su desarrollo hasta la construcción, los activos necesarios para su funcionamiento, las utilidades, etc.

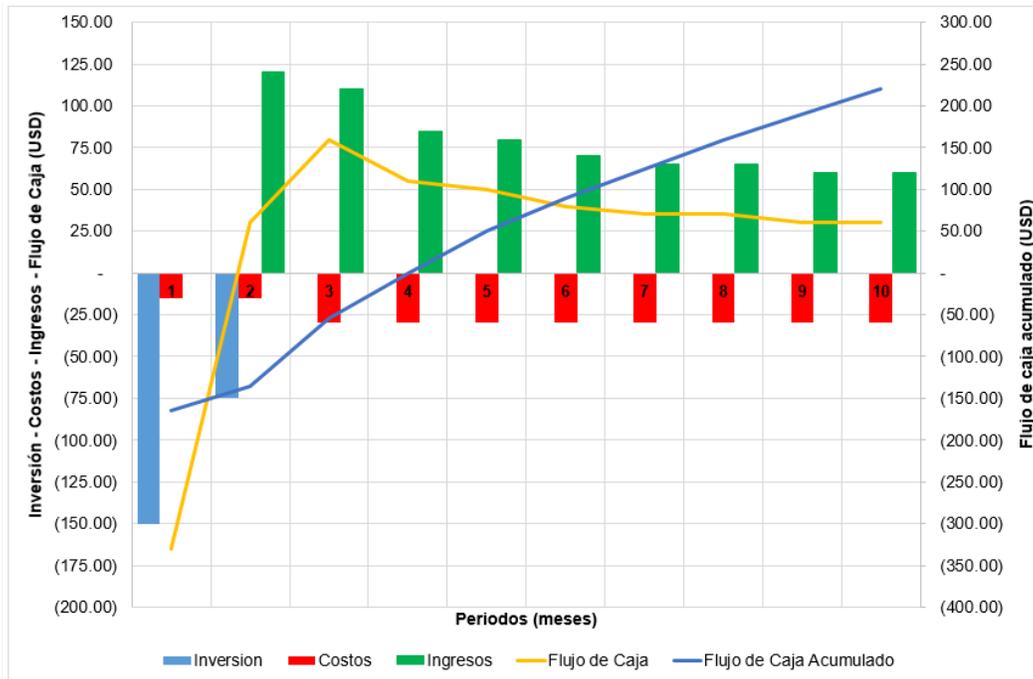
7.1.2 Flujo de caja

Se puede definir el flujo de efectivo o de caja como aquel que resume los usos que se le dan al capital, por medio de este flujo se pueden identificar la secuencia de entradas y salidas de capital durante el tiempo de ejecución del proyecto.

Una de las mejores formas para visualizar este flujo es un diagrama de tiempo, que es un eje horizontal que permite visualizar el comportamiento del dinero a medida que transcurren los periodos de tiempo. En la gráfica 8 se muestra una representación del flujo caja acumulado en el desarrollo económico de un proyecto, así como sus costos, ingresos, inversiones y flujos de caja para cada periodo.

¹³ Ramirez C, García M, Pantoja C, Zambrano A. Fundamentos de Matemáticas financieras. Universidad libre sede Cartagena. 2009.

Gráfica 8. Diagrama del comportamiento del flujo de caja



Fuente. Autores

7.1.3 Costos: CAPEX y OPEX

Una de las variables más importantes cuando se invierte en un proyecto son los costos, estos varían en función de los objetivos de la empresa y la producción que se espera obtener.

Los gastos de capital o CAPEX hacen referencia a las inversiones de capital que se han gastado en la adquisición o mejora de bienes de una empresa, todo esto con el fin de mantener la producción, continuar prestando un servicio o buscar el incremento inmediato o futuro del patrimonio.

Por otra parte el OPEX o gastos de operación están relacionado a los costos de mantenimiento de equipos, gastos de funcionamiento del sistema. Por lo general cualquier inversión realizada al inicio de un proyecto y que no se repita continuamente a lo largo de este constituye CAPEX, por el contrario los gastos que son más periódicos serían OPEX, aunque podría ocurrir que se realizara una inversión significativa durante la operación que sirva para mejorar el rendimiento de esta, en este caso también sería CAPEX.

7.1.4 Impuestos y contribuciones especiales

Los impuestos pueden definirse como una obligación de pago que se le exige al contribuyente debido a que este realiza actos que exhiben una determinada capacidad económica. Dentro del análisis económico que se realizará en este capítulo se tendrán en cuenta tres tipos de impuestos: impuesto a la renta, impuesto CREE y las regalías como contribución especial.

7.1.4.1 Regalías

Según el ministerio de minas y energía se define las regalías como la *“contraprestación económica a favor del estado, por la explotación de un recurso no renovable”*.¹⁴

Además del estado las entidades territoriales y las zonas portuarias también tienen un derecho económico de participación sobre las mismas ya que en su región se explotan los recursos naturales no renovables o se transportan dichos recursos o sus derivados. La distribución y supervisión la realiza en Colombia el Fondo Nacional de Regalías (FNR).

7.1.4.2 Impuesto sobre la renta

El impuesto sobre la renta es el tributo o cantidad que se debe declarar y cancelar con una periodicidad anual en su recaudación. Este impuesto recae sobre los ingresos facturados de las personas naturales o jurídicas (empresas) a nivel nacional. Con el fin de conocer el valor a pagar por este impuesto se requiere conocer los ingresos realizados en un año que puedan producir un incremento en el patrimonio (utilidad), su recaudo está a cargo del estado.

7.1.4.3 Impuesto sobre la renta para la equidad - CREE

Según la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales (DIAN) el CREE “es un nuevo impuesto creado a partir del 1 de enero de 2013 como aporte de las sociedades y personas jurídicas y asimiladas en beneficio de los trabajadores, la generación de empleo y la inversión social en los términos de la ley 1607 de 2012”¹⁵.

Este impuesto se creó con el objetivo de obtener financiación por parte de las personas jurídicas con mayores utilidades para los de proyectos de inversión social como la generación de empleo, reducción de los índices de desigualdad, población beneficiaria del SENA y del ICBF, entre otros.

¹⁴ Ministerio de minas y energía. www.minminas.gov.co/glosario?idTermino=391

¹⁵ Dirección de impuesto y aduanas nacionales, DÍAN. www.dian.gov.co/contenidos/otros/Preguntas_Cree_2014.html#a1

7.1.5 Ingresos y egresos

En términos económicos, los ingresos hacen referencia a las entradas de dinero que recibe una empresa, una persona o un gobierno y los egresos son los gastos a efecto de cumplir con obligaciones, fines y objetivos en un tiempo determinado.

Hay que tener en cuenta que “sólo se permiten sumar, restar o comparar flujos de caja (ingresos y/o egresos) ubicados en los mismos periodos del diagrama económico”.¹⁶ En la industria petrolera los ingresos provienen de la venta del crudo, esta se obtiene directamente de la producción de los campos y del precio fluctuante del petróleo.

7.2 CRITERIOS EN LA EVALUACION ECONÓMICA DE UN PROYECTO

Para un análisis económico es necesario tener en cuenta ciertos principios de las finanzas como lo son el dilema entre arriesgar capital para inversión respecto al beneficio que se obtiene, la maximización de la riqueza del inversionista, el costo de oportunidad que sería el rendimiento sobre la mejor alternativa de inversión, el valor del dinero en el tiempo, entre otros.

Es preciso resaltar la afirmación de que el dinero cambia de valor con el tiempo, esto debido principalmente al fenómeno de la inflación y al proceso de devaluación. En otras palabras una cantidad recibida hoy será más valiosa que esa misma suma recibida en un futuro, y debido a la inflación el poder de compra de nuestro dinero disminuirá con el pasar del tiempo.

7.2.1 Valor Presente Neto (VPN)

Entre las técnicas más aceptadas para una buena evaluación económica de proyectos son aquellas que toman en cuenta el valor del dinero en el tiempo. De esta manera se dice que el valor presente neto (VPN) o valor actual neto (VAN) consiste en “actualizar los cobros y pagos de un proyecto o inversión y calcular su diferencia. Para ello trae todos los flujos de caja al momento presente descontándolos a un tipo de interés determinado. El VPN va a expresar una medida de rentabilidad de un proyecto en términos absolutos netos, es decir, en número de unidades monetarias”.¹⁷

Este método presenta ventajas como la posibilidad de ser una herramienta de toma de decisiones para evaluar la viabilidad de proyectos de inversión a largo plazo, es

¹⁶ Ramirez C, García M, Pantoja C, Zambrano A. Fundamentos de Matemáticas financieras. Universidad libre sede Cartagena. 2009. Pág. 24.

¹⁷ www.economipedia.com/definiciones/valor-actual-neto.html

decir permite determinar si la inversión de maximizara. De acuerdo a lo anterior también se puede utilizar para establecer que inversión es mejor que otra ya que los resultados se generan en unidades absolutas.

Como se mencionó anteriormente el método del valor presente neto es muy utilizado por su sencilla aplicación y porque es fácil determinar si los ingresos son mayores que los egresos. Cuando el VPN es mayor acero la ejecución del proyecto es viable y rentable, debido a que el proyecto genera suficiente dinero para que se recupere la inversión y además quede ganancia. Sin embargo si el VPN es menor a cero implica que hay una pérdida y la correcta decisión será no ejecutarlo.

Si el VPN es igual a cero significa que solo se producirá lo suficiente para recuperar la inversión y la decisión de invertir dependerá directamente del inversionista.

$$VPN = \sum_{n=0}^n \frac{Flujo\ de\ Caja}{(1+i)^n} \quad (5)$$

Donde:

Flujo de Caja: Ganancia neta – Impuestos

Ganancia Neta: Ingresos – Egresos

n: Número de periodos considerados

i: Tipo de interés

7.2.2 Tasas de rendimiento económico

7.2.2.1 Tasa interna de retorno (TIR)

También se denomina “tasa interna de rentabilidad y se define como la tasa de descuento que hace que el valor presente neto de una inversión sea igual a cero”.¹⁸

Para el análisis de este método hay que tener en cuenta que toman como referencia la tasa de descuento, es decir si la TIR es mayor que la tasa de descuento el proyecto se debe aceptar ya que se pronostica un rendimiento mayor al esperado en un principio, si se presenta el caso contrario el proyecto no es viable.

7.2.2.2 Tasa de descuento

Esta tasa representa una medida de rentabilidad mínima que se le exigirá al proyecto de acuerdo a su riesgo. Con el valor calculado se puede conocer el valor presente neto.

¹⁸ Federico Anzil (01 de Abr de 2006). "Métodos de Análisis de Inversiones - TIR VAN". [en línea] www.zonaeconomica.com/inversion/metodos (Consultado el 15 de Abr de 2017)

7.2.3 Tiempo de recuperación de la inversión o *payback time*

El tiempo de recuperación de la inversión “es un criterio estático para evaluar inversiones que se define como el periodo de tiempo requerido para recuperar el capital inicial de una inversión”.¹⁹ Por medio de este método se puede estimar el plazo que se tardar en recuperar la inversión siendo este un factor de gran importancia a la hora de la toma de decisiones sobre la ejecución del proyecto.

También se puede definir como el tiempo que le toma al proyecto o a la operación generar el suficiente flujo de caja para cubrir la inversión realizada. Existen dos formas de calcular el *payback*, la primera es el *payback* simple y la segunda el *payback* ajustado. Se puede definir un *payback* simple como aquel en donde los flujos de caja son iguales en todos los periodos de tiempo.

$$\text{Payback} = \frac{\text{Inversión inicial del proyecto}}{\text{Valor de los flujos de caja anual}} \quad (6)$$

El análisis de este indicador es muy sencillo ya que es preferible un *payback* bajo, es decir en donde la recuperación de la inversión sea hecha en el menor tiempo posible, sin embargo al ser muy fácil de calcular no tiene en cuenta el poder adquisitivo del dinero con el tiempo (inflación) como se observó en las ecuaciones.

7.3 EVALUACION ECONOMICA DE LA OPERACIÓN DE SAND JETTING

En este capítulo se realizara una evaluación económica de la operación de *sand jetting* como técnica de cañoneo, en primer lugar se presentan la descripción de los costos presentados en los pozos Equión 1, Equión 2 y Equión 3. Posteriormente se realizará el análisis del pozo Equión 2, teniendo en cuenta métodos como el valor presente neto, la tasa interna de retorno y el tiempo de retorno de la inversión.

7.3.1 Descripción de los costos directos asociados a la operación

A continuación se presentan los costos asociados a las intervenciones realizadas en los tres pozos de estudio, tales como gastos en logística, renta de separadores, diésel, corrida con memorias, unidad de *coiled tubing*, y como tal los costos asociados a las herramientas, personal y fluidos del *sand jetting*.

¹⁹ Consultado en línea: www.economipedia.com/definiciones/payback.html

7.3.1.1 Costos directos del *sand jetting* en el pozo Equión 1

En el pozo Equión 1 la operación de *sand jetting* costó 1'292,047.9 USD y se desarrolló en 156 pies en la formación Mirador (I, II, III, IV), la descripción de los costos se detalla en la tabla 46.

Tabla 46. Costos asociados al *sand jetting* en el pozo Equión 1

DESCRIPCION	UNIDAD	COSTO UNITARIO (USD)	CANTIDAD	COSTO TOTAL (USD)
LOGISTICA				
Casino y lavandería	pers. /día	70.00	600	42,000.0
Policía Nacional	día	350.00	12	4,200.0
Campamento & Transporte	día	4,584.62	12	55,015.4
Servicio de QA/QC	día	958.33	12	11,499.9
Grúas	día	1,940.00	12	23,280.0
Carro tanques	día	3,083.00	12	36,996.0
<i>Frac Tank</i>	día	1,381.82	12	16,581.8
Camión de vacío	día	1,745.45	12	20,945.5
Contratistas menores	día	1,800.00	12	21,600.0
Empresa logística	día	1,514.64	12	18,175.6
Movilización	trabajo	10,000.00	1	10,000.0
SEPARADORES				
Separador de prueba	día	8,200.00	13	106,600.0
Separador de arena	día	2,059.63	13	26,775.2
DIESEL				
Diésel	gal	0.46	6344	2,918.2
MEMORIAS				
Cargo básico	trabajo	3,750.00	1	3,750.0
COILED TUBING				
Movilización/Desmovilización	trabajo	5,500.00	1	5,500.0
Movilización carga adicional	carga	1,011.00	2	2,022.0
Cargo operación de CT	día	15,215.0	12	182,580.0
<i>Batch mixer</i>	día	3,500.00	9	31,500.0
Nitrógeno	gal	2.50	50,000	125,000.0
Tanquero de N2 adicional	día	1,300.00	22	28,600.0
Riser 5 1/8" 10K	ft/día	50.00	200	10,000.0
Cargo por personal	día	5,700.00	13	74,100.0
Ingeniero	día	680.00	13	8,840.0
SAND JETTING				

Herramientas + Arena	trabajo	\$ 303,500	1	303,500.0
Química para gel	sacos	\$ 135.00	540	72,900.0
Fluido inhibidor de arcillas	barril	\$ 7.26	6497	47,168.2
TOTAL				1,292,047.9

7.3.1.2 Costos directos del *sand jetting* en el pozo Equión 2

En el pozo Equión 2 la operación de *sand jetting* costó 1'208.524.8 USD y se desarrolló en 161 pies en las formaciones Barco, Mirador Dele y Mirador Pauto, la descripción de los costos se detalla en la tabla 47.

Tabla 47. Costos asociados al *sand jetting* en el pozo Equión 2

DESCRIPCION	UNIDAD	COSTO UNITARIO (USD)	CANTIDAD	COSTO TOTAL (USD)
LOGISTICA				
Servicio de casino y lavandería	pers./día	70.00	700	49,000.0
Policía Nacional	día	350.00	14	4,900.0
Campamento & Transporte	día	4,584.62	14	64,184.6
Servicio de QA/QC	día	958.33	14	13,416.6
Grúas	día	1,940.00	14	27,160.0
Carro-tanques	día	3,083.00	14	43,162.0
<i>Frac Tank</i>	día	1,381.82	14	19,345.5
Camión de vacío	día	1,745.45	14	24,436.4
Contratistas menores	día	1,800.00	14	25,200.0
Empresa logística	día	1,514.64	14	21,204.9
Movilización	trabajo	10,000.00	1	10,000.0
SEPARADORES				
Separador de prueba	día	8,200.00	14	114,800.0
Separador de arena	día	2,059.63	14	28,834.8
DIESEL				
Diesel	gal	0.46	5437	2,501.0
MEMORIAS				
Cargo básico	trabajo	3,750.00	1	3,750.0
COILED TUBING				
Movilización/Desmovilización	trabajo	5,500.00	1	5,500.0
Movilización carga adicional	carga	1,011.00	2	2,022.0
Cargo por operación de CT	día	15,215.00	14	213,010.0
<i>Batch mixer</i>	día	3,500.00	6	21,000.0

Nitrógeno	gal	2.50	22466	56,165.0
Tanquero de Nitrógeno	día	1,300.00	14	18,200.0
Riser 5 1/8" 10K	ft/ día	50.00	168	8,400.0
Cargo por personal Operando	día	5,700.00	14	79,800.0
Ingeniero	día	680.00	14	9,520.0
SAND JETTING				
Herramientas + Arena	trabajo	278,950.00	1	278,950.0
Quimica para gel	sacos	135.00	410	55,350.0
Inhibidor de arcillas	barril	7.26	1200	8,712.0
TOTAL				1'208.524.8

7.3.1.3 Costos directos del *sand jetting* en el pozo Equión 3

En el pozo Equión 3 la operación de *sand jetting* costó 495,851.4 USD y se desarrolló en 71 pies en la formación Barco. La descripción de los costos se detalla en la tabla 48.

Tabla 48. Costos asociados al *sand jetting* en el pozo Equión 3

DESCRIPCION	UNIDAD	COSTO UNITARIO (USD)	CANTIDAD	COSTO TOTAL (USD)
LOGISTICA				
Casino y lavandería	pers./día	55.00	388	21,340.0
Policía Nacional	día	305.00	8	2,440.0
Campamento & Transporte	día	2,100.00	8	16,800.0
Servicio de QA/QC	día	958.33	8	7,666.6
Grúa	día	1,940.00	8	15,520.0
Carro-tanques	día	1,660.00	8	13,280.0
<i>Frac Tank</i> - Renta	ft/día	25.00	40	1,000.0
<i>Frac Tank</i> - Equión	día	1,381.82	8	11,054.5
Camión de vacío	día	1,745.45	8	13,963.6
Contratistas menores	día	1,800.00	8	14,400.0
Empresa logística	día	1,514.64	8	12,117.1
Movilización	trabajo	10,000.00	1	10,000.0
SEPARADORES				
Separador de prueba	día	3,567.90	8	28,543.2
Separador de arena	día	1,407.41	8	11,259.3
DIESEL				
Diésel	gal	0.46	5410	2,488.6
COILED TUBING				

Movilización/Desmovilización	trabajo	5,500.00	1	5,500.0
Movilización carga adicional	carga	1,011.00	2	2,022.0
Cargo por operación de CT	día	15,215.00	4	60,860.0
<i>Batch mixer</i>	día	3,538.50	4	14,154.0
Nitrógeno	gal	2.53	27,082	68,517.5
Tanquero de N2 adicional	día	1,300.00	7	9,100.0
<i>Riser 5 1/8" 10K</i>	ft/día	50.55	108	5,459.4
Personal Operando	día	5,840.22	8	46,721.8
Ingeniero	día	696.73	8	5,573.8
SAND JETTING				
Herramientas + Arena	trabajo	82,727.00	1	82,727.0
Inhibidor de arcillas	carril	7.26	1838	13,343.0
TOTAL				495,851.4

7.3.1.4 Análisis de costos directos del *sand jetting* en los pozos

El costo de la operación de *sand jetting* en los tres pozos de estudio varía como se observa en la tabla 49, por lo cual es fundamental analizar las razones por las que se presenta esta diferencia entre cada uno.

Tabla 49. Costos totales y producción asociada a las intervenciones en los pozos

POZO	COSTO TOTAL (USD)	DURACION (Días)	TOTAL INTERVALO (pies)	COSTO POR INTERVALO (USD)	PRODUCCIÓN ASOCIADA (bbl)
Equión 1	1'292,048	13	169	7,768.7	0
Equión 2	1'208.525	14	161	7,506.3	3,017
Equión 3	495,851.4	8	71	6,983.8	N/A

El costo total de las intervenciones en los pozos Equión 1 y Equión 2 es muy similar teniendo en cuenta el costo por intervalo pero el escenario en los pozos fue bastante diferente. Como se explicó en el capítulo 3, durante la ejecución del *sand jetting* en el pozo Equión 1, fue necesario realizar varias etapas de limpieza del pozo además se hicieron cuatro viajes con *coiled tubing* a fondo de pozo, uno de ellos en la corrida de correlación con memorias y los tres restantes con el ensamblaje de *sand jetting*, sin embargo los tiempos de operación son un poco más elevados de lo normal por los periodos de limpieza que tuvieron que ser llevados a cabo (que conllevó a la utilización de un mayor volumen de fluidos), más las reparaciones de equipos en

superficie a causa de su deterioro por erosión. Como se puede observar en la tabla 49 la producción asociada a la intervención en este pozo es nula, razón por la cual el proyecto no entrará a una evaluación económica puesto que la inversión más los costos operativos no se pagan en ningún momento sino que son pérdidas para la empresa.

Por otro lado, en el pozo Equión 2 no se presentaron problemas en cuanto a la limpieza de arena, razón por la cual la operación fue mucho más eficiente en términos operativos. El número de viajes de *coiled tubing* fue cuatro distribuidos de igual forma que en el pozo anterior. No obstante, por requerimientos especiales en esta intervención fue necesario realizar el desarme parcial de la unidad y el arme del equipo de *wireline* para la toma de un registro PLT, y aunque su costo no está incluido en el servicio, sí incrementa el valor de los días logísticos. Adicionalmente en este pozo fue necesario realizar un mayor número de pruebas de producción que se traducen en mayores costos tanto de renta de separadores como logísticos. Más adelante se describirá en mayor detalle la evaluación económica de la intervención en este pozo para determinar si el proyecto fue rentable según relaciones costo-beneficio.

Para finalizar, el *sand jetting* realizado en el pozo Equión 3 tiene una relación de costo por intervalo mucho menor que el de los demás pozos. Esta situación se explica por varias razones. Una de ellas es que con la crisis de la industria petrolera, se puede observar como por medio de renegociaciones con las empresas contratistas y la reducción de costos se ha disminuido el valor total de las operaciones haciéndolas más atractivas ante el escenario de precios bajos del barril de petróleo. No obstante, en esta intervención hubo tiempos no productivos debido al agotamiento de fluidos necesarios en sitio para el trabajo, a causa de la no movilización de los mismos por situaciones sociales con comunidades aledañas a la locación. Esto produjo que se tuviera que realizar un viaje adicional de tubería de *coiled tubing*, incrementando los costos finales. Adicionalmente, la optimización por el diseño en cuanto a fluidos y recursos en general contribuyó de igual forma en el costo final del trabajo.

La producción asociada en esta intervención no se puede relacionar directamente debido a que no esperaba una ganancia asociada únicamente por la realización del *sand jetting*. Como se mencionó en el capítulo 5, el beneficio que aporta esta técnica en este caso, está relacionado con la disminución de presiones de trabajo en superficie que conllevan a la realización de una fractura con óptimas condiciones de producción. Por esta razón no se puede realizar un estudio económico en este pozo puesto que se tendrían que incluir los costos relacionados con el trabajo de fracturamiento hidráulico y esto se encuentra fuera de nuestro campo de estudio.

7.3.2 Evaluación económica del pozo Equión 2

Como todo proyecto es necesario determinar la factibilidad de este, para ello se utilizan métodos como el valor presente neto, la tasa interna de retorno o el *payback*, en este numeral se llevará a cabo un estudio económico de la aplicación del *sand jettin* en el pozo Equión 2 utilizando las técnicas mencionadas anteriormente. Esto se realizara discriminando los ingresos producto de la venta del crudo y lo egresos ejemplificados en los costos de capital (CAPEX) y los costos de la operación (OPEX) con el fin de determinar en cuanto tiempo se recupera la inversión y que tan efectivo fue el trabajo. A continuación se presentan algunos aspectos a tener en cuenta en el análisis económico.

7.3.2.1 Regalías

El porcentaje de regalías a utilizar en el estudio se determinó de acuerdo a la tabla 50, en la que se observan los valores asignados de acuerdo a la producción promedio mensual del campo. En el caso de este proyecto como es un contrato de asociación con unos valores de 50/50 se debe aplicar este cálculo solo al valor neto de producción que corresponde a Equión Energía, que para el campo Floreña es de 18 KBPD.

Tabla 50. Asignación de porcentajes de regalías de acuerdo a la producción diaria promedio en crudos medianos y livianos.

Producción diaria promedio mes	Porcentaje, %
Producción igual o menor a 5 KBPD	8
Producción mayor a 5 KBPD e inferior o igual a 125 KBPD	X
Producción mayor a 125 KBPD e inferior o igual a 400 KBPD	20
Producción mayor a 400 KBPD e inferior o igual a 600 KBPD	Y
Producción mayor a 600 KBPD	25

Fuente. Congreso de la República de Colombia. Ley 756 de 2002. Artículo 16.

$$X = 8 + (Producción - 5) * 0.10 \quad (7)$$

Donde:

X: Porcentaje de regalías según tabla 50. (KBPD)

Producción: Producción diaria promedio mensual del campo. (KBPD)

$$Y = 20 + (Producción - 400) * 0.025 \quad (8)$$

Donde:

Y: Porcentaje de regalías según tabla 50. (KBPD)

Producción: Producción diaria promedio mensual del campo. (KBPD)

Aplicando la ecuación 8 para la determinación del porcentaje de regalías que le corresponde a la empresa Equión Energía por su producción en el campo Floreña se obtiene:

$$X = 8 + (18 \text{ KBPD} - 5 \text{ KBPD}) * (0.1) = \mathbf{9.3 \%}$$

En base a lo anterior el porcentaje a utilizar será de 9.3%.

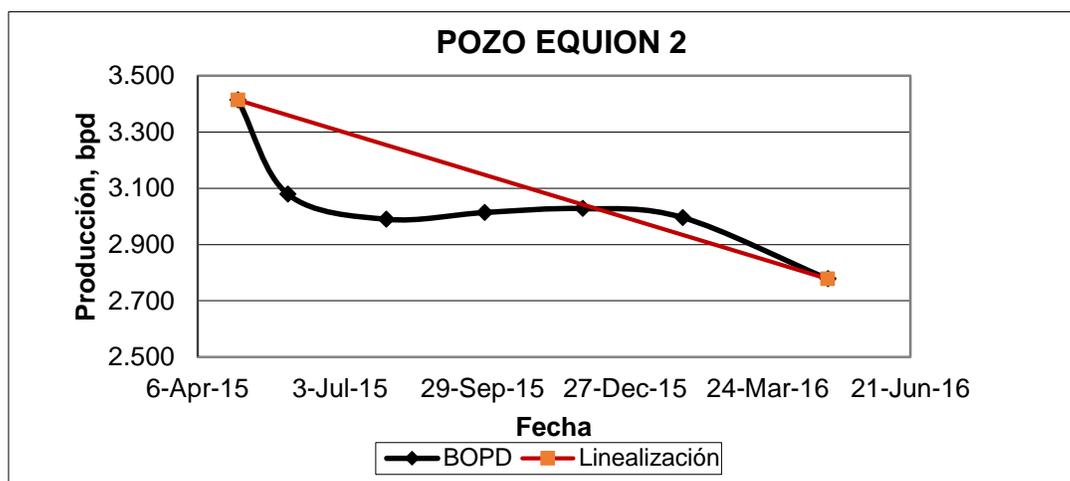
7.3.2.2 Declinación del pozo Equión 2

Con el objetivo de hallar el porcentaje de declinación, se graficó la producción del pozo durante un año, desde Mayo de 2015 hasta mayo de 2016, periodo en el que no se realizó ningún trabajo de intervención de pozos para aumentar producción y en el que se puede observar la declinación natural del pozo con las mismas condiciones de choque operativo en superficie.

Adicionalmente se realizó una linealización para determinar un porcentaje fijo de disminución de producción que se muestra a continuación:

$$X = \frac{3414 - 2842}{3414} * \frac{1}{12} = \mathbf{1.4\%}$$

Gráfica 9. Curva de declinación de producción del pozo Equión 2



Fuente. Equión Energía

Esta asunción de declinación de 1.4% mensual se usará más adelante en la evaluación económica para la determinación de los ingresos netos de la empresa, debidos a la ganancia de producción que se obtuvo gracias a la implementación del cañoneo por *sand jetting* en el pozo Equión 2.

7.3.2.3 Impuestos

En el análisis de la operación se deben tener en cuenta el impuesto a la renta, el impuesto sobre la renta para la Equidad CREE y la sobretasa del CREE. Los porcentajes adjudicados a estos tributos se encuentran especificados en la tabla 51.

Tabla 51. Impuestos aplicados al pozo Equión 2

IMPUESTOS	Porcentaje 2015	Porcentaje 2016
Impuesto a la renta	25%	25%
CREE	9%	9%
Sobretasa CREE	5%	6%
Total	39%	40%

7.3.2.4 Aspectos generales

Los ingresos por mes se obtienen multiplicando la producción de petróleo obtenida del pozo por el precio del barril de petróleo. La evaluación económica se realizará con un precio de venta del crudo de 35 USD/BBL, este valor se propone de acuerdo a la incertidumbre por la que pasa la industria petrolera en los últimos años.

Adicional a esto Equión Energía maneja un costo por *allocation* en este tipo de intervenciones del 20% de los costos directos del proyecto (neto Equión), este porcentaje representa el costo OPEX de la intervención.

Es importante tener en cuenta que Equión Energía no es dueño de la totalidad de la producción del pozo, ni tampoco es responsable de todos los costos. Esto se debe a que es socio de Ecopetrol S.A en el contrato de Asociación Piedemonte, de esta manera a cada empresa le corresponde un 50% de los gastos y un 50% de los ingresos por venta del hidrocarburo. En la tabla 52 se encuentra el petróleo total producido en el pozo (Petróleo *Gross*) y el valor de petróleo neto que le corresponde a Equión.

Tabla 52. Aspectos a tener en cuenta en el análisis económico del pozo Equión 2

Concepto	Valor	
Producción de petróleo antes de la operación	319	BPD
Petróleo <i>Gross</i>	3,017	BPD
Petróleo Neto Equión	1,508.5	BPD
Precio barril de crudo WTI	35	USD/BBL
Costo de levantamiento	3	USD/BBL
Costo de transporte	6	USD/BBL
Regalías	9.3	%
Declinación mensual del pozo	1.4	%
<i>Allocation</i>	20	%

Como se explicó anteriormente se utilizara el método del VPN, que se basa en flujos de caja futuros para su aplicación es necesario el cálculo de una tasa de descuento para ello se tiene como referencia una tasa efectiva anual (EA) del 10%.

$$Tasa Efectiva mensual = (1 + Tasa Efectiva anual)^{\frac{1}{12}} - 1 \quad (9)$$

Donde la tasa efectiva mensual y la tasa efectiva anual son fracciones entre 0 y 1 ya que representan un porcentaje. Remplazando se obtiene:

$$Tasa Em = (1 + 0.1)^{\frac{1}{12}} - 1 = \mathbf{0.07974}$$

De acuerdo a estos resultados la tasa efectiva mensual que se utilizara en el análisis será de 7.974%.

7.3.2.5 Costos totales del *sand jetting* en el pozo Equión 2

En la tabla 53 se encuentra la descripción de todos los costos de la operación de *sand jetting*, tanto en gastos de capital (CAPEX), como en gastos de operación (OPEX). En la tabla 54 se totalizan los valores antes mencionados además se incluye el valor del IVA (19%) y de los costos por *allocation*. Como se explicó anteriormente este pozo hace parte del contrato de asociación Piedemonte por lo tanto a Equión Energía le corresponde el 50% de los gastos del proyecto, razón por la cual los valores se discriminan en costos *gross* (totales) y costos netos de Equión.

Tabla 53. Descripción de los gastos en CAPEX y OPEX de la operación de *sand jetting* en el pozo Equión 2

CONCEPTO	COSTOS OPEX	COSTOS CAPEX	UNIDAD
Costos Logísticos	\$ 35,939	\$ 179,696	USD
Separadores	\$ 17,092.55	\$ 85,463	USD
Diésel	\$ 298	\$ 1,488	USD
Registro Memorias	\$ 446.25	\$ 2,231	USD
<i>Coiled Tubing</i>	\$ 49,220	\$ 246,102	USD
<i>Sand Jetting</i>	\$ 40,818.43	\$ 204,092	USD

Tabla 54. Costos de la operación de *sand jetting* en el pozo Equión 2

CONCEPTO	VALOR	
Costos directos del proyecto (<i>Gross</i>)	\$ 1,208,524.8	USD
Costos directos del proyecto (Neto Equión)	\$ 604,262.40	USD
CAPEX: Costos + IVA (Neto Equión)	\$ 719,072.26	USD
Costo <i>Allocation</i>	\$ 143,814.5	USD
OPEX mensual (sin costos de levantamiento ni transporte)	\$ 11,984.54	USD

7.3.2.6 Cálculos evaluación financiera pozo Equión 2

En las tablas 55, 56 y 57 se encuentran especificados los valores correspondientes a ingresos producto de la venta del crudo, los costos de la operación tanto el CAPEX como el OPEX y los indicadores económicos finales. Estos cálculos se realizaron teniendo en cuenta un periodo de producción de 12 meses, los impuestos que gravan y el porcentaje de regalías a pagar.

Tabla 55. Valores de ingresos en el pozo Equión 2 durante 12 meses de operación

MES	PRODUCCIÓN MENSUAL (BLS)	INGRESOS PRODUCCIÓN (USD)	REGALIAS (USD)	INGRESOS NETOS (USD)
1	46,764	\$ 1,636,723	\$ 152,215	\$ 1,484,507
2	44,602	\$ 1,561,073	\$ 145,180	\$ 1,415,893
3	45,458	\$ 1,591,018	\$ 147,965	\$ 1,443,054
4	44,805	\$ 1,568,166	\$ 145,839	\$ 1,422,327
5	42,643	\$ 1,492,517	\$ 138,804	\$ 1,353,713
6	43,499	\$ 1,522,462	\$ 141,589	\$ 1,380,873
7	41,337	\$ 1,446,812	\$ 134,554	\$ 1,312,259
8	42,193	\$ 1,476,758	\$ 137,338	\$ 1,339,419
9	40,032	\$ 1,401,108	\$ 130,303	\$ 1,270,805
10	36,362	\$ 1,272,661	\$ 118,357	\$ 1,154,304
11	40,234	\$ 1,408,201	\$ 130,963	\$ 1,277,239
12	38,073	\$ 1,332,552	\$ 123,927	\$ 1,208,624

En la tabla 56 se muestran los costos OPEX de la intervención, tomando los gastos totales y distribuyéndolo en cantidades iguales durante los doce periodos de evaluación (que corresponde a un valor de \$11,985 USD) y agregándole los costos de levantamiento y transporte por barril de petróleo producido. Por otro lado se tiene en cuenta una inversión inicial correspondiente a la totalidad de los costos CAPEX con un valor de \$719,070 USD.

Tabla 56. Costos OPEX en la operación de *sand jetting* en el pozo Equión 2

MES	OPEX MENSUAL	COSTO LEVANTAMIENTO	COSTO TRANSPORTE	COSTO TOTAL OPEX
1	\$ 11,985	\$ 140,291	\$ 280,581	\$ 432,856
2	\$ 11,985	\$ 133,806	\$ 267,612	\$ 413,403
3	\$ 11,985	\$ 136,373	\$ 272,746	\$ 421,104
4	\$ 11,985	\$ 134,414	\$ 268,828	\$ 415,227
5	\$ 11,985	\$ 127,930	\$ 255,860	\$ 395,775
6	\$ 11,985	\$ 130,497	\$ 260,993	\$ 403,475
7	\$ 11,985	\$ 124,012	\$ 248,025	\$ 384,022
8	\$ 11,985	\$ 126,579	\$ 253,158	\$ 391,722
9	\$ 11,985	\$ 120,095	\$ 240,190	\$ 372,269
10	\$ 11,985	\$ 109,085	\$ 218,170	\$ 339,240
11	\$ 11,985	\$ 120,703	\$ 241,406	\$ 374,093
12	\$ 11,985	\$ 114,219	\$ 228,437	\$ 354,641

Tabla 57. Indicadores financieros de la intervención en el pozo Equión 2

MES	Flujo caja antes del impuesto (EBITDA)	IMPUESTO	Flujo caja después de Impuesto	Margen neto mensual	EBITDA/ bbl mensual
1	\$1,051,651	\$410,144.0	\$641,507.3	43.21%	22.49
2	\$1,002,490	\$390,971.0	\$611,518.8	41.19%	22.48
3	\$1,021,950	\$398,560.5	\$623,389.5	41.99%	22.48
4	\$1,007,099	\$392,768.8	\$614,330.7	41.38%	22.48
5	\$957,938.0	\$373,595.8	\$584,342.2	39.36%	22.46
6	\$977,398.2	\$381,185.3	\$596,212.9	40.16%	22.47
7	\$928,236.8	\$362,012.3	\$566,224.4	38.14%	22.46
8	\$947,697.0	\$369,601.8	\$578,095.2	38.94%	22.46
9	\$898,535.6	\$359,414.2	\$539,121.3	36.32%	22.45
10	\$815,063.3	\$326,025.3	\$489,038.0	32.94%	22.42
11	\$903,145.2	\$361,258.1	\$541,887.1	36.50%	22.45
12	\$853,983.8	\$341,593.5	\$512,390.3	34.52%	22.43

Como se mencionó en el capítulo 4 el pozo Equión 2, antes de realizar la operación tenía una producción línea base de 319 BPD. Posterior al trabajo se logró obtener una producción de 3,017 BPD, es decir que la intervención realizada aportó 2,698 bopd, representando ganancias y confirmando la buena rentabilidad del proyecto. Para re afirmar estos eventos mediante análisis financieros se calcula el valor presente neto del proyecto. Este método utiliza una tasa de descuento y el flujo de caja total durante los doce meses de la evaluación.

Según la ecuación 5 el valor presente neto es:

$$VPN = \sum_{n=11}^n \frac{\text{Flujo de caja}}{(1 + 0.08)^n} - 719,072 = \mathbf{5'847,229 USD}$$

Como indicador adicional para determinar la viabilidad de un proyecto se utiliza el plazo de recuperación de la inversión o *payback*. Usando la ecuación 6 se obtiene:

$$\text{Payback} = 1 + \frac{719,072 - 641,507}{611,519} = 1.13 \text{ meses}$$

El resultado de este indicador arrojó que el tiempo de recuperación de la inversión se produce desde el segundo mes (1.13 meses) como se puede ver en la gráfica 9 en la que la curva de color azul, que representa el flujo de caja acumulado inicia con un valor positivo. Las barras de color verde representan los ingresos netos mensuales de la empresa, así como las amarillas los costos OPEX asociados a la operación de *sand jetting*.

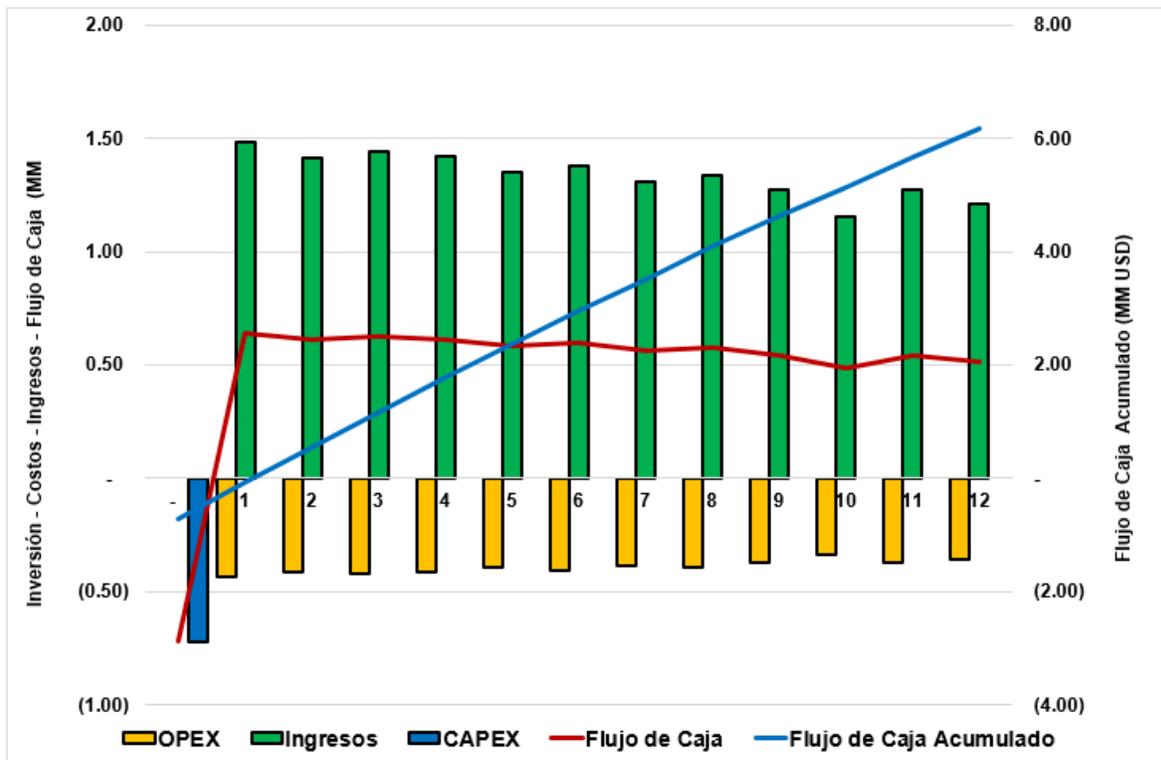
Por otro lado, analizando otro indicador de viabilidad económica de un proyecto se usa la ecuación 5, correspondiente al VPN, y se iguala a cero para hallar la tasa interna de retorno (TIR), se obtiene:

$$VPN = \sum_{n=11}^n \frac{\text{Flujo de caja}}{(1 + i)^n} - 719,072 = 0$$

$$\mathbf{TIR = 87\%}$$

Teniendo en cuenta el método de evaluación económica por medio del cálculo de la tasa interna de retorno se logra verificar que el proyecto es rentable, ya que al comparar este resultado de una TIR de 87% con la tasa de descuento real que corresponde a 0.8% efectivo mensual se logra observar que este es bastante mayor y se confirma la viabilidad del mismo.

Gráfica 10. Diagrama de flujo de caja acumulado del pozo Equión 2



7.3.2.7 Análisis económico

El principal indicador a la hora de tomar decisión sobre la viabilidad de una inversión es el VPN, este se busca maximizar, ya que en todas las evaluaciones económicas se busca obtener un valor presente neto mayor a cero. En el caso del *sand jetting* en el pozo Equión 2 se logró aumentar la producción y se observa un flujo de caja positivo desde el segundo mes posterior a la intervención. El valor del VPN es de \$5'847.229 USD es decir se está generando ingresos por encima de lo esperado, lo que conlleva a afirmar que esta operación es una inversión que genera excelente rentabilidad. Así mismo indicadores como el *payback* y la tasa interna de retorno muestran una efectividad del proyecto bastante buena, ya que la recuperación se recupera completamente en el segundo mes y el valor de la TIR es demasiado alto comparado con la tasa de descuento real del proyecto.

Otro indicador a tener en cuenta es el margen neto promedio, que hace referencia a la rentabilidad de los ingresos. Este valor se busca que sea lo más alto posible, con el fin de generar más rentabilidad. En este caso, después de deducir todos los

costos y gastos relacionados con la producción y comercialización del crudo, las ventas generan una rentabilidad del 38.70%

Por último tenemos el EBITDA/Barriles mensuales que hace referencia a la eficiencia que tiene la operación después de deducir los *allocations*. Es decir, si la producción se mantiene pero este indicador aumenta, significa que el numerador (EBITDA) está creciendo por el buen manejo administrativo que se le realizan a los *allocations*. Para la operación realizada se obtuvo un EBITDA/Barriles mensuales promedio de 22.46 USD/Barril.

Como resultado del análisis económico podemos afirmar que la operación de *sand jetting* en el pozo Equión 2 resulta económicamente viable y que a raíz de este proyecto se logró sumar a la compañía un beneficio en producción y en generación de caja de aproximadamente USD 5.85 millones en un periodo de 12 meses, además de esto el manejo de los costos específicamente de los *allocations* es óptimo lo cual contribuyó a la generación de valor agregado para la empresa.

7.4 COMPARACION ECONÓMICA DE LA OPERACIÓN DE SAND JETTING RESPECTO A OTRAS TÉCNICAS DE CAÑONEO

A continuación se presentan la relación de costos de tres técnicas de operaciones de cañoneo en un intervalo de 40 pies. Los costos incluyen servicio logístico, renta de separadores, fluidos y equipos necesarios en la intervención.

7.4.1 Descripción de costos del cañoneo por *sand jetting*, *coiled tubing* (*fibra óptica*) y *wireline*

En la tabla 58 se detallan los costos de una intervención con los precios actuales manejados por Equión Energía y sus respectivos contratistas. Se calcula que el tiempo operativo es de 5 días para completar el total de 40 pies cañoneados mediante la técnica de *sand jetting*, incluyendo tiempos de movilización, arme, cañoneo y de limpieza de arena. Asimismo se asume un número de personas en pozo de 50 para cálculos logísticos. Los costos del trabajo de *sand jetting*, así como la cantidad de fluido requerido, están basados en intervenciones reales calculando los volúmenes necesarios para el completamiento de 40 pies y los tiempos de ejecución de cada fase de la operación que se ven reflejados en las tarifas de personal especializado operando las herramientas de esta técnica. El costo total estimado de la intervención es de \$354,207.5 USD.

Tabla 58. Operación de *sand jetting* con *coiled tubing* en un intervalo de 40 pies

DESCRIPCION	UNIDAD	COSTO UNITARIO (USD)	CANTIDAD	COSTO TOTAL (USD)
LOGISTICA				
Casino y lavandería	persona/día	55.00	200	11,000.0
Policía Nacional	día	305.00	5	1,525.0
Campamento & Transporte	día	2,100.00	5	10,500.0
Servicio de QA/QC	día	958.33	5	4,791.6
Grúas	día	1,940.00	5	9,700.0
Carro tanques	día	1,660.00	5	8,300.0
<i>Frac Tank</i> - Renta	ft/día	25.00	25	625.0
<i>Frac Tank</i> - Equion	día	1,381.82	5	6,909.1
Camión de vacío	día	1,745.45	5	8,727.3
Contratistas menores	día	1,800.00	5	9,000.0
Empresa logística	día	1,514.64	5	7,573.2
Movilización	Trabajo	10,000.00	1	10,000.0
SEPARADORES				
Separador de prueba	día	3,567.90	5	17,839.5
Separador de arena	día	1,407.41	5	7,037.1
FLUIDOS				
Diésel	gal	0.46	1250	575.0
Inhibidor de arcillas	barril	7.26	1000	7,260.0
COILED TUBING				
Movilización	trabajo	5,500.00	1	5,500.0
Movilización carga adicional	carga	1,011.00	1	1,011.0
Cargo por operación de CT	día	5,215.00	4	60,860.0
<i>Batch mixer</i>	día	3,538.50	4	14,154.0
Nitrógeno	gal	2.53	15000	37,950.0
Tanquero de N2	día	1,300.00	4	5,200.0
<i>Riser</i> 5 1/8" 10K	ft/día	50.55	40	2,022.0
Personal Operando	día	5,840.22	4	23,360.9
Ingeniero	día	696.73	4	2,786.9
SAND JETTING				
Herramientas + Arena	trabajo	80,000.00	1	80,000.0
TOTAL			\$ 354,207.5 USD	

En la tabla 59 se observa el costo total discriminado por ítem para una intervención de cañoneo mediante cargas explosivas convencionales pero llevado a fondo por

medio de *coiled tubing*. Para hacer esta estimación se contabilizaron tiempos operativos de 4 días y 45 personas en locación durante el trabajo. Esta técnica de cañoneo requiere un sistema de adquisición de datos de fondo para la correlación de profundidad, por lo que se eligió la fibra óptica para realizar los cálculos. El uso de esta tecnología impide la detonación de los cañones generando un pulso eléctrico desde superficie como en el caso de *wireline*, por lo que se requiere personal especializado en técnicas TCP para activar la cabeza de disparo y ser los custodios del material explosivo. Adicionalmente se incluye un costo de escolta militar para la movilización de los cargas hacia la locación por requerimientos de seguridad en el país. El costo total estimado de la intervención es de \$ 440,887.5 USD.

Tabla 59. Operación de cañoneo con *coiled tubing* (fibra óptica) en un intervalo de 40 pies

DESCRIPCION	UNIDAD	COSTO UNITARIO (USD)	CANTIDAD	COSTO TOTAL (USD)
LOGISTICA				
Casino y lavandería	persona/día	55.00	175	9,625.0
Policía Nacional	día	305.00	4	1,220.0
Campamento & Transporte	día	2,100.00	4	8,400.0
Servicio de QA/QC	día	958.33	4	3,833.3
Grúas	día	1,940.00	4	7,760.0
Carro tanques	día	1,660.00	4	6,640.0
Frac Tank - Equión	día	1,381.82	4	5,527.3
Camión de vacío	día	1,745.45	4	6,981.8
Contratistas menores	día	1,800.00	4	7,200.0
Empresa logística	día	1,514.64	4	6,058.5
Movilización	trabajo	10,000.00	1	10,000.0
SEPARADORES				
Separador de prueba	día	3,567.90	4	14,271.6
Separador de arena	día	1,407.41	4	5,629.6
FLUIDOS				
Diésel	gal	0.46	1000	460.0
Inhibidor de arcillas	barril	7.26	600	4,356.0
COILED TUBING				
Movilización/Desmovilización	trabajo	5,500.00	1	5,500.0
Movilización carga adicional	carga	1,011.00	2	2,022.0
Cargo por operación de CT	día	15,215.00	4	60,860.0
<i>Batch mixer</i>	día	3,538.50	1	3,538.5
Nitrógeno	gal	2.53	10000	25,300.0
Tanquero de Nitrógeno	día	1,300.00	4	5,200.0
<i>Riser 5 1/8" 10K</i>	ft/día	50.55	120	6,066.0

Personal Operando	día	5,840.22	4	23,360.9
Ingeniero	día	696.73	4	2,786.9
FIBRA OPTICA				
Movilización	día	2,250.00	1	2,250.0
Ensamblaje de Fondo	corrida	35,000.00	1	35,000.0
Cargo Básico por corrida	corrida	6,000.00	2	12,000.0
Cargo por corrida	ft	2.20	40000	88,000.0
Cargo por registro CCL en tiempo real	corrida	7,500.00	2	15,000.0
Ingeniero	día	1,200.00	4	4,800.0
Escolta Militar	viaje	8,000.00	1	8,000.0
Personal TCP	día	7,600.00	3	22,800.0
Sistema de TCP	corrida	3,520.00	2	7,040.0
Cañones	ft	335.00	40	13,400.0
TOTAL			440,887.5	USD

En la tabla 60 se muestra la estimación de costos de una intervención de la técnica más usada actualmente en la industria petrolera para el cañoneo de un pozo. En esta se requiere el completamiento de un intervalo de 40 pies por medio de la unidad de *wireline*. El tiempo operativo calculado de la intervención es de 3 días, incluyendo movilización, arme de herramientas y cañoneo. Se estima un total de 30 personas en locación a diario durante la operación. Para calcular el costo, los requerimientos propuestos operativos son cañonear en condición de balance en el pozo, razón por la cual se hace necesario el uso de cargas PURE con su respectivo diseño incluido. Esto con el fin de aplicar una tecnología con beneficios similares a los obtenidos en el escenario con *coiled tubing*, aunque con un impacto menor. En esta estimación se incluye de igual forma el costo de la escolta militar para el transporte de explosivos hacia la locación por requerimientos de seguridad nacional. El costo total estimado es de \$ 111,006.9 USD.

Tabla 60. Operación de cañoneo con *wireline* en un intervalo de 40 pies

DESCRIPCION	UNIDAD	COSTO UNITARIO (USD)	CANTIDAD	COSTO TOTAL (USD)
LOGISTICA				
Casino y lavandería	persona/día	55.00	90	4,950.0
Policía Nacional	día	305.00	3	915.0
Campamento & Transporte	día	2,100.00	3	6,300.0
Grúas	día	1,940.00	3	5,820.0
Carro tanques	día	1,660.00	3	4,980.0
Frac Tank - Equión	día	1,381.82	3	4,145.5
Camión de vacío	día	1,745.45	3	5,236.4

Contratistas menores	día	1,800.00	3	5,400.0
Empresa logística	día	1,514.64	3	4,543.9
Movilización	trabajo	10,000.00	1	10,000.0
SEPARADORES				
Separador de prueba	día	3,567.90	3	10,703.7
Separador de arena	día	1,407.41	3	4,222.2
FLUIDOS				
Diésel	gal	0.46	750	345.0
WIRELIN				
Cargo básico	trabajo	3,750.00	1	3,750.0
Cargo Equipo de control de presión	trabajo	2,550.00	1	2,550.0
Dispositivo de liberación de emergencia (ERS)	corrida	1,934.30	2	3,868.6
Detonador	corrida	381.82	2	763.6
Cargas explosivas	ft	435.76	40	17,430.4
Cargas PURE	ft	212.65	20	4,253.0
Diseño cargas PURE	trabajo	2,829.60	1	2,829.6
Escolta Militar	viaje	8,000.00	1	8,000.0
TOTAL			111,006.9	USD

7.4.2 Análisis comparativo

Es de gran importancia el factor económico a la hora de elegir cualquier proyecto en el cual se invertirá capital. En primer lugar se debe tener en cuenta que el cañoneo de un pozo es el que facilita la entrada de los fluidos siendo un factor determinante para obtener una buena producción y con ella una recuperación de la inversión. Por esta razón se debe realizar un análisis costo-beneficio de cada operación de cañoneo disponible con el fin de encontrar la más adecuada para un pozo tanto técnica como económicamente. En esta evaluación se encuentran los costos asociados a tres técnicas de cañoneo aplicadas a un intervalo de 40 pies. Los costos y tiempos finales por intervención se muestran a continuación en la tabla 61.

Tabla 61. Costos estimados por intervención

Tipo de intervención	Costo total estimado (USD)	Duración estimada (días)
<i>Sand Jetting</i>	\$ 354,207.5	5
Cañoneo con CT (Fibra óptica)	\$ 440,887.5	4
Cañoneo con <i>Wireline</i>	\$ 111,006.9	3

De acuerdo a la información descrita anteriormente el cañoneo con *wireline* constituye la opción más rápida y económica para realizar los perforados en un pozo, seguido del cañoneo por *sand jetting* y el de mayor costo sería el cañoneo con *coiled tubing* usando fibra óptica. Sin embargo hay que tener en cuenta las ventajas y desventajas que ofrece cada uno de los métodos, que están directamente relacionados con su costo total y su aplicación que depende del escenario operativo al que se está haciendo frente.

Por ejemplo, a nivel operativo el cañoneo con *wireline* puede presentar inconvenientes en pozos con altas desviaciones ya que este equipo puede no llegar a la profundidad de interés debido a su limitación en cuanto a la tensión que resiste, a diferencia del *coiled tubing* que es un equipo mucho más robusto con mayor capacidad para tensionar y de llegar a mayores profundidades. Por otro lado, el cañoneo con cargas explosivas genera una zona de daño (*crushed zone*) al entrar en contacto con la formación provocando aún más daño en el pozo, mientras que el *sand jetting* genera orificios limpios y con una mejor orientación.

Con respecto a la utilización de la tecnología de fibra óptica para cañonear con sistema TCP se puede decir que su costo es proporcional a los beneficios que ofrece ya que es el equipo que soporta fuerzas axiales mayores a la unidad de *wireline*, y a su vez recibe telemetría en superficie de parámetros en fondo de pozo. Esta información puede ser importante y en ocasiones imprescindible de acuerdo a la aplicación en el pozo. Adicionalmente, el *coiled tubing* permite el bombeo de cualquier tipo de fluido en cualquier momento del trabajo, por lo que en una sola carrera de tubería se pueden lograr varias aplicaciones, como lograr una condición de bajo balance antes del disparo, o estimular la formación después de cañonear.

Concluyendo el análisis comparativo de las diferentes técnicas de cañoneo, se puede decir que así sea la misma cantidad de pies de formación a ser completada, no se puede realizar una comparación clara y concisa para elegir alguna de las técnicas basada netamente en su costo. Para elegir la técnica más adecuada es necesario realizar una evaluación que va desde lo financiero hasta lo operativo según los requerimientos de la intervención y con base en ello decidir cuál es la mejor alternativa para el cañoneo del pozo, qué tipo de tecnología se requiere y de qué manera se pueden optimizar sus costos.

8. CONCLUSIONES

Para llevar a cabo la implementación de la técnica de *sand jetting* para cañonear un pozo por medio de *coiled tubing* se debe tener en cuenta el tamaño del completamiento de la zona que se va a producir, ya que como se vio en la ejecución del pozo Equión 1 este fue uno de los factores determinantes para que la operación no tuviera el éxito esperado. Un completamiento grande como el del pozo Equión 1 (7 pulgadas) requiere una rata mayor de gas en el anular para lograr una limpieza óptima de arena, que se refleja en mayores velocidades de flujo abrasivo en los equipos de superficie. Por otro lado, la distancia de separación de la herramienta (3.63 pulgadas) con el completamiento, dependiendo de la ubicación de las boquillas, es fundamental para la apertura de los perforados ya que si esta es muy pequeña las boquillas sufrirán un desgaste temprano, perdiendo a su vez efectividad y si por el contrario esta es muy grande puede no llegar a generarse la comunicación entre el *wellbore* y la formación.

Esta situación no se presentó en la intervención del pozo Equión 2 ya que el tamaño de su completamiento (4.5 pulgadas) es el indicado para la ejecución de este tipo de operaciones. En este pozo se vio una excelente respuesta en producción y esto es evidencia de cómo la técnica de *sand jetting* presenta grandes beneficios en cuanto a profundidad de penetración en la formación, logrando actuar como un bypass de la zona de daño en la cara del pozo hacia la roca virgen.

Por otro lado, en los resultados obtenidos de esta operación en el pozo Equión 3, se mostró que aunque no existiera producción de hidrocarburos asociada directamente al *sand jetting*, posiblemente por un radio de daño muy grande en la formación, si es de gran utilidad como operación previa a un trabajo de fracturamiento hidráulico. El *sand jetting* en este caso fue fundamental para la reducción casi en su totalidad de las pérdidas de presión por fricción en el área de perforados, disminuyendo de esta forma la presión de tratamiento en superficie necesaria para lograr con éxito la apertura de la fractura sin acercarse a los límites operativos de los equipos utilizados.

En términos de seguridad se implementaron los procedimientos y controles necesarios para contrarrestar los efectos abrasivos del retorno del fluido con arena a los equipos en superficie, logrando operaciones sin incidentes mayores. Para esta situación se contó con un completo análisis de riesgos gracias al cual se implementó el bombeo de agua a través de la *flow tee* del equipo de *coiled tubing* con el fin de reducir las velocidades del fluido de retorno, minimizando así su impacto abrasivo en las líneas y accesorios. De igual forma la medición de espesores en los equipos expuestos al flujo de la arena se realizó de forma periódica durante todo el trabajo para evaluar si debían ser remplazados en caso de que presentaran un nivel de desgaste avanzado.

A nivel económico se realizó una evaluación del proyecto realizado en el pozo Equión 2, demostrando que independientemente del alto costo de la intervención respecto a la técnica convencional de cañoneo, si se cuenta con un diseño y una ejecución óptima es una operación altamente rentable ya que el capital invertido se recupera en un periodo de tiempo muy corto. De igual forma, se puede concluir que el desempeño económico de esta tecnología no puede ser directamente comparado entre dos operaciones distintas pues se deben tener en cuenta otros parámetros relacionados con los requerimientos del trabajo, así como las condiciones de la formación y el completamiento del pozo, disponibilidad de equipos y un sin número de condiciones específicas que afectan el costo de las mismas.

9. RECOMENDACIONES

- Para minimizar los riesgos de activación del dispositivo de desconexión hidráulica por acumulación de arena en el asiento de la esfera, creando una presión diferencial, se recomienda realizar una circulación completa del volumen del *coiled tubing* con fluido limpio libre de arena una vez se ha completado el número de etapas correspondientes a un perforador abrasivo. De esta manera no se produciría la precipitación de arena de la lechada debido a tiempos largos sin bombeo de fluidos.
- El uso de herramientas como las uniones de seguridad para el ensamblaje de fondo del *sand jetting* puede llegar a representar una disminución importante en las pérdidas de presión en fondo de pozo debidas a la reducción de la tortuosidad. Por esta razón es importante contar con este tipo de dispositivos con un juego adicional de respaldo durante la ejecución del trabajo para garantizar su utilización.
- Es recomendable el uso de dispositivos centralizadores en el ensamblaje de fondo del *sand jetting* sobretodo en completamientos muy grandes que no sean favorables para un buen desempeño de los perforadores abrasivos. Esta opción debe ser estudiada con mucho cuidado debido a que al tener un mayor diámetro externo, que correspondería al de los centralizadores, se puede aumentar la probabilidad de pega durante la operación debido al retorno de arena por el espacio anular.
- Es de gran importancia realizar marcas indelebles en la tubería del *coiled tubing* como referencia de profundidades para la respectiva correlación en fondo. Por esta razón es necesario encontrar un producto que logre marcar el tubo sin que se vea afectado por los fluidos del pozo o su paso a través del *stripper* del equipo. Las marcas mecánicas como el pulido de la tubería pueden funcionar debido a que no son borradas durante los viajes en el pozo, sin embargo no es posible diferenciarlas entre ellas y se pueden presentar complicaciones.

10. BIBLIOGRAFIA

ANZIL, F. Métodos de Análisis de Inversiones - TIR VAN. [En línea] www.zonaeconomica.com/inversion/metodos (Consultado el 15 de Abr de 2017)

ATWI, M, *et al.* Successful implementation of abrasive perforation in highly deviated HP/HT gas well. SPE 157379. Doha, Qatar.14-16 de mayo de 2012.

BEHRMANN, L, *et al.* Técnicas de diseño de los disparos para optimizar la productividad. Schlumberger Oilfield Review. Verano de 2000.

BEHRMANN, L; HUBER, K. ¿Quo Vadis, Extreme Overbalanced?. Oilfield Review, Otoño de 1996. Pág.18-19.

BROOKS, J; YANG, W; BEHRMANN, L. Effect of Sand-Grain Size on Perforator Performance. SPE 39457. JPT. 1998.

CERQUERA, M; QUINTERO, Y. Aplicaciones de la unidad de coiled tubing en intervención de pozos en los campos Cusiana, Recetor y Piedemonte. Pág. 36-39.

COBBETT J.S. Sand jet perforating revisited. SPE 55044, SPE Drill. & Completion, vol. 14, No. 1. Marzo 1999, pág. 28-33.

DÍAZ J, S. Análisis técnico económico del uso de las diferentes técnicas de cañoneo en los campos operados por Petro-producción. 2007, Guayaquil-Ecuador.

DOTSON, T; FARR, J; FINDLEY, E. Advances in sand jet perforating. SPE 123569. Año 2009.

FRYZOWICZ, R; MAAS, A. CT-Conveyed Sand Jetting Perforation on Deep Tight Gas Well, Treatment Fluid Selection and Application Perspective. SPE 142254. Woodlands, Texas USA. 5-6 de Abril de 2011.

FRYZOWICZ, R; NAUGHTON-RUMBO, R; SCHRAMA, E. Application of CT-Conveyed Perforating with the Sand Jetting Technology in North Sea Deep Horizontal Tight Gas Producer. SPE 137642. 2010. Pág. 1-4.

ICOTA, International Coiled Tubing Association. An introduction to coiled tubing. History, Applications and benefits. 2005.

LOVING, S; FERGUSON, A; HART, R. Abrasive cutting technology deployed via coiled tubing. SPE 92866. Texas, USA. Abril 12-13 de 2005.

MARTIN, T. Hydraulic fracturing manual. BJ services company. Junio 2005.

MCDANIEL, B.W; SURJAARMADJA, J; EAST, L. Hydrajet (Abrasive) perforating can improve success of fracturing stimulations. IPTC 12043. Kuala Lumpur, Malaysia. 3-5 Diciembre de 2008.

NAKHWA A, *et al.* Oriented Perforating Using Abrasive Fluids through Coiled Tubing. SPE 107061. Woodlands, Texas USA. 20-21 de Marzo de 2007.

OUSTERHOUT, R.S. Field Applications of Abrasive-Jetting Techniques. SPE 67. Mayo 1961, Pág. 413-415.

PARIS DE FERRER, M. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Pág. 419.

RAMÍREZ, C, *et al.* Fundamentos de Matemáticas financieras. Universidad libre sede Cartagena. 2009.

SAUCIER, R; LANDS, J. A Laboratory Study of Perforations in Stressed Formation Rocks. J. Pet. Tech. SPE 6758. Septiembre 1978.

SCHLUMBERGER. Curso Coiled Tubing.

SCHULTZ, D; THOMPSON, D; WHITNEY, D. Abrasive Perforating via Coiled Tubing Revisited. SPE 107050 presentado en "Coiled tubing and well intervention Conference and Exhibition held in the Woodlands". Texas, USA. 20-21 Marzo de 2007.

SMITHSON, T. Detonación para inducir el flujo de fluidos. Oilfield Review. Volumen 24.

SCHNAIDLER, G, *et al.* Rigless abrasive perforating and fracturing in horizontal tight gas wells. SPE 135015. BJ Services. 19-22 Septiembre de 2010.

SOLARES, J.R, *et al.* Successful field Trial of a novel abrasive jetting tool designed to create large diameter long cavities in the formation to enhance stimulation treatments. SPE 121794. Abril de 2009.

ZWANENBURG, M; MULDER, G y SCHOENMAKERS, J. Well abandonment: Abrasive jetting to Access a poorly cemented annulus and placing a sealant. SPE 159216. 2012.

11. ANEXOS

ANEXO 1. Cálculo de la concentración de arena en la lechada según configuración de boquillas en el ensamblaje de fondo.

A continuación en la tabla 62 se muestra el requerimiento de caudal mínimo en fondo a través de diferentes tamaños de boquillas de los perforadores abrasivos para una penetración eficiente. Estas boquillas están fabricadas de Carburo de Tungsteno.

Tabla 62. Rata mínima equivalente requerida por cada boquilla de los perforadores abrasivos

Tamaño de Boquilla (in)	Caudal en Fondo (bpm)
0.106	0.40
0.125	0.50
0.141	0.65
0.167	0.90
0.188	1.20

El siguiente ejemplo se realizará con un perforador abrasivo compuesto por 3 boquillas con un diámetro de 0.125 pulgadas cada una. Inicialmente se calcula una rata por boquilla con un factor de incertidumbre por encima de 20% sobre el caudal mínimo observado en la tabla 62, debido a que se desconoce la tasa equivalente al bombear nitrógeno.

$$Tasa\ de\ bombeo\ equivalente\ por\ boquilla = 0.5 \frac{bbl}{min} \times 1.2 = 0.6 \frac{bbl}{min}$$

La tasa equivalente teniendo en cuenta el diseño de 3 boquillas sería:

$$Tasa\ de\ bombeo\ equivalente\ total = 0.6 \frac{bbl}{min} \times 3\ nozzles = 1.8 \frac{bbl}{min}$$

Para alcanzar una rata equivalente de 1.8 bpm se deben bombear 1.2 bpm de gel lineal en mezcla con nitrógeno a una tasa de 884 scfm. Estos caudales deben ser verificados para cada trabajo ya que van a depender de las condiciones de presión y temperatura de cada pozo. Por otro lado la rata de arena por cada boquilla de 0.125 pulgadas, teniendo en cuenta que la recomendación es tener en fondo una concentración de 0.5 PPA de arena, sería:

$$Tasa\ de\ flujo\ de\ arena\ por\ boquilla = 0.6 \frac{bbl}{min} \times 42 \frac{gal}{bbl} \times 0.5 \frac{lbs}{gal} = 12.6 \frac{lbs}{min-boquilla}$$

Es importante tener en cuenta que la concentración de arena en superficie debe ser superior a la requerida en fondo (0.5 PPA), los siguientes cálculos mostrarán el requerimiento de arena en la mezcla, para cumplir con la recomendación.

$$Tasa\ de\ flujo\ de\ arena\ total = 12.6 \frac{lbs}{min-boquilla} \times 3\ boquillas = 37.8 \frac{lbs}{min}$$

Teniendo en cuenta el caudal de líquido:

$$Caudal\ líquido\ \left(\frac{gal}{min}\right) = 1.2 \frac{bbl}{min} \times 42 \frac{gal}{bbl} = 50 \frac{gal}{min}$$

$$Concentración\ de\ arena\ (PPA) = 37.8 \frac{lbs}{min} \div 50 \frac{gal}{min} = 0.75\ PPA$$

Concluyendo, se tiene que la concentración de arena requerida para mezclar en los equipos en superficie y así mantener una relación de 0.5 PPA en fondo a una tasa de bombeo de gel de 1.2 bpm y con boquillas de 0.125 pulgadas en los perforadores abrasivos es de 0.75 PPA. Es necesario tener en cuenta que si la tasa de bombeo durante la operación debe ser modificada por la respuesta del pozo se deben realizar de nuevo los cálculos respectivos para verificar la concentración de arena a ser preparada en la lechada abrasiva.