

**DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE PERFORACIÓN PARA LA MEJORA
EN LA CALIDAD DEL HUECO MEDIANTE HERRAMIENTAS DE FONDO LWD,
DINÁMICA DE PERFORACIÓN Y CONFIGURACIÓN DEL BHA PARA LA
PERFORACIÓN DE UN POZO EN LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES**

NICOLAS LEONARDO MEJIA CORTES

**Proyecto integral de grado para optar al título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Directora del proyecto de grado
ELIANA MARIA ALDANA ESCALANTE
Ingeniera de petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.**

2024

NOTA DE ACEPTACIÓN

Firma docente jurado 1

Firma docente jurado 2

Bogotá D.C. enero de 2024

DIRECTIVOS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del claustro

Dr. Mario Posada García-Peña

Consejero Institucional

Dr. Luis Jaime Posada García-Peña

Vicerrectora Académica

Dra. María Fernanda Vega de Mendoza

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. Ricardo Alfonso Peñaranda Castro

Vicerrectora de Investigaciones y extensión

Dra. Susan Margarita Benavides Trujillo

Secretario General

Dr. José Luis Macías Rodríguez

Decano de la Facultad de Ingenierías

Dra. Naliny Patricia Guerra Prieto

Director del Programa de Ingeniería de Petróleos

Dra. Naliny Patricia Guerra Prieto

Las Directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios o ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

DEDICATORIA

A Dios y a la virgen del Carmen por siempre estar conmigo; a mi madre Lourdes Cortes, a mi abuela Mercedes de Cortes y a mi Abuelo Jaime Mejia, que ya no se encuentra en este mundo terrenal, porque siempre creyeron y confiaron en mí, jamás dudaron de mis capacidades y nunca me dejaron perder el horizonte. A mi pareja Stephany Bernal, porque todo este tiempo que desarrolle mi trabajo de grado siempre me apoyo en cada instante con una voz de aliento, con trasnochadas y con su cariño.

AGRADECIMIENTOS

Quiero profundamente agradecer a Dios y a la virgen del Carmen por permitirme cumplir este sueño, por darme la fuerza para no desistir y por darme la sabiduría necesaria a lo largo de todo este tiempo para no perder el horizonte. También quiero agradecer profundamente a mi madre Lourdes Cortes, a mi abuela Mercedes de Cortes, a mi Abuelo Jaime Mejia y a mi pareja Stephany Bernal porque siempre creyeron y confiaron en mí.

Así mismo, deseo agradecer a mi directora de tesis, profesora, compañera y amiga, Eliana Aldana, porque siempre fue esa voz guía, fue esa persona que, con una enseñanza, una interpretación, me permitió cumplir con el desarrollo del proyecto. De igual manera, al profesor Gustavo Salas, que me brindó su conocimiento y me orientó para la interpretación de los datos obtenidos.

Por último, quiero expresar mi profundo agradecimiento a la Universidad de América por formarme profesionalmente, a Halliburton por el voto de confianza para desarrollar este proyecto y por darme la oportunidad de conocer personas maravillosas llenas de historias, de conocimiento y de calidez humana, como lo son mi orientador de tesis, Luis Fernando López, quien fue una pieza fundamental en el desarrollo de este proyecto; Carlos Zapata, que siempre estuvo guiándome y ayudándome hasta el último día; Daniela Castro, por su capacidad de enseñanza y José Castañeda, por darme la oportunidad de conocer este equipo.

¡Mil gracias a todos! Y siempre crean en ustedes que si se puede cumplir los sueños y las metas.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
RESUMEN	14
INTRODUCCIÓN	16
OBJETIVOS	17
1. GENERALIDADES DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES	18
1.1 Reseña Histórica	18
1.2 Localización	18
1.3 Marco Geológico	19
<i>1.3.1 Columna Estratigráfica</i>	19
<i>1.3.2 Estratigrafía</i>	21
<i>1.3.3 Geología Estructural</i>	23
<i>1.3.4 Geología del Petróleo</i>	23
2. MARCO TEÓRICO	25
2.1 Registros LWD	25
<i>2.1.1 Registro Rayos Gamma</i>	25
<i>2.1.2 Registro de Densidad de porosidad</i>	25
<i>2.1.3 Registro neutrónico de porosidad</i>	26
<i>2.1.4 Registro de litodensidad</i>	26
<i>2.1.5 Registro sísmico</i>	27
<i>2.1.6 Registro de resistividad</i>	27
2.2 Sensores	27
<i>2.2.1 Sensor de Dinámica de Perforación</i>	27
<i>2.2.2 Sensor de Presión mientras se perfora</i>	28
2.3 Dinámica de perforación	28
<i>2.3.1 Vibración</i>	28
<i>2.3.2 Parámetros de vibración</i>	28
<i>2.3.3 Tipos de vibración</i>	29
<i>2.3.4 Modos de vibración</i>	30
<i>2.3.5 Mecanismos de vibración</i>	31
2.4 Tipos de perfiles de pozos	34
<i>2.4.1 Pozos convencionales</i>	34
<i>2.4.2 Pozos no convencionales</i>	35

2.5	Parámetros de perforación	36
2.5.1	<i>Velocidad de rotación (RPM)</i>	36
2.5.2	<i>Tasa de penetración (ROP)</i>	37
2.5.3	<i>Peso sobre la broca (WOB)</i>	37
2.5.4	<i>Tasa de flujo (Caudal)</i>	38
2.5.5	<i>Torque</i>	38
2.6	Componentes del BHA	38
2.6.1	<i>Heavy Weight Drill Pipe (Tubería pesada de perforación)</i>	39
2.6.2	<i>Drill Collar (Botella de perforación)</i>	39
2.6.3	<i>Jar (Martillo)</i>	39
2.6.4	<i>Crossover</i>	40
2.6.5	<i>Stabilizer (Estabilizador)</i>	40
2.6.6	<i>Reamer (Rimador)</i>	41
2.6.7	<i>Motor</i>	42
2.6.8	<i>Rotary Steerable System</i>	43
2.6.9	<i>MWD-Measure While Drilling & LWD Logging While Drilling</i>	44
2.6.10	<i>Broca</i>	44
3.	CONSOLIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN PARA LA IDENTIFICACIÓN Y CORRELACIÓN DE LOS POZOS QUE PRESENTAN PROBLEMAS POR LA BAJA CALIDAD EN EL HUECO	49
3.1	Consolidación de información	49
3.2	Identificación de la muestra significativa sobre los datos	50
3.3	Correlación de los datos	54
3.4	Resultado final de la identificación y correlación de los datos	56
4.	IDENTIFICACIÓN DE LOS INTERVALOS PARA LA CARACTERIZACIÓN DE LOS PROBLEMAS PRESENTES POR LA BAJA CALIDAD EN EL HUECO	58
4.1	Identificación de los intervalos a través del registro AFR	58
4.2	Caracterización sobre los intervalos de los pozos identificados	61
4.3	Caracterización del BHA	61
4.4	Descripción y análisis de los pozos a través de los registros AFR, PWD, ALD y configuración del BHA	65
4.4.1	<i>Pozo LB-128</i>	65
4.4.2	<i>Pozo LB-129</i>	68
4.4.3	<i>Pozo LOB-121 ST 2</i>	72
4.4.4	<i>Pozo LOB-121 ST 3</i>	73
4.4.5	<i>Pozo LOB-130</i>	78

4.4.6	<i>Pozo LJC-155 ST 1</i>	79
4.4.7	<i>Pozo LT-120</i>	79
4.4.8	<i>Pozo LT-130 ST 1</i>	80
4.4.9	<i>Pozo LT-106 ST 1</i>	84
5.	DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE PERFORACIÓN PARA UN NUEVO POZO	90
5.1	Simulación de los parámetros de perforación sobre los pozos identificados	92
5.1.1	<i>Simulación en el Pozo LB-128</i>	92
5.1.2	<i>Simulación en el Pozo LB-129</i>	93
5.1.3	<i>Simulación en el Pozo LT-130 ST 1</i>	95
5.1.4	<i>Simulación en el Pozo LT-106 ST 1</i>	96
5.2	Selección de parámetros de perforación	97
6.	ANALIZAR EL COMPORTAMIENTO DE LOS PARÁMETROS PROPUESTOS EN LA PERFORACIÓN DE UN POZO DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES	99
6.1	Consolidación de la información del pozo LT-114	99
6.2	Caracterización de la Formación 1 en el pozo LT-114	100
6.3	Caracterización del BHA usado en la Formación 1	100
6.4	Análisis sobre el registro AFR del Pozo LT-114, intervalo 11.016 ft a 11.300 ft	102
6.5	Análisis sobre el registro PWD del Pozo LT-114, intervalo 11.016 ft a 11.300 ft	108
6.6	Análisis sobre la simulación del Pozo LT-114, intervalo 11.016 ft a 11.300 ft	109
7.	CONCLUSIONES	111
	BIBLIOGRAFIA	114
	GLOSARIO	117
	ANEXOS	119

LISTA DE FIGURAS

	Pag.
Figura 1. Mapa de la Ubicación Geográfica de la Cuenca de los Llanos Orientales	19
Figura 2. Columna estratigráfica de la Cuenca de los Llanos	20
Figura 3. Modos de vibración	30
Figura 4. Mecanismos de vibración	31
Figura 5. Mecanismo de vibración Bit Whirl	32
Figura 6. Mecanismo de vibración, Bit Bounce y Stick-Slip	33
Figura 7. Pozo Vertical	35
Figura 8. Tipos de perfiles de pozos horizontales	36
Figura 9. Comportamiento de las ROP	37
Figura 10. Principales tipos de Torque	38
Figura 11. Tipos de Drill Collar	39
Figura 12. Tipos de estabilizadores	41
Figura 13. DL Reamer	42
Figura 14. Tipos de brocas según su diseño	45
Figura 15. Clasificación de las brocas de perforación de pozos	46
Figura 16. Clasificación de las brocas de cortadores fijos	47
Figura 17. Clasificación de las brocas tricónicas	48
Figura 18. Profundidad vs Espesor total de la formación	54
Figura 19. Imagen AFR del pozo LOB-121 ST 3 con espiralamiento	59
Figura 20. BHA para el Pozo LB-128	65
Figura 21. Registro de Resistividad AFR y Rayos Gamma DGR para el Pozo LB-128, intervalo 1	66
Figura 22. Registro PWD para el Pozo LB-128, intervalo 1	67
Figura 23. Registro de Resistividad AFR y Rayos Gamma DGR para el Pozo LB-128, intervalo 2	68
Figura 24. BHA para el Pozo LB-129	69
Figura 25. Registro de Resistividad AFR y Rayos Gamma DGR para el Pozo LB-129, intervalo 1	70
Figura 26. Registro de Resistividad AFR y Rayos Gamma DGR para el Pozo LB-129, intervalo 2	71

Figura 27. Registro PWD para el Pozo LB-129, intervalo 1 y 2	72
Figura 28. BHA para el Pozo LOB-121 ST 3	74
Figura 29. Registro de Resistividad AFR y Rayos Gamma DGR para el Pozo LOB-121 ST 3,	75
Figura 30. Registro de Resistividad AFR y Rayos Gamma DGR para el Pozo LOB-121 ST 3	76
Figura 31. Registro PWD para el Pozo LOB-121 ST 3, intervalo 1 y 2	77
Figura 32. BHA para el Pozo LT-130 ST 1	81
Figura 33. Registro de Resistividad AFR y Rayos Gamma DGR para el Pozo LT-130 ST 1	82
Figura 34. Registro PWD para el Pozo LT-130 ST 1, intervalo 1 y 2	83
Figura 35. BHA para el Pozo LT-106 ST 1	85
Figura 36. Registro de Resistividad AFR y Rayos Gamma DGR para el Pozo LT-106 ST 1,	86
Figura 37. Registro de Resistividad AFR y Rayos Gamma DGR para el Pozo LT-106 ST 1	87
Figura 38. Registro PWD para el Pozo LT-106 ST 1, intervalo 1 y 2	88
Figura 39. Simulación LB-128	92
Figura 40. Simulación LB-129	93
Figura 41. Simulación LOB-121 ST 3	94
Figura 42. Simulación LT-130 ST 1	95
Figura 43. Simulación LT-106 ST 1	96
Figura 44. BHA para el Pozo LT-114	101
Figura 45. Registro de Resistividad AFR y Rayos Gamma DGR para el Pozo LT-114, intervalo 11.009 ft a 11.066 ft, Formación 1	103
Figura 46. Registro de Resistividad AFR y Rayos Gamma DGR para el Pozo LT-114, intervalo 11.067 ft a 11.125 ft, Formación 1	104
Figura 47. Registro de Resistividad AFR y Rayos Gamma DGR para el Pozo LT-114, intervalo 11.126 ft a 11.183 ft, Formación 1	105
Figura 48. Registro de Resistividad AFR y Rayos Gamma DGR para el Pozo LT-114, intervalo 11.184 ft a 11.242 ft, Formación 1	106
Figura 49. Registro de Resistividad AFR y Rayos Gamma DGR para el Pozo LT-114, intervalo 11.243 ft a 11.300 ft, Formación 1	107
Figura 50. Registro PWD para el Pozo LT-114, intervalo 1	108
Figura 51. Simulación sobre el Pozo LT-114	109

LISTA DE ABREVIATURAS

AFR	Resistividad enfocada azimutal
AFR Status	Estado del registro de Resistividad enfocada azimutal
AKO	Adjustable Kick off
ALD	Litodensidad azimutal
ALD Status	Estado del registro de Litodensidad azimutal
Avg Inc Angle	Promedio del ángulo de inclinación
Bend	Ángulo de inclinación
BHA	Bottom Hole Assembly, ensamblaje de fondo usado para la perforación de pozos sujeto a condiciones de geología y de la operadora.
Bit Blades	Aletas de la broca
Bit Cutters	Cortadores de la broca
Bit Manufacturer	Empresa a la que pertenece la broca
Bit Model	Modelo de la broca
Bit Type	Tipo de Broca
CNT	Compensated thermal neutron sensors, sensor de
DDSr	Sensor de dinámica de sarta de perforación
Deg	Grados
Depth in	Profundidad inicial
Depth Out	Profundidad final
DGR	Rayos gamma dual
FM	Formación
Formation	Formación
Fph	Pies por hora
Ft	Unidad de medida en pies
Gal	Galones
Gauge Length	Longitud de la aleta de broca.
Gmp	Galones por minuto
Gross-pay	Espesor total
H	Hora

Hz	Herz
In	Unidad de medida en pulgadas
Kbps	Miles de barriles por día
LWD	Logging While Drilling, registro mientras se perfora
MD	Measured Depth, medida total de la longitud de la trayectoria del pozo
Min	Minutos
Motor description	Descripción del motor
Motor manufacturer	Empresa a la que pertenece el motor
Mud Weight	Peso del lodo de perforación
MWD	Measure While Drilling, medición durante la perforación
NPT	Tiempos no productivos
OIP	Petróleo equivalente
PDC	Brocas de diamantes policristalinos compactos
PDM	Motor de desplazamiento positivo
PWD	Pressure While Drilling, presión mientras se perfora
PWD Status	Estado del registro de presión mientras se perfora
Rev	Revoluciones
Rig BHA #	Número del ensamblaje de fondo usado para la perforación de pozos
ROP	Velocidad de perforación
RPM	Revoluciones por minuto
Run #	Número de la corrida o del viaje
TD	Profundidad total
Thickness	Espesor
TOC	Total Organic Carbon
TVD	True Vertical Depth, profundidad vertical real
Type Well	Tipo de pozo
Well Name	Nombre del pozo
WOB	Peso sobre la broca
# Well	Número del pozo
%	Porcentaje

RESUMEN

El presente trabajo de grado permitió determinar mediante herramientas de fondo, configuración del BHA y dinámica de perforación, los parámetros de perforación para la mejora en la calidad del hueco.

En primer lugar, se inició con las generalidades de la Cuenca de los Llanos Orientales, donde se encuentra su reseña histórica y localización. Se continua con el marco teórico donde se abarcan toda la información necesaria que le da contexto a la investigación, empezando por una descripción de las herramientas de LWD, sensores, dinámica de perforación, tipos de perfiles pozos y dando mayor fuerza sobre los parámetros de perforación, herramientas del BHA y tipos de brocas. Como segundo lugar, se procedió con la consolidación de la información para así poder identificar mediante la correlación de datos la cantidad de pozos a evaluar. Una vez

Este proyecto se enfocó en una investigación descriptiva y deductiva para consolidar, identificar y correlacionar los pozos, revelando que el 94% de los 17 pozos evaluados presentan un perfil "J" modificado. Estos pozos se compusieron de una etapa vertical en la fase 12 ¼, que abarca desde la superficie hasta profundidades que varían entre 1.789 ft y 4.670 ft. Seguidamente, por una fase 8 ¾, que construye ángulo hasta una inclinación que oscila entre 23.6° y 41°, con el objetivo de alcanzar la formación de interés. El análisis de la muestra significativa se realizó aplicando criterios como tipo de perfil de pozo, formación y espesor total, excluyendo ciertos pozos para mantener la coherencia de la muestra. Se empleó el coeficiente de Pearson para evaluar la intensidad de la relación entre la profundidad y el espesor total, mostrando un valor de 0.8, indicando una correlación positiva y fuerte.

La baja calidad del hueco se asoció a intervalos con espiralamiento, identificados a través del registro AFR. El 60% de los pozos seleccionados presentaron baja calidad en 2 intervalos dentro de la Formación 1. La caracterización del BHA reveló diferencias notables, destacando que los pozos LB-128 y LOB 121 ST 3, a pesar de tener un diseño similar del BHA, mostraron variaciones en la configuración de la broca y el motor, con consecuencias en el espiralamiento. La vibración de alta intensidad, especialmente Stick slip, Whirl, Back Whirl y nutación, se identificó como la principal causa de la baja calidad en los 9 pozos seleccionados estableciendo que el Stick slip fue el evento predominante con un 56%, seguido por Whirl con un 22%.

Por otro lado, los parámetros de perforación (WOB, RPM de superficie, ROP y Caudal) analizados a partir de los registros AFR indicaron mayor probabilidad de eventos de Stick slip y Whirl en ciertos rangos. Asimismo, los parámetros de perforación al ser ingresados al simulador permitieron identificar una ventana de trabajo óptima, estableciendo un rango de operación para el WOB entre (10 y 14) Klb, la RPM de superficie entre (38 y 85) fph, y el Caudal entre (380 y 480) gpm, considerándose apropiados para la perforación de nuevos pozos.

La implementación de los parámetros seleccionados en el pozo nuevo, según el rango propuesto, demostró una mejora significativa en la calidad del hueco. A pesar de haberse presentado niveles medios de vibración asociados a Stick slip, los parámetros seleccionados generaron una mejora considerable evitando irregularidades en las paredes del pozo, alta tortuosidad, sobredimensionamiento del hueco ni problemas con la configuración del BHA y la broca.

El proyecto abarcó desde las generalidades de la Cuenca de los Llanos Orientales hasta la validación en campo de los parámetros de perforación seleccionados, proporcionando recomendaciones valiosas para operaciones futuras.

Palabras clave: Parámetros de perforación, Herramientas de fondo LWD, BHA, registros PWD, imágenes AFR y ALD, dinámica de perforación, espiralamiento, vibración, Stick slip, Whirl, nutación. Muestra significativa.

INTRODUCCIÓN

En la actualidad la identificación de la calidad del hueco, como una estrategia que permite el aumento del rendimiento de la perforación y disminución en los tiempos no productivos (NPT) es bastante empleada en la industria Oil and gas, esto con la finalidad de generar reducción de costos asociados a la perforación. Es evidente que durante el proceso de planificación y ejecución de la perforación de un pozo es especialmente importante tratar de controlar los parámetros que influyen sobre la calidad del hueco porque constantemente dentro del proceso de perforación se evidencian diversas causas como irregularidades en las paredes del pozo, alta tortuosidad, huecos sobredimensionados, problemas con la configuración del BHA y de la broca y dificultades en las prácticas de perforación que ocasionan problemas como tasas de penetración reducidas (ROP), dificultad en la interpretación de los registros y adquisición de nuevos registros, altos niveles de impacto y vibración, cambios en el volumen de cementación, aumento en el tiempo de viaje del revestimiento, bajo rendimiento en la perforación y aumento en los tiempos no productivos (NPT).

La cuenca en donde se desarrollará la determinación de la mejora de la calidad del hueco registra como una de las cuencas petrolíferas más atractivas de Latinoamérica. De los trece campos descubiertos hasta el año 2023, uno de los campos descubiertos en el año 2018 está catalogado como un proyecto a gran escala en Colombia debido a que aporta al 8% de la producción nacional, es altamente atractivo por ser de bajo riesgo y constante crecimiento. Debido a esto, cualquier práctica inmediata que pueda generar un ahorro en los costos de perforación, puede ser de gran ventaja para las compañías Oil and Gas en Colombia. Es por ello por lo que el presente proyecto tiene como objetivo general, determinar los parámetros de perforación para la mejora en la calidad del hueco mediante herramientas de fondo LWD, dinámica de perforación y configuración del BHA para la perforación de un pozo en la Cuenca de los Llanos Orientales. Para dar resultado al anterior objetivo se plantearon los siguientes objetivos específicos: • Consolidar la información para la identificación y correlación de los pozos que presentan problemas por la baja calidad en el hueco. • Identificar los intervalos para la caracterización de los problemas presentes por la baja calidad en el hueco mediante configuración del BHA y registros PWD e imágenes AFR y ALD. • Desarrollar un análisis de la información obtenida para la determinación de los parámetros con los que se debe operar para la mejora en la calidad del hueco. • Analizar el comportamiento de los parámetros propuestos en la perforación de un pozo de la Cuenca de los Llanos Orientales.

OBJETIVOS

Objetivo General

Determinar los parámetros de perforación para la mejora en la calidad del hueco mediante herramientas de fondo LWD, dinámica de perforación y configuración del BHA para la perforación de un pozo en la Cuenca de los Llanos Orientales.

Objetivos Específicos

- Consolidar la información para la identificación y correlación de los pozos que presentan problemas por la baja calidad en el hueco.
- Identificar los intervalos para la caracterización de los problemas presentes por la baja calidad en el hueco mediante configuración del BHA y registros PWD e imágenes AFR y ALD.
- Determinar los parámetros de perforación con los que se debe operar para la mejora en la calidad del hueco.
- Analizar el comportamiento de los parámetros propuestos en la perforación de un pozo de la Cuenca de los Llanos Orientales.

1. GENERALIDADES DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

A continuación, se presentarán las principales características de la cuenca de los llanos orientales el cual se comenzará por la historia, luego su localización y finalmente su marco geológico.

1.1 Reseña Histórica

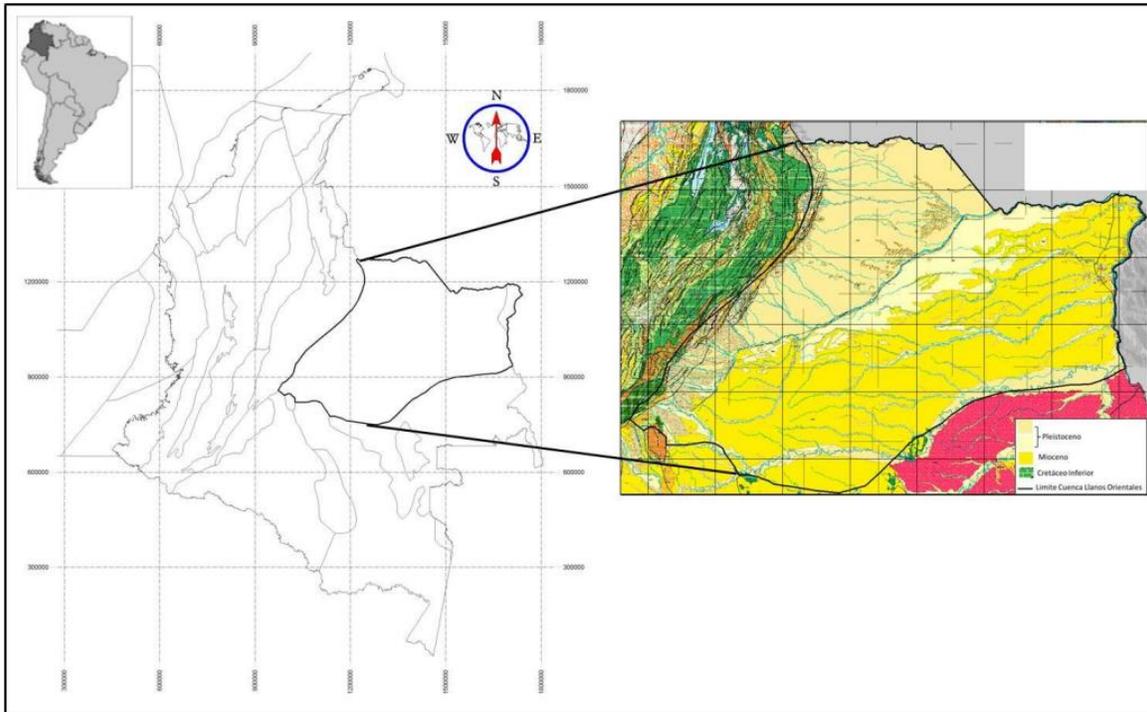
La cuenca cubre un área aproximada de 190.000 km², y geográficamente se divide en tres áreas principales: una zona norte - Arauca, una parte central - Casanare, y un sector sur - Meta. Los primeros trabajos petroleros en la Cuenca de los Llanos se inician en 1944 con la perforación por parte de la compañía Shell con el pozo San Martín-1, el cual produjo petróleo pesado. Desde esa fecha hasta el día de hoy, se han ido perforando más de 300 pozos exploratorios, de los cuales fueron descubiertos alrededor de 75 campos petrolíferos entre 1988 y 1994. Esta Cuenca produce diariamente en promedio cerca de 425 Kbps, de los cuales 187.000 son crudos pesados, 121.000 son crudos medianos y 116.000 son crudos livianos. La cuenca de los Llanos Orientales es una de las más importantes cuencas del país debido a que ha contribuido con una de las mayores producciones de crudos en Colombia. Los Llanos orientales presentan el 16 % de las reservas estimadas de petróleo o petróleo equivalente (OIP), donde esta cuenca representa el 67% de las reservas petrolíferas remanentes de Colombia, permaneciendo como una de las cuencas más prolíferas del país[1].

1.2 Localización

La Cuenca Llanos Orientales cubre una extensión de 225.603 km² (22.560.327 Ha) y se encuentra ubicada en el noreste del territorio Colombiano. Limita al norte con la cuenca Apure – Barinas el cual es separada por el límite entre Colombia y Venezuela; al sur con la Serranía de La Macarena y el Arco del Vaupés; al oriente con el Escudo de Guyana y al occidente con el sistema de fallas de Guaicáramo y la Cordillera Oriental. La Cuenca de los Llanos Orientales abarca los departamentos de Arauca, Casanare, Meta y Vichada.

Figura 1.

Mapa de la Ubicación Geográfica de la Cuenca de los Llanos Orientales



Nota. Mapa de la ubicación geográfica de la Cuenca de los Llanos Orientales. Tomada de: Agencia Nacional de Hidrocarburos, «Cuenca Llanos Orientales. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos». diciembre de 2012. [En línea]. Disponible en: https://www.anh.gov.co/documents/2669/5._Informe_Final_Llanos.pdf [Acceso: oct.26,2023]

1.3 Marco Geológico

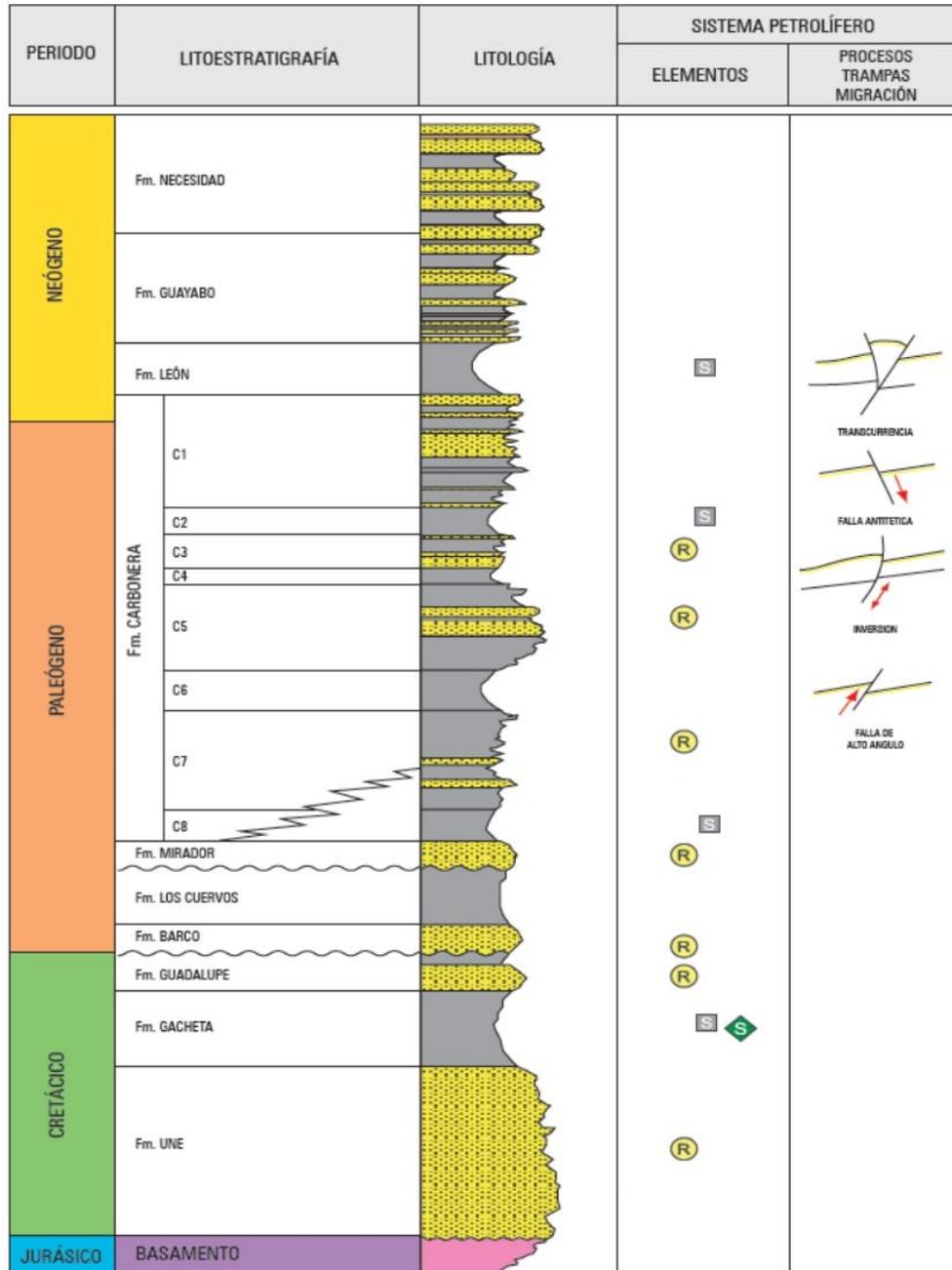
En esta sección se procede a describir la estratigrafía junto con las formaciones geológicas de la Cuenca de los Llanos Orientales, seguido de su geología estructural y del petróleo.

1.3.1 Columna Estratigráfica

Durante la era paleozoica comienza la historia de la Cuenca de los Llanos Orientales con una fase extensional que permitió el inicio de la acumulación de los sedimentos del Cretácico. La madurez de las rocas va desde inmaduras al este y aumentando su madurez hacia el occidente. Este aumento en la madurez está asociado al cabalgamiento frontal de la Cordillera Oriental. Debido a los procesos de levantamiento de las cordilleras, los sedimentos sufrieron una gran deformación debido a fallas como Guaicáramo, Yopal y el sistema de fallas Cusiana-Tamara y pliegues como los sinclinales de Nazareth y Nunchia, y el anticlinal del Guavio[2].

Figura 2.

Columna estratigráfica de la Cuenca de los Llanos



Nota. Columna estratigráfica de la cuenca de los Llanos Orientales. Tomada de: Agencia Nacional de Hidrocarburos, «Cuenca Llanos Orientales. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos». diciembre de 2012. [En línea]. Disponible en: https://www.anh.gov.co/documents/2669/5._Informe_Final_Llanos.pdf [Acceso: oct.26,2023]

En la Figura 2. se observa la columna estratigráfica con las formaciones que conforman la Cuenca de los Llanos Orientales, siendo la Formación Mirador el principal reservorio de la cuenca por poseer areniscas continentales al igual que las formaciones Barco y Carbonera con porosidades de hasta 20%.

1.3.2 Estratigrafía

A continuación, se presenta una breve descripción de las formaciones existentes en la columna estratigráfica que conforman la Cuenca de los Llanos Orientales según su orden de depositación.

- **Formación Une:** la Formación del Cretácico Superior, Albiano-Cenomaniano presenta un contacto suprayacente con la Formación Gachetá de manera concordante y un contacto infrayacente con el basamento de forma discordante. Se compone litológicamente de areniscas cuarzosas con intercalaciones menores de lutitas y de limolitas carbonosas. Su espesor aumenta, en general, hacia el Noroeste. Presenta valor de cero en el límite de erosión o no deposición en el oriente y sureste; de 50 a 350 pies, en promedio, en área del Meta; 300 a 600 pies en Arauca; y llega hasta 650 pies en el Piedemonte Llanero[3].
- **Formación Gacheta:** edad Cretácico Superior, Turoniano – Coniaciano - Santoniano. Formación constituida principalmente por una secuencia de lutitas grisáceas con pequeñas trazas de areniscas, las cuales presentan contenido variable de glauconita; y ocasionalmente presenta niveles calcáreos menores. La depositación de esta formación ocurrió en un ambiente marino predominante. Su espesor ronda los 200 a 400 pies. Posee un contacto suprayacente con la Formación Guadalupe de tipo concordante y un contacto infrayacente con la Formación Une también de tipo concordante[4]. Su ambiente de depositación es transicional deltaico con influencia de marea, por tal razón y por su espesor cuenta con buenas propiedades como roca almacén[5].
- **Formación Guadalupe:** la formación Guadalupe es conocida generalmente como la Unidad K1 Superior, pertenece al Cretáceo Superior, de edad Campaniano y está compuesta por areniscas masivas de tamaño de grano conglomerático a arena fina, con intercalaciones delgadas con lodolitas grises a grises oscuras, lodolitas y limolitas silíceas pardo claro, en la parte inferior de la formación. Alcanza a tener un espesor máximo aproximadamente de 600 pies. Se formó en un ambiente de sedimentación con canales estuarinos, influenciados por canales marinos y barras. Infrayace discordantemente a la formación Barco [6].

- **Formación Barco:** esta formación es proveniente del Paleoceno, está compuesta principalmente de areniscas ricas en cuarzo de grano medio a grueso, bien calibradas y con estratificación cruzada de color blanco. Ocasionalmente se encuentran delgadas intercalaciones de arcillolitas grises, parcialmente limosas, principalmente hacia la base. Tiene un espesor aproximado de 240 pies y su ambiente de depositación fluvial y de llanura costera. El contacto es concordante con la Formación Los Cuervos y es discordante con la Formación Guadalupe[7].
- **Formación Mirador:** la formación corresponde al Eoceno tardío, de edad Paleógena. Su nomenclatura operacional es T2 para el área Meta. La conforman areniscas masivas, con una granulometría que va decreciendo de base a tope, presenta una cantidad significativa de cuarzo, feldespato, materia orgánica leñosa y glauconita; las arenas presentes en esta formación conforman el mejor reservorio que tiene la Cuenca, debido a las buenas propiedades petrofísicas de la roca. Su espesor está entre 295 y 411 pies. Esta formación presenta dos secciones, en la parte inferior tiene una gran influencia continental y en la parte superior cuenta con mayor influencia marina. Esta formación se acuña en el Sureste y Este de la Cuenca, presenta un límite basal discordante, pero contacta en su parte superior con la formación Carbonera de manera concordante[5].
- **Formación Carbonera:** esta espesa formación esta dividida en 8 unidades operacionales (C1 a C8), de los cuales los niveles pares son transgresivos, fino granulares e importantes sellos regionales; los impares son regresivos, arenosos, los cuales, desde C7 a C3 son productoras de hidrocarburos en varios sectores de la cuenca, en especial en C7. El contacto superior con la Formación León es conforme y gradual en la mayor parte de la Cuenca[3].
- **Formación León:** representa la última invasión de los mares terciarios en la Cuenca, con edad geológica en el Mioceno medio. Se compone de arcillolitas y lodolitas con delgadas intercalaciones de areniscas. Su ambiente de depositación corresponde a la última invasión de los mares terciarios, lagunas costeras, bahías o estuarios. Infrayace concordantemente con la Formación Guayabo. Espesor promedio entre 1000 pies y 2500 pies[5].
- **Formación Guayabo:** representa la última sedimentación de la Cuenca. Es una secuencia espesa de más de 13.000 pies, en el piedemonte de la cordillera. Está constituido por una alternancia de arcillolitas de colores grises a pardo rojizos, muy solubles, y areniscas mal seleccionadas, finas a muy gruesas, a veces con niveles de conglomerados, ocasionalmente,

hacia el tope presentan niveles carbonosos. Hacia la base tiene influencia marina y hacia el tope fluvial marino a continental. En la parte central de la Cuenca, está representada por una sección de 2.000 a 8.000 pies, de arcillolitas varicoloreadas y areniscas masivas de grano grueso. Esta formación tiene mayor dominio continental y regionalmente presenta menor espesor hacia el sur de la Cuenca[3].

1.3.3 Geología Estructural

La Cuenca de los Llanos Orientales está delimitada por un sistema de fallas compresionales llamado Sistema del Piedemonte Llanero o Sistema de Fallas de Guaicáramo, que se relaciona con la reactivación de antiguas fallas originadas en las edades Jurásico y Cretácico. Esta Cuenca presenta estructuras como anticlinales y sinclinales restringidos por fallas inversas con orientación Noreste y un buzamiento de 60° al Oeste, caracterizado por un fallamiento normal escalonado. La formación de estas estructuras, que permitieron la acumulación de hidrocarburos, ocurrió durante la Orogenia Andina, un periodo de fuertes movimientos orogénicos al final del Cretáceo que dio lugar al levantamiento de los Andes colombianos.

La cuenca abarca diferentes estructuras y campos desde el Piedemonte Llanero hasta el escudo de Guyana, siendo una superposición de varias Cuencas de distintas edades. Su litoestratigrafía regional incluye rocas precámbricas del basamento, paleozoicas, mesozoicas y cenozoicas, separadas por tres grandes discordancias regionales ubicadas en la base del Paleozoico, Cretácico Superior y Eoceno Medio.

1.3.4 Geología del Petróleo

A continuación, se describe brevemente cada uno de los diferentes parámetros que conforman el sistema petrolífero de la Cuenca de los Llanos Orientales.

- **Roca Generadora:** las rocas que dieron origen a los hidrocarburos en la Cuenca de los Llanos Orientales están representadas principalmente por las lodolitas de la formación Gachetá y en menor grado por lutitas de las formaciones Los Cuervos y Carbonera. Dadas las características geoquímicas, la Formación Gachetá cuenta con un TOC (Total Organic Carbon) que varía entre el 2% y el 14% en un ambiente de temperaturas máximas de 420°C a 450°C, condiciones adecuadas para la generación de kerógeno tipo II y III. La Formación Barco – Los Cuervos presenta un TOC con valores entre el 1% y 8% y la Formación Carbonera, donde se considera el nivel C8 como roca generadora secundaria, presenta un TOC que va del 1% al 6,5% de acuerdo con análisis geoquímicos[4].
- **Roca Almacenadora:** las rocas almacenadoras de hidrocarburos están constituidas por areniscas de las formaciones Carbonera (unidades C3, C5, y C7), Barco, Guadalupe, Mirador y Une, cada una con características adecuadas que las convierten en reservorios ideales. Las porosidades para este grupo de formaciones varían entre el 2% y el 25%. Adicionalmente, el espesor promedio incrementa hacia el Oeste, alcanzando los 180 pies. En esa misma dirección la porosidad promedio se reduce hasta llegar al 10%. En las rocas almacenadoras se puede encontrar crudo con una gravedad API entre 12 a 42 °API[4].
- **Migración:** se consideran dos pulsos de migración que dieron lugar a la acumulación de hidrocarburos en la roca almacenadora: el primero de ellos durante el Eoceno tardío – Oligoceno, periodo conocido también como Orogenia Preandina, y el segundo en el Mioceno medio, después de la Orogenia Andina[4].
- **Roca sello:** las lutitas de la Formación León y Carbonera, miembros C2, C4, C6 y C8, constituyen la roca sello, aunque también se consideran las lutitas cretácicas de las Formaciones Gachetá y Guadalupe como sellos intraformacionales[4].

2. MARCO TEÓRICO

2.1 Registros LWD

Los registros eléctricos son una de tantas fuentes de datos usadas para la evaluación de formaciones, permitiendo obtener información detallada del pozo como porosidades, saturaciones, permeabilidades y tipos de litología. Para comprender las características de las formaciones, la industria petrolera ha creado una serie de herramientas denominadas LWD (Logging While Drilling), las cuales están relacionadas con la adquisición de información de la roca mientras se perfora. Se encuentran integradas en los equipos MWD y facilitan la identificación de zonas con posibles hidrocarburos gracias a la información proporcionada por la herramienta.

2.1.1 Registro Rayos Gamma

Es una herramienta que permite medir la radiación gamma natural de rocas o sedimentos en un pozo y distinguir formaciones arcillosas por su radioactividad. A pesar de que los registros pueden ser afectados por el diámetro del pozo y el fluido, su interpretación posibilita analizar entornos de deposición, calcular volúmenes de calizas de manera precisa, sugerir modificaciones en la litología, estimar volúmenes de material radioactivo, señalar ambientes deposicionales y sugerir zonas con fracturas o roca madre.

El servicio de rayos gamma dual DGR™ de Halliburton Sperry Drilling proporciona registros precisos de rayos gamma durante la perforación LWD con una exactitud y fiabilidad probada. El sensor DGR cuenta con dos circuitos de recuento independientes y es compatible con cualquier servicio de medición durante la perforación MWD o LWD[8].

2.1.2 Registro de Densidad de porosidad

Este registro se basa en medir la densidad de una formación mediante la atenuación de rayos gamma entre una fuente y un receptor [9]. Permite calcular la porosidad por densidad, lo cual significa que si el registro de densidad es bajo, indica que existe una alta porosidad, mientras que si es alto, esto indica que hay una baja porosidad. La unidad de medida es gramos por centímetro cúbico (gr/cm^3), con un rango de valores entre 1,96 y 2,96 gr/cm^3 . En resumen, este registro mide la densidad de la formación a través de la atenuación de rayos gamma entre una fuente y un receptor [10].

2.1.3 Registro neutrónico de porosidad

Como lo menciona SUE[7], el principal uso del registro de los registros neutrónicos es identificar la roca porosa y determinar la porosidad aparente, que responde a la cantidad de hidrogeno presente en la formación. En formaciones limpias el espacio poroso está saturado de líquido; el resultado de porosidad refleja la cantidad de líquido. Además, en conjunto con el registro de Densidad se logra un análisis mejorado cuando hay gas o arcilla presente; es probable que el registro no proporcione un cálculo de densidad preciso. En la comparación de la información del registro neutrónico con otro registro, se muestra la presencia de gas, volumen de arcilla y el tipo de matriz.

Como parte del conjunto de mediciones, la familia de sensores LWD de Halliburton Sperry Drilling de segunda generación de neutrones térmicos compensados (CTN™) proporciona mediciones precisas de la porosidad de la formación al tiempo que ayuda a distinguir entre tipos de fluidos. Esta información ayuda a los operadores a mejorar su toma de decisiones en tiempo real y obtener una comprensión más clara de las características petrofísicas del yacimiento. El sensor CTN responde principalmente al contenido de hidrógeno en la formación, lo que produce mediciones precisas de la porosidad en las formaciones del yacimiento[8].

2.1.4 Registro de litodensidad

El registro litodensidad es una sonda que utiliza una fuente radioactiva emisora de rayos gamma de alta energía para poder obtener la densidad de la roca e inferir, con base en esto, la porosidad. Para obtener la densidad, se mide el conteo de rayos gamma que llegan a los detectores después de interactuar con el material. El conteo obtenido está en función del número de electrones por cm^3 y se relaciona con la densidad real del material. La identificación de la litología se hace por medio de la medición del índice de absorción fotoeléctrica [9].

El servicio de litodensidad azimutal ALD™ de Halliburton Sperry Drilling proporciona mediciones confiables que son adecuadas para una amplia gama de aplicaciones petrofísicas y geológicas. El servicio ALD permite obtener imágenes de formación en tiempo real en sistemas de lodo base agua o de aceite. Proporciona una densidad precisa para la evaluación de yacimientos, imágenes de pozo de alta calidad para la interpretación de buzamiento estructural, genera mejores decisiones en la geonavegación y permite mediciones de la forma del pozo para aplicaciones de estabilidad[8].

2.1.5 Registro sónico

Como lo afirma CAMPOS [11], los registros sónicos son de gran utilidad, ya que muestran la ubicación exacta en profundidad de las interfaces acústicas en el subsuelo, las cuales originan las reflexiones o las refracciones de las ondas sísmicas que se propagan en este medio. También son el principal factor en la elaboración de los sismogramas sintéticos, los cuales son esenciales en la calibración sísmica-pozo, entre otras aplicaciones.

2.1.6 Registro de resistividad

La resistividad es la capacidad que tienen las rocas de oponerse al paso de corriente eléctrica inducida y es el inverso de la conductividad. La resistividad depende de la sal disuelta en los fluidos presentes en los poros de las rocas. Existen dos tipos principales de perfiles resistivos: el Perfil Lateral (Laterólog) y el Perfil de Inducción (Induction Log). El perfil lateral se utiliza en lodos conductivos (lodo salado) y el perfil de inducción se utiliza en lodos resistivos (lodo fresco o base aceite)[10]. Se usa para la localización de hidrocarburos, la identificación de zonas impermeables, diferenciar agua dulce y salada, analizar el perfil de invasión del filtrado del lodo y la correlación con otros registros, calcular la saturación de hidrocarburos y, por lo tanto, el volumen de reservas. La resistividad de las rocas que están llenas de líquido depende tanto de la resistividad y como del volumen de los fluidos presentes en la roca[7].

El registro de resistividad enfocada azimutal AFR™ de Halliburton Sperry Drilling ofrece imágenes de pozo de registro durante la perforación LWD de alta resolución para mejorar las estimaciones de reservas y una mejor comprensión de la estructura del yacimiento. También proporciona una medición de resistividad sobre la broca junto con mediciones de resistividad de tipo laterólog omnidireccional y azimutal[8]. Es una herramienta que permite obtener una resolución alta en imágenes para, asimismo, obtener una mejor comprensión geológica y precisión en la perforación.

2.2 Sensores

2.2.1 Sensor de Dinámica de Perforación

La vibración de la sarta de perforación es un factor importante en la falla de las herramientas de fondo de pozo. También puede causar daños en el pozo y la necesidad de reparaciones más frecuentes. La detección y mitigación oportuna de la vibración en el fondo del pozo es la clave para evitar el tiempo no productivo (NPT) y prevenir daños en las herramientas. El sensor de

dinámica de sarta de perforación DDSr™ de Sperry Drilling Services mide tanto los impactos en el fondo del pozo como el tipo y magnitud de la vibración que afecta la broca. Estas mediciones proporcionan una visión completa y comprensión de las condiciones dinámicas en cualquier punto del proceso de perforación.

2.2.2 Sensor de Presión mientras se perfora

El sistema Presión Mientras se Perfora (Pressure While Drilling o PWD) utiliza una combinación de sensores de presión anular y de tubería de perforación para proveer datos precisos de presión del pozo en ambientes de alto riesgo. Esta solución económicamente efectiva proporciona medidas en tiempo real, permitiendo la detección temprana en un gran rango de operaciones. El sistema ha sido diseñado para medir y monitorear presiones críticas anulares de tubería de perforación y temperaturas durante las operaciones de perforación. Cada uno de estos sistemas puede producir registros de alta resolución, permitiendo un monitoreo preciso.

2.3 Dinámica de perforación

La dinámica de perforación busca comprender y controlar los fenómenos que ocurren durante la perforación para optimizar la eficiencia y la seguridad del proceso, y así ajustar y tomar decisiones sobre los parámetros de perforación. Esto implica el monitoreo en tiempo real de diversas variables, como la presión del pozo, la velocidad de penetración, la vibración de la broca o de la sarta, entre otros.

2.3.1 Vibración

La vibración se puede definir como la oscilación o movimiento repetitivo de un objeto alrededor de su punto de equilibrio. Partiendo de este concepto, en la perforación de pozos se puede decir que es la liberación de energía acumulada en la sarta de perforación que no ha sido transmitida eficientemente a la broca, generando daños en las herramientas y en el hueco.

2.3.2 Parámetros de vibración

- **Amplitud:** la amplitud de una onda puede definirse como la distancia que existe entre el eje horizontal y el pico de la onda.
- **Periodo:** el periodo de una onda es la cantidad de tiempo que tarda en completar un ciclo o una revolución completa.

- **Frecuencia:** la frecuencia de una onda se puede definir como el número de veces que se repite un ciclo en una unidad de tiempo.
- **Aceleración:** la aceleración en una onda es la variación que existe de la velocidad en el tiempo, donde se ve implicada la rapidez y la dirección.

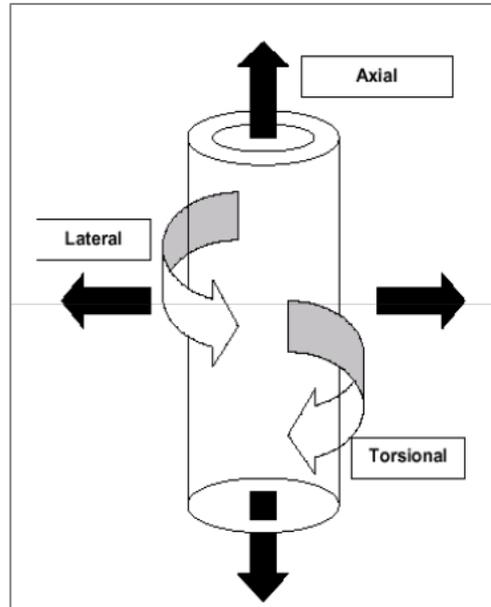
2.3.3 *Tipos de vibración*

- **Libre o natural:** este tipo de vibración se presenta cuando el sistema oscila bajo acción de fuerzas propias del sistema y cuando no existen fuerzas externas directamente aplicadas a lo largo del tiempo. Un sistema con vibración libre vibrará a una o más de sus frecuencias naturales, las cuales son propiedades del sistema dinámico[12].
- **Forzada:** las vibraciones forzadas son causadas por una fuente de excitación externa periódica. Si existe una fuente de excitación que se una con una fuente libre o natural puede ocasionar vibraciones extremadamente grandes.
- **Auto-Excitada:** las vibraciones autoexcitadas son causadas por una fuente de energía constante que puede ser externa o interna al sistema. Se define como la conversión de una energía no oscilatoria en vibración. Hay similitudes con la resonancia forzada, en que el sistema vibrará a una frecuencia natural. Sin embargo, la diferencia importante es que la fuente de excitación es constante en este caso, mas no periódica. Por lo tanto, aunque la fuente de energía influye en la amplitud de la vibración, no influye en la frecuencia a la que vibra el sistema.

2.3.4 Modos de vibración

Figura 3.

Modos de vibración



Nota. Descripción de los modos de vibración.

- **Axial:** en este modo de vibración, existe una variación en el movimiento longitudinal de la sarta, donde se presenta un efecto de tensión y compresión.
- **Lateral:** el movimiento que se presenta sobre la sarta de perforación es de lado a lado.
- **Torsional:** en el modo torsional, existe una acumulación de energía en forma de torsión, lo cual genera una detención de la tubería y luego una liberación abrupta de energía.

2.3.5 Mecanismos de vibración

Figura 4.

Mecanismos de vibración

Mechanism	Mode of Vibration	Frequency
Stick-slip	Torsional	0.1 – 5 Hz
Bit Bounce	Axial	1 – 10 Hz
Bit Whirl	Lateral / Torsional	10 – 50 Hz
BHA Forward Whirl / BHA Backward Whirl	Lateral / Torsional	5 – 20 Hz
Lateral Shocks	Lateral	Irregular Impacts
Torsional Resonance	Torsional	20 – 350 Hz
Parametric Resonance	Axial / Lateral	0.1 – 10 Hz
Bit Chatter	Lateral / Torsional	20 – 250 Hz
Modal Coupling	Lateral / Torsional and Axial	0.1 – 20 Hz

Nota. Descripción de los mecanismos de vibración. Tomada de: Sperry Drilling Halliburton «Vibration Mit Guide H05514_ADT_Brochure» 2012. [Acceso: sep.28,2023]

- **Stick Slip:** es la rotación no uniforme de la sarta de perforación en la que la broca se detiene momentáneamente, donde la reducción, el aumento de las RPM y el torque se ve de manera cíclica. Los ambientes típicos pueden incluir pozos de alto ángulo o de alcance extendido, formaciones duras o secciones de sal donde se está produciendo el arrastre de sal. También en pozos de alta tortuosidad, pozos con altos factores de fricción causados por una mala calidad del pozo o mala limpieza del pozo y diseños rígidos de BHA que se ejecutan en secciones con patas de perro.
- **Bit Bounce:** son movimientos longitudinales en el modo axial de la sarta que se presentan principalmente en sartas con brocas tricónicas. Ocasionan largas fluctuaciones del WOB. El entorno típico puede incluir brocas tricónicas con un patrón de fondo de pozo inestable, lo que crea una resonancia axial del BHA.
- **Bit Whirl:** es cuando la broca ha cortado un hoyo más grande que su propio diámetro; esto le permite moverse alrededor de las paredes del agujero en vez de girar en su propio centro.

Figura 5.

Mecanismo de vibración Bit Whirl

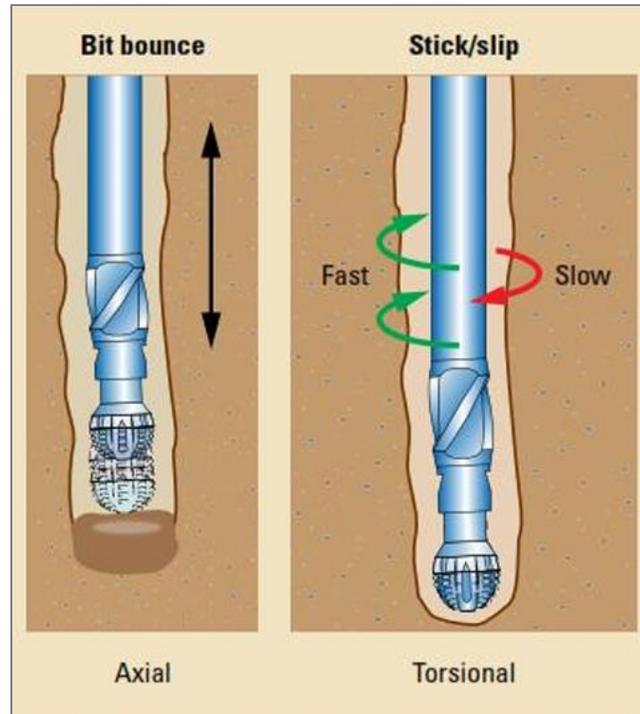


Nota. Descripción de los mecanismos de vibración. Tomada de: Sperry Drilling Halliburton, por J. Vortuba 2022, Jun_17 Vibration p. 43. presentación. [Acceso: nov.3,2023]

- **BHA Whirl:** es un desbalance de masa en el BHA, donde es más probable en la vertical o a bajo ángulo. En este mecanismo de vibración, la rotación se da fuera del centro, lo cual es una de las vibraciones más destructivas.
- **Lateral Shocks:** no es exactamente un mecanismo de vibración, pero si describe el comportamiento caótico del BHA y la sarta. Se presenta cuando otros modos de vibración se hacen extremos, haciendo que la sarta, al liberar esa energía, genere fuertes impactos laterales.

Figura 6.

Mecanismo de vibración, Bit Bounce y Stick-Slip



Nota. Descripción grafica del Bit Bounce y Stick slip. Tomada de: Drillinglog Schlumberger «Drillstring vibrations and vibration modeling». [En línea]. Disponible en: <https://www.slb.com/-/media/files/drilling/brochure/drillstring-vib-br>. [Acceso: oct.30,2023]

- **Resonancia torsional:** son vibraciones de alta frecuencia del modo torsional, donde el cambio en RPM puede ser severo y muy rápido de la orden 0,02 segundos o menos. Esto puede ocurrir en cualquier perforación, pero normalmente se observan vibraciones más graves en formaciones duras, donde pueden producirse daños por impacto y vibración en las herramientas de perforación.
- **Resonancia paramétrica:** en la resonancia paramétrica se pueden inducir vibraciones laterales severas debido a las excitaciones axiales causadas por la interacción broca/formación, lo que da como resultado fluctuaciones WOB. La resonancia paramétrica puede ocurrir en formaciones intercaladas y pozos de bajo calibre.
- **Bit Chatter:** se presenta con altas frecuencias en el modo torsional y lateral, generando impactos sobre los cortadores y aletas de la broca. Comúnmente se da sobre formaciones duras.

Las brocas de PDC que perforan rocas de alta resistencia a la compresión crearán esta vibración, donde pierden su acción de corte y cada cortador se ve impactado en la formación.

- **Modal Coupling:** ocurre en dirección axial, lateral y torsional de forma simultánea. Resulta de no poder controlar alguno de los mecanismos vibración, permitiendo al mismo volverse severo e inducir a otros modos. Esta es la forma más extrema de vibración y, por lo general, es el resultado de una falla en el control de uno de los mecanismos de vibración.

2.4 Tipos de perfiles de pozos

En el diseño de la perforación de un pozo, su geometría es de gran importancia, ya que permitirá llegar a los yacimientos propuestos, satisfacer las necesidades de las compañías, minimizar costos, disminuir limitaciones tecnológicas, entre otros. Hoy en día, existen 2 tipos de pozos: convencionales y no convencionales, los cuales se describen a continuación.

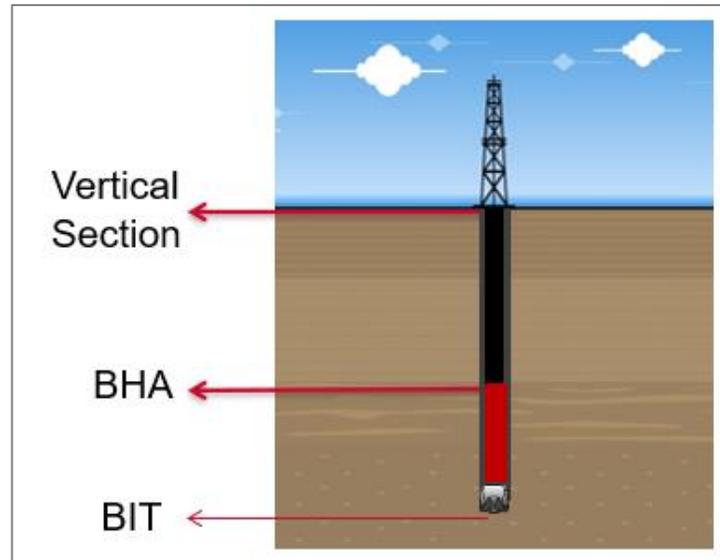
2.4.1 Pozos convencionales

Se consideran pozos convencionales todos aquellos que no poseen alguna desviación de acuerdo con sus coordenadas de superficie y coordenadas objetivo.

- **Pozos verticales:** son Aquellos pozos que no presentan alguna desviación, siendo la inclinación de 0° , azimut igual a 0° y su TVD y TD presentan las mismas mediciones.

Figura 7.

Pozo Vertical



Nota. Descripción de un pozo vertical. Tomada de: Universidad Politécnica de Madrid «Ingeniería de la perforación de pozos de petróleo y gas. Vol. IV: Técnicas de perforación direccional de pozos.» 2020. [En línea]. Disponible en: <https://doi.org/10.20868/UPM.book.62722>. [Acceso: ago.8,2023]

2.4.2 Pozos no convencionales

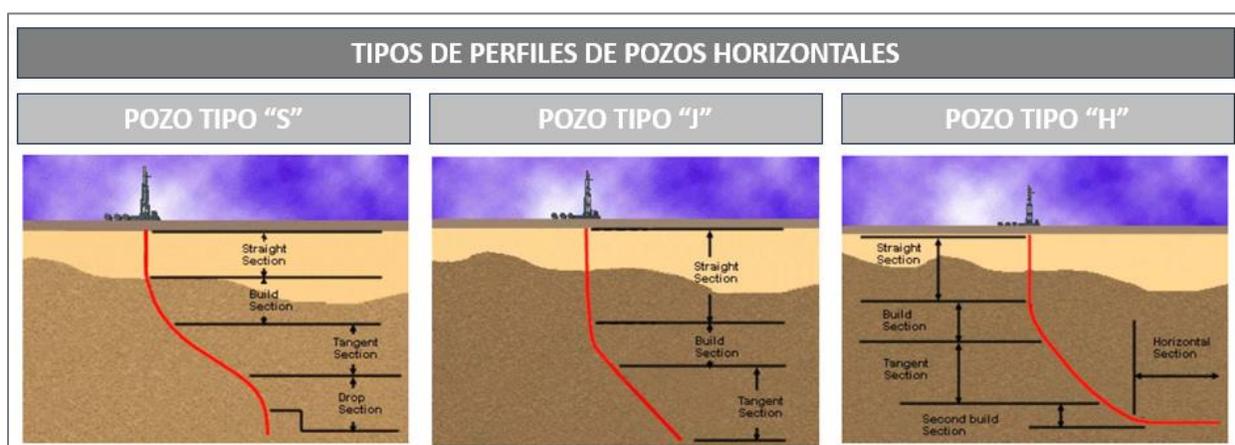
Se consideran pozos no convencionales todos aquellos que presentan, en su etapa de terminación, una inclinación.

- **Pozos direccionales:** son aquellos pozos que, al momento de su perforación están ubicados lejanamente del punto inicial de superficie. Es por esto por lo que se describe los tipos de perfiles de pozos direccionales.
 - ✓ **Pozos tipo “S”:** los pozos tipo “S” están formados por una sección vertical y su desviación inicia cerca de la superficie. La inclinación se mantiene hasta que se logra casi todo el desplazamiento lateral. Seguidamente, se reduce el ángulo de desviación hasta volver el pozo vertical y llegar a TD[13].
 - ✓ **Pozos tipo “J”:** la desviación comienza a una gran profundidad por debajo de la superficie y el ángulo promedio de inclinación se mantiene constante hasta llegar a TD del pozo[13].

- ✓ **Pozo tipo “J” modificado:** la variación que se tiene respecto a un “J” es que, una vez alcanzado el ángulo del plan y mantenida la inclinación, se inicia la caída del ángulo sin llegar a verticalizar, hasta la profundidad del pozo[12].
- ✓ **Pozo tipo “H”:** se denomina horizontal los pozos con un ángulo de inclinación no menor a 86° respecto a la vertical. La longitud de la horizontal depende de la extensión del yacimiento[13].

Figura 8.

Tipos de perfiles de pozos horizontales



Nota. Principales tipos de torque presentes durante la perforación. Tomada de: Universidad Politécnica de Madrid «Ingeniería de la perforación de pozos de petróleo y gas. Vol. IV: Técnicas de perforación direccional de pozos.» 2020. [En línea]. Disponible en: <https://doi.org/10.20868/UPM.book.62722>. [Acceso: sep.25,2023]

2.5 Parámetros de perforación

2.5.1 Velocidad de rotación (RPM)

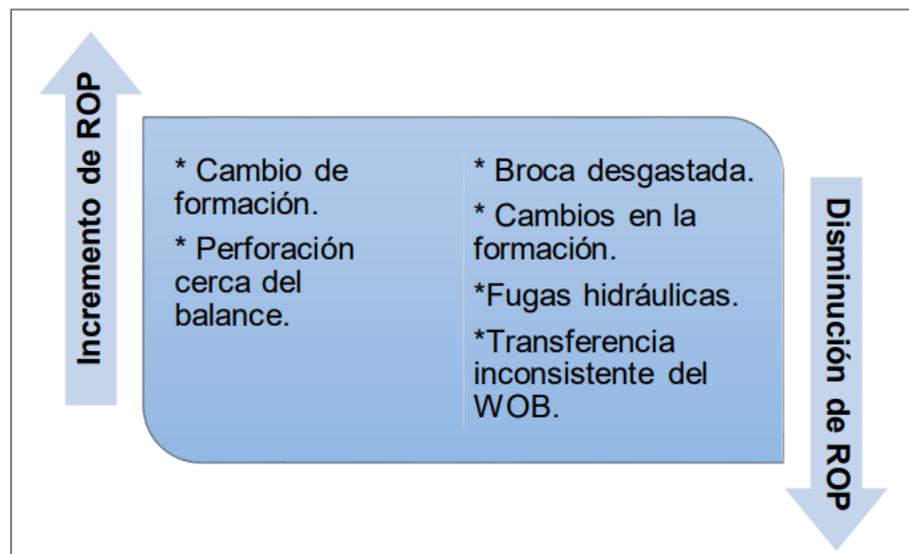
Las RPM, como sus siglas lo denotan, son las revoluciones por minuto representadas a través de la velocidad de rotación en superficie y la velocidad de rotación del motor en profundidad. La rotación en superficie puede proporcionarse a través de la mesa rotaria, la Kelly, piezas de perforación o top drives. La rotación mediante motores de fondo depende de la cantidad de flujo que pase por medio del motor[12]. Por tal razón, las RPM totales sobre la broca se podrán hallar con la suma de las RPM en superficie más las RPM del motor. Se mide en (rev/min).

2.5.2 Tasa de penetración (ROP)

Es la velocidad de perforación mediante el cual se avanza por medio de las formaciones cuando se perfora. Las ROP estarán condicionadas por las RPM y el WOB, entonces, en formaciones blandas las ROP incrementarán proporcionalmente a las RPM, mientras que en formaciones duras, a pesar de que las RPM aumenten, no tendrán un comportamiento lineal. Por otro lado, en formaciones blandas, a mayor peso sobre la broca, mayor tasa de penetración, mientras que en formaciones duras no se verá este mismo comportamiento. Se mide en (ft/h).

Figura 9.

Comportamiento de las ROP



Nota. Comportamiento de la Tasa de perforación de acuerdo con su entorno. Tomada de: Escuela Politécnica Nacional, «Evaluación de Parámetros de Perforación Adquiridos en Tiempo Real en Pozos J-HD Sec. 12¼” del Campo VMC Perforados del 2013 al 2016». Mayo de 2018. [En línea]. Disponible en: <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/19437> [Acceso: nov.21,2023]

2.5.3 Peso sobre la broca (WOB)

Conocida como WOB por sus siglas en inglés, es el peso o fuerza sobre la roca, el cual es el resultado del peso proporcionado por la sarta y sus diferentes componentes. Conforme la broca se desgaste, será necesario mayor peso para mantener las revoluciones. Se mide en (Klbf).

2.5.4 Tasa de flujo (Caudal)

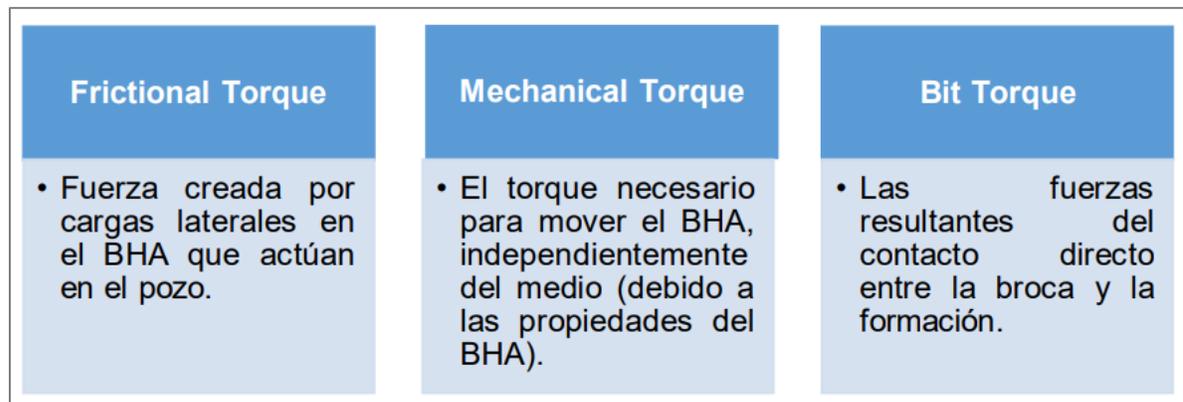
Es la cantidad de volumen de fluido de perforación en un determinado periodo de tiempo[14]. La tasa de flujo tendrá efectos sobre la broca y la limpieza del pozo debido a que a mayor velocidad a través del anular, mejor transporte de recortes y mayor aumento en la energía sobre la broca. Se mide en (gal/min).

2.5.5 Torque

Es la fuerza mecánica generada por el Top Drive/mesa rotaria, necesaria o aplicada para hacer rotar la sarta de perforación para vencer las fuerzas presentes a lo largo de la trayectoria del pozo[15]. Hay una relación directa entre el torque y las RPM aplicadas, si la velocidad de rotación aumenta, también lo hará el torque. Por otro lado, el torque aumentará con la profundidad de la sarta de perforación ocasionando mayor interacción con las paredes del hueco, entre más tubería en contacto, mayor fuerza es requerida para generar la rotación. A continuación, en la Figura 10. se identifican los principales tipos de torque presentes durante la perforación. Se mide en (klbf/ft).

Figura 10.

Principales tipos de Torque



Nota. Principales tipos de torque presentes durante la perforación. Tomada de: Escuela Politécnica Nacional, «Evaluación de Parámetros de Perforación Adquiridos en Tiempo Real en Pozos J-HD Sec. 12¼” del Campo VMC Perforados del 2013 al 2016». Mayo de 2018. [En línea]. Disponible en: <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/19437> [Acceso: nov.21,2023]

2.6 Componentes del BHA

El BHA, conocido en la industria petrolera como ensamble de fondo, es usado para la perforación de pozos donde se compone por diferentes herramientas como brocas, motores, estabilizadores,

drill collars, herramientas de MWD/LWD, heavy weight. martillos de perforación, entre otros. Su principal función es transmitir y soportar cargas axiales (WOB) y torsionales (Torque). También transmitir hidráulica para limpiar el pozo, enfriar la broca y producir huecos en calibre. Igualmente, evitar desviaciones sobre las formaciones, mantener estabilidad en el hueco y minimizar vibraciones.

2.6.1 Heavy Weight Drill Pipe (Tubería pesada de perforación)

Es una tubería que permite darle peso al BHA en ambos sentidos a los martillos de perforación. Su objetivo principal es generar un cambio sucesivo entre los componentes de mayor tamaño y la tubería de perforación. También tiene funciones desde el punto de vista direccional, ya que presentan mayor capacidad para doblarse que un drill collar, y desde el punto de vista de fatiga [16].

2.6.2 Drill Collar (Botella de perforación)

El Drill Collar es un elemento del BHA que abastece de peso a la broca de perforación. Asimismo, tiene como función la protección de la sarta de perforación sobre futuros doblamientos o torsiones, controlar la dirección y la inclinación, mejorar el trabajo de la broca, nivelar la dinámica de la perforación, entre otras. En la Figura 11, se pueden observar los 2 tipos de Drill collar más usados. El Drill collar liso usualmente cumple con las necesidades nominales, mientras que el espiralado ayuda a reducir el contacto con las paredes del pozo.

Figura 11.

Tipos de Drill Collar



Nota. Figuras de los principales tipos de Drill Collars.

2.6.3 Jar (Martillo)

Son elementos operados mecánica o hidráulicamente para proporcionar un golpe de alto impacto sobre la sarta de perforación dentro del pozo, para el caso en que sobrevenga una pega de tubería.

Los martillos están específicamente diseñados para perforar o para pescar (recuperar una parte de la sarta de perforación que se ha dejado en el pozo). Para liberar la tubería, se necesita que el martillo esté por encima del punto de pega. Por esto, se les ubica en la parte superior del BHA, siempre arriba de los estabilizadores y otras herramientas de mayor diámetro susceptibles a pegarse[17].

2.6.4 Crossover

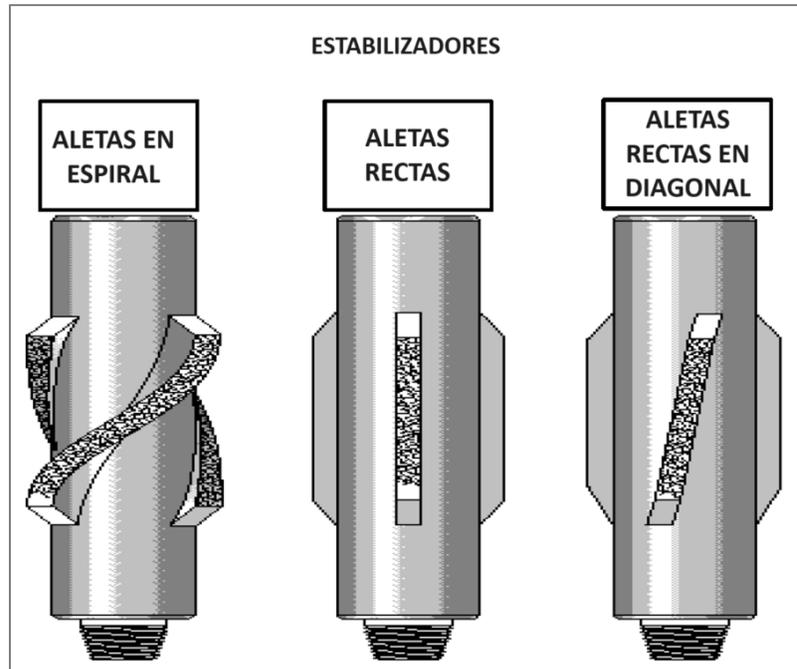
Los crossovers son herramientas pequeñas que permiten conectar componentes de diferentes diámetros del BHA entre sí.

2.6.5 Stabilizer (Estabilizador)

Es un componente del BHA que permite generar estabilización de la sarta de perforación. Dentro de sus funciones esta mantener las botellas de perforación lejos de las paredes del pozo, para así poder transmitir de manera efectiva el peso a la broca. Generalmente son de tamaños muy similares al tamaño de la broca, por lo que también ayudan en la trayectoria direccional del pozo, haciendo del BHA un conjunto más rígido o flexible[13]. A continuación, en la Figura 12. se pueden observar los principales tipos de estabilizadores.

Figura 12.

Tipos de estabilizadores



Nota. Figura con los principales tipos de estabilizadores.

2.6.6 Reamer (Rimador)

Los rimadores liman las paredes del pozo a un diámetro igual o inferior al de la broca y realizan una función similar a los estabilizadores, en cuanto a que ayudan a estabilizar el ensamblaje de fondo y mantener el hueco con el diámetro completo. Son usados generalmente cuando se experimentan problemas para mantener el pozo del diámetro de la broca, en formaciones abrasivas y cuando a la broca se le desgasta el diámetro exterior[18]. Generalmente se usan en formaciones duras, ya que es la única herramienta que puede mantener de forma eficaz el calibre del hueco.

Figura 13.

DL Reamer



Nota. DL Reamer que mejora la geometría del pozo y tiempos de viaje. Tomada de: NOV, «DL REAMER». [En línea]. Disponible en: <https://www.nov.com/products/dl-reamer> [Acceso: ago.13,2023]

2.6.7 Motor

Como lo afirma DIAZ e IGUAVITA[19], los motores de fondo son dispositivos hidráulicos que usan la energía cinética del fluido de perforación bombeado a través de la tubería para transmitir potencia directamente a la broca sin necesidad de rotar la sarta de perforación.

La perforación direccional usando motor de fondo consta de intervalos de rotación y deslizamiento. Durante la rotación se utiliza la potencia generada en la mesa rotaria y toda la sarta de perforación rota normalmente; en cambio, cuando se quiere generar un cambio en la dirección del hueco, la rotación de la sarta se detiene y se da inicio al intervalo de deslizamiento. Se apunta la sección doblada o bendhousing del motor hacia la dirección deseada y la broca rota únicamente con la potencia generada por el motor, mientras que el resto de la sarta se desliza sobre la formación.

El bendhousing como lo menciona GUZMAN[20], es una parte integral del motor de fondo y posee un ángulo ajustable que varía entre 1° hasta 3°, el mismo que sirve para dar dirección al pozo.

Los dos motores más conocidos son:

- **Motores por turbina:** esta herramienta es accionada por turbinas que conducen la energía rotacional por el paso del fluido hacia la broca. Contiene rotores y estatores en forma de aspas

que están conectados al casco de la herramienta y se mantienen unidos. Para entrar en función, el fluido de perforación comienza a circular por la sarta de perforación y las aspas de cada uno de los estatores estacionarios guían el lodo hacia las aspas de los rotores del ángulo. Una caída de presión de circulación en la superficie indicará que la turbina ha empezado a funcionar[21].

- **Motores de desplazamiento positivo (PDM):** estas herramientas de fondo son activadas por el lodo de perforación; el movimiento se genera a través del paso del fluido por medio de las cavidades progresivas que se forman entre un rotor de acero y un estator de goma. Los motores de desplazamiento positivo permiten aumentar el torque sobre la broca, por esta razón son los más utilizados en la industria[19].

A continuación, en la Tabla 1. las principales diferencias entre los motores por turbina y motores de desplazamiento positivo (PDM).

Tabla 1.

Diferencias entre los motores

DIFERENCIA ENTRES MOTORES POR TURBINA Y MOTORES DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO (PDM)	
Motores por turbina	Motores de desplazamiento positivo (PDM)
Formaciones más duras	formaciones más blandas
Pozos más profundo/más pequeño	Pozos menos profundo/más grande
Mayor potencia y mayores velocidades	Menor potencia y mayor torque
Brocas de diamante impregnadas y brocas de PDC de fraguado más pesado	PDC y Triconicas
Opciones limitadas para hidráulica de brocas	Todas las opciones para hidráulica de brocas
Temperaturas más altas (572°F/300°C)	Temperaturas más bajas (347°F/175°C)
Excelente calidad del hueco	Más barato de comprar y construir

Nota. Principales diferencias entre los motores por turbina y motores de desplazamiento positivo (PDM).

2.6.8 Rotary Steerable System

Es una herramienta que permite desarrollar la trayectoria del pozo orientando la broca en el sentido requerido, sin la necesidad de detener la rotación. Se ejecuta por dos mecanismos principales: apuntando la broca o empujando la broca en la dirección deseada generando el alcance con exactitud de objetivos planteados durante la operación.

El trabajo direccional se realiza mediante información que se envía desde superficie por medio de pulsos de presión de circulación. La herramienta obedece a ordenes en términos de inclinación y azimut, así como a cambios de fuerzas[16], logrando que se pueda tomar decisiones en tiempo real.

2.6.9 MWD-Measure While Drilling & LWD Logging While Drilling

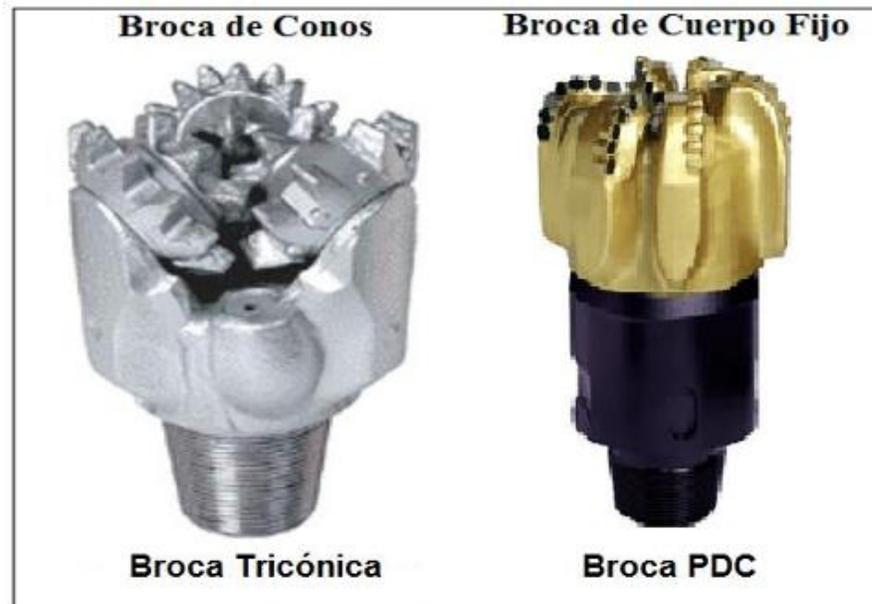
Son un conjunto de herramientas compuestas con partes mecánicas, eléctricas y electrónicas que dan el acceso a registros de datos para conocer las características de las formaciones y así poder llegar al objetivo dentro del pozo. Estas herramientas envían en tiempo real, a través de pulsos por medio del lodo de perforación o mediante tubería electromagnética, la información necesaria hacia los sensores en superficie, para luego poder ser traducidas en acciones por el personal en campo.

2.6.10 Broca

Es una herramienta usada para triturar o cortar la roca durante el proceso de perforación de pozos a través de esfuerzos de compresión y rotación. Se sitúa en la parte inferior de la sarta, y sus componentes varían según las condiciones geológicas y las necesidades de la operación. La broca es uno de los accesorios más importantes dentro del diseño de la sarta de perforación debido a los grandes beneficios que ha traído para la industria.

Figura 14.

Tipos de brocas según su diseño

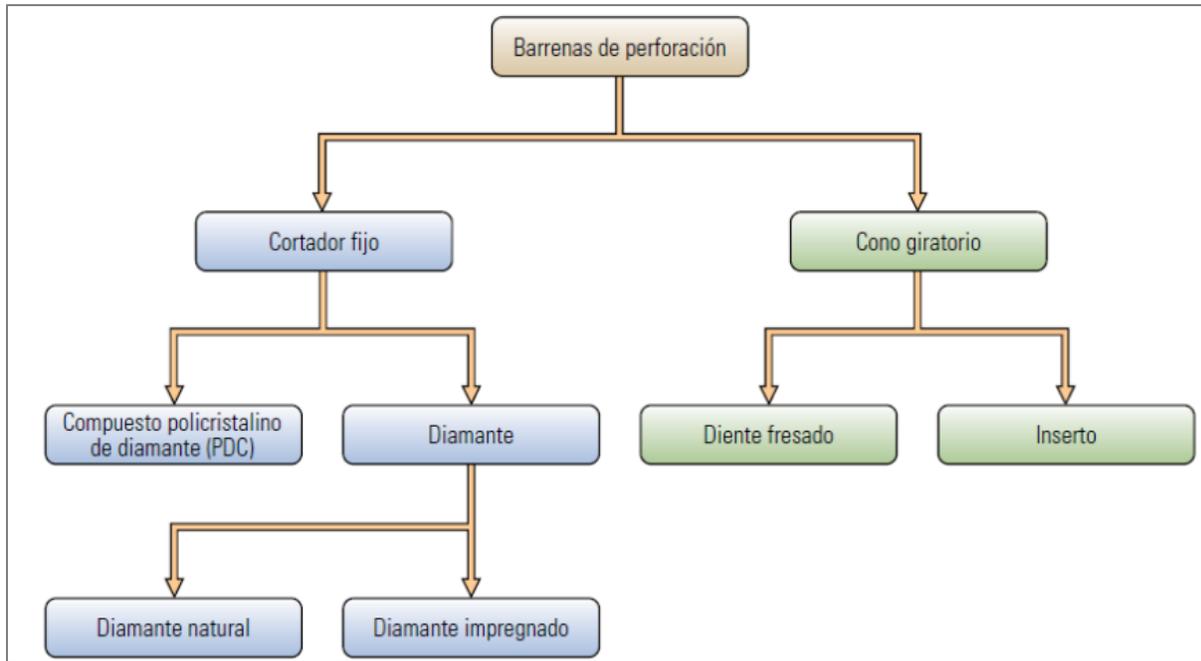


Nota. Principales tipos de brocas según su diseño. Tomada de: Repositorio Universidad de América, «Evaluación de la eficiencia mecánica de broca híbrida en la perforación de la sección 8 ½” en el Piedemonte Llanero». Abril de 2017. Tesis. [En línea]. Disponible en: <http://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/952/1/5121302-2017-1-IP.pdf> [Acceso: nov.11,2023]

- **Clasificación de las Brocas:** es importante durante la perforación de un pozo la selección del tipo y diseño de la broca a utilizar. Anteriormente, las brocas se usaban de acuerdo con la dureza de la formación, profundidad y la hidráulica a implementar. Sin embargo, en la actualidad existen otros factores que priman al momento de escoger la broca, como resistencia a la compresión, la abrasividad, la capacidad de perforación, el diseño, entre otros. A continuación, en la Figura 15. se describe la clasificación de las brocas.

Figura 15.

Clasificación de las brocas de perforación de pozos

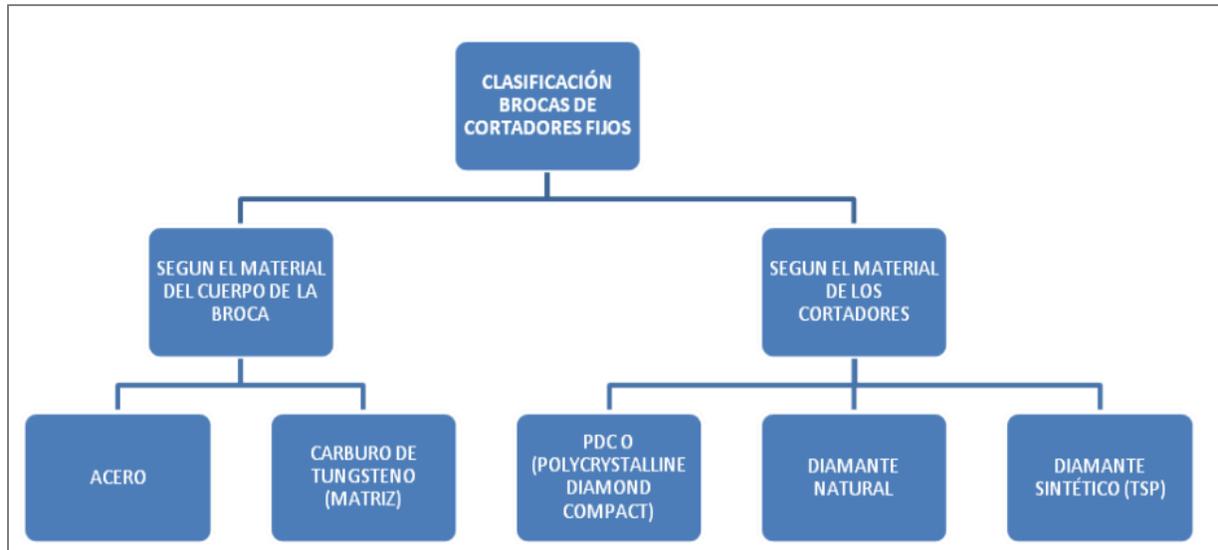


Nota. Clasificación de las brocas. Tomada de: Repositorio Universidad de América, «Evaluación técnica y financiera del mejoramiento en la calidad del hueco mediante la implementación de brocas con calibre extendido en la fase 12 ¼ en el Campo Castilla». Mayo de 2018. Tesis. [En línea]. Disponible en: <https://hdl.handle.net/20.500.11839/6744> [Acceso: nov.1,2023]

✓ **Brocas de Cortador Fijo:** las brocas de diamantes policristalinos compactos (PDC) se introdujeron en la industria en la década de 1970. Constan de un cuerpo fijo al que se añaden cortadores en forma de disco. Estos cortadores están compuestos por una capa de diamantes policristalinos sintéticos adheridos a un sustrato de carburo de tungsteno para una fijación más efectiva al cuerpo[22]. A continuación, en la Figura 16. se observa la clasificación de las brocas de cortadores fijos.

Figura 16.

Clasificación de las brocas de cortadores fijos

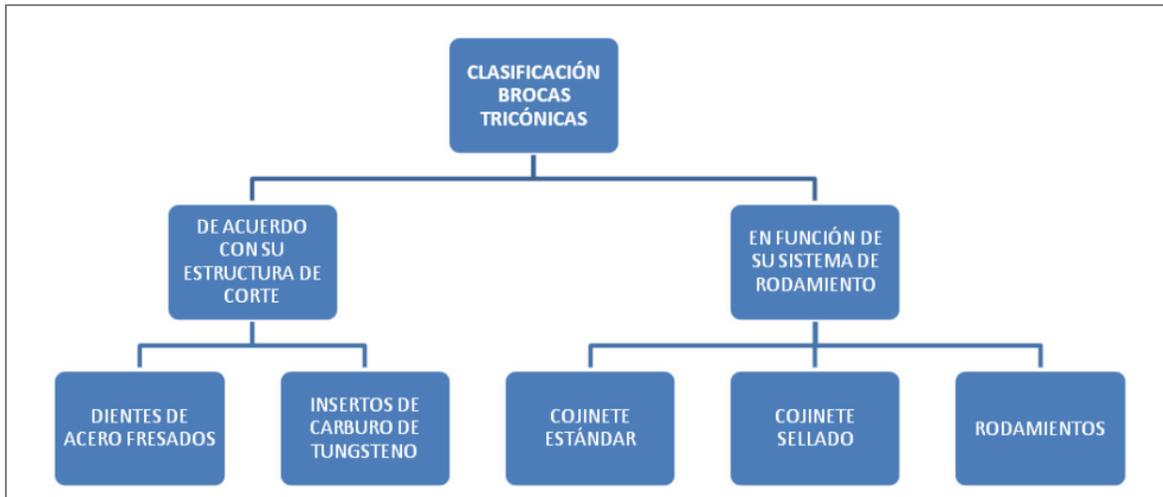


Nota. Clasificación de las brocas de cortadores fijos. Tomada de: Repositorio Escuela Politécnica Nacional, «Estudio de desempeño y rendimiento de brocas de perforación en el campo Shushufindi para optimizar tiempos de perforación mediante la aplicación de la base de datos Phoenix de Halliburton». Abril de 2012. Tesis. [En línea]. Disponible en: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/4617> [Acceso: nov.2,2023]

✓ **Broca con conos giratorios:** fueron creadas en 1910 por Howard Hughes debido a las necesidades operacionales, generando mayor resistencia y durabilidad. Las brocas tricónicas permiten a los taladros triturar las formaciones arenosas o rocosas profundas. Se clasifican en 2 grupos, brocas con dientes de acero, para formaciones blandas; y brocas con insertos de carburo de tungsteno, para formaciones duras. A continuación, en la Figura 17. se observa la clasificación de las brocas tricónicas.

Figura 17.

Clasificación de las brocas tricónicas



Nota. Clasificación de las brocas de cortadores fijos. Tomada de: Repositorio Escuela Politécnica Nacional, «Estudio de desempeño y rendimiento de brocas de perforación en el campo Shushufindi para optimizar tiempos de perforación mediante la aplicación de la base de datos Phoenix de Halliburton». Abril de 2012. Tesis. [En línea]. Disponible en: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/4617> [Acceso: nov.12,2023]

3. CONSOLIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN PARA LA IDENTIFICACIÓN Y CORRELACIÓN DE LOS POZOS QUE PRESENTAN PROBLEMAS POR LA BAJA CALIDAD EN EL HUECO

El presente objetivo se desarrolla en base a la información compartida por HALLIBURTON LATIN AMERICA S.R.L SUCURSAL COLOMBIA, sobre pozos localizados en un área de estudio de la cuenca de los Llanos Orientales. Se realiza una investigación de tipo descriptivo y deductivo para la consolidación, identificación y correlación de los pozos que presentan problemas debido a la baja calidad del hueco durante la perforación.

En primer lugar, se realiza un análisis detallado de los datos suministrados y se identifica que, de acuerdo con los requerimientos operativos de los pozos seleccionados, el 94% de la muestra, fueron propuestos con un perfil tipo “J” modificado, que se compone de una etapa vertical en fase 12 ¼ que va desde superficie hasta una profundidad que varía entre 1.789 ft y 4.670 ft; posteriormente, se continua la perforación en fase 8 ¾ construyendo ángulo hasta una inclinación que varía entre 23.6° – 41° para así llegar a la formación de interés.

Teniendo en cuenta la información anteriormente descrita, el presente proyecto, en primera instancia, se delimita sobre la sección 8 ¾", ya que en esta fase de la perforación se llega a la zona de interés, el cual es un área prometedora para la compañía por su potencial en el almacenamiento de hidrocarburo. Asimismo, se toma como segunda instancia, la delimitación sobre la Formación 1, ya que en esta formación donde se almacena el hidrocarburo se han presentado irregularidades en las paredes del hueco, altos niveles de vibración durante la perforación y baja calidad de las imágenes tomadas por el registro AFR, que ocasionan dificultad en la interpretación de los registros y, por ende, trae problemas operativos y costos adicionales.

3.1 Consolidación de información

Partiendo de las delimitaciones anteriormente mencionadas, se procede a consolidar la información compartida por la empresa. Seguidamente, se organiza la información de manera que sea de fácil acceso para identificar la muestra sobre la cual se va a realizar el análisis. Esto se realiza a través del programa Microsoft Excel, donde se crea una tabla con los datos obtenidos.

Tabla 2.*Información General de los pozos de estudio*

INFORMACIÓN GENERAL										
Nro.	# Well	Well Name	Rig BHA #	Run #	PWD Status	AFR Status	Distance between AFR BIT (ft)	ALD Status	Distance between ALD BIT (ft)	Type Well
1	1	LB-128	3	200	OK	OK	55,92	OK	88,15	J mod
2	2	LB-129	3	300	OK	OK	50,29	NO	83,84	J mod
3	3	LOB-121 ST 2	2	600	OK	OK	51,12	OK	86,52	J mod
4	4	LOB-121 ST 3	3	900	OK	OK	51,44	OK	83,55	J mod
5	5	LOB-130	2	200	OK	OK	58,17	NO	84,21	J mod
6	8	LE-106	5	400	OK	OK	77,16	OK	52,82	J
7	9	LJC-148	4	400	OK	OK	51,29	OK	87,68	J mod
8	10	LJC-155 ST 1	2	500	OK	OK	44,29	OK	73,95	J mod
9	11	LJC-156	3	300	OK	OK	49,52	OK	90,84	J mod
10	12	LTN-124	3	300	OK	OK	44,63	NO	74,4	J mod
11	13	LT-110	4	500	OK	OK	44,5	OK	74,31	J mod
12	14	LT-120	3	300	OK	OK	44,34	OK	72,04	J mod
13	15	LT-125	3	300	OK	OK	56,98	OK	87,95	J mod
14	16	LT-130 ST 1	2	400	OK	OK	45,95	OK	71,71	J mod
15	19	LT-105 ST 1	2	400	OK	OK	43,28	OK	71,28	J mod
16	20	LT-106 ST 1	2	400	OK	OK	45,66	NO	75,7	J mod
17	24	LTN-150	1	300	OK	OK	46,49	NO	81,87	J mod

Nota. Consolidación de la información compartida por la empresa Halliburton.

Teniendo en cuenta los datos de los 17 pozos, se evidencia en la Tabla 2. que los pozos LB-129, LOB-130, LTN-124, LT-106 ST 1 Y LTN-150 no cuenta con registros ALD debido a que durante la perforación no fue realizada la solicitud por la operadora. Esto se debe a que el registro ALD no está catalogado como un requisito principal y a que es una herramienta que depende de la disponibilidad para poder ser usada. Es importante aclarar que la falta de este registro no obstaculiza el análisis sobre alguno de los pozos mencionados, ya que para el desarrollo de este objetivo, es un registro de apoyo hacia los registros de AFR y CTN al momento de identificar e interpretar las imágenes obtenidas para evaluar la calidad del hueco.

3.2 Identificación de la muestra significativa sobre los datos

Para llevar cabo la identificación de los datos, se toman en cuenta 3 criterios que faciliten filtrar la información y así obtener una muestra significativa para garantizar la calidad de los datos y que permitan determinar los parámetros de perforación que mejoren la calidad del hueco. Los tres criterios que se toman en cuenta son: tipo de perfil de pozo, litología y espesor de la formación.

El primer criterio seleccionado para la obtención de una muestra significativa de pozos es el tipo de perfil de un pozo, ya que es muy importante porque permite minimizar los costos asociados con la optimización de la producción del yacimiento, así como tener en cuenta su litología y su columna litológica, la estructura del yacimiento, entre otros. Por tal razón, para el desarrollo del primero objetivo, el tipo de perfil de pozo tomado es el “J” modificado, por representar el 94% de la muestra de estudio.

Como segundo criterio para la identificación de la muestra, es el tipo de formación ya que para cada uno de los pozos seleccionados, a través del diseño de perforación generado por la operadora, se planeó llegar a la Formación 1, por ser una zona de interés y ser posiblemente productora. Igualmente, este criterio se consideró porque la Formación 1, presenta muy buenas propiedades petrofísicas y por estar considerada dentro de la Cuenca de los Llanos Orientales como la formación con el conjunto de rocas reservorio de mayor importancia.

Por último, se toma como tercer criterio el espesor total o Gross-Pay de la Formación 1, ya que el espesor neto o Net-Pay requiere establecer valores de Cut-off sobre las propiedades de porosidad, permeabilidad, volumen de arcilla y saturación de agua para calcular el volumen de hidrocarburo in-situ. Sin embargo, para la ejecución de este proyecto no es necesario realizar la evaluación sobre el reservorio, por lo que no se toma en cuenta el Net-Pay. La selección del criterio Gross-Pay o espesor total se consideró debido a que los efectos generados por la baja calidad del hueco en una formación con un espesor alto representan un mayor impacto sobre la operación y los gastos de la compañía. Esto conlleva a que se requieran ajustes en la estrategia de perforación, como elección de herramientas, la ubicación de los estabilizadores y la planificación de la trayectoria del pozo. Asimismo, al existir variabilidad en las unidades geológicas de la formación, un conocimiento del Gross-Pay permite prevenir problemas operativos durante la perforación como la inestabilidad del pozo, lutitas quebradizas, las perforaciones en calibre, entre otros. Es por esto, que se buscaron los pozos que presentaron mayor Gross-Pay, por tener mayor la posibilidad en presentar una mayor cantidad de eventos que afectarán la calidad del hueco.

Así las cosas, aplicando el primero criterio, se observó que el pozo LE-106 por tener un perfil tipo “J” se sale de la muestra. Sobre el segundo criterio, para la identificación de la baja calidad sobre la Formación 1, se realiza el análisis sobre registro AFR de cada uno de los pozos. Luego, se tabulada y se filtra la información de acuerdo con lo anteriormente mencionado, donde el pozo

LE-106 la baja calidad la presenta sobre la formación 2. al igual que el pozo LJC-148. Por último, el tercer criterio, el pozo que tiene menor Cross-Pay es el pozo LE-106, con 113 pies. A continuación, en la Tabla 3. se observa la aplicación de los tres criterios para la selección de la muestra.

Tabla 3.

Identificación de la muestra significativa sobre los datos

INFORMACIÓN GENERAL					SECCIÓN VERTICAL		INFORMACIÓN DE LA FORMACIÓN 1.				EVALUACION DE BAJA CALIDAD		
# Pozo	Well Name	Rig BHA #	Run #	Type Well	Depth in (ft)	Depth out (ft)	Depth in (ft)	Depth out (ft)	Gross-Pay (ft)	Avg. Inc Angle	FM	Inc Angle	Azimut (deg)
1	LB-128	3	200	J mod	0	1.167	9.796	10.028	232	9,71	Formation 1	9,68	1,38
2	LB-129	3	300	J mod	0	4.670	9.585	9.829	244	8,58	Formation 1	8,77	232,24
3	LOB-121 ST 2	2	600	J mod	0	997	11.351	11.659	308	29,39	Formation 1	30,47	247,09
4	LOB-121 ST 3	3	900	J mod	0	830	11.129	11.465	336	37,64	Formation 1	37,37	244,42
5	LOB-130	2	200	J mod	0	1.330	10.395	10.644	249	18,74	Formation 1	18,07	236,95
8	LE-106	5	400	J	0	1.162	8.756	8.869	113	35,25	Formation 2	35,40	198,11
9	LJC-148	4	400	J mod	0	997	10.784	11.047	263	18,52	Formation 2	19,30	151,08
10	LJC-155 ST 1	2	500	J mod	0	2.164	10.568	10.831	263	26,10	Formation 1	26,19	220,20
11	LJC-156	3	300	J mod	0	2.330	11.417	11.696	279	38,28	Formation 1	37,45	174,88
12	LTN-124	3	300	J mod	0	1.832	11.602	11.881	279	19,02	Formation 1	19,23	12,46
13	LT-110	4	500	J mod	0	830	10.227	10.453	226	13,73	Formation 1	13,31	66,63
14	LT-120	3	300	J mod	0	2.164	10.130	10.386	256	18,43	Formation 1	17,67	126,68
15	LT-125	3	300	J mod	0	1.832	10.847	11.116	269	27,48	Formation 1	26,58	132,80
16	LT-130 ST 1	2	400	J mod	0	2.164	10.549	10.845	296	34,42	Formation 1	32,94	85,86
19	LT-105 ST 1	2	400	J mod	0	1.162	10.357	10.604	247	19,53	Formation 1	18,56	154,62
20	LT-106 ST 1	2	400	J mod	0	2.330	10.516	10.775	259	21,27	Formation 1	21,12	224,12
24	LTN-150	1	300	J mod	0	2.415	10.758	11.054	296	14,99	Formation 1	14,80	171,67

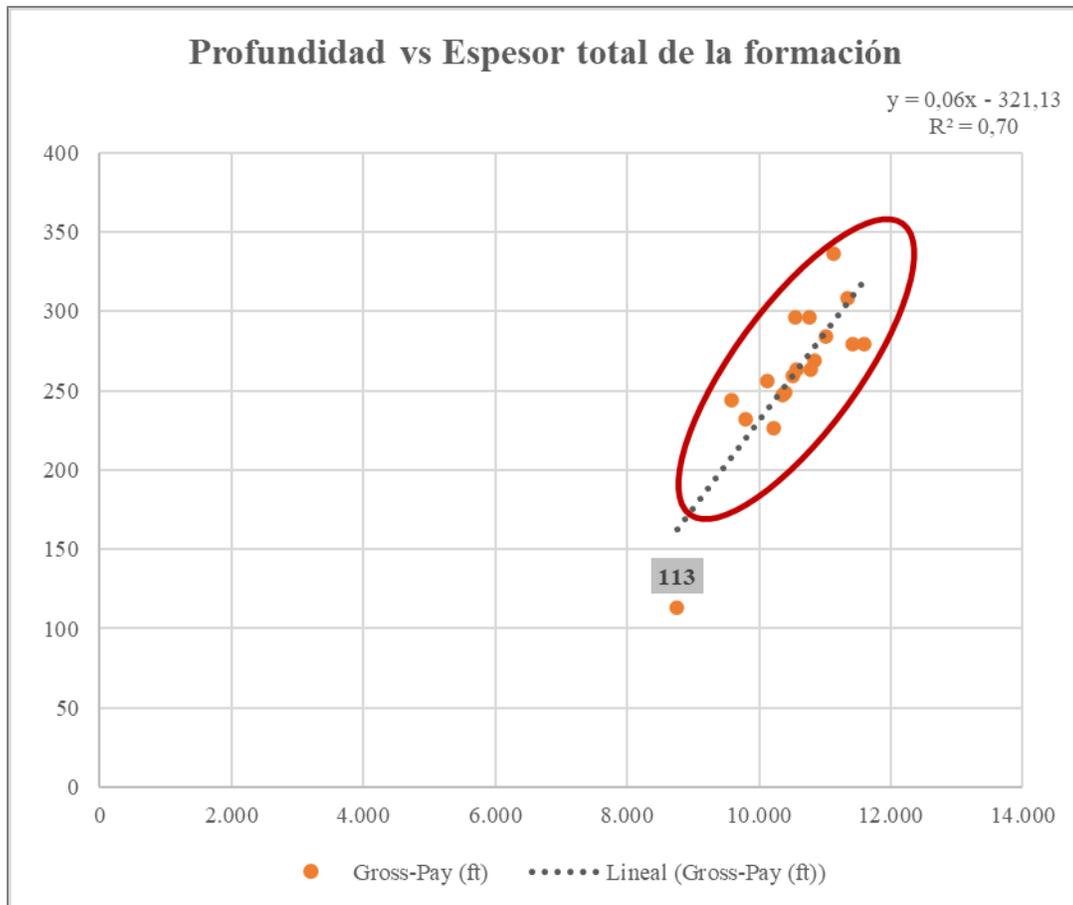
Nota. Aplicación de los tres criterios de selección sobre los datos para la identificación de la muestra significativa.

3.3 Correlación de los datos

Para realizar la correlación de los datos, se procede a generar un diagrama de dispersión que permita averiguar la intensidad de la relación que existe entre dos variables, que para efectos prácticos de estudio, son la profundidad y el espesor total de la formación de cada pozo.

Figura 18.

Profundidad vs Espesor total de la formación



Nota. Gráfico de dispersión entre las dos variables de estudio (Profundidad y Espesor total) para la identificación del coeficiente de determinación y representación de la ecuación de R.

Luego de realizar la gráfica, ver Figura 18, se evidencia que las dos variables (Profundidad y Espesor total) presentan una fuerte correlación entre ellas. Sin embargo, el valor de 113 ft que corresponde al pozo LE-106 se aleja de los datos que se acercan a la línea de tendencia las dos variables de estudio. También se puede analizar que el coeficiente de determinación, representado por la ecuación de R cuadrado en Excel, indica que los datos se ajustan a la línea de regresión. Un

valor cercano a 1, que para este caso es de 0,7 sugiere que una gran parte de la variabilidad de los datos es deseable para ser tomada como muestra significativa. Para medir la correlación y poder representar numéricamente el efecto del cambio del espesor total de la formación con respecto a la profundidad se usa la prueba del coeficiente de Pearson.

Tabla 4.

Cálculo para la correlación de Pearson

N°	Depth in (ft) (X)	Gross-Pay (ft)	(X*Y)	(X^2)	(Y^2)
1	9.796	232	2272672	95961616	53824
2	9.585	244	2338740	91872225	59536
3	11.351	308	3496108	128845201	94864
4	11.129	336	3739344	123854641	112896
5	10.395	249	2588355	108056025	62001
6	8.756	113	989428	76667536	12769
7	10.784	263	2836192	116294656	69169
8	10.568	263	2779384	111682624	69169
9	11.417	279	3185343	130347889	77841
10	11.602	279	3236958	134606404	77841
11	10.227	226	2311302	104591529	51076
12	10.130	256	2593280	102616900	65536
13	10.847	269	2917843	117657409	72361
14	10.549	296	3122504	111281401	87616
15	10.357	247	2558179	107267449	61009
16	10.516	259	2723644	110586256	67081
17	10.758	296	3184368	115734564	87616
Total	178.767	4.415	46.873.644	1.887.924.325	1.182.205

Nota. Creación de la tabla de coeficientes de la correlación de Pearson incluyendo las variables de estudio (Profundidad y Espesor total).

La fórmula para calcular el coeficiente de Pearson es la siguiente:

$$r = \frac{N \sum xy - (\sum x)(\sum y)}{\sqrt{[N \sum x^2 - (\sum x)^2][N \sum y^2 - (\sum y)^2]}}$$

Dónde:

N = Número de datos

Σxy = Sumatoria del producto entre X y Y

Σx = Sumatoria de los valores en X

Σy = Sumatoria de los valores en Y

Σx^2 = Sumatoria al cuadrado de los valores en X

Σy^2 = Sumatoria al cuadrado de los valores en Y

$$r = \frac{(17*46873644)-(178767*4415)}{\sqrt{(17*1887924325)-(178767^2)*((17*1182205)-(4415^2))}} = 0,8$$

Con el resultado obtenido, se puede analizar que la correlación es positiva, lo que indica que hay una relación directa entre las variables. Asimismo, en cuanto al nivel de fuerza, se determina que es un nivel fuerte por estar entre los rangos de 0,5 – 1. Esto quiere decir que hay un patrón lineal ascendente bastante fuerte entre las variables.

3.4 Resultado final de la identificación y correlación de los datos

Una vez realizado la identificación y correlación de los datos, se toma como resultado final la muestra significativa de los 15 pozos que se pueden ver en la Tabla 5. sobre los cuales se va a realizar la identificación de los intervalos para luego caracterizar los problemas presentes por la baja calidad del hueco. No obstante, durante el avance del proyecto se deben tomar otros criterios que permitan cumplir con el objetivo general.

Tabla 5.*Resultado de la aplicación de los tres criterios*

INFORMACIÓN GENERAL										
Nro.	# Well	Well Name	Rig BHA #	Run #	PWD Status	AFR Status	Distance between AFR BIT (ft)	ALD Status	Distance between ALD BIT (ft)	Type Well
1	1	LB-128	3	200	OK	OK	55,92	OK	88,15	J mod
2	2	LB-129	3	300	OK	OK	50,29	NO	83,84	J mod
3	3	LOB-121 ST 2	2	600	OK	OK	51,12	OK	86,52	J mod
4	4	LOB-121 ST 3	3	900	OK	OK	51,44	OK	83,55	J mod
5	5	LOB-130	2	200	OK	OK	58,17	NO	84,21	J mod
6	10	LJC-155 ST 1	2	500	OK	OK	44,29	OK	73,95	J mod
7	11	LJC-156	3	300	OK	OK	49,52	OK	90,84	J mod
8	12	LTN-124	3	300	OK	OK	44,63	NO	74,4	J mod
9	13	LT-110	4	500	OK	OK	44,5	OK	74,31	J mod
10	14	LT-120	3	300	OK	OK	44,34	OK	72,04	J mod
11	15	LT-125	3	300	OK	OK	56,98	OK	87,95	J mod
12	16	LT-130 ST 1	2	400	OK	OK	45,95	OK	71,71	J mod
13	19	LT-105 ST 1	2	400	OK	OK	43,28	OK	71,28	J mod
14	20	LT-106 ST 1	2	400	OK	OK	45,66	NO	75,7	J mod
15	24	LTN-150	1	300	OK	OK	46,49	NO	81,87	J mod

Nota. Tabla con la aplicación de los tres criterios de selección dando como resultado 15 pozos a caracterizar.

4. IDENTIFICACIÓN DE LOS INTERVALOS PARA LA CARACTERIZACIÓN DE LOS PROBLEMAS PRESENTES POR LA BAJA CALIDAD EN EL HUECO

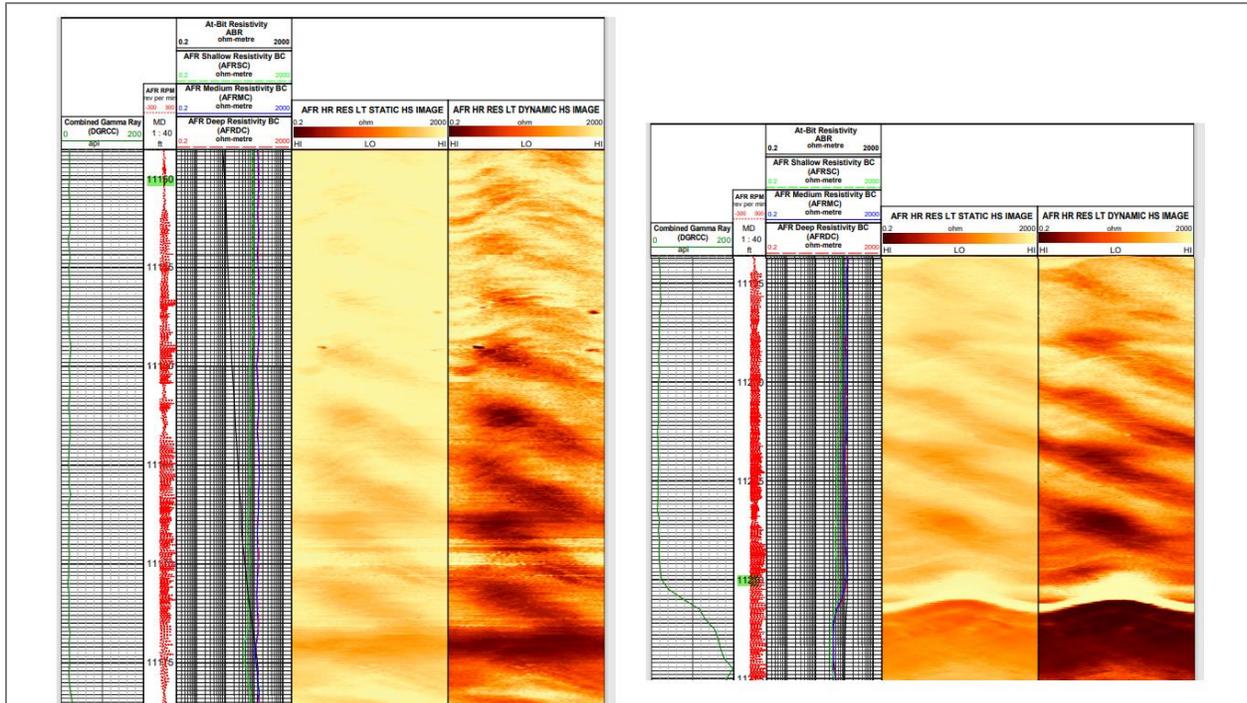
En este capítulo se presenta una descripción detallada de los pozos perforados en el campo de estudio ubicado en la Cuenca De los Llanos Orientales. De igual manera, se identifican los problemas presentes que están ocasionando una afectación en la calidad del hueco sobre los intervalos hallados a través de las imágenes obtenidas por el registro AFR. Al mismo tiempo, se procedió con la caracterización de los problemas y el análisis donde se evidencia cada uno de los efectos causados por la baja calidad del hueco. Por efectos de confidencialidad, los pozos se muestran de forma abreviada, con el fin de proteger la información que es sensible para la operadora y prestadora de servicios.

4.1 Identificación de los intervalos a través del registro AFR

Durante la identificación de los intervalos que presentaron baja calidad del hueco, a través de las imágenes que trae consigo el registro AFR, se observó que los 15 pozos presentaron espiralamiento en más de un intervalo dentro del registro siendo necesaria la tabulación de los datos para facilitar la comprensión e interpretación de la información, ver Tabla 7. Este fenómeno puede traer consigo problemas asociados a excesos de fricción sobre la sarta de perforación, baja calidad en los registros, inestabilidad sobre la broca, micro y macrotortuosidades, daño en los estabilizadores y desgaste sobre la broca. Lo que conlleva a una vida útil más corta y crea un entorno de altas vibraciones. En la Figura 19. se observa cómo, mediante el registro AFR, se puede ver el espiralamiento de un pozo que ocasiona la baja calidad del hueco.

Figura 19.

Imagen AFR del pozo LOB-121 ST 3 con espiralamiento



Nota. Identificación a través del registro AFR el espiralamiento de un pozo que ocasiona la baja calidad del hueco.

Teniendo como criterio de estudio la Formación 1, en la Tabla 6. se detalla el porcentaje de pozos que presentaron espiralamiento al momento de analizar el registro AFR de cada pozo. Todos los pozos que presentaron este comportamiento sobre otro tipo de formación no fueron tomados en cuenta por salirse de los criterios de selección. Por tal motivo, no se toma en cuenta los eventos presentados en el intervalo 3 y 4. Sobre el intervalo 2 se puede observar que el 60% de los datos (9 pozos) tuvieron presencia de baja calidad sobre la Formación 1. De acuerdo con los resultados obtenidos, se toma como muestra significativa todos los pozos que presentan espiralamiento sobre el intervalo 1 y 2 para llevar a cabo la caracterización de los pozos y lograr mayor probabilidad al momento de seleccionar los parámetros de perforación que mejoren la calidad del hueco. En la Tabla 9 y Tabla 10 se observa la caracterización de los pozos.

Tabla 6.

Evaluación del registro AFR sobre cada pozo.

PRESENCIA DE ESPIRALAMIENTO				
	FORMACIÓN 1	FORMACIÓN 2	FORMACIÓN 3	FORMACIÓN 4
Interval -1	100%	0%	0%	0%
Interval -2	60%	13%	20%	0%
Interval -3	0%	0%	20%	0%
Interval -4	0%	0%	0%	7%

Nota. Porcentaje de pozos que presentaron espiralamiento durante la evaluación del registro AFR de cada pozo.

Tabla 7.

Intervalos con baja calidad

INFORMACIÓN GENERAL											IDENTIFICACIÓN INTERVALOS			
Nro.	# Well	Well Name	Rig BHA #	Run #	PWD Status	AFR Status	Distance between AFR BIT (ft)	ALD Status	Distance between ALD BIT (ft)	Type Well	Interval -1	Interval -2	Interval -3	Interval -4
1	1	LB-128	3	200	OK	OK	55,92	OK	88,15	J mod	Formation 1	Formation 1		
2	2	LB-129	3	300	OK	OK	50,29	NO	83,84	J mod	Formation 1	Formation 1		
3	3	LOB-121 ST 2	2	600	OK	OK	51,12	OK	86,52	J mod	Formation 1	Formation 1		
4	4	LOB-121 ST 3	3	900	OK	OK	51,44	OK	83,55	J mod	Formation 1	Formation 1		
5	5	LOB-130	2	200	OK	OK	58,17	NO	84,21	J mod	Formation 1	Formation 1		
6	10	LJC-155 ST 1	2	500	OK	OK	44,29	OK	73,95	J mod	Formation 1	Formation 1	Formation 3	Formation 3
7	11	LJC-156	3	300	OK	OK	49,52	OK	90,84	J mod	Formation 1	Formation 3		
8	12	LTN-124	3	300	OK	OK	44,63	NO	74,4	J mod	Formation 1			
9	13	LT-110	4	500	OK	OK	44,5	OK	74,31	J mod	Formation 1	Formation 3		
10	14	LT-120	3	300	OK	OK	44,34	OK	72,04	J mod	Formation 1	Formation 1		
11	15	LT-125	3	300	OK	OK	56,98	OK	87,95	J mod	Formation 1	Formation 2	Formation 3	
12	16	LT-130 ST 1	2	400	OK	OK	45,95	OK	71,71	J mod	Formation 1	Formation 1		
13	19	LT-105 ST 1	2	400	OK	OK	43,28	OK	71,28	J mod	Formation 1	Formation 3		
14	20	LT-106 ST 1	2	400	OK	OK	45,66	NO	75,7	J mod	Formation 1	Formation 1	Formation 3	
15	24	LTN-150	1	300	OK	OK	46,49	NO	81,87	J mod	Formation 1	Formation 2		

Nota. Resultado de la identificación de los intervalos con baja calidad sobre el registro AFR de cada pozo.

4.2 Caracterización sobre los intervalos de los pozos identificados

Una vez se tienen los 9 pozos que presentan espiralamiento, ver Tabla 8, se continua con la caracterización sobre los intervalos. A partir de esto, se busca tener información detallada sobre los parámetros de perforación usados, profundidad de la broca, inclinaciones, azimut, y peso del lodo para generar el análisis sobre cada uno de los pozos a través del registro PWD, AFR y ALD, ver Tabla 9. De esta manera, se podrán seleccionar los parámetros de perforación adecuados para lograr una mayor estabilidad y mejor calidad en el hueco.

Tabla 8.

Pozos con presencia de baja calidad en la Formación 1

INFORMACIÓN GENERAL										
Nro.	# Well	Well Name	Rig BHA #	Run #	PWD Status	AFR Status	Distance between AFR BIT (ft)	ALD Status	Distance between ALD BIT (ft)	Type Well
1	1	LB-128	3	200	OK	OK	55,92	OK	88,15	J mod
2	2	LB-129	3	300	OK	OK	50,29	NO	83,84	J mod
3	3	LOB-121 ST 2	2	600	OK	OK	51,12	OK	86,52	J mod
4	4	LOB-121 ST 3	3	900	OK	OK	51,44	OK	83,55	J mod
5	5	LOB-130	2	200	OK	OK	58,17	NO	84,21	J mod
6	10	LJC-155 ST 1	2	500	OK	OK	44,29	OK	73,95	J mod
7	14	LT-120	3	300	OK	OK	44,34	OK	72,04	J mod
8	16	LT-130 ST 1	2	400	OK	OK	45,95	OK	71,71	J mod
9	20	LT-106 ST 1	2	400	OK	OK	45,66	NO	75,7	J mod

Nota. Resultado final para la caracterización de los pozos.

4.3 Caracterización del BHA

Seguidamente a la caracterización de los intervalos de los 9 pozos identificados, se procede a caracterizar el BHA, ver anexo 18 y 19, que se utilizó durante cada perforación. Se evidencia que todos los pozos cuentan con un diseño diferente y la ubicación de cada pieza cambia con respecto al requisito operacional. No obstante, todos los pozos tenían un bendhousing de 1,5°, que es un parámetro que puede generar baja calidad en el hueco por crear espiralamiento mientras se perfora.

Por otro lado, existen 2 pozos, LB-128 y LOB 121 ST 3, que presentaron el mismo diseño y ubicación de los elementos en el BHA, generando una única diferencia: el motor, debido a su origen por manufactura y por su diseño. Partiendo de esto, se identifica que el motor de Sperry Drilling usado en el pozo LOB 121 ST 3 tiene la opción de rotar a mayor velocidad por la relación motor - estator que es 6/7 a pesar de tener las mismas etapas (5), ver Tabla 11, mientras que el

pozo LB-128 su relación es 7/8 genera mayor resistencia al torque. No obstante, En la Tabla 11 se observa el gauge length de la broca usada con el motor de Sperry tiene el Gauge Length más corto, lo que posiblemente pueda generar algún mecanismo de vibración por crear un menor corte.

Tabla 9.

Caracterización Intervalo 1

INFORMACIÓN GENERAL											INTERVALO 1 DE LA FORMACIÓN 1.											
Nro.	# Well	Well Name	Rig BHA #	Run #	PWD Status	AFR Status	Distance between AFR BIT (ft)	ALD Status	Distance between ALD BIT (ft)	Type Well	Depth in (ft)	Depth out (ft)	Bit Depth in (ft)	Bit Depth out (ft)	Gross-Pay (ft)	FM	Inc Angle	Azimit (deg)	WOB (klb)	ROP (fph)	RPM de Superficie (fph)	CAUDAL (gpm)
1	1	LB-128	3	200	OK	OK	55,92	OK	88,15	J mod	9.880	9.940	9.936	9.996	60	Formation 1	9,68	1,38	14	63	72	500
2	2	LB-129	3	300	OK	OK	50,29	NO	83,84	J mod	9.605	9.725	9.655	9.775	120	Formation 1	8,77	232,24	3,2	86	79	510
3	3	LOB-121 ST 2	2	600	OK	OK	51,12	OK	86,52	J mod	11.502	11.523	11.553	11.574	21	Formation 1	30,47	247,09	17	100	60	400
4	4	LOB-121 ST 3	3	900	OK	OK	51,44	OK	83,55	J mod	11.150	11.210	11.201	11.261	60	Formation 1	37,37	244,42	22	82	74	480
5	5	LOB-130	2	200	OK	OK	58,17	NO	84,21	J mod	10.400	10.450	10.458	10.508	50	Formation 1	18,07	236,95	12	100	64	540
6	10	LJC-155 ST 1	2	500	OK	OK	44,29	OK	73,95	J mod	10.675	10.715	10.719	10.759	40	Formation 1	26,19	220,20	17	80	68	478
7	14	LT-120	3	300	OK	OK	44,34	OK	72,04	J mod	10.160	10.180	10.204	10.224	20	Formation 1	17,67	126,68	12	55	67	250
8	16	LT-130 ST 1	2	400	OK	OK	45,95	OK	71,71	J mod	10.600	10.630	10.646	10.676	30	Formation 1	32,94	85,86	10	90	80	450
9	20	LT-106 ST 1	2	400	OK	OK	45,66	NO	75,7	J mod	10.570	10.680	10.616	10.726	110	Formation 1	21,12	224,12	6,1	80	67	480

Nota. Descripción del intervalo 1 con los parámetros de perforación implementados.

Tabla 10.

Caracterización Intervalo 2

INFORMACIÓN GENERAL											INTERVALO 2 DE LA FORMACIÓN 1.											
Nro.	# Well	Well Name	Rig BHA #	Run #	PWD Status	AFR Status	Distance between AFR BIT (ft)	ALD Status	Distance between ALD BIT (ft)	Type Well	Depth in (ft)	Depth out (ft)	Bit Depth in (ft)	Bit Depth out (ft)	Gross-Pay (ft)	FM	Inc Angle	Azimit (deg)	WOB (klb)	ROP (fph)	RPM de Superficie (fph)	CAUDAL (gpm)
1	1	LB-128	3	200	OK	OK	55,92	OK	88,15	J mod	9.985	10.000	10.041	10.056	15	Formation 1	9,49	2,63	16	63	80	500
2	2	LB-129	3	300	OK	OK	50,29	NO	83,84	J mod	9.775	9.800	9.825	9.850	25	Formation 1	8,5	231,86	13,5	85	81	511
3	3	LOB-121 ST 2	2	600	OK	OK	51,12	OK	86,52	J mod	11.615	11.633	11.666	11.684	18	Formation 1	30,48	247,43	23	43	60	400
4	4	LOB-121 ST 3	3	900	OK	OK	51,44	OK	83,55	J mod	11.240	11.310	11.291	11.361	70	Formation 1	37,98	245,29	18	43	80	503
5	5	LOB-130	2	200	OK	OK	58,17	NO	84,21	J mod	10.515	10.540	10.573	10.598	25	Formation 1	18,91	238,06	13	100	75	530
6	10	LJC-155 ST 1	2	500	OK	OK	44,29	OK	73,95	J mod	10.775	10.830	10.819	10.874	55	Formation 1	26,15	219,77	12	70	67	477
7	14	LT-120	3	300	OK	OK	44,34	OK	72,04	J mod	10.220	10.270	10.264	10.314	50	Formation 1	18,80	126,54	7	65	72	300
8	16	LT-130 ST 1	2	400	OK	OK	45,95	OK	71,71	J mod	10.650	10.720	10.696	10.766	70	Formation 1	32,94	85,86	8	90	80	450
9	20	LT-106 ST 1	2	400	OK	OK	45,66	NO	75,7	J mod	10.735	10.765	10.781	10.811	30	Formation 1	21,51	224,17	17	80	75	480

Nota. Descripción del intervalo 2 con los parámetros de perforación implementados.

Tabla 11.

Caracterización del motor y la broca

INFORMACIÓN GENERAL			INFORMACIÓN DE LA BROCA						INFORMACIÓN DEL MOTOR		
# Well	Well Name	Mud Weight (ppg)	Bit Type	Bit-Manufacturer	Bit Model	Gauge Length (in)	Bit-Blades	Bit-Cutters (mm)	Motor Description	Bend	Motor-Manufacturer
1	LB-128	9,2	8-3/4" PDC	NOV / ReedHycalog	TK56	3	5	16	6 3/4" Motor Nov Lobe7:8 - 5.0 stg	1,5	NOV
2	LB-129	9,2	8-3/4" PDC	Baker / Hughes Christensen	D605T	3	5	19	6 3/4" Motor Nov Lobe7:8 - 5.0 stg	1,5	NOV
3	LOB-121 ST 2	9,3	8-3/4" PDC	NOV / ReedHycalog	TK56-516	2,5	5	16	6 3/4" StrataForce Lobe 6:7 - 5 stg	1,5	Sperry Drilling
4	LOB-121 ST 3	9,2	8-3/4" PDC	NOV / ReedHycalog	TK56	2,5	5	16	6 3/4" StrataForce Lobe 6:7 - 5 stg	1,5	Sperry Drilling
5	LOB-130	9,4	8-3/4" PDC	HDBS	GT56MO	3	5	19	7" NitroForce 7NF0265	1,5	Sperry Drilling
10	LJC-155 ST 1	9,2	8-3/4" PDC	NOV / ReedHycalog	TK56	3	5	16	6 3/4" StrataForce Lobe 6:7 - 5 stg	1,5	Sperry Drilling
14	LT-120	9,3	8-3/4" PDC	NOV / ReedHycalog	TK56	4	5	16	6 3/4" StrataForce Lobe 6:7 - 5 stg	1,5	Sperry Drilling
16	LT-130 ST 1	9,3	8-3/4" PDC	NOV / ReedHycalog	TK56	4	5	16	6 3/4" StrataForce Lobe 6:7 - 5 stg	1,5	Sperry Drilling
20	LT-106 ST 1	9,3	8-3/4" PDC	NOV / ReedHycalog	TK56	2	5	16	6 3/4" StrataForce Lobe 6/7 - 5.0 stg with Float Valve	1,5	Sperry Drilling

Nota. Descripción de la broca y el motor utilizado en cada pozo sobre el intervalo 1 y 2.

4.4 Descripción y análisis de los pozos a través de los registros AFR, PWD, ALD y configuración del BHA

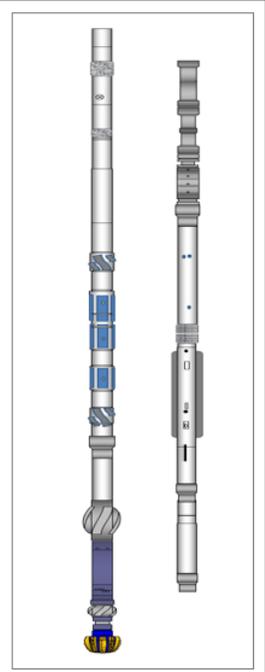
4.4.1 Pozo LB-128

El Pozo LB-128 se perforó hasta la profundidad de 10.454, pies MD / 10.225,16 TVD, de acuerdo con los requisitos operativos, con una inclinación final de 7,12° y un azimut de 359,54°. En la corrida para la sección 8 ¾ sobre la zona de estudio, se usó el siguiente BHA.

Figura 20.

BHA para el Pozo LB-128

COMPONENTES BHA POZO LOB-121 ST 3							
Item	Description	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Weight (lbf)	Length (ft)	Cumulative Length (ft)
1	8 3/4" PDC NOV Bit (5Blades - 16 mm Cutters)	6.370	2.750	8.750	88.37	0.94	0.94
2	6 3/4" StrataForce Lobe6:7 - 5 stg	6.730	4.498		84.00	27.39	28.33
3	6-3/4" x 8-3/8" StringStabilizer	6.800	2.813	8.375	102.60	7.20	35.53
4	6 3/4" PM Collar	6.750	3.125		103.40	8.58	44.11
5	6 3/4" P-P X-Over	6.750	3.000		105.10	2.00	46.11
6	6 3/4" AFR Collar	6.750	1.920		102.60	10.73	56.84
7	6 3/4" P-P X-Over	6.750	3.000		105.10	1.76	58.60
8	6 3/4" Conversion Sub	6.750	3.000		105.10	1.99	60.59
9	6 3/4" DGR Collar	6.750	1.920		97.80	4.50	65.09
10	6 3/4" PWD Collar	6.750	1.905		96.30	4.30	69.39
11	6 3/4" HCIM Collar	6.750	1.920		101.70	6.66	76.05
12	6 3/4" P-P X-Over	6.750	3.000		105.10	1.98	78.03
13	6 3/4" Conversion Sub	6.750	3.000		122.00	2.03	80.06
14	6 3/4" ALD Collar	6.750	1.920	8.250	104.30	14.54	94.60
15	6 3/4" CTN Collar	6.750	1.905		102.30	11.59	106.19
16	6 3/4" SHOC 650System	6.700	3.250		99.70	9.54	115.73
17	6 3/4" Downhole Screen	6.670	2.875		96.96	4.10	119.83
18	(3) 6 1/2" Drill Collar	6.500	2.813		91.70	87.23	207.06
19	6 3/4" NOV Shock Tool	6.680	3.000		95.35	11.60	218.66
20	(6) 6 1/2" Drill Collar	6.500	2.813		91.70	175.78	394.44
21	X-Over Sub (Pin NCS0 xBox DS55)	7.500	2.750		130.32	2.62	397.06
22	(15) 5-1/2" HWDP #57 -DS55	5.500	3.375		57.00	454.81	851.87
23	6-1/2" Drilling Jar	6.960	2.750		88.24	28.65	880.52
24	(3) 5-1/2" HWDP #57 -DS55	5.500	3.375		57.00	90.28	970.80
25	6-1/2" AGItator (SVA=1.85")	7.090	2.500		117.82	24.32	995.12
26	(6) 5-1/2" HWDP #57 -DS55	5.500	3.375		57.00	180.62	1175.74
27	5-1/2" x 4.778" Drill Pipe(DS55)	5.500	4.778		26.33	10782.26	11958.00



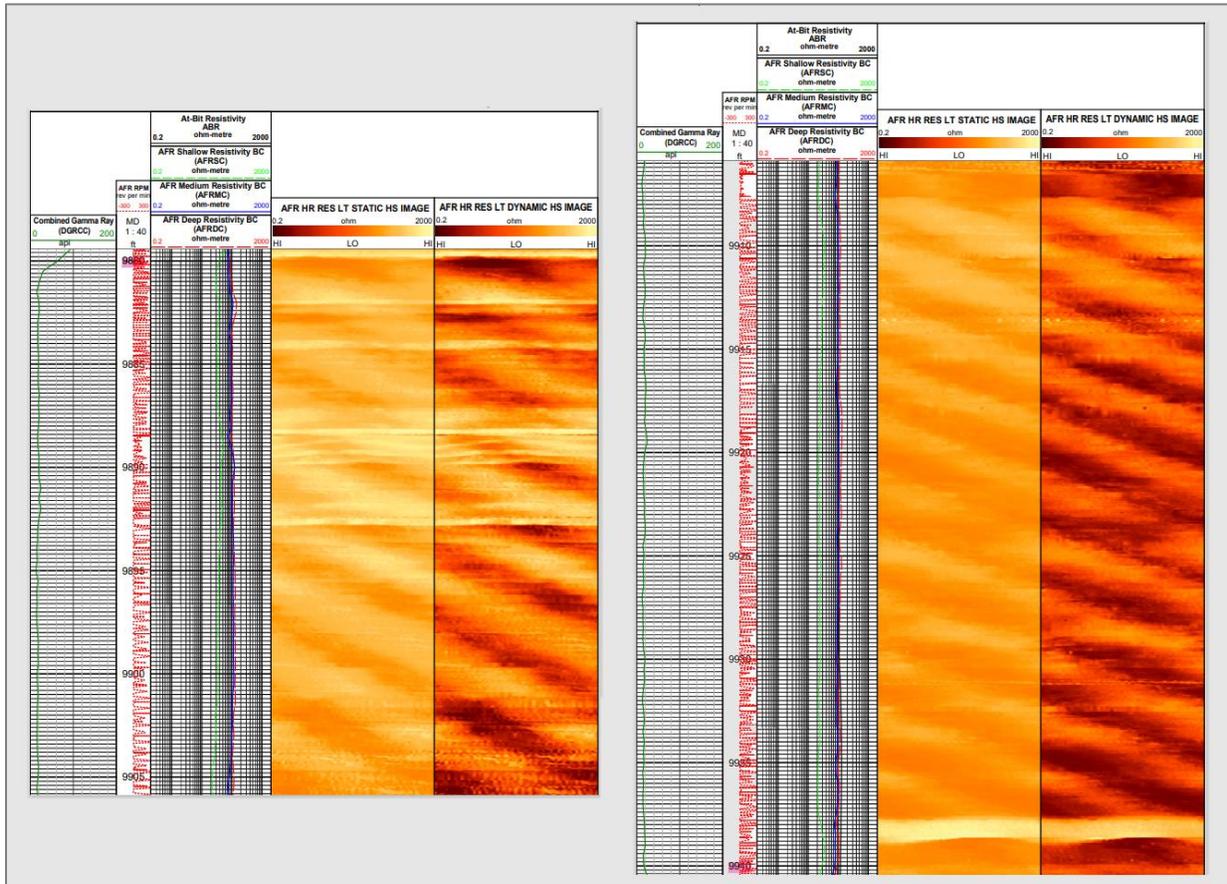
Nota. Descripción de los componentes del BHA utilizados para la perforación del Pozo LB-128.

De acuerdo con el objetivo planteado, se utilizó este BHA con el fin de asegurar la trayectoria, maximizar la eficacia en la perforación y capacidad para adaptarse a las condiciones específicas del pozo. El BHA estaba compuesto por un motor Nov Lobe 7:8 – 5,0 stages, 0,23 rev/gal, MWD, PWD y herramientas LWD, AFR, Gamma Ray, Densidad y Neutrón. Contaba con 5 estabilizadores: Btm Sleeve Stabilizer, String Stabilizer a 36 ft, AFR Btm Stabilizer a 53 ft, AFR Top Stabilizer a 58 ft y ALD Stabilizer a 99,27 ft. Cuando se cumplió con el programa de perforación, no se evidenciaron fallas en las herramientas. A continuación, se presenta el análisis sobre los intervalos hallados con espiralamiento mediante del registro AFR.

- Intervalo 1: 9.880 ft – 9.940 ft

Figura 21.

Registro de Resistividad AFR y Rayos Gamma DGR para el Pozo LB-128, intervalo 1.

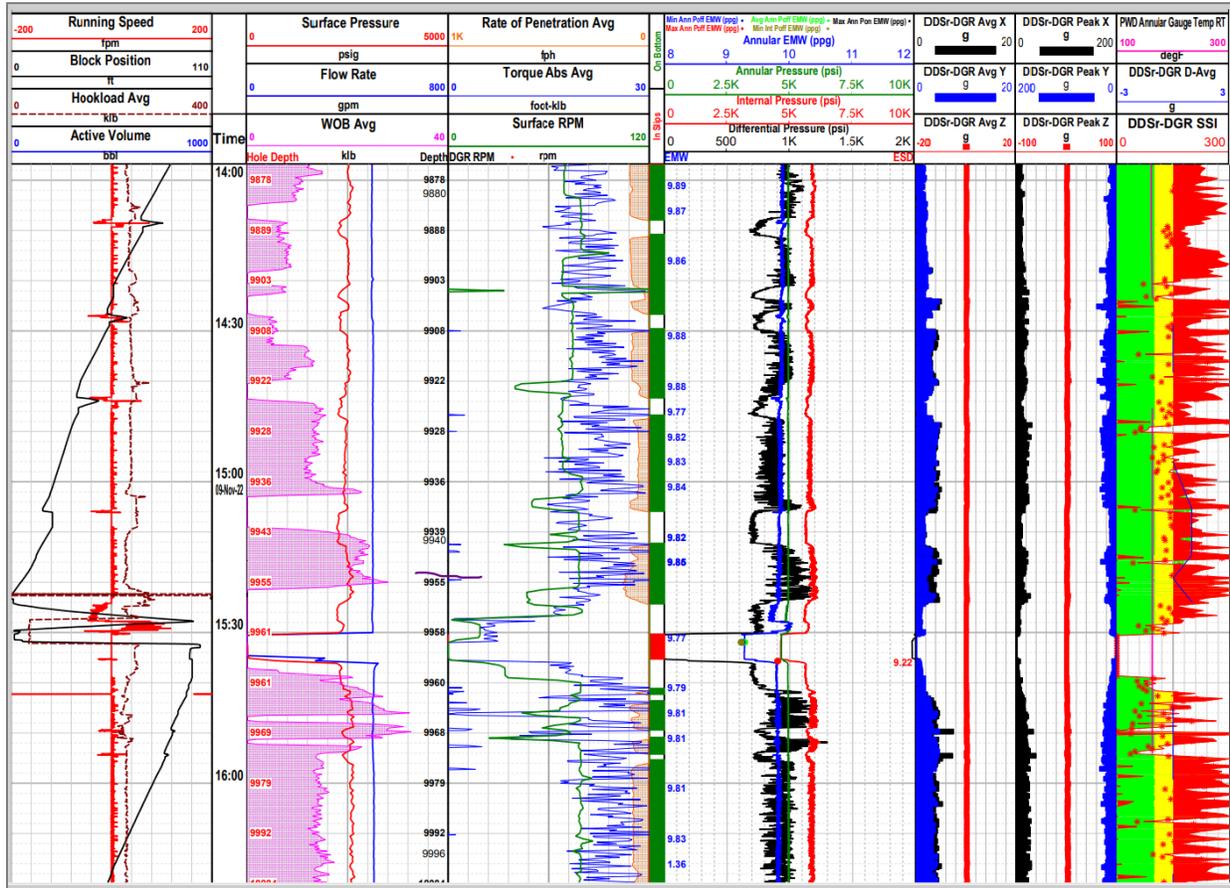


Nota. Registro AFR, DGR e imágenes del intervalo 1 de estudio sobre el Pozo LB-128.

En la Figura 21. se observa la existencia del espiralamiento, siendo notable el número de vueltas por distancia. Para este caso, se observa que por cada 5 pies hay 2 vueltas, y por su comportamiento en cizalla de las RPM del AFR se puede asociar a un Stick slip. Por otro lado, el espiral va de izquierda a derecha y está presente sobre una formación de arenas limpias.

Figura 22.

Registro PWD para el Pozo LB-128, intervalo 1.



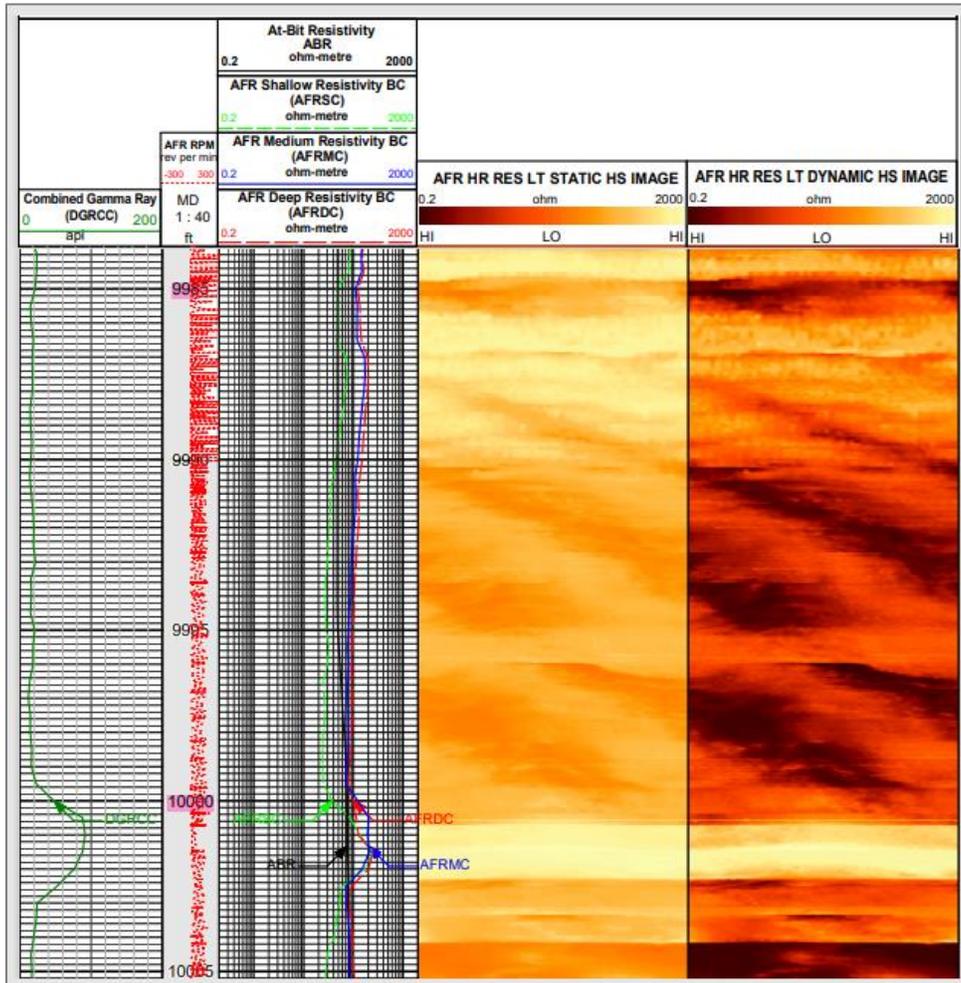
Nota. Registro PWD y DDSr-DGR para la evaluación de la dinámica de perforación y parámetros de perforación sobre el intervalo 1 del Pozo LB-128.

Durante las profundidades encontradas sobre el intervalo 1 y 2 que se encuentra en el anexo 13, se registraron eventos de vibración de altas magnitudes que se pueden observar a lo largo de los intervalos de estudio. Por lo cual se identifica que la vibración empieza suave y termina fuerte. También se evidencia que cada vez que aumenta en WOB, aumenta la vibración. Cuando se perforo el intervalo, la variación del WOB estaba coincidiendo con la simulación de la resonancia del Whirl, con espiralamiento hacia la derecha como consecuencia. En la profundidad de 9.950 pies se evidencio un Whirl mucho mayor, con un peso WOB 24 Klb y RPM 78 fph, lo que se comporta muy cerquita a una resonancia.

- **Intervalo 2:** 9.985 ft – 10.000 ft

Figura 23.

Registro de Resistividad AFR y Rayos Gamma DGR para el Pozo LB-128, intervalo 2



Nota. Registro AFR, DGR e imágenes del intervalo 2 de estudio sobre el Pozo LB-128.

En este intervalo se observa la existencia del espiralamiento, siendo similar al del intervalo 1, donde por cada 5 pies hay 2 vueltas asociadas a una vibración por Stick slip. También se observa, que la espiral va de izquierda a derecha y está presente sobre una formación de arenas limpias, de acuerdo con lo que se ve desde el registro de rayos gamma DGR.

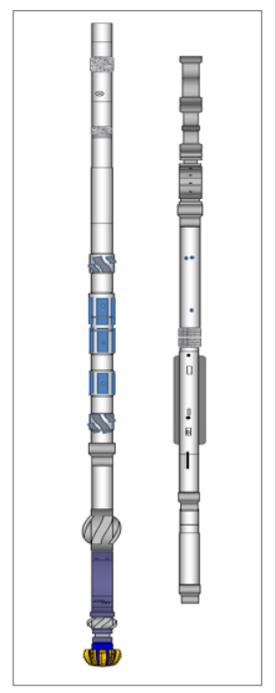
4.4.2 Pozo LB-129

El Pozo LB-129 fue perforado hasta la profundidad de 10.300 pies MD / 10.234,17 pies TVD según los requisitos operativos, con una inclinación final de 6,30° y un azimut de 221,87°. En la formación de estudio, se usó el siguiente BHA.

Figura 24.

BHA para el Pozo LB-129

COMPONENTES BHA POZO LB-129							
Item	Description	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Weight (lbf)	Length (ft)	Cumulative Length (ft)
1	8-3/4" PDC Bit (5 Blades- 19 mm Cutters)	6.000	3.000	8.750	70.76	0.95	0.95
2	6 3/4" Motor Nov Lobe7:8 - 5.0 stg	6.750	4.498		87.63	26.59	27.54
3	8 3/8" x 6 3/4" StringStabilizer	6.810	2.813	8.375	102.95	7.16	34.70
4	6 3/4" PM Collar	6.750	3.125		103.40	8.56	43.26
5	6 3/4" P-P XOVER (H/C)	6.750	3.000		105.10	1.69	44.95
6	6 3/4" AFR Collar	6.750	1.920		102.60	10.73	55.68
7	6 3/4" P-P X-Over (H/C)	6.750	3.000		105.10	1.95	57.63
8	6 3/4" Conversion Sub	6.750	3.000		105.10	2.00	59.63
9	6 3/4" DGR Collar	6.750	1.920		97.80	4.43	64.06
10	6 3/4" HCIM Collar	6.750	1.920		101.70	6.64	70.70
11	6 3/4" P-P XOVER (H/C)	6.750	3.000		105.10	1.98	72.68
12	6 3/4" Conversion Sub	6.750	3.000		105.10	1.99	74.67
13	6 3/4" PWD Collar	6.750	1.905		96.30	4.08	78.75
14	6 3/4" X-Over sub	6.750	3.000		105.10	3.35	82.10
15	6 3/4" ALD Collar	6.750	1.920	8.250	104.30	12.38	94.48
16	6 3/4" CTN Collar	6.750	1.905		102.30	11.84	106.32
17	6 3/4" SHOC(Telemetry)	6.750	3.250		93.68	9.47	115.79
18	6 3/4" Screen Sub	6.750	2.760		101.56	4.48	120.27
19	(3) 6-1/2" Spiral Drill Collar	6.500	2.813		91.70	88.84	209.11
20	6 1/2" Remote ShockTool	6.500	2.250		99.54	11.31	220.42
21	(3) 6-1/2" Spiral Drill Collar	6.500	2.813		91.70	89.75	310.17
22	X-Over Sub NCS0 Pin xXT54 Box	7.000	2.875		109.03	3.64	313.81
23	(15) 5-1/2" SWDP -XT54	5.500	3.500		68.59	453.94	767.75
24	6-1/2" Drilling Jar	6.750	2.750		94.62	30.19	797.94
25	(6) 5-1/2" SWDP - XT54	5.500	3.500		68.59	180.68	978.62
26	6 3/4" Agitator (SVA=1.90")	6.710	2.500		103.78	23.21	1001.83
27	(6) 5-1/2" SWDP - XT54	5.500	3.500		50.70	180.07	1181.90
28	5-1/2" Drill Pipe (XT54)To Surface	5.500	4.778		26.33	9118.10	10300.00



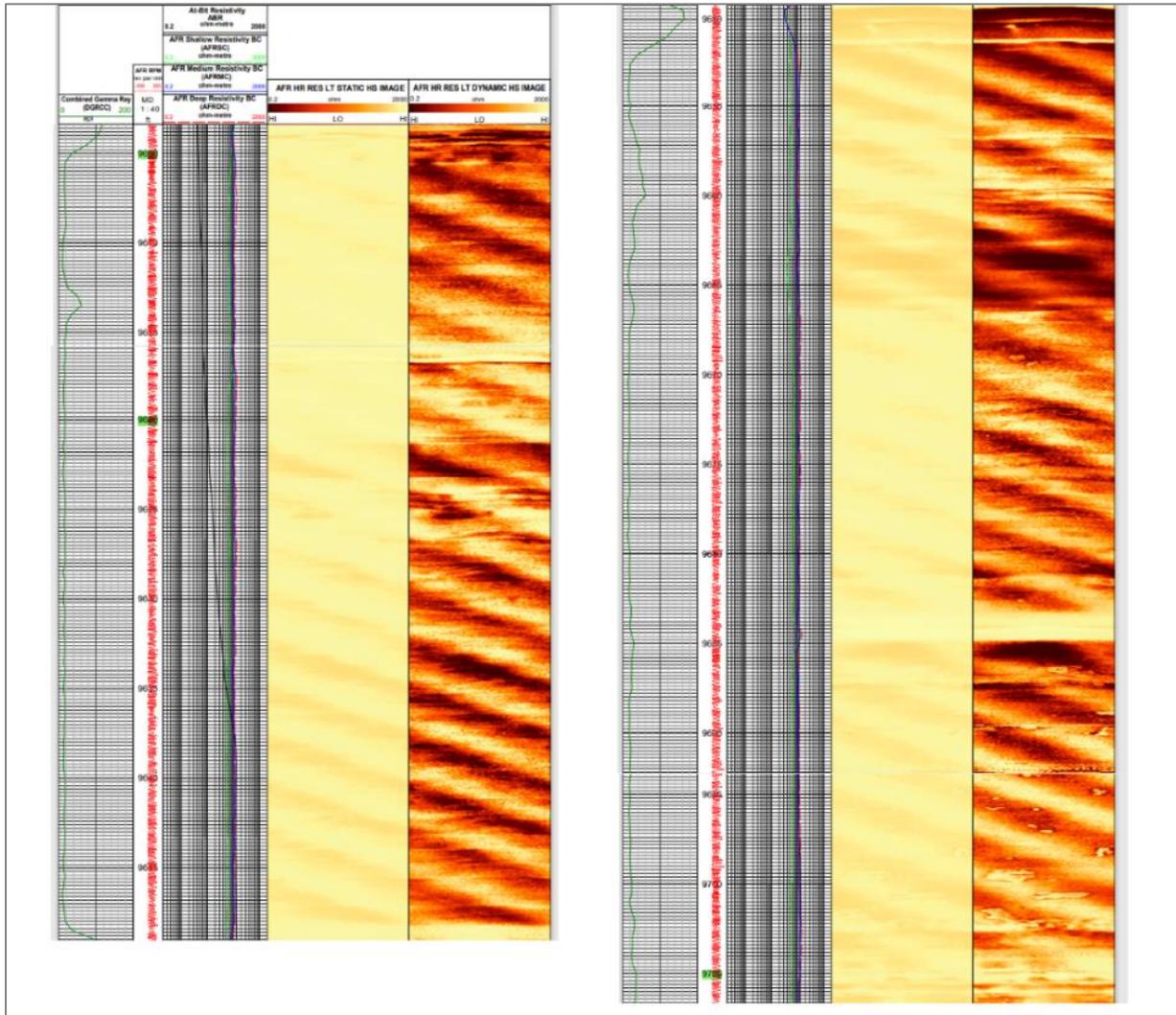
Nota. Descripción de los componentes del BHA utilizados para la perforación del Pozo LB-129.

El BHA utilizado usado para perforar la Formación 1. estaba compuesto por un motor Nov lobe 7/8 – 5,0 stages, 0,28 rev/gal, herramientas MWD, PWD, LWD, AFR, Gamma Ray, Densidad y Neutrón. Cuenta con 4 estabilizadores: Btm Sleeve Stabilizer, String Stabilizer a 34,37 ft, AFR Btm Stabilizer a 55,68 ft, AFR Top Stabilizer a 63,41 ft y ALD Stabilizer a 94,48 ft. Una vez en superficie, se observó un motor de lodo atascado con arenisca lo que obligó a reemplazarlo. No se observaron otras condiciones sobre otras herramientas.

- Intervalo 1: 9.605 ft – 9.725 ft

Figura 25.

Registro de Resistividad AFR y Rayos Gamma DGR para el Pozo LB-129, intervalo 1



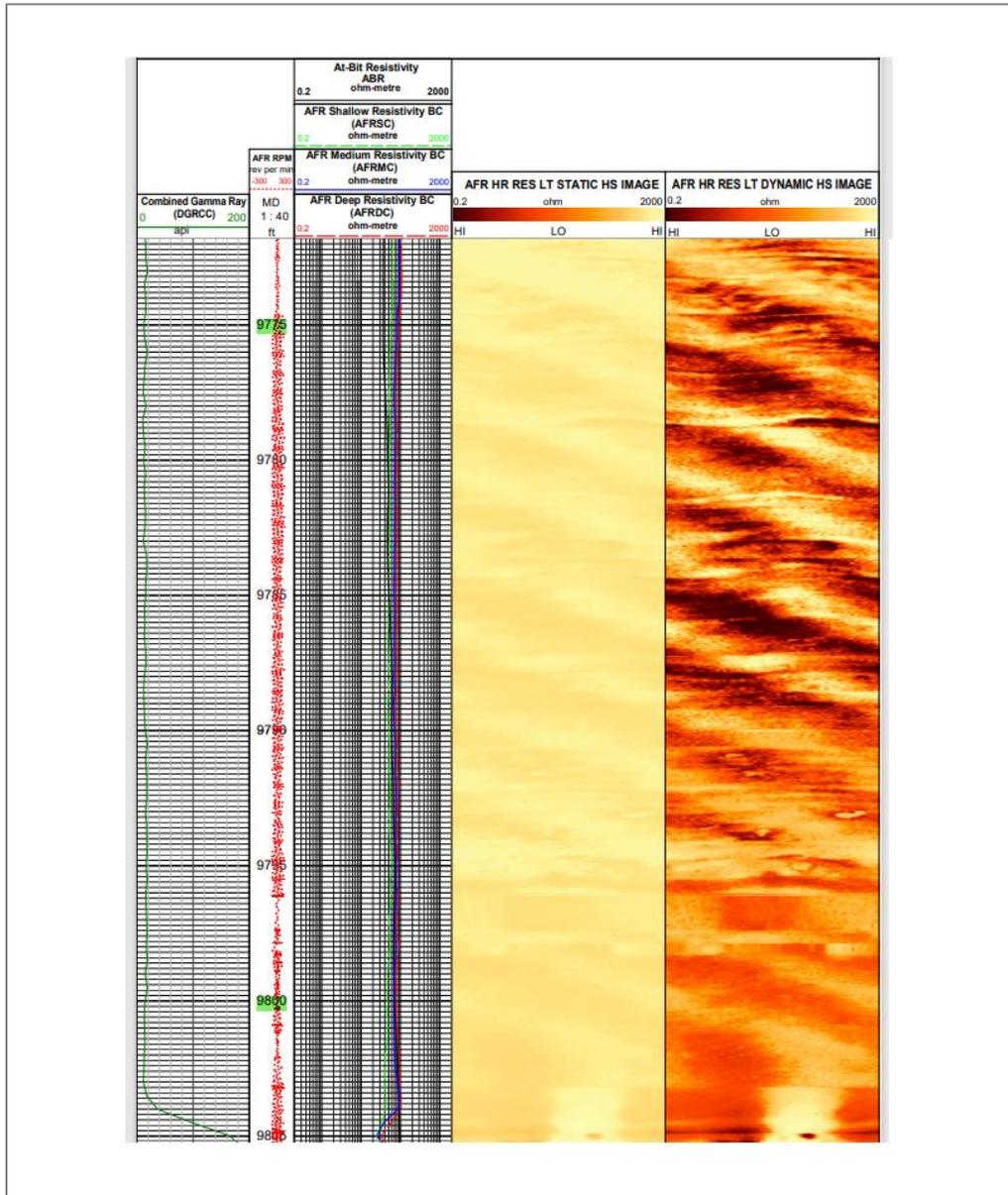
Nota. Registro AFR, DGR e imágenes del intervalo 1 de estudio sobre el Pozo LB-129.

En esta zona con presencia de espiral, se observa que la deformación que presenta el hueco es bastante notoria, caracterizada por presentar por cada 5 pies 2 vueltas. Además, su comportamiento en cizalla sobre las RPM del AFR se asocia posiblemente a la frecuencia de resonancia de la vibración de Stick slip. También es claro que la espiral va de izquierda a derecha y está presente sobre una formación de areniscas.

- **Intervalo 2:** 9.775 ft – 9.800 ft

Figura 26.

Registro de Resistividad AFR y Rayos Gamma DGR para el Pozo LB-129, intervalo 2

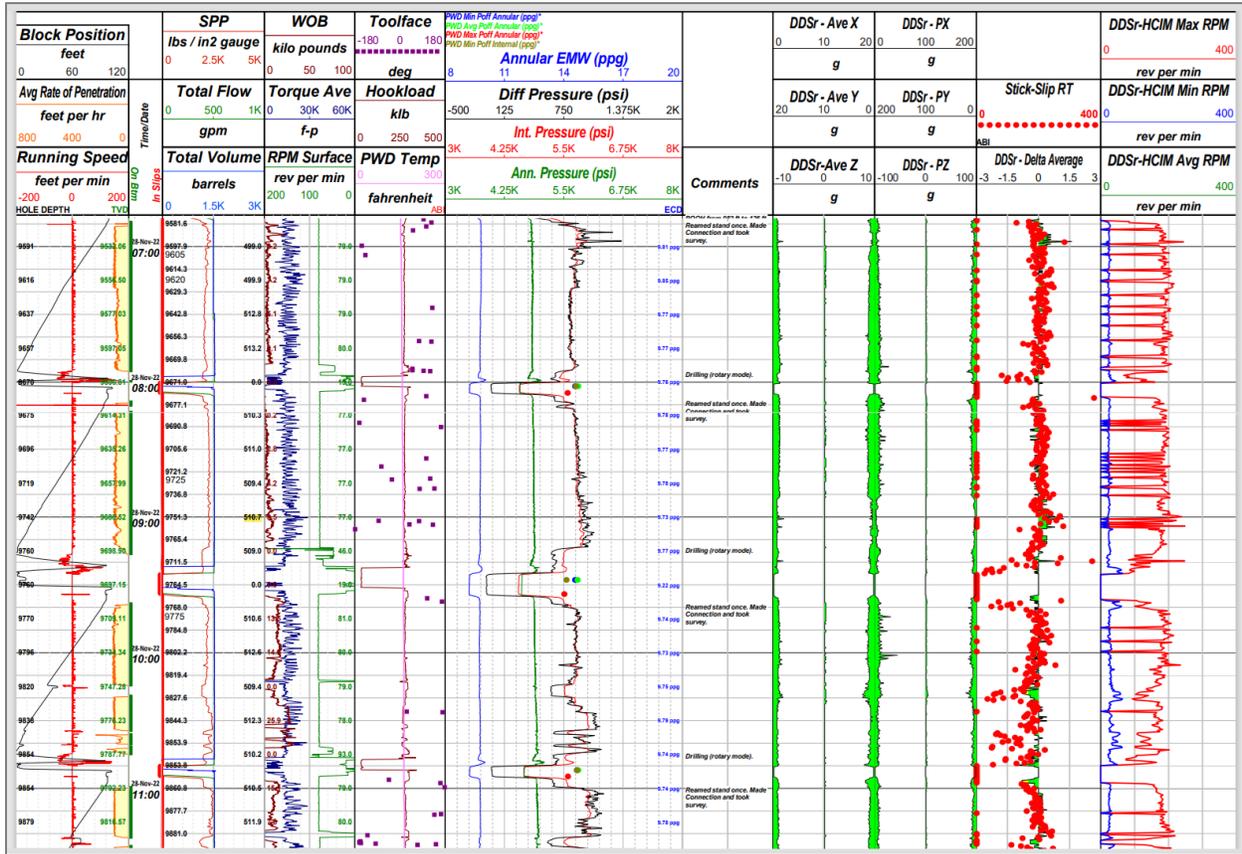


Nota. Registro AFR, DGR e imágenes del intervalo 2 de estudio sobre el Pozo LB-129.

En este intervalo se observa el mismo comportamiento característico de la primera zona identificada, con un adicional: las RPM del AFR presentan intervalos donde su comportamiento en cizalla es más notoria que en otras. Esto podría considerarse como un segundo mecanismo de vibración asociado a un Whirl.

Figura 27.

Registro PWD para el Pozo LB-129, intervalo 1 y 2



Nota. Registro PWD y DDSr-DGR para la evaluación de la dinámica de perforación y parámetros de perforación sobre el intervalo 1 y 2 del Pozo LB-129.

Posible nutación por efecto del movimiento del motor y el estator, generando excentricidad. También se identifican otras fuentes de vibración bajas, como Stick Slip y Resonancia torsional. Se observa una relación entre las ROP y los ciclos de torque, lo que da como resultado una vuelta por cada 2,5 ft en registro AFR. Asimismo, se puede deducir que el espiralamiento es de origen natural, por el bajo peso sobre la broca.

4.4.3 Pozo LOB-121 ST 2

El Pozo LOB-121 ST 2 se perforó hasta la profundidad de 11.259 pies MD / 10.547,98 pies TVD de acuerdo con los requisitos operativos, con una inclinación final de 10,40° y un azimut de 232°. El diseño del BHA, que se encuentra en el anexo 1, se utilizó para buscar a través del conjunto de herramientas seleccionadas, cumplir con la eficiencia operativa, la dirección del pozo, la velocidad de penetración y la capacidad para adaptarse a las condiciones específicas del pozo.

El BHA que está conformado por un motor Strataforce 6/7 Lobe – 5.0 stages, 0,29 rev/gal, herramientas MWD, PWD, LWD, AFR y DGR, y CTN. El BHA cuenta con 6 estabilizadores: Bottom Sleeve Stabilizer, String Stabilizer a 29,65 ft, AFR Btm Stabilizer a 56,53 ft, AFR Top Stabilizer a 64,42 ft, ALD Stabilizer a 97,54 ft y Reamer a 124,88 ft.

Por la baja calidad del hueco, la broca fue encontrada con severos daños y algunas grietas en las aletas del ALD. En superficie, la broca fue encontrada con algunos dientes rotos y otros completamente perdidos, la mayoría en la zona de la nariz. El GAP del motor fue de 9,0 mm, observándose también juego lateral y axial.

De acuerdo con los intervalos que presentaron espiral en el hueco, se ve que tanto el intervalo 1 (11.502 ft – 11.523 ft) como el intervalo 2 (11.615 ft – 11.633 ft) tienen una vuelta por cada 5 pies. Las RPM del AFR presentan un comportamiento en cizalla, lo que puede ser un factor asociado al Stick slip. La espiral va de izquierda a derecha y está presente sobre una formación de areniscas, como se observa en el registro DGR.

Es de resaltar que este pozo presentó fallas en su tarjeta azimutal, por lo que las imágenes no son muy claras, ver anexo 5. Por último, al analizar el registro de PDW a lo largo del intervalo, se evidenció la presencia de Stick Slip y algunos deltas promedios altos a lo largo de las formaciones. La tendencia de inclinación cambió, cayendo en promedio 2,9°. Se observaron picos de torsión altos (por encima de 40 klbf-ft en algunos puntos) lo que desaceleró las ROP e incluso detuvo la rotación. De tal manera que se presentó una disminución de la eficiencia del trabajo direccional e impacto sobre la dinámica de perforación, todo esto se puede ver en el anexo 14.

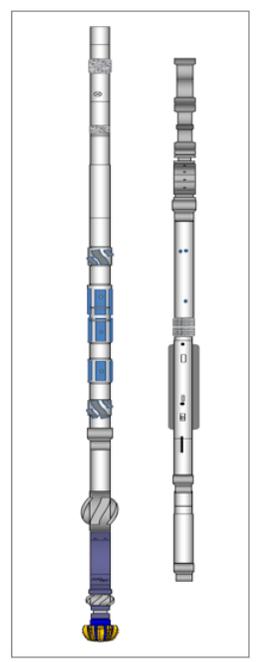
4.4.4 Pozo LOB-121 ST 3

El Pozo LOB-121 ST 3 se perforó hasta la profundidad de 11.958 pies MD / 10.410,91 pies TVD de acuerdo con los requisitos operativos, con una inclinación final de 30° y un azimut de 242,40°. En la corrida sobre la Formación 1, se utilizó el siguiente BHA.

Figura 28.

BHA para el Pozo LOB-121 ST 3

COMPONENTES BHA POZO LOB-121 ST 3							
Item	Description	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Weight (lbf)	Length (ft)	Cumulative Length (ft)
1	83/4" PDC NOV Bit (5Blades - 16 mm Cutters)	6.370	2.750	8.750	88.37	0.94	0.94
2	63/4" StrataForce Lobe6:7 - 5 stg	6.730	4.498		84.00	27.39	28.33
3	6-3/4" x 8-3/8" StringStabilizer	6.800	2.813	8.375	102.60	7.20	35.53
4	63/4" PM Collar	6.750	3.125		103.40	8.58	44.11
5	63/4" P-P X-Over	6.750	3.000		105.10	2.00	46.11
6	63/4" AFR Collar	6.750	1.920		102.60	10.73	56.84
7	63/4" P-P X-Over	6.750	3.000		105.10	1.76	58.60
8	63/4" Conversion Sub	6.750	3.000		105.10	1.99	60.59
9	63/4" DGR Collar	6.750	1.920		97.80	4.50	65.09
10	63/4" PWD Collar	6.750	1.905		96.30	4.30	69.39
11	63/4" HCIM Collar	6.750	1.920		101.70	6.66	76.05
12	63/4" P-P X-Over	6.750	3.000		105.10	1.98	78.03
13	63/4" Conversion Sub	6.750	3.000		122.00	2.03	80.06
14	63/4" ALD Collar	6.750	1.920	8.250	104.30	14.54	94.60
15	63/4" CTN Collar	6.750	1.905		102.30	11.59	106.19
16	63/4" SHO C 650System	6.700	3.250		99.70	9.54	115.73
17	63/4" Downhole Screen	6.670	2.875		96.96	4.10	119.83
18	(3) 6 1/2" Drill Collar	6.500	2.813		91.70	87.23	207.06
19	63/4" NOV Shock Tool	6.680	3.000		95.35	11.60	218.66
20	(6) 6 1/2" Drill Collar	6.500	2.813		91.70	175.78	394.44
21	X-Over Sub (Pin N C50 xBox D555)	7.500	2.750		130.32	2.62	397.06
22	(15) 5-1/2" HWDP #57 -DS55	5.500	3.375		57.00	454.81	851.87
23	6-1/2" Drilling Jar	6.960	2.750		88.24	28.65	880.52
24	(3) 5-1/2" HWDP #57 -DS55	5.500	3.375		57.00	90.28	970.80
25	6-1/2" AGItator (SVA=1.85")	7.090	2.500		117.82	24.32	995.12
26	(6) 5-1/2" HWDP #57 -DS55	5.500	3.375		57.00	180.62	1175.74
27	5-1/2" x 4.778" Drill Pipe(DS55)	5.500	4.778		26.33	10782.26	11958.00



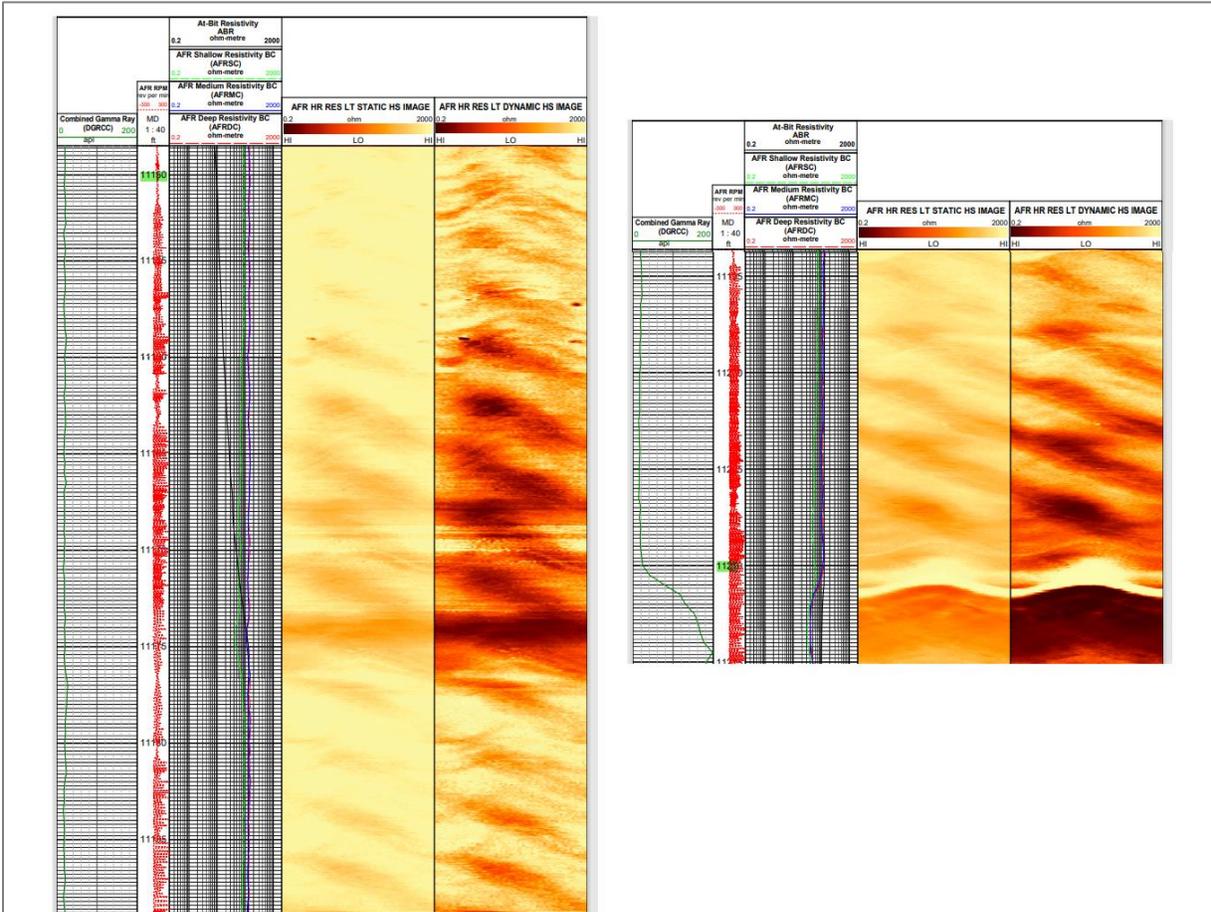
Nota. Descripción de los componentes del BHA utilizados para la perforación del Pozo LOB-121 ST 3.

Con el objetivo de asegurar la trayectoria y un equilibrio adecuado entre las fuerzas aplicadas, se diseñó el BHA compuesto por un motor Strataforce™ 6/7 lobe – 5,0 stages, 0,29 rev/gal, MWD, PWD y herramientas LWD, AFR, Gamma Ray, Densidad y Neutrón. Este BHA cuenta con 4 estabilizadores: Btm Sleeve Stabilizer, String Stabilizer a 29,65 ft, AFR Btm Stabilizer a 62,84 ft, AFR Top Stabilizer a 49,41 ft y ALD Stabilizer a 94,60 ft. Cuando se cumplió con el programa de perforación, la broca se encontró en buen estado. Sin embargo, la separación del motor fue de 2,0 mm, observándose con algo de fallas, lo que se tuvo que enviar al taller para su inspección. A continuación, se genera un análisis sobre los intervalos identificados con espiralamiento a través del registro AFR.

- Intervalo 1: 11.150 ft – 11.210 ft

Figura 29.

Registro de Resistividad AFR y Rayos Gamma DGR para el Pozo LOB-121 ST 3, intervalo 1



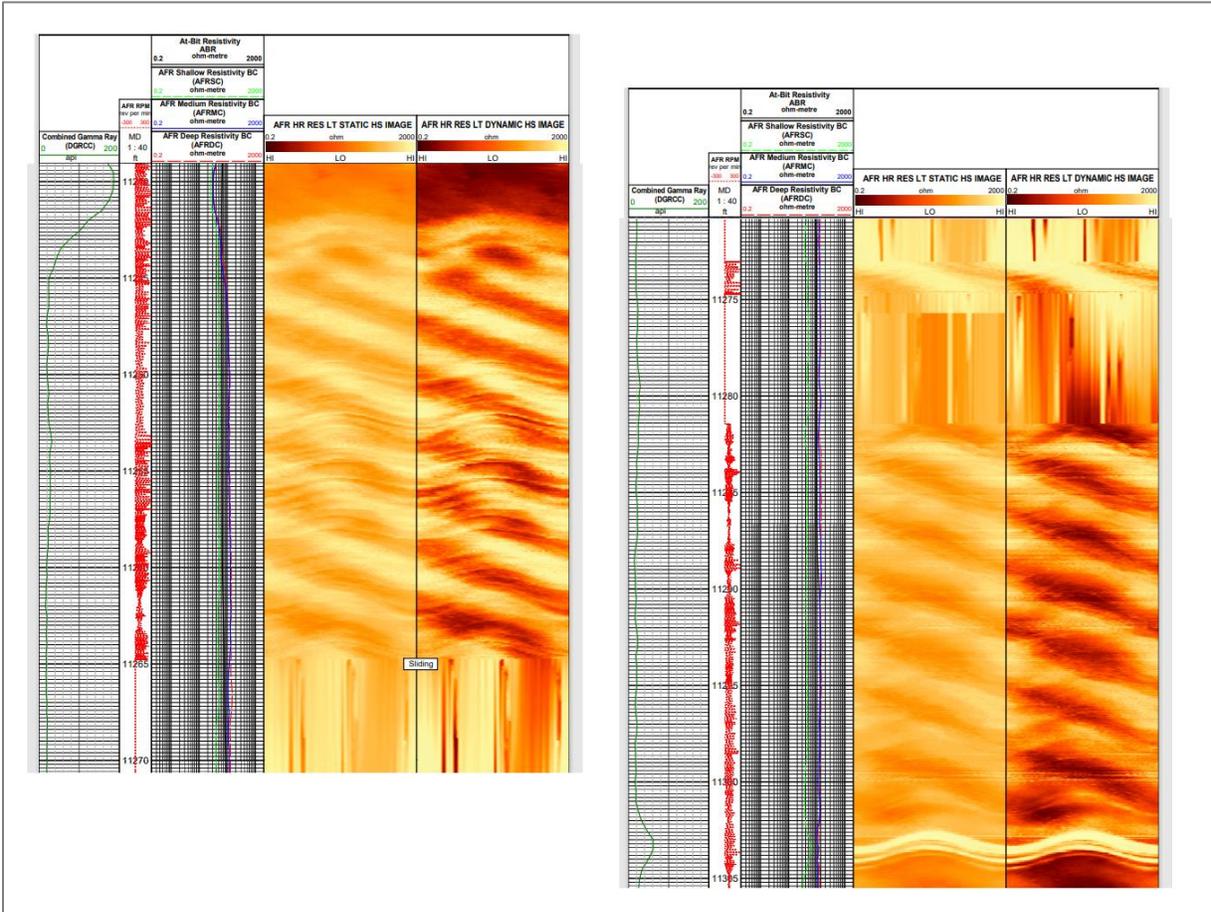
Nota. Registro AFR, DGR e imágenes del intervalo 1 de estudio sobre el Pozo LOB-121 ST 3.

En este intervalo se identificó la existencia de espiralamiento, siendo notable el número de vueltas por distancia. Para este caso, se observó que por cada 5 pies hay 2 vueltas, lo que puede asociarse a la frecuencia de resonancia de la vibración de Stick slip por el comportamiento en cizalla de las RPM del AFR. También es claro que la espiral va de izquierda a derecha y está presente sobre una formación de areniscas, de acuerdo con lo percibido desde el registro de rayos gamma DGR. Sin embargo, se puede ver que una vez se termina la espiral en 11.210 pies, hay cambio de litología.

- Intervalo 2: 11.240 ft – 11.310 ft

Figura 30.

Registro de Resistividad AFR y Rayos Gamma DGR para el Pozo LOB-121 ST 3, intervalo 2

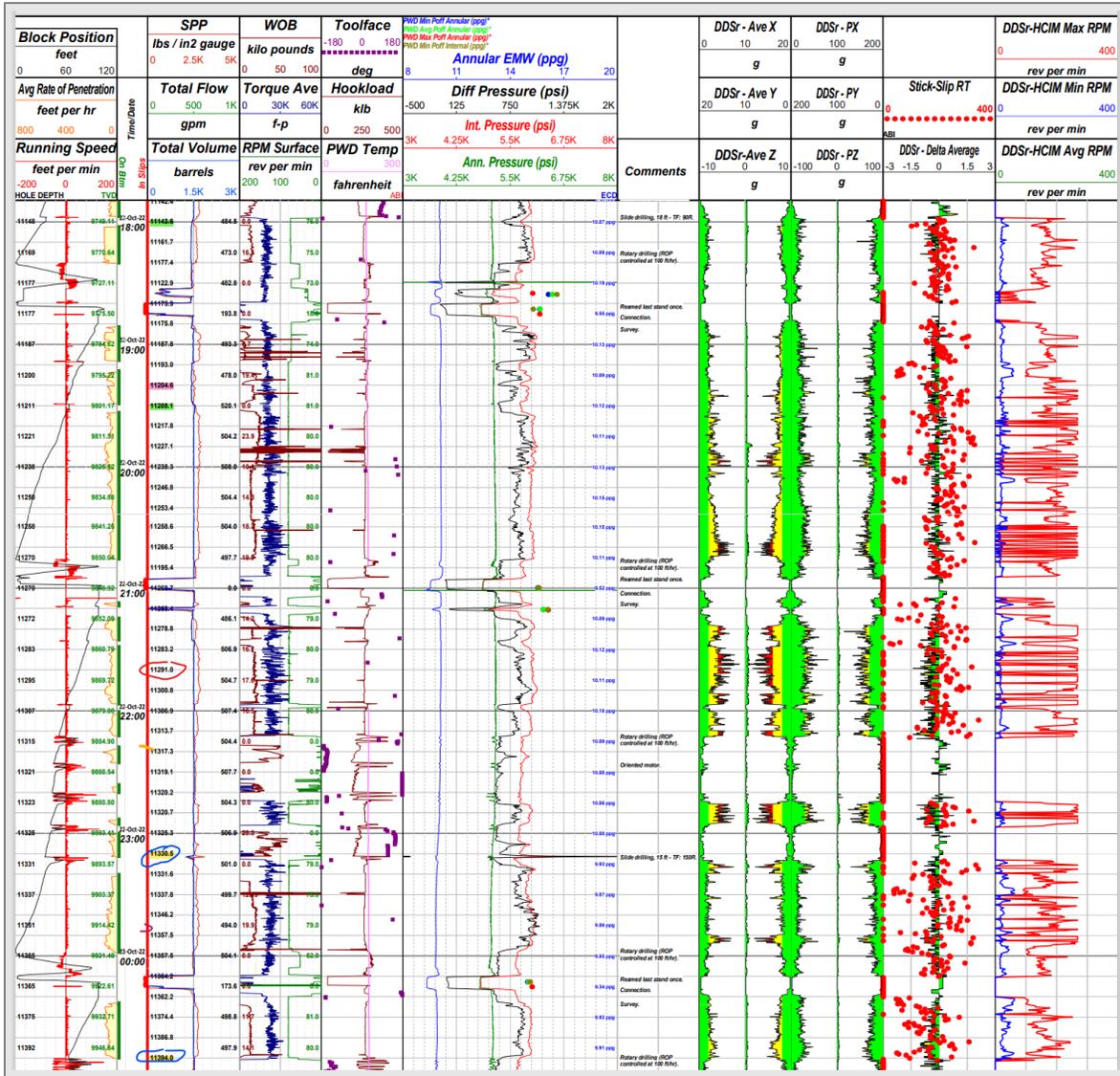


Nota. Registro AFR, DGR e imágenes del intervalo 2 de estudio sobre el Pozo LOB-121 ST 3.

En este intervalo se identifica el mismo comportamiento que en el intervalo 1, siendo notable el número de vueltas por distancia. Sin embargo, al ver el comportamiento de las RPM del AFR entre 11.265 ft y 11.280 ft, la imagen presenta una forma de brocha, lo que puede estar asociado a un proceso de deslizado de la sarta mientras se perforaba. También es claro que la espiral va de derecha a izquierda y está presente sobre una formación de arenas limpias.

Figura 31.

Registro PWD para el Pozo LOB-121 ST 3, intervalo 1 y 2



Nota. Registro PWD y DDSr-DGR para la evaluación de la dinámica de perforación y parámetros de perforación sobre el intervalo 1 y 2 del Pozo LOB-121 ST 3.

En el transcurso del intervalo seleccionado se evidencian varios eventos que a continuación se describen:

- Se identifica la presencia de Whirl a 11.266 ft sujeta al WOB, ya que si baja el WOB también baja el Whirl. Asimismo, se observa que en la parte escalonada se tuvo que reanudar varias veces la perforación ya que no se dejaba orientar la sarta.

- En la profundidad de 11.330 ft se analizó que hay poco Whirl, mientras que en las partes donde se deslizó el BHA se acrecienta el espiralamiento.
- Al revisar el caudal se ve el espiralamiento no tan explícito en la vibración, pero sí aparece lo que podría ser una posible nutación.
- El Delta average Y es mayor que el delta average X, lo que da como resultado una resonancia torsional. Sin embargo, este comportamiento no se da en forma de espiral, ya que se percibe cizallamiento o quiebres dentro del registro.
- En la profundidad de 11.227 ft se encontró que hay Stick Slip, lo cual se ve que el sensor está siendo alterado por la vibración. La diferencial del PWD se ve cómo reacciona a los picos del peso.
- Para mejorar las condiciones sobre la dinámica de perforación se debe bajar el caudal y las RPM de superficie, ya que se acerca mucho al Whirl y la nutación. Esto no es como quedó el hueco si no como la perforación impacto el registro.

4.4.5 Pozo LOB-130

El Pozo LOB-130 se perforó hasta la profundidad de 11.259 pies MD / 10.547,98 pies TVD de acuerdo con los requisitos operativos, con una inclinación final de 10,40° y un azimut de 232°.

Con el diseño del BHA que se encuentra en el anexo 2, se buscó cumplir con la eficiencia operativa y la capacidad para adaptarse a las condiciones específicas del pozo. El ensamblaje del BHA está conformado por un motor NitroForce 6/7 Lobe – 6.5 stages, así como las herramientas MWD, PWD, AFR, Gamma Ray, Densidad y Neutrón. El BHA cuenta con 3 estabilizadores: Bottom Sleeve Stabilizer, String Stabilizer a 39.73 ft y ALD Stabilizer a 95,5 ft.

Por la baja calidad del hueco, la broca fue encontrada con daños severos y algunas grietas en las aletas del ALD. El resto de las herramientas direccionales se encontraron en buenas condiciones.

Con respecto a los intervalos que presentaron baja calidad en el hueco, se observa que tanto el intervalo 1 (10.400 ft – 10.450 ft) como el intervalo 2 (10.515 ft – 10.540 ft) presentan una vuelta por cada 5 pies. La espiral va de izquierda a derecha y está presente sobre una formación de arenas limpias, de acuerdo con lo percibido desde el registro de rayos gamma DGR, ver anexo 6 y 7.

Por último, al observar el registro de PDW, en la profundidad evaluada según el intervalo de 10.400 ft – 10.450 ft, se evidenció que la presión se comporta de manera similar a la frecuencia de la vibración. Por otro lado, existe una variación en la vibración por posibles cambios en las RPM

de superficie y su comportamiento en cizalla durante el intervalo observado en el registro ALD, ver anexo 20. Se concluye que esto fue causado por el Stick Slip y que fue ocasionado durante perforación, más no por la herramienta AFR, ver anexo 15.

4.4.6 Pozo LJC-155 ST 1

El Pozo LJC-155 ST 1 se perforó hasta la profundidad de 11.172 pies MD / 10.461,32 pies TVD de acuerdo con los requisitos operativos, con una inclinación final de 16,68° y un azimut de 157,20°. En la corrida para la sección 8 ¾ sobre la Formación 1, se utilizó el diseño del BHA ver anexo 3, con el fin de cumplir con las necesidades operacionales y maximizar la eficiencia en la perforación. El ensamblaje del BHA está compuesto por un motor Strataforce™ lobe 6:7, stages 5, y con herramientas MWD, PWD, AFR, DGR, ALD y CTN. Cuenta con 4 estabilizadores: Sleeve Stabilizer, In-Line Stabilizer (ILS) a 38.48 ft, AFR Btm Stabilizer a 40,00 ft y AFR Top Stabilizer a 49,00 ft. De manera que, la sarta trabajó dentro de los parámetros operacionales normales.

Ahora bien, al realizar la identificación de los intervalos que presentaron baja calidad en el hueco (espiralamiento) ver anexo 8 y 9, se observa que tanto el intervalo 1 (10.675 ft – 10.715 ft) y el intervalo 2 (10.775 ft – 10.830 ft) tienen 2 vueltas por cada 5 pies, lo que puede representar un aumento en los tiempos no productivos. Sin embargo, en el intervalo 1 no es tan notable el número de vueltas por distancia como en el intervalo 2. En cuanto a la dirección de la espiral, va de izquierda a derecha y está presente sobre una formación de areniscas, de acuerdo con lo percibido en el registro de rayos gamma DGR, ver anexo 8 y 9.

Para terminar, al observar el registro de PDW que se encuentra en el anexo 16, en los intervalos seleccionados se registraron eventos de vibración, siendo predominantemente el de tipo Stick Slip. De acuerdo con la simulación de Whirl, se realizaron múltiples cambios de parámetros en las RPM de superficie, desde 55 rpm hasta valores máximos de 75-80 rpm, sin observar una mitigación completa de los eventos de vibración.

4.4.7 Pozo LT-120

El Pozo LT-120 se perforó hasta la profundidad de 10.785 pies MD / 10.182,58 pies TVD de acuerdo con los requisitos operativos, con una inclinación final de 17,15° y un azimut de 127,9°. En la corrida para la sección 8 ¾ sobre la Formación 1, se buscó, con el diseño propuesto que se encuentra en el anexo 4, asegurar un equilibrio adecuado entre las fuerzas aplicadas, la geometría del hueco y las tasas de penetración.

El ensamblaje del BHA está compuesto por un motor Strataforce™ lobe 6:7, stages 5, y herramientas MWD, PWD, AFR, Gamma Ray, Densidad y Neutrón. Este BHA cuenta con 4 estabilizadores: Sleeve Stabilizer, Btm Stabilizer a 28,08 ft, Inline Stabilizer (ILS) a 38,96 ft y ALD Stabilizer a 82,97 ft. Cabe destacar que no se presentó ningún tipo de daño sobre las herramientas.

Por otro lado, al realizar la identificación de los intervalos que presentaron baja calidad en el hueco, se observó que tanto el intervalo 1 (10.160 ft – 10.180 ft) ver anexo 10, como el intervalo 2 (10.220 ft – 10.270 ft) ver anexo 11, existen 2 vueltas por cada 5 pies, lo que puede asociarse a la frecuencia de resonancia de la vibración que se está presentando. Sin embargo, en el intervalo 2 no es tan notable el número de vueltas por distancia, por no presentar tanta severidad. En cuanto a la dirección de la espiral, va de izquierda a derecha y está presente sobre una formación de areniscas, de acuerdo con lo identificado en el registro de rayos gamma DGR.

Por último, al realizar el análisis sobre el registro de PDW, ver anexo 17, se percibe que cuando se perforaba se dañó el registro mientras se atravesaba el intervalo con presencia de espiralamiento. No obstante, se evidencia que el pozo tiene mayor limpieza, libre de nutación y Whirl, lo que indica que su vibración está asociada al Stick Slip.

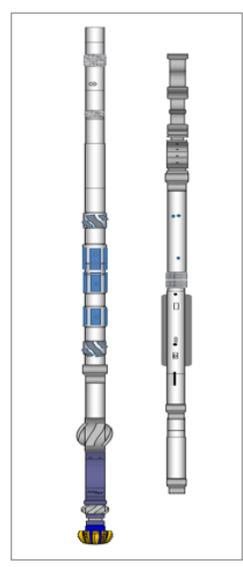
4.4.8 Pozo LT-130 ST 1

El Pozo LT-130 ST 1 se perforó hasta la profundidad de 11.251 pies MD / 9.944,19 pies TVD de acuerdo con los requisitos operativos, con una inclinación final de 36,75° y un azimut de 87,10°. En la corrida para la sección 8 ¾ sobre la Formación 1, se utilizó el siguiente BHA.

Figura 32.

BHA para el Pozo LT-130 ST 1

COMPONENTES BHA POZO LT-130 ST 1							
Item	Description	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Weight (lbf)	Length (ft)	Cumulative Length (ft)
1	8-3/4" PDC Bit (16 mm Cutters - 5 Blades)	6.375	2.313	8.750	94.47	0.95	0.95
2	6 3/4" StrataForce Lobe6/7 - 5.0 stg	6.750	4.498		87.63	26.90	27.85
3	6 3/4" Float Sub	6.750	2.875		99.83	2.38	30.23
4	6 3/4" PM Collar(Directional)	6.750	3.125		103.40	8.61	38.84
5	8 3/8" Inline Stabilizer(ILS)	6.750	3.000	8.375	97.86	1.82	40.66
6	6 3/4" AFR Collar	6.750	1.920		102.60	10.56	51.22
7	6 3/4" DGR Collar	6.750	1.920		97.80	4.39	55.61
8	6 3/4" PWD Collar	6.750	1.905		96.30	4.26	59.87
9	6 3/4" HCM Collar	6.750	1.920		101.70	6.63	66.50
10	6 3/4" P-P X-Over (H/C)	6.750	3.000		105.10	3.33	69.83
11	6 3/4" ALD Collar	6.750	1.920	8.250	104.30	12.87	82.70
12	6 3/4" CTN Collar	6.750	1.905		102.30	11.56	94.26
13	6 3/4" SHOC(Telemetry)	6.900	3.250		99.70	10.19	104.45
14	(6) 6-1/2" Spiral Drill Collar	6.500	2.813		91.91	177.83	282.28
15	NC50 Pin x HLIST54Box_X-Over Sub	6.750	3.000		97.86	3.54	285.82
16	(19) 5-1/2" HWDP#55.24 - HLIST54	5.500	3.250		69.12	578.05	863.87
17	HLIST54 Pin x NC50Box_X-Over Sub	7.000	2.813		109.98	2.45	866.32
18	6-1/2" Drilling Jar	6.438	2.750		94.62	31.43	897.75
19	NC50 Pin x HLIST54	6.938	2.813		107.65	3.24	900.99
20	(7) 5-1/2" HWDP #55.24- HLIST54	5.500	3.250		69.12	213.06	1114.05
21	(1) 5-1/2" Drill Pipe To Surface -21.90	4.778		26.33			11251.01



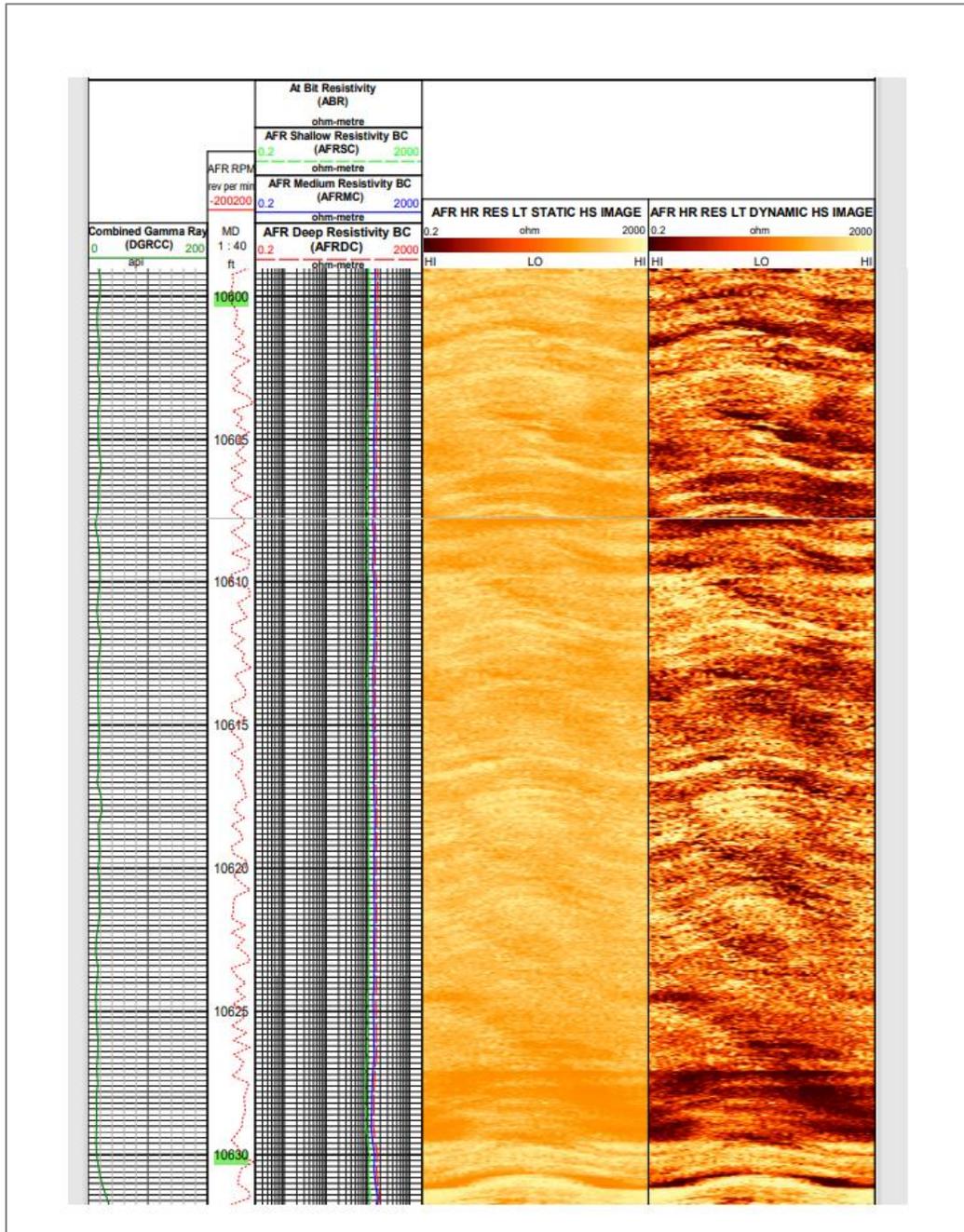
Nota. Descripción de los componentes del BHA utilizados para la perforación del Pozo LT-130 ST 1.

El BHA usado tuvo como objetivo asegurar la trayectoria deseada y adaptarse a las diferentes condiciones geológicas y geomecánicas. El ensamblaje del BHA está compuesto por un motor Strataforce™, con una configuración 6:7 lobe – 5,0 stages, y herramientas MWD, PWD, LWD - AFR, Gamma Ray, Densidad y Neutrón. Este BHA cuenta con 4 estabilizadores: Bottom Sleeve Stabilizer a 3,27 ft, Inline Stabilizer a 37,79 ft, AFR Btm Stabilizer a 40,2 ft y AFR Top Stabilizer a 47,51 ft. Se manifestó que durante la perforación de la Formación 1, no se presentó ningún tipo de daño considerable sobre el conjunto de elementos que componen el BHA.

- Intervalos 1 y 2: 10.600 ft – 10.630 ft y 10.650 ft – 10.720 ft

Figura 33.

Registro de Resistividad AFR y Rayos Gamma DGR para el Pozo LT-130 ST 1, intervalo 1

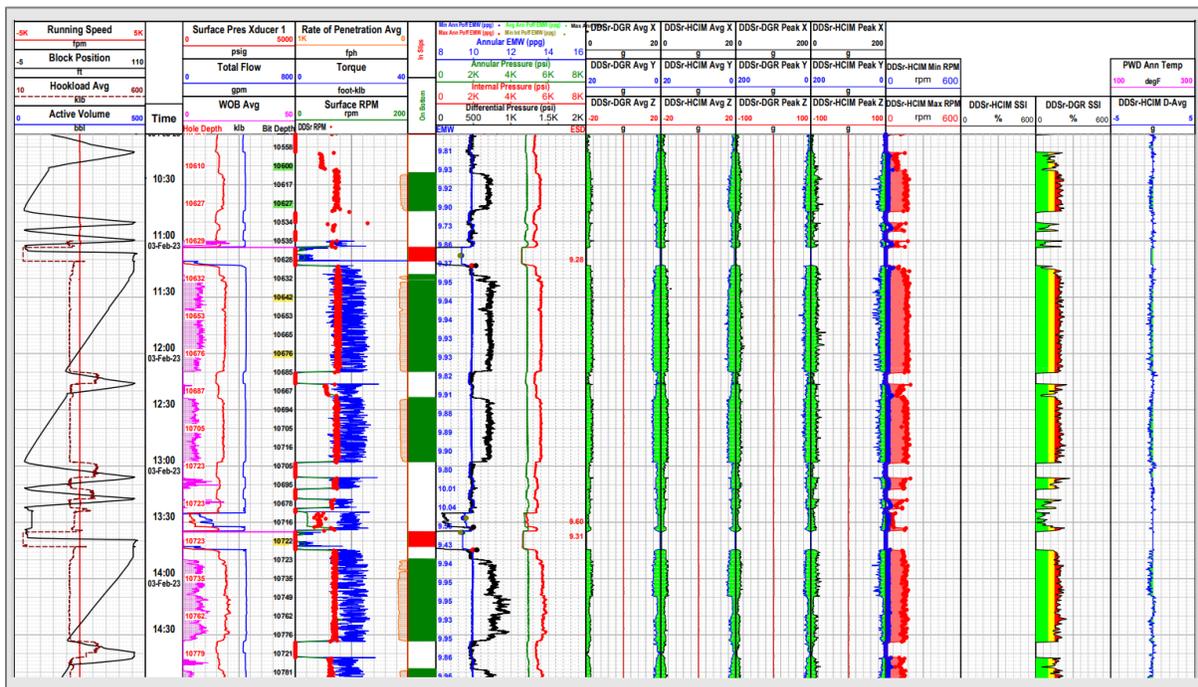


Nota. Registro AFR, DGR e imágenes del intervalo 1 de estudio sobre el Pozo LT-130 ST 1.

En el intervalo 1 (10.600 ft – 10.630 ft) y en el intervalo 2 (10.650 ft – 10.720 ft), que se encuentra en el anexo 12, se observa la existencia del espiralamiento siendo poco notable el número de vueltas por distancia. En este caso, se observa que por cada 5 pies hay 1,5 vueltas, lo que puede asociarse a la iteración entre la broca y la formación o por la frecuencia de resonancia de la vibración. También es claro que la espiral va de izquierda a derecha y está presente sobre una formación de arenas limpias, según lo percibido en el registro de rayos gamma.

Figura 34.

Registro PWD para el Pozo LT-130 ST 1, intervalo 1 y 2



Nota. Registro PWD y DDSr-DGR para la evaluación de la dinámica de perforación y parámetros de perforación sobre el intervalo 1 y 2 del Pozo LT-130 ST 1.

Al realizar el análisis sobre el registro de PWD se evidencia que durante el intervalo hubo diferentes eventos, como la presencia de Whirl siendo no tan severa. Por otro lado, se percibe una pérdida de Wits y perforación con autodriller por tener ROP constantes. Para mantener las ROP a 90 ft/h, la maquina aplicó peso sobre la broca de una manera como se lo pedía el sistema fluctuante, lo que impactó o se representó en forma de Stick slip.

Para conocer la magnitud de la frecuencia del Stick slip, se toma el rango de profundidad de 10.600 y 10.650 ft, se cuenta la cantidad de picos que hay entre este rango en el registro ALD, ver anexo 21, lo que da un total de 17 picos. Luego, se divide por 50 ft, que es la diferencia entre 10.600 ft – 10.650 ft, y se multiplica por las ROP, que en pies por hora es 1,5 ft/min, para un valor de 0,51 que está dentro del rango para este mecanismo de vibración.

Por otro lado, en las imágenes de AFR se ven algunas fluctuaciones del peso sobre la broca, que se comporta como una cizalla. Esto representa una acumulación y una liberación de energía en la broca, que se convierte en fluctuación en la presión y el torque. El torque se ve así por la rotación de la sarta, y la presión se ve así por el trabajo del motor. Sin embargo, es más notorio en el diferencial del PWD. Por último, hay cambios bruscos en las RPM de superficie, donde se evidencia cambios en la presión.

En conclusión, todas las vibraciones están actuando: Whirl, Stick slip, Resonancia torsional, siendo el Stick slip la vibración predominante.

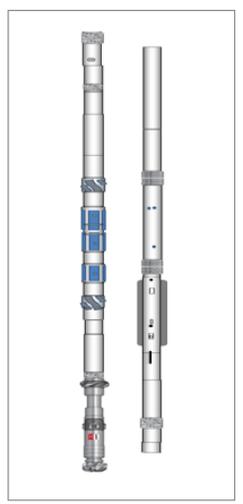
4.4.9 Pozo LT-106 ST 1

En primer lugar, el Pozo LT-106 ST 1 se perforó hasta la profundidad de 11.145 pies MD / 10.350,98 pies TVD de acuerdo con los requisitos operativos, con una inclinación final de 19,50° y un azimut de 223°. En la corrida para la sección 8 ¾ sobre la Formación 1, se utilizó el siguiente BHA.

Figura 35.

BHA para el Pozo LT-106 ST 1

COMPONENTES BHA POZO LT-106 ST 1							
Item	Description	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Weight (lb/ft)	Length (ft)	Cumulative Length (ft)
1	8-3/4" PDC Bit (16 mm Cutters - 5 Blades)	6.000	3.000	8.750	72.27	0.75	0.75
2	6 3/4" StrataForce Lobe 6.7 - 5.0 stg with float valve	7.000	4.952		91.00	27.21	27.96
3	6 3/4" Float Sub	6.750	3.000		97.86	1.83	29.79
4	6 3/4" PM Collar	6.750	3.125		103.40	8.62	38.41
5	6 3/4" x 8 3/8" Inline Stabilizer (ILS)	6.750	2.000	8.375	111.25	1.91	40.32
6	6 3/4" AFR Collar	6.750	1.920		102.60	10.74	51.06
7	6 3/4" DGR Collar	6.750	1.920		97.80	4.44	55.50
8	6 3/4" PWD Collar	6.750	1.905		96.30	4.16	59.66
9	6 3/4" P-P X-Over (H/C)	6.750	3.000		105.10	2.05	61.71
10	6 3/4" B-B Conversion Sub	6.750	3.000		105.10	2.01	63.72
11	6 3/4" HCIM Collar	6.750	1.920		101.70	6.76	70.48
12	6 3/4" X-Over Sub	6.750	3.000		105.10	3.37	73.85
13	6 3/4" ALD Collar	6.750	1.920	8.500	104.30	12.81	86.66
14	6 3/4" CTN Collar	6.750	1.905		102.30	11.77	98.43
15	6 3/4" SHOC 650 System	6.900	3.250		99.70	9.16	107.59
16	(6) 6-1/2" Spiral Drill Collar	6.500	2.813		91.70	180.34	287.93
17	X-Over Sub (Pin NC50 x Box FH)	6.720	3.000		96.78	3.48	291.41
18	(19) 5-1/2" x 4" SWDP#50.7 - FH	5.500	4.000		50.70	579.59	871.00
19	7" Drilling Jar	7.000	2.500		94.62	31.10	902.10
20	(4) 5-1/2" x 4" SWDP#50.7 - FH	5.500	4.000		50.70	121.62	1023.72
21	5-1/2" Drill Pipe (FH) To Surface	5.500	4.778		26.33	10121.28	11145.00



Nota. Descripción de los componentes del BHA utilizados para la perforación del Pozo LT-106 ST 1.

Con el objetivo de asegurar la trayectoria, y un equilibrio adecuado entre las fuerzas aplicadas, la geometría del hueco y los parámetros de perforación, se diseñó el BHA compuesto un por motor Strataforce™, y herramientas LWD - AFR, MWD, PWD, DGR, Densidad y Neutrón. Este BHA cuenta con 4 estabilizadores: Sleeve Stabilizer, Inline Stabilizer (ILS) a 39,66 ft, AFR Btm Stabilizer a 42,21 ft y AFR Top Stabilizer a 49,41 ft.

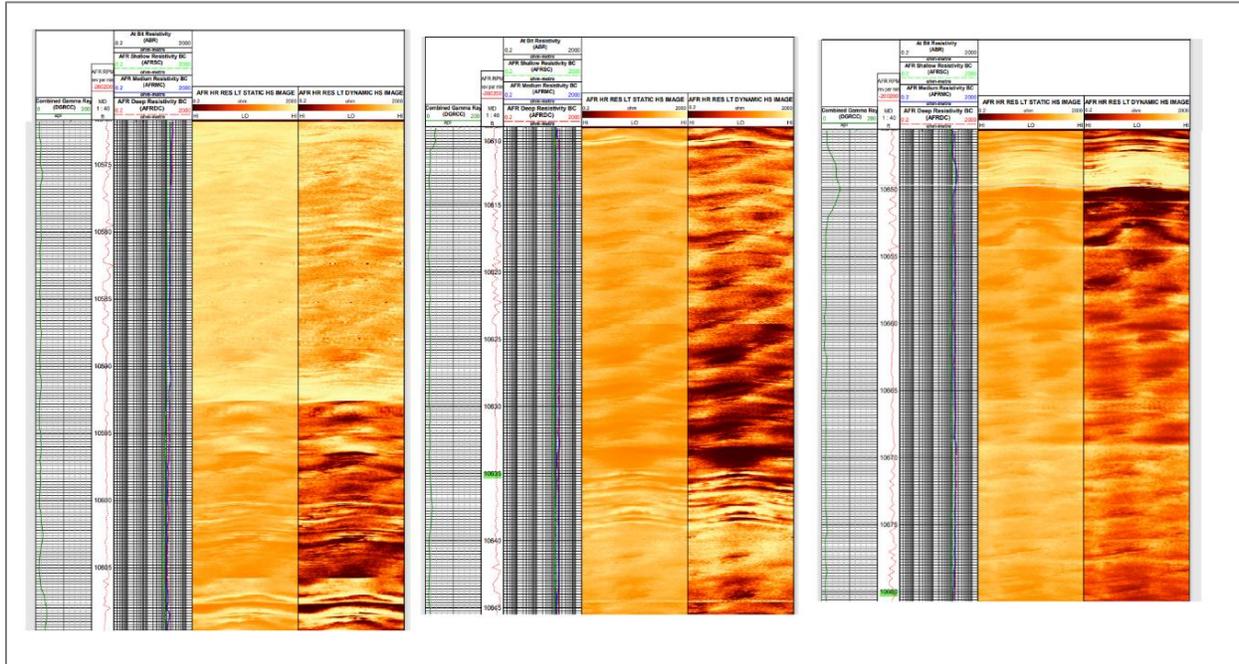
Cuando se cumplió con el programa de perforación, la broca no presentó ningún tipo de daño. Su gauge y sus jets estaban libres de obstrucción. Sin embargo, tuvo algo de desgaste por el trabajo realizado sobre las formaciones abrasivas como la Formación 1, Formación 2 y Formación 3.

A continuación, se realiza el análisis sobre los intervalos identificados con espiralamiento a través del registro AFR.

- Intervalo 1: 10.570 – 10.680 ft

Figura 36.

Registro de Resistividad AFR y Rayos Gamma DGR para el Pozo LT-106 ST 1, intervalo 1



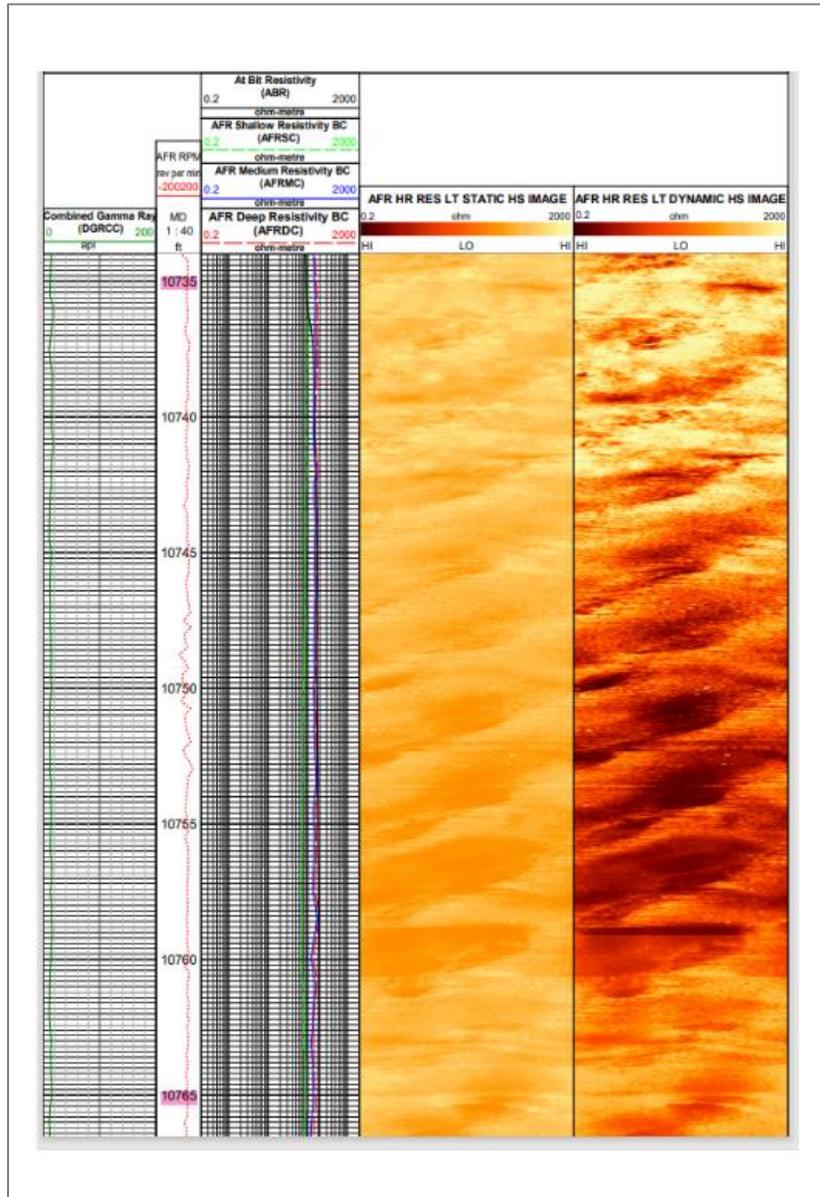
Nota. Registro AFR, DGR e imágenes del intervalo 1 de estudio sobre el Pozo LT-106 ST 1.

En este intervalo se identifica la existencia del espiralamiento, siendo notable el número de vueltas por distancia. Para este caso, se observa que por cada 5 pies hay 2 vueltas, lo que puede asociarse a la frecuencia de resonancia de la vibración. También es claro que la espiral va de izquierda a derecha y está presente sobre una formación de areniscas, según lo identificado desde el registro de rayos gamma.

- **Intervalo 2:** 10.735 ft – 10.765 ft

Figura 37.

Registro de Resistividad AFR y Rayos Gamma DGR para el Pozo LT-106 ST 1, intervalo 2



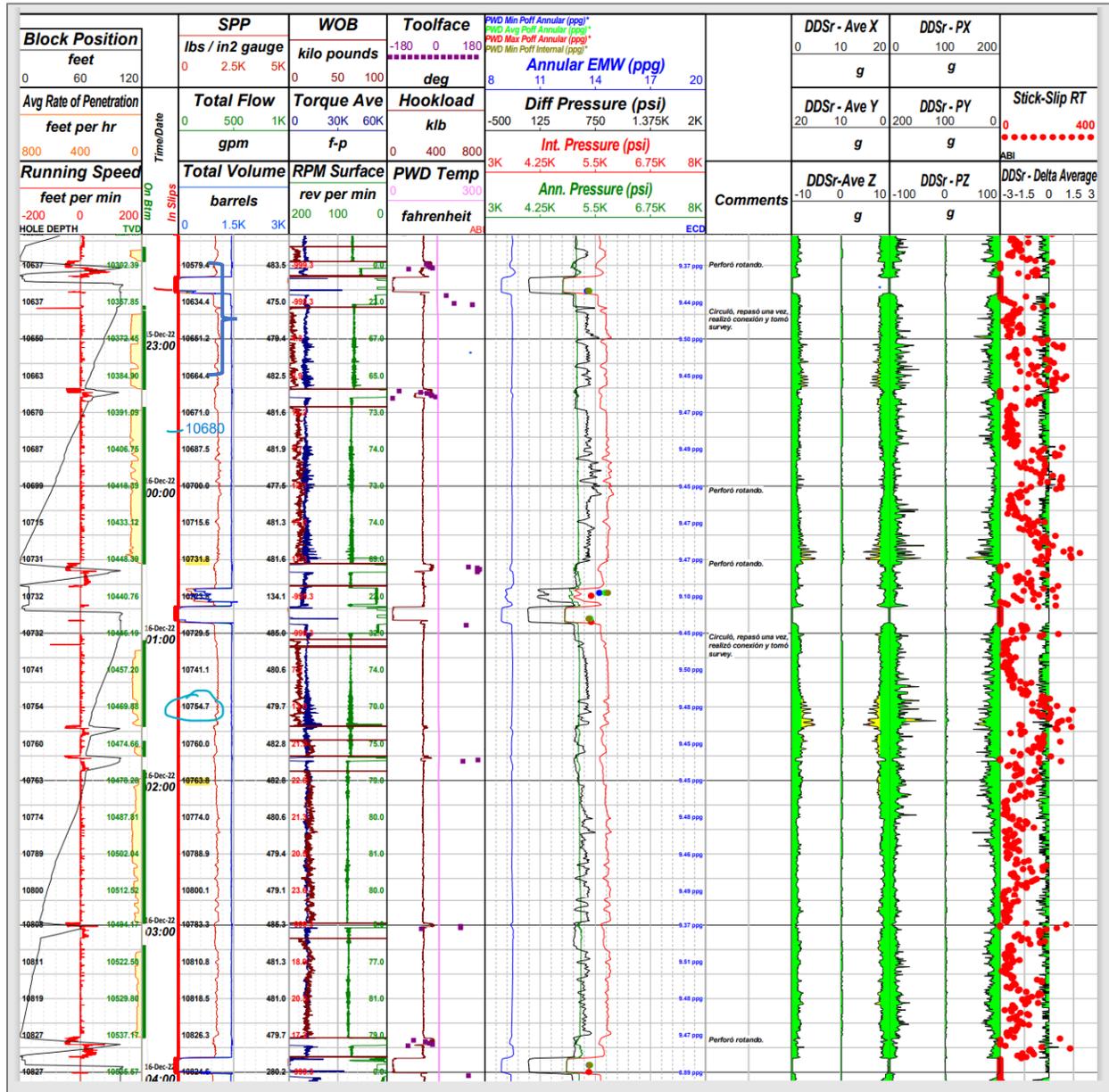
Nota. Registro AFR, DGR e imágenes del intervalo 2 de estudio sobre el Pozo LT-106 ST 1.

En este intervalo, se ve que tiene el mismo comportamiento que el primero, donde su espiral se compone de 2 vueltas por cada 5 pies. Igualmente, esto se puede asociar a la frecuencia de resonancia de la vibración. Al observar el registro rayos gamma DGR, se ve que se presenta sobre una formación de areniscas.

Como segundo paso, se procede a realizar el análisis sobre la dinámica de perforación mediante el registro PWD.

Figura 38.

Registro PWD para el Pozo LT-106 ST 1, intervalo 1 y 2



Nota. Registro PWD y DDSr-DGR para la evaluación de la dinámica de perforación y parámetros de perforación sobre el intervalo 1 y 2 del Pozo LT-106 ST 1.

El análisis que se puede realizar sobre el registro de PWD es que, durante la evaluación de los intervalos con presencia de espiralamiento, se evidenció en primera parte que hay ROP contralada con autodriller. En la profundidad de 10.680 ft hay un nivel bajo de vibración en el intervalo de la broca, es más diciente el intervalo cuando estaba pasando el registro que cuando se estaba perforando. Existen cambios en las tendencias de la vibración, por lo que cae en una frecuencia del Whirl. Por lo tanto, se puede relacionar con el Back Whirl, lo que da coincidencia con una resonancia sobre la broca, siendo más predominante que el Stick slip. Es más notorio en el pick que en average la vibración, sin embargo, hay incrementos en la tendencia de la vibración y cambios en los acelerómetros. Finalmente se observó en la profundidad de 10.723 ft el bajo caudal y las RPM de superficie altas para reducir el Stick slip y mitigar el Whirl.

5. DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE PERFORACIÓN PARA UN NUEVO POZO

A continuación, en este capítulo se presenta el resultado de la simulación a través del software Wellplan™, el cual proporciona un conjunto de herramientas para diseñar operaciones complejas y, así mismo, reducir costos durante el ciclo de construcción de un pozo. Para el proyecto se toma esta herramienta como apoyo para identificar y visualizar si, durante el trabajo de perforación, se cae sobre la resonancia del Whirl o en nutación a causa de una mala selección de los parámetros de perforación. A continuación, se describen los pasos para la identificación y el análisis de los parámetros de perforación usados con el fin de comprender si fue este un factor incidente en la baja calidad del hueco:

- Se procede a seleccionar una o dos profundidades de los intervalos anteriormente identificados para cada pozo.
- Se toma los parámetros de perforación con los cuales se operó.
- Se procede a ingresar los datos anteriormente obtenidos al software Wellplan™ para validar si, durante la perforación, se cayó sobre la resonancia del Whirl o en nutación, es decir, en vibración.

Una vez se tiene claro el proceso para simular, se toma a consideración otro criterio para seleccionar una muestra significativa de pozos. En esta ocasión, se toma como criterio de selección la caracterización de la broca de cada BHA usado en cada uno de los pozos, donde se obtiene la descripción del tipo de broca, fabricante, modelo, aletas, tamaño de los cortadores y la longitud del calibre.

Durante la perforación, la broca es una herramienta de suma importancia, ya que permite penetrar las formaciones y llegar así al objetivo planeado por la compañía. Por tal razón, en el proceso de selección de la broca es importante tener en cuenta las condiciones a las cuales estará expuesta. Para ello, es necesario identificar qué características se necesitan para poder operar, y así evitar contratiempos sobre el cuerpo de la broca y/o afectación en la calidad del hueco.

En la Tabla 12, se observa la caracterización de la broca en cada uno de los pozos. Partiendo de esta información, se procede a tomar los siguientes factores basados principalmente en el nivel de

severidad de vibración y en aspectos comparativos de cada pozo, para así continuar con el desarrollo del proyecto.

Tabla 12.

Información general de la broca de cada pozo

INFORMACIÓN GENERAL			INFORMACIÓN DE LA BROCA					
# Well	Well Name	Mud Weight (ppg)	Bit Type	Bit-Manufacturer	Bit Model	Gauge Length (in)	Bit-Blades	Bit-Cutters (mm)
1	LB-128	9,2	8-3/4" PDC	NOV / ReedHycalog	TK56	3	5	16
2	LB-129	9,2	8-3/4" PDC	Baker / Hughes Christensen	D605T	3	5	19
3	LOB-121 ST 2	9,3	8-3/4" PDC	NOV / ReedHycalog	TK56-516	2,5	5	16
4	LOB-121 ST 3	9,2	8-3/4" PDC	NOV / ReedHycalog	TK56	2,5	5	16
5	LOB-130	9,4	8-3/4" PDC	HDBS	GT56MO	3	5	19
10	LJC-155 ST 1	9,2	8-3/4" PDC	NOV / ReedHycalog	TK56	3	5	16
14	LT-120	9,3	8-3/4" PDC	NOV / ReedHycalog	TK56	4	5	16
16	LT-130 ST 1	9,3	8-3/4" PDC	NOV / ReedHycalog	TK56	4	5	16
20	LT-106 ST 1	9,3	8-3/4" PDC	NOV / ReedHycalog	TK56	2	5	16

Nota. Descripción de las brocas para los 9 pozos caracterizados.

- I. Mismo gauge length, pero diferente número de cortadores.
- II. Gauge length de 2,5 - 5 aletas - 16 cortadores.
- III. Mismas aletas, mismos cortadores, diferente gauge length.

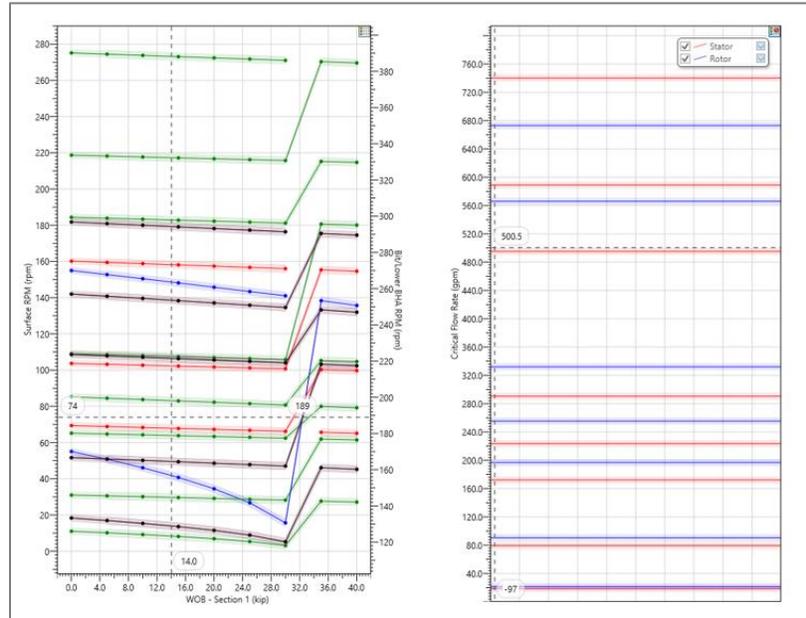
Luego de aplicar los 3 factores anteriormente mencionados, se obtiene como resultado para proceder a realizar la simulación de los parámetros de perforación en el software Wellplan™, los pozos LB-128, LB-129, LOB-121 ST 3, LT-130 ST 1 y LT-106 ST 1.

5.1 Simulación de los parámetros de perforación sobre los pozos identificados

5.1.1 Simulación en el Pozo LB-128

Figura 39.

Simulación LB-128



Nota. Simulación a través del software Wellplan™ con los parámetros utilizados para la perforación de la Formación 1 del Pozo LB-128.

Para proceder a realizar la simulación a través del software Wellplan™, se ingresaron los parámetros usados en una profundidad de la perforación del Pozo LB-128 sobre el intervalo 1 de la Formación 1, como: Profundidad=9.989 ft, WOB=14 Klb, RPM=82 fph, Caudal=500 gpm. Luego, se procedió a cargar al software información del diseño del BHA, inclinación y peso del lodo usados. Una vez se han ingresado estos datos al sistema, se pueden observar las gráficas de la Figura 39, donde al costado izquierdo se encuentra la gráfica WOB vs RPM de superficie. En esta gráfica se puede analizar que los diversos componentes del BHA pueden ser una fuente de excitación cuando giran. Por lo tanto, el modelo nos permite observar los efectos de los estabilizadores, lóbulos de la broca, etc. ya sea combinados o individualmente en el gráfico. En cuanto al motor, en el gráfico, la excitación de la broca se muestra como una línea negra. Por otro lado, al sumar las RPM de superficie a las RPM del motor, encontramos las RPM críticas de la broca o al ver en la gráfica se puede tomar el valor. Para la simulación realizada da un valor de

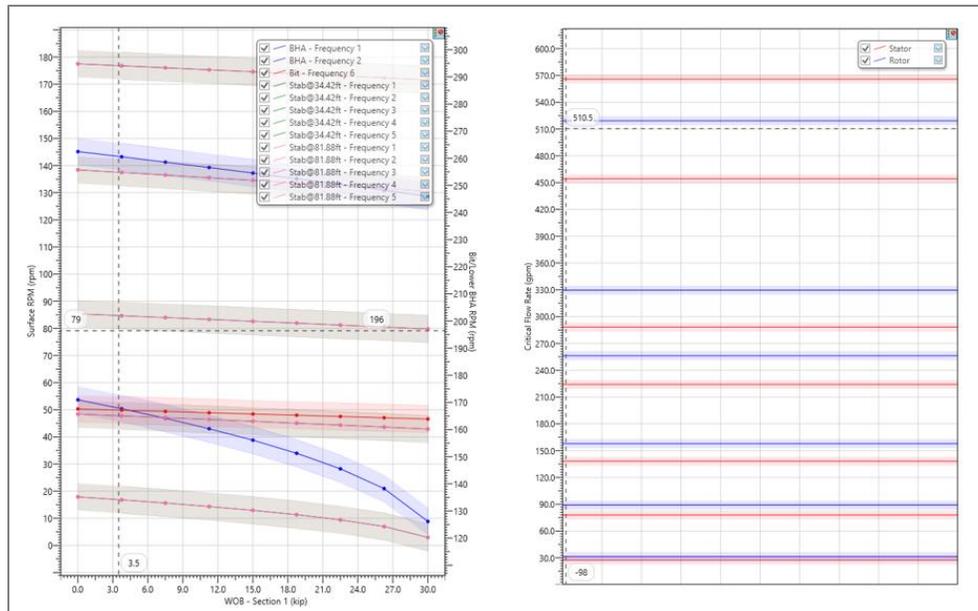
189 rpm. En conclusión se deduce que los parámetros usados mientras se perforaba cayeron sobre la resonancia del Whirl.

Por último, al costado derecho de la imagen, se observa la gráfica de RPM vs Caudal. Esta gráfica muestra bajo diferentes galonajes y RPM, las condiciones sobre las cuales el estator o el rotor podrían entrar en una nutación. Para efectos de la simulación, el pozo no presento este tipo de comportamiento.

5.1.2 Simulación en el Pozo LB-129

Figura 40.

Simulación LB-129



Nota. Simulación a través del software WellplanTM con los parámetros utilizados para la perforación de la Formación 1 del Pozo LB-129.

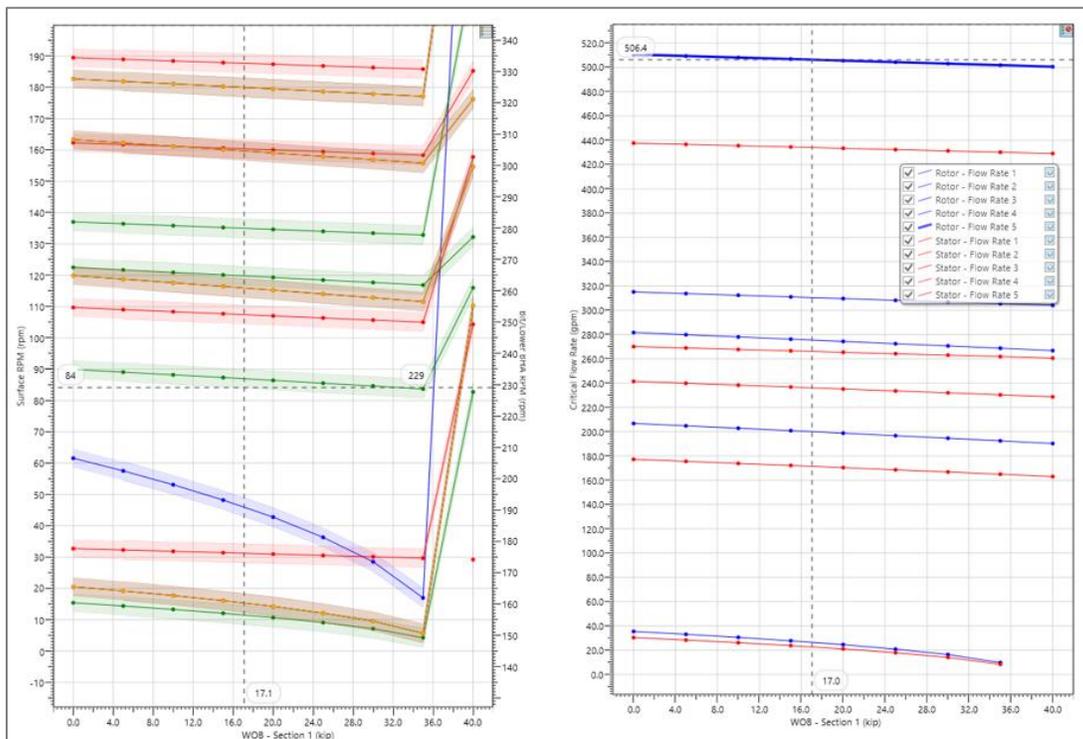
Al fin de llevar a cabo la simulación mediante del software WellplanTM, se ingresaron los parámetros usados en una profundidad de la perforación del Pozo LB-129 sobre el intervalo 1 de la Formación 1, tales como: Profundidad=9.620 ft, WOB=3,2 Klb, RPM=79 fph, Caudal=520 gpm. Seguidamente, se procedió a cargar al software información del diseño del BHA, incluida la inclinación y el peso del lodo utilizados. Una vez ingresado estos datos al sistema, se pueden observar las gráficas de la Figura 40, donde a la izquierda se encuentra la gráfica WOB vs RPM de superficie. En este gráfico, se puede analizar que los componentes del BHA, identificados por

las líneas de colores, pueden entrar en una resonancia de Whirl caer sobre una fuente de excitación cuando giran. Para la simulación realizada las RPM de la broca son de 196 rpm.

Finalmente, a la derecha de la imagen, se observa la gráfica de RPM vs Caudal. Esta gráfica muestra bajo diferentes caudales y RPM, las condiciones sobre las cuales el estator o el rotor podrían entrar en una nutación. En conclusión se deduce que los parámetros usados mientras se perforaba cayeron sobre una vibración por nutación en el motor.

Figura 41.

Simulación LOB-121 ST 3



Nota. Simulación a través del software Wellplan™ con los parámetros utilizados para la perforación de la Formación 1 del Pozo LOB-121 ST 3.

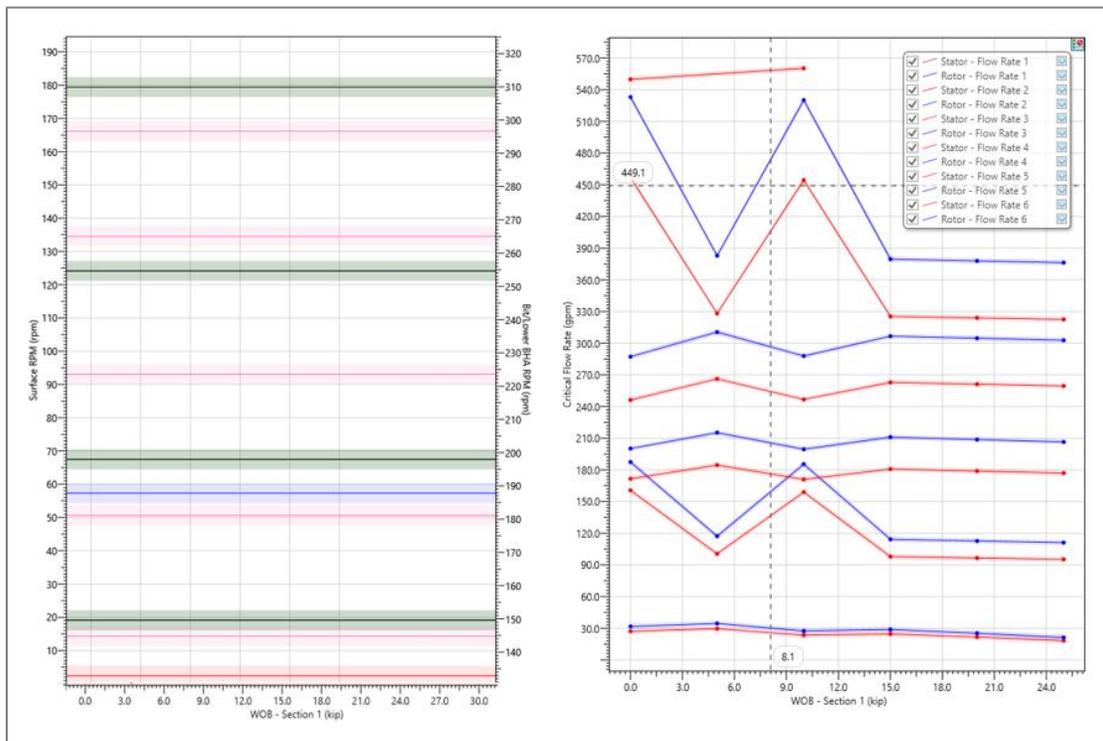
Con el propósito de llevar a cabo la simulación, se ingresaron los parámetros usados en una profundidad de la perforación del Pozo LOB-121 ST 3 sobre el intervalo 1 de la Formación 1, tales como: Profundidad=11.200 ft, WOB=17 Klb, RPM=84 fph, Caudal=480 gpm. Posteriormente, se procedió a cargar al software información del diseño del BHA, incluida la inclinación y el peso del lodo utilizados. Una vez ingresado estos datos al sistema, se pueden observar las gráficas de la

Figura 41, donde a la izquierda se encuentra la gráfica WOB vs RPM de superficie. La vibración para este pozo está siendo ocasionada por Whirl ya que se encuentra sobre una frecuencia. En el gráfico, se evidencia este evento al cruzar el peso de la broca con las RPM de superficie. Por último, al derecho de la imagen, se observa la gráfica de RPM vs Caudal, donde las condiciones sobre las cuales el estator o el rotor podrían entrar en una nutación no tienen aplicación para este caso.

5.1.3 Simulación en el Pozo LT-130 ST 1

Figura 42.

Simulación LT-130 ST 1



Nota. Simulación a través del software Wellplan™ con los parámetros utilizados para la perforación de la Formación 1 del Pozo LT-130 ST 1.

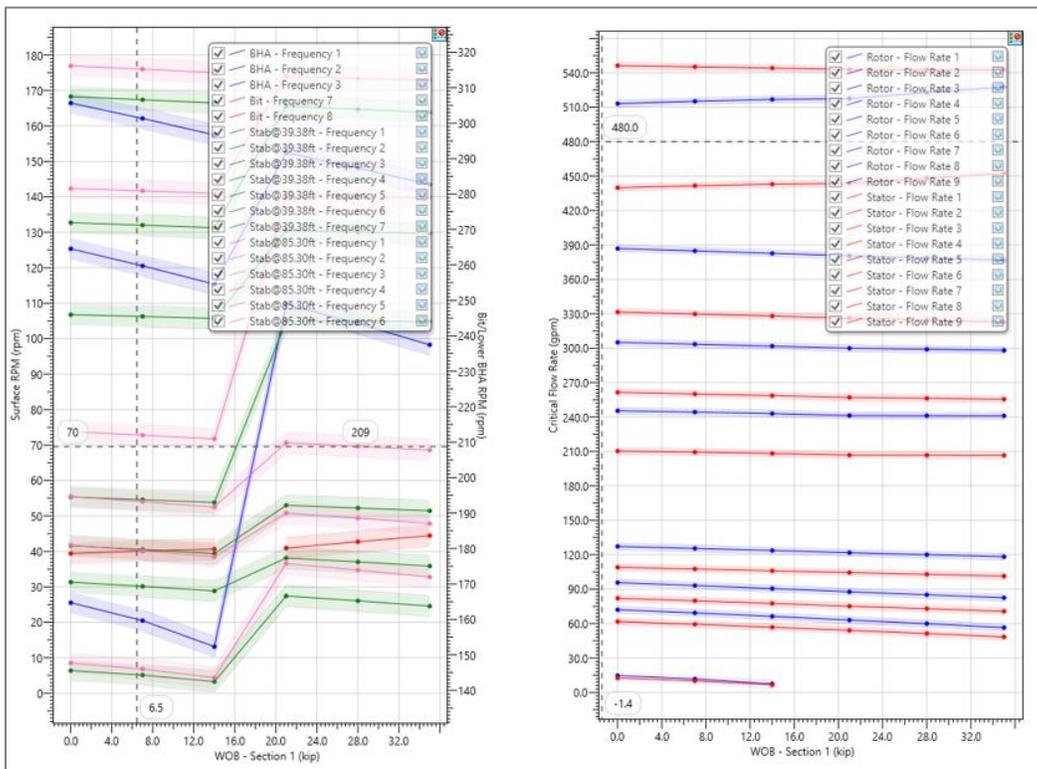
Para llevar a cabo la simulación a través del software Wellplan™, se ingresaron los parámetros usados en una profundidad de la perforación del Pozo LT-130 ST 1 sobre el intervalo 1 de la Formación 1, como: Profundidad= 10.420 ft, WOB=12 Klb, RPM=64 rpm, Caudal=540 gpm. Posteriormente, se procedió a cargar al software información del diseño del BHA, incluida la inclinación y el peso del lodo utilizados. Una vez ingresado estos datos al sistema, se pueden

observar las gráficas de la Figura 42, donde a la izquierda se encuentra la gráfica WOB vs RPM de superficie y a la derecha de la imagen, se observa la gráfica de RPM vs Caudal. Los colores de las gráficas representan los diferentes componentes del BHA como estabilizadores, lóbulos de la broca, etc. En esta simulación no se hay una resonancia de Whirl ni tampoco una posible nutación por lo cual su vibración sigue estando asociada a un Stick slip.

5.1.4 Simulación en el Pozo LT-106 ST 1

Figura 43.

Simulación LT-106 ST 1



Nota. Simulación a través del software Wellplan™ con los parámetros utilizados para la perforación de la Formación 1 del Pozo LT-106 ST 1.

Con el objetivo de realizar la simulación, se introdujeron los parámetros usados en una profundidad de la perforación del Pozo LT-106 ST 1 sobre el intervalo 1 de la Formación 1, como: Profundidad=10.680 ft, WOB=15 Klb, RPM=70 fph, Caudal=480 gpm. Acto seguido, se procedió a cargar al software información del diseño del BHA, inclinación y peso del lodo utilizado. Una vez se han ingresado estos datos al sistema, se puede visualizar las gráficas de la Figura 43, donde

al costado izquierdo se encuentra la gráfica WOB vs RPM de superficie y a la derecha de la imagen, se observa la gráfica de RPM vs Caudal. En esta gráfica se puede analizar que los diversos componentes del BHA pueden ser una fuente de excitación cuando giran. Por lo tanto, el modelo nos permite identificar sobre la gráfica de la izquierda un back Whirl que es asociado al movimiento excéntrico de la sarta hacia atrás.

5.2 Selección de parámetros de perforación

Según las simulaciones realizadas, se procede a determinar los parámetros de perforación para la mejora en la calidad del hueco, mediante los análisis que se han venido realizando durante toda la ejecución del proyecto. Cabe aclarar que, para estimar los valores, se tomó en cuenta el rango de la ventana de trabajo más amplia que se presentó en cada una de las simulaciones.

Tabla 13.

Datos considerados para la selección de los parámetros de perforación

SELECCIÓN DE PARAMETROS DONDE HAY MAYOR VENTANA DE TRABAJO										
# Well	Well Name	WOB (klb)		RPM DE SUPERFICIE (fph)		CAUDAL (gpm)		PROMEDIO		
		Min	Máx	Min	Máx	Min	Máx	WOB (klb)	RPM DE SUPERFICIE (fph)	CAUDAL (gpm)
2	LB-129	3	24	50	80	360	450	14	65	405
4	LOB-121 ST 3	4	20	60	84	320	440	12	72	380
16	LT-130 ST 1	5	15	25	50	390	540	10	38	465
20	LT-106 ST 1	4	15	70	100	510	450	10	85	480

Nota. Determinación los parámetros de perforación para la mejora en la calidad del hueco, mediante los análisis realizados durante la ejecución del proyecto.

Con esos datos, ver Tabla 13, se procedió a tabularlos para luego sacar un promedio y así poder determinar los parámetros de perforación que serán utilizados para la perforación de un nuevo pozo en la Cuenca de los Llanos Orientales.

Tabla 14.

Parámetros seleccionados para la mejora en la calidad del hueco

Parametro a seleccionar	WOB (klb)	RPM DE SUPERFICIE (fph)	CAUDAL (gpm)
Min	10	38	380
Promedio	11	67	430
Máx	14	85	480

Nota. Parámetros de perforación para la perforación de un nuevo pozo de la Cuenca de los Llanos Orientales.

Finalmente, luego de haber aplicado diversos criterios para la selección de una muestra significativa, de correlacionar, de caracterizar y analizar cada uno de los pozos para así entender las causas de la baja calidad en cada uno de los pozos, se procedió a simular para identificar ese rango de operación de cada parámetro (WOB, RPM de superficie y Caudal), y así seleccionar esos parámetros de perforación que, al ser implementados en un nuevo pozo de la Cuenca de los Llanos Orientales, se pueda lograr mejorar la calidad del hueco.

6. ANALIZAR EL COMPORTAMIENTO DE LOS PARÁMETROS PROPUESTOS EN LA PERFORACIÓN DE UN POZO DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

En este último capítulo se presenta el resultado obtenido luego de haber implementado los nuevos parámetros de perforación seleccionados para la mejora en la calidad del hueco. Para llegar al resultado esperado, se procede con la perforación del Pozo LT-114, propuesto con un tipo de perfil “J” modificado y compuesto por dos etapas: una primera etapa vertical que va en fase $12\frac{1}{4}$ desde la superficie hasta una profundidad aproximada de 2.250 pies; posteriormente se continúa la perforación en fase $8\frac{3}{4}$ construyendo ángulo hasta una inclinación que varía entre $27,85^\circ - 29,89^\circ$ para así llegar a la zona de interés. Sobre la sección $8\frac{3}{4}$ " se cumplió con los criterios de selección que se usaron para encontrar la muestra significativa en el Capítulo 3, tales como: tipo de perfil de pozo (“J” modificado), formación (Formación 1) y un Gross-Pay superior a 150 ft.

Para realizar el análisis del comportamiento de los parámetros de perforación propuestos, se inicia en primer lugar con la consolidación de la información del pozo. En segundo lugar, con la caracterización del pozo y diseño del BHA. No obstante, para el diseño del BHA, la selección de la broca se toma por dos consideraciones:

- La primera, de acuerdo con los resultados obtenidos sobre los 9 pozos seleccionados en el capítulo 4, donde todos presentaron vibración, espiralamiento y algunos daños en las herramientas. Sin embargo, en el Pozo LT-120 fue en el que se evidenció que existía mayor limpieza, y era libre de nutación y vibración por Whirl en el análisis de la dinámica de perforación.
- La segunda, dentro del análisis que se realizó en el capítulo 4 y 5 sobre las brocas, se identificó que las brocas que tuvieron un gauge length más largo tienen menos impacto sobre la calidad del hueco, el cual se pudo observar este patrón en el Pozo LT-120.

Finalmente, se procede con el análisis del comportamiento de los parámetros de perforación seleccionados sobre el registro junto con las imágenes del AFR, sobre la dinámica de perforación en el registro PWD y sobre la simulación a través del software Wellplan™.

6.1 Consolidación de la información del pozo LT-114

En la Tabla 15 y 16, se observa la consolidación de la información del pozo LT-114, donde se evidencia que se encuentra bajo los criterios planteados para proceder con su caracterización. Luego, se validará si los parámetros seleccionados generaron mejora en la calidad del hueco.

Tabla 15.*Información general del Pozo LT-114*

INFORMACIÓN GENERAL										
Nro.	# Well	Well Name	Rig BHA #	Run #	PWD Status	AFR Status	Distance between AFR BIT (ft)	ALD Status	Distance between ALD BIT (ft)	Type Well
1	29	LT-114	3	300	OK	OK	53,85	OK	86,12	J mod

Nota. Descripción del nuevo pozo perforado, LT-114.**Tabla 16.***Criterios de selección de muestra aplicados al Pozo LT-114*

INFORMACIÓN GENERAL													
INFORMACIÓN GENERAL					SECCIÓN VERTICAL		INFORMACIÓN DE LA FORMACIÓN 1.				EVALUACION DE BAJA CALIDAD		
# Pozo	Well Name	Rig BHA #	Run #	Type Well	Depth in (ft)	Depth out (ft)	Depth in (ft)	Depth out (ft)	Gross-Pay (ft)	Avg. Inc Angle	FM	Inc Angle	Azimuth (deg)
29	LT-114	3	300	J mod	0	1.832	11.016	11.300	284	29,91	Formation 1	29,90	142,82

Nota. Aplicación de los 3 criterios de selección implementados en el capítulo 3 sobre el Pozo LT-114.

6.2 Caracterización de la Formación 1 en el pozo LT-114

El pozo LT-114 se perforó hasta la profundidad de 11.649, pies MD / 10.230,68 TVD de acuerdo con los requisitos operativos, con una inclinación final de 29,90° y un azimut de 142,82°.

Tabla 17.*Caracterización del Pozo nuevo*

IDENTIFICACIÓN INTERVALO 1											
Depth in (ft)	Depth out (ft)	Bit Depth in (ft)	Bit Depth out (ft)	Gross-Pay (ft)	FM	Inc Angle	Azimuth (deg)	WOB (klb)	ROP (fph)	RPM de Superficie (fph)	CAUDAL (gpm)
11.016	11.300	11.070	11.354	284	Formation 1	29,90	142,82	14	100	70	480

Nota. Caracterización del Pozo LT-114 junto con los parámetros de perforación sugeridos.

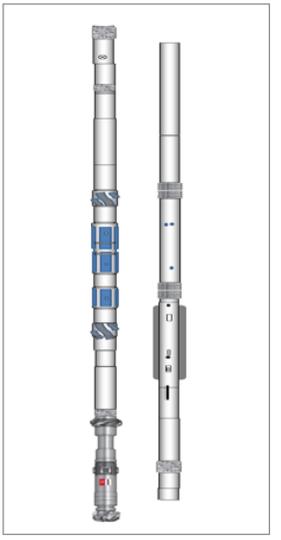
6.3 Caracterización del BHA usado en la Formación 1

En la corrida para la sección 8 ¾ sobre la zona de estudio, se usó el siguiente BHA.

Figura 44.

BHA para el Pozo LT-114

COMPONENTES BHA POZO LT-114							
Item	Description	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Weight (lbpf)	Length (ft)	Cumulative Length (ft)
1	8-3/4" PDC Bit (16 mm Cutters - 5 Blades)	6.000	3.000	8.750	72.27	1.03	1.03
2	6 3/4" StrataForce Lobe 6:7 - 5.0 stg	7.000	4.952		91.00	27.13	28.16
3	6-3/4" x 8-1/4" String Stabilizer	6.813	2.800	8.250	103.24	9.60	37.76
4	6 3/4" PM Collar	6.750	3.125		103.40	8.72	46.48
5	6 3/4" P-P X-Over (H/C)	6.750	3.000		105.10	2.01	48.49
6	6 3/4" AFR Collar	6.750	1.920		102.60	10.77	59.26
7	6 3/4" P-P X-Over (H/C)	6.750	3.000		105.10	1.92	61.18
8	6 3/4" B-B Conversion Sub	6.750	3.000		105.10	2.03	63.21
9	6 3/4" DGR Collar	6.750	1.920		97.80	4.43	67.64
10	6 3/4" PWD Collar	6.750	1.905		96.30	4.28	71.92
11	6 3/4" HCIM Collar	6.750	1.920		101.70	6.65	78.57
12	6 3/4" X-Over Sub	6.750	3.000		105.10	2.04	80.61
13	6 3/4" Conversion Sub	6.750	3.000		105.10	2.02	82.63
14	6 3/4" ALD Collar	6.750	1.920	8.500	104.30	14.50	97.13
15	6 3/4" CTN Collar	6.750	1.905		102.30	11.85	108.98
16	6 3/4" SHOC 650system	6.900	3.250		99.70	9.22	118.20
17	(6) 6-1/2" Spiral Drill Collar	6.500	2.813		91.70	178.55	296.75
18	X-Over Sub (Pin NCS0 xBox FH)	6.720	3.000		96.78	3.48	300.23
19	(19) 5-1/2" x 4" SWDP#50.7 - FH	5.500	4.000		50.70	580.17	880.40
20	7" Drilling Jar	7.000	2.500		94.62	31.10	911.50
21	(4) 5-1/2" x 4" SWDP#50.7 - FH	5.500	4.000		50.70	121.62	1033.12
22	5-1/2" Drill Pipe (FH) To Surface	5.500	4.778		26.33	10615.88	11649.00



Nota. Descripción de los componentes del BHA utilizados para la perforación del Pozo LT-114.

Con el fin de asegurar la trayectoria y capacidad para adaptarse a las condiciones específicas del pozo, el BHA estaba compuesto por un motor Strataforce 6:7 Lobes - 5.0 Stages, 0,29 rev/gal, y herramientas MWD, PWD, AFR, Gamma Ray, Densidad y Neutrón. Contó con 4 estabilizadores: Btm Sleeve Stabilizer, String Stabilizer a 32 ft, AFR Btm Stabilizer a 51 ft y AFR Top Stabilizer a 58 ft. Cuando se cumplió con el programa de perforación, no se evidenciaron fallas sobre el conjunto de herramientas que componen el BHA durante la perforación de la Formación 1.

Tabla 18.

Caracterización de la broca en el Pozo LT-114

INFORMACIÓN GENERAL			INFORMACIÓN DE LA BROCA					
# Well	Well Name	Mud Weight (ppg)	Bit Type	Bit-Manufacturer	Bit Model	Gauge Length (in)	Bit-Blades	Bit-Cutters (mm)
29	LT-114	9,3	8-3/4" PDC	NOV / ReedHycalog	TK56	4	5	16

Nota. Descripción de la broca utilizada sobre la Formación 1. En el Pozo LT-114.

Tabla 19.

Caracterización del motor en el Pozo LT-114

INFORMACIÓN GENERAL			INFORMACIÓN DEL MOTOR		
# Well	Well Name	Mud Weight (ppg)	Motor Description	Bend	Motor-Manufacturer
29	LT-114	9,3	6 3/4" StrataForce Lobe 6:7 - 5 stg	1,5	Sperry Drilling

Nota. Descripción de la broca utilizada sobre la Formación 1. En el Pozo LT-114.

De acuerdo con las consideraciones tomadas para la perforación sobre la Formación 1, se tomarán en cuenta las siguientes condiciones sobre la broca. Gauge length de 4 in, Bit Blades de 5 y Bit Cutters de 16 mm. Por otro lado, el motor seleccionado es un Strataforce Lobe de 6/7 – 5 stages, y un bendhousing de 1,5° para mejorar la velocidad de penetración.

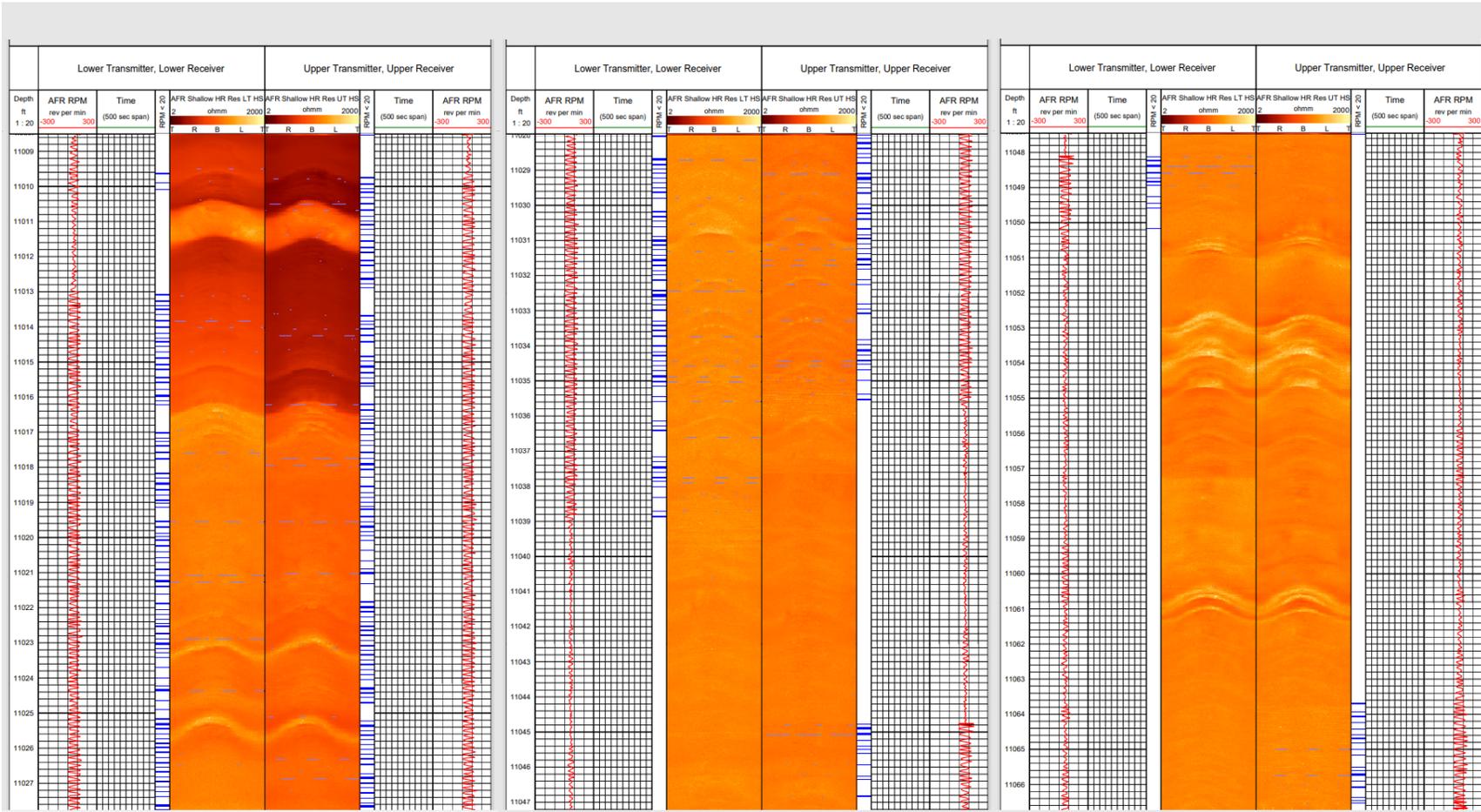
6.4 Análisis sobre el registro AFR del Pozo LT-114, intervalo 11.016 ft a 11.300 ft

Al realizar el análisis sobre el registro AFR del pozo LT-114 en la Formación 1, se puede identificar que, desde el tope de la formación (11.016 ft) hasta la base (11.300 ft) no se evidencia ningún tipo de evento que genere alguna afectación sobre la calidad del hueco. Esto permite afirmar que los parámetros seleccionados en el capítulo 5 fueron óptimos para garantizar la mejora en las condiciones del hueco.

Entre las Figuras 45 – 49 se puede ver las diferentes unidades geológicas que componen la Formación 1 sin presentar algún tipo de afectación en las paredes del hueco. No obstante, al observar las RPM del AFR se ve un comportamiento en cizalla que puede estar asociado al evento torsional de tipo Stick Slip, sin presentar alguna consecuencia sobre la calidad del hueco.

Figura 45.

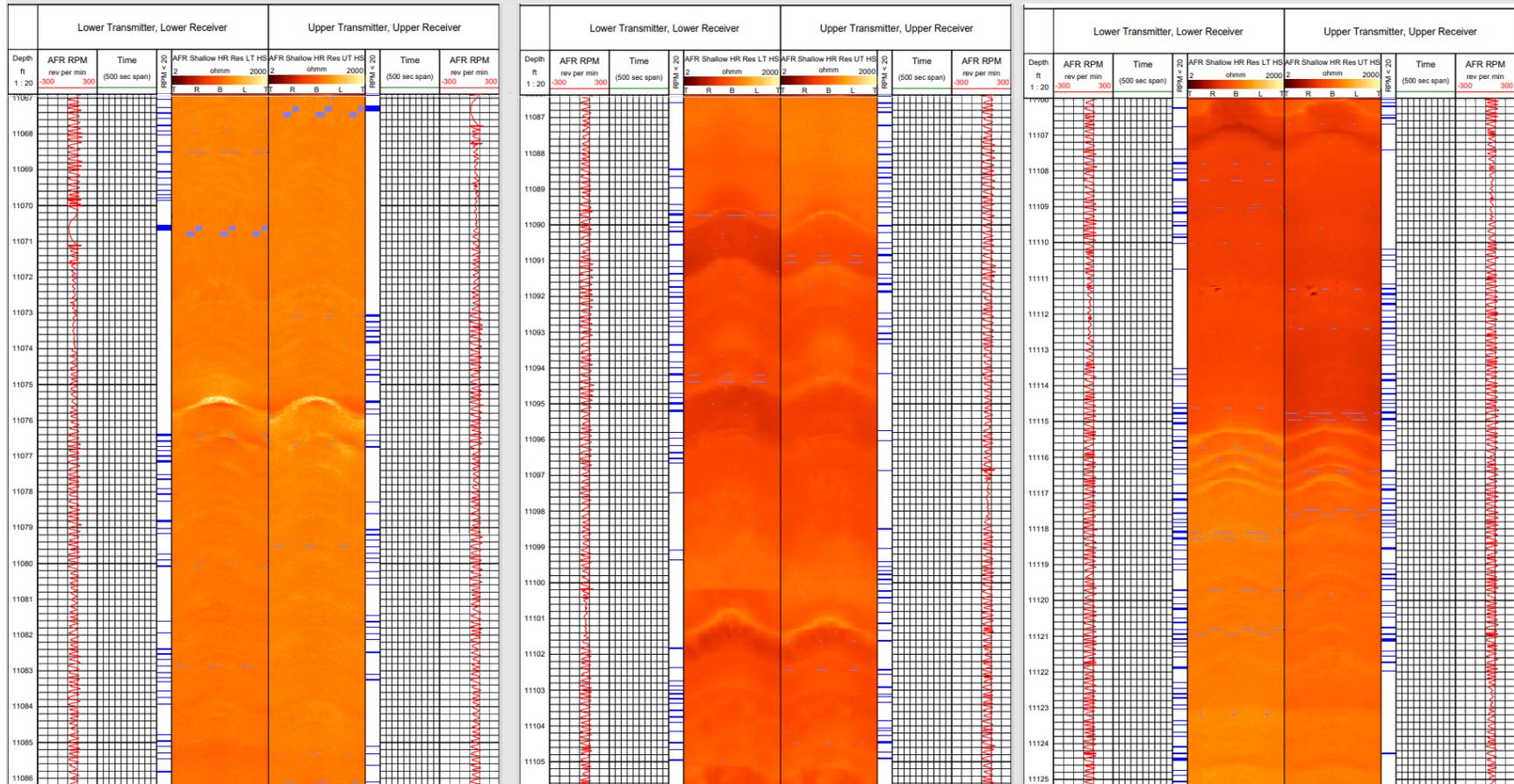
Registro de Resistividad AFR y Rayos Gamma DGR para el Pozo LT-114, intervalo 11.009 ft a 11.066 ft, Formación 1



Nota. Registro AFR, DGR e imágenes del intervalo de estudio sobre el pozo LT-114.

Figura 46.

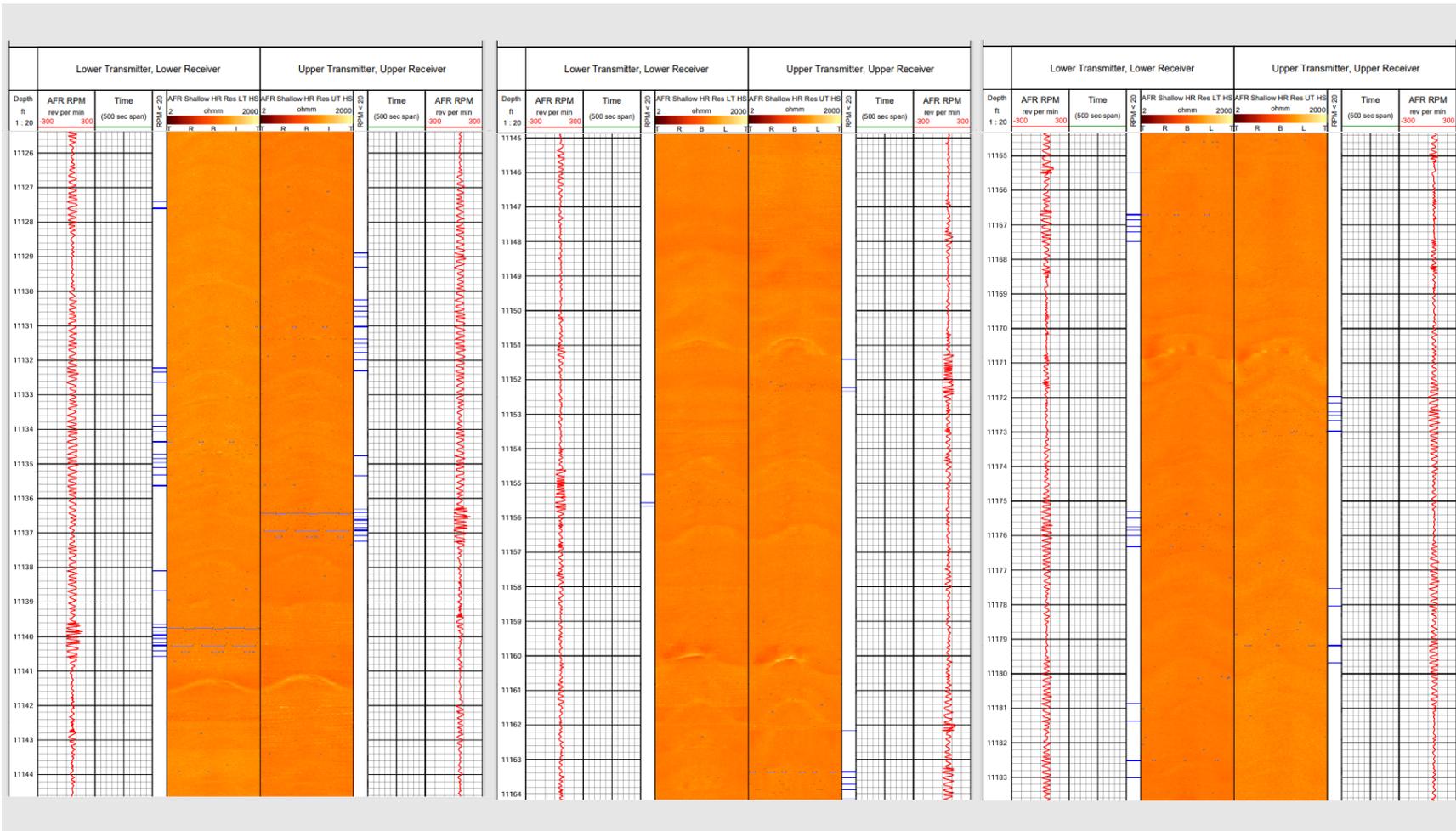
Registro de Resistividad AFR y Rayos Gamma DGR para el Pozo LT-114, intervalo 11.067 ft a 11.125 ft, Formación 1



Nota. Registro AFR, DGR e imágenes del intervalo de estudio sobre el pozo LT-114.

Figura 47.

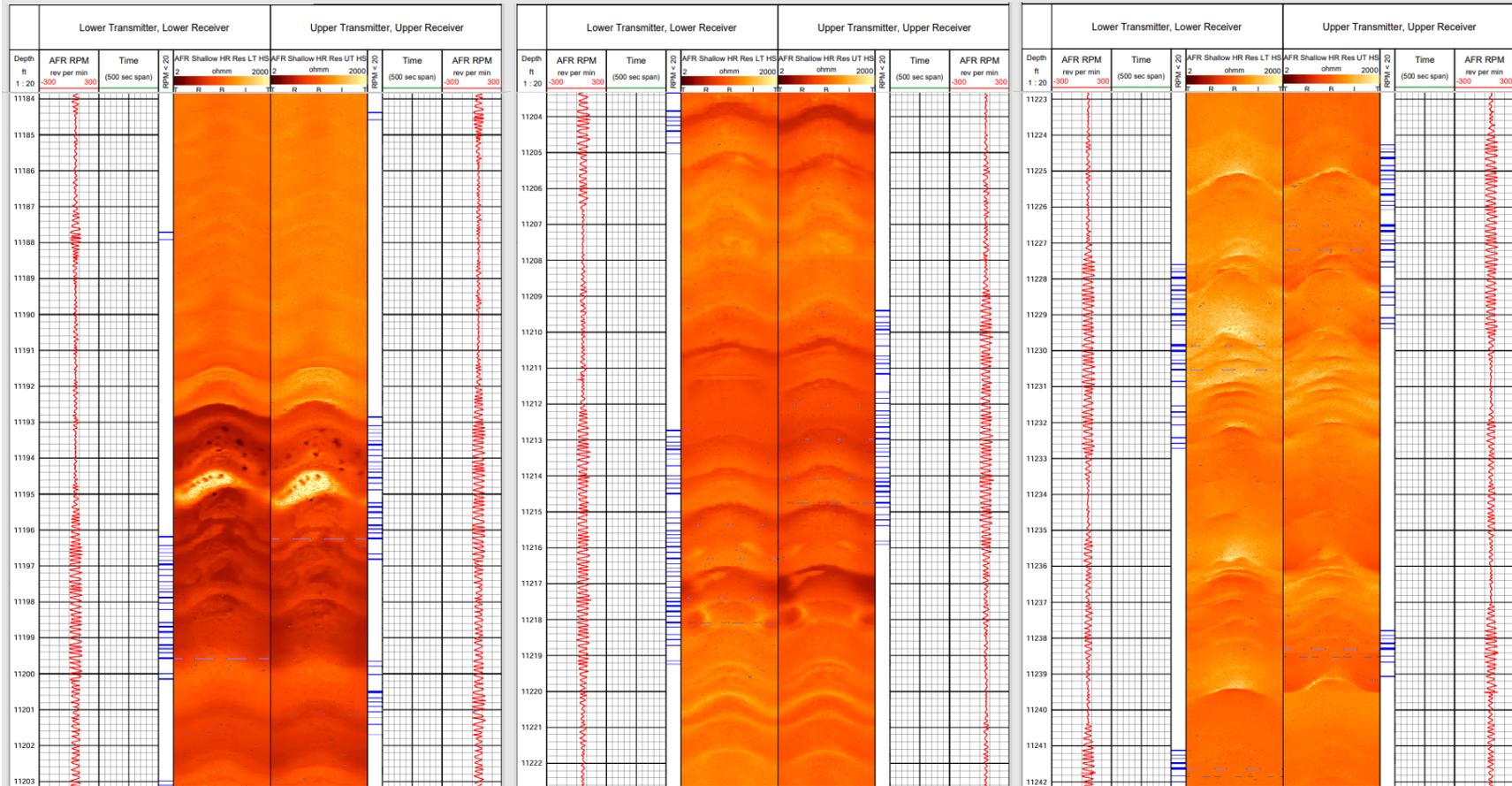
Registro de Resistividad AFR y Rayos Gamma DGR para el Pozo LT-114, intervalo 11.126 ft a 11.183 ft, Formación 1



Nota. Registro AFR, DGR e imágenes del intervalo de estudio sobre el pozo LT-114.

Figura 48.

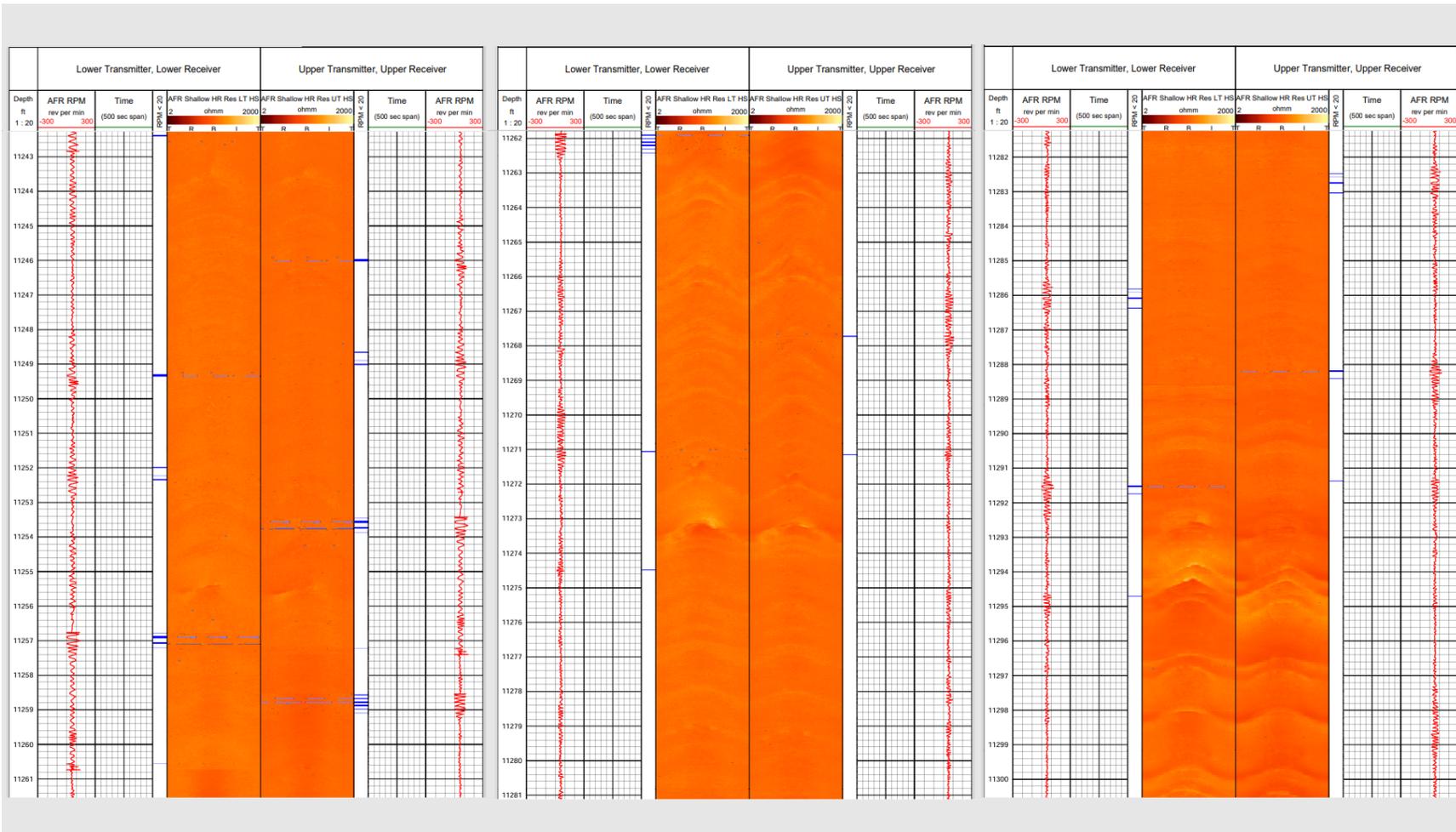
Registro de Resistividad AFR y Rayos Gamma DGR para el Pozo LT-114, intervalo 11.184 ft a 11.242 ft, Formación 1



Nota. Registro AFR, DGR e imágenes del intervalo de estudio sobre el pozo LT-114.

Figura 49.

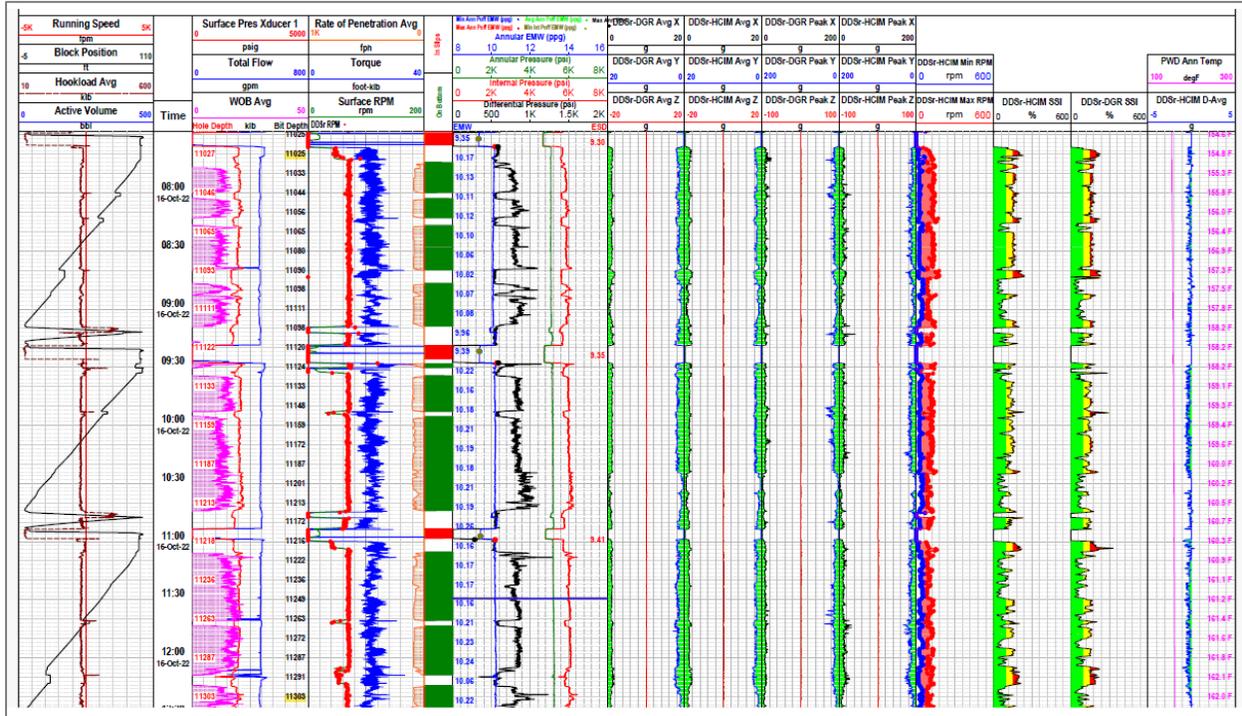
Registro de Resistividad AFR y Rayos Gamma DGR para el Pozo LT-114, intervalo 11.243 ft a 11.300 ft, Formación 1



Nota. Registro AFR, DGR e imágenes del intervalo de estudio sobre el pozo LT-114.

6.5 Análisis sobre el registro PWD del Pozo LT-114, intervalo 11.016 ft a 11.300 ft
Figura 50.

Registro PWD para el Pozo LT-114, intervalo 1



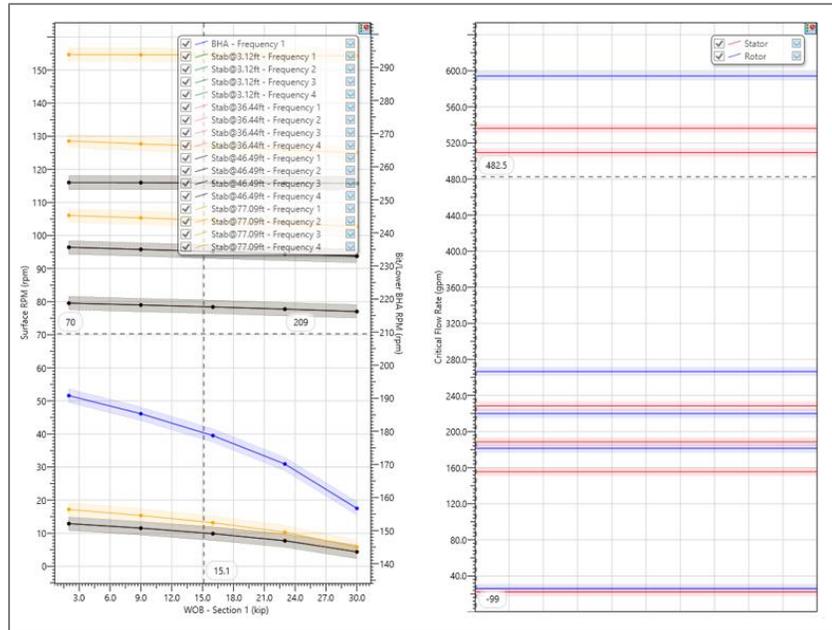
Nota. Registro PWD y DDSr-DGR para la evaluación de la dinámica de perforación y parámetros de perforación sobre el intervalo 1 del pozo LB-114.

Durante el intervalo de la Formación 1, se observan en el registro PWD eventos de vibración medias en el delta promedio de X y Y a lo largo de la Figura 50. Por otro lado, se identifica que el evento de vibración es torsional de tipo Stick Slip, el cual se comporta de manera constante y se puede estar dando por la compresibilidad y abrasividad de la formación. Asimismo, también se evidencia que el WOB es constante por efecto del autodriller. También se puede identificar que el autodriller aplico peso sobre la broca de una manera como se lo pide el sistema fluctuante, el cual es manifestado sobre el diferencial de presión.

6.6 Análisis sobre la simulación del Pozo LT-114, intervalo 11.016 ft a 11.300 ft

Figura 51.

Simulación sobre el Pozo LT-114



Nota. Simulación a través del software Wellplan™ con los parámetros seleccionados para la perforación de la Formación 1 del Pozo LT-114.

Para proceder a realizar la simulación a través del software Wellplan™, se ingresaron los parámetros usados en una profundidad de la perforación del pozo LT-114 sobre el intervalo 1 de la Formación 1, tales como: Profundidad= 11.172 ft, WOB=14 Klb, RPM=70 fph, Caudal=480 gpm. Luego, se procedió a cargar al software información del diseño del BHA, inclinación y peso del lodo utilizados. Una vez se han ingresado estos datos al sistema, se pueden observar las gráficas de la Figura 51, donde al costado izquierdo se encuentra la gráfica WOB vs RPM de superficie y al costado derecho de la imagen, se observa la gráfica de RPM vs Caudal. En la gráfica de la izquierda se pueden ver los diversos componentes del BHA representados en líneas de RPM críticas el cual con los parámetros ingresados al sistema no se cae sobre alguna resonancia de Whirl. En la gráfica de la derecha se ven las condiciones sobre las cuales el estator o el rotor podrían entrar en una nutación el cual, el pozo no presenta este tipo de comportamiento. En conclusión se deduce que los parámetros usados mientras se perforaba cayeron sobre la resonancia torsional de tipo Stick slip de acuerdo con lo identificado en la dinámica de perforación.

Finalmente, con la caracterización del pozo y del BHA, el análisis sobre los registros AFR y PWD, y la simulación, permiten concluir que los parámetros seleccionados, de acuerdo con el rango propuesto, generaron una notable mejora en la calidad del hueco. No se presentaron irregularidades en las paredes del pozo, alta tortuosidad, sobredimensionamiento del hueco, problemas con la configuración del BHA y de la broca, dificultad en la interpretación de los registros ni aumento en los tiempos no productivos (NPT).

Sin embargo, en la evaluación de la dinámica de perforación que se percibieron niveles medios vibración asociados al tipo Stick slip. Si bien este mecanismo de vibración no generó impacto sobre las paredes del hueco, lo cual abre la posibilidad de realizar otras investigaciones que permitan mitigar las vibraciones que se presentan en la Formación 1.

7. CONCLUSIONES

Durante la ejecución del presente proyecto, se lleva a cabo una investigación descriptiva y deductiva para la consolidación, identificación y correlación de los pozos. Los resultados muestran que el 94 % de los 17 pozos evaluados son de tipo de perfil “J” modificado, compuestos de una etapa vertical en fase $12\frac{1}{4}$ que va desde la superficie hasta una profundidad que varía entre 1.789 ft y 4.670 ft. Luego, en la fase $8\frac{3}{4}$ se construye ángulo hasta una inclinación que varía entre 23.6° y 41° , con el fin de llegar la formación de interés.

A través de la aplicación de diferentes criterios para la selección de la muestra significativa que permita encontrar la mejora en la calidad del hueco tales como, tipo de perfil de pozo, formación y el espesor total, no se toman en cuenta los pozos LE-106 por tener un perfil tipo “J” y el pozo LJC-148 por tener un espesor total de 113 pies que se sale de la muestra.

En los resultados obtenidos al momento de calcular el coeficiente de Pearson para identificar la intensidad de la relación entre la profundidad y el espesor total, arroja un valor de 0,8. Este valor indica que la correlación es positiva, lo que significa que existe una relación directa entre las variables y un alto nivel de fuerza por estar entre los rangos de 0,5 – 1. Esto quiere decir que hay un patrón lineal ascendente.

Se identifica que los intervalos que presentan baja calidad del hueco, a través de las imágenes que trae consigo el registro AFR, muestran espiralamiento en más de un intervalo, por lo que se tuvo que delimitar la información para seguir bajo los criterios de selección. Esto arrojó como resultado que el 60% de los pozos (9 pozos) presentan baja calidad en 2 intervalos dentro de la Formación 1, siendo tomados en cuenta para encontrar los parámetros de perforación.

En la caracterización realizada hacia el BHA, se pudo comparar cada uno de los 9 pozos. Se evidenció que los pozos LB-128 y LOB 121 ST 3 son los únicos que tienen el mismo diseño del BHA y ubicación de cada herramienta, con una única diferencia en la configuración de la broca (tamaño del calibre) y el motor (origen de manufactura). Sin embargo, el pozo LB-128 no presenta daños en ninguna de sus herramientas, mientras que el pozo LOB 121 ST 3 presenta daños en el motor, el cual se asocia a que al poseer mayor velocidad por la relación del motor-estator (6/7), su tamaño de calibre era más corto (2,5), lo que generó mayor impacto sobre las paredes del hueco y, por ende, un mayor espiralamiento.

En este proyecto, se identificó que la baja calidad de los 9 pozos seleccionados está asociada a la vibración de alta intensidad de tipo Stick slip, Whirl, Back Whirl y nutación. El Stick slip es el evento predominante dentro de la muestra con un 56%, seguido por el Whirl con un 22%, y el Back Whirl y la nutación cada uno con un 11%, contribuyendo al daño en las paredes de la formación generando espiralamiento y daños sobre el conjunto del BHA.

En base al análisis de los parámetros de perforación (WOB, RPM de superficie, ROP y Caudal) obtenidos a partir de los registros AFR, se evidencia que existe una mayor probabilidad de que se presenten eventos de vibración de tipo Stick slip y Whirl cuando se tienen relaciones WOB entre (14-15) Klb, RPM de superficie entre (70-75) fph y ROP entre (90-100) fph.

Se logró simular el comportamiento de los parámetros de perforación WOB vs RPM de superficie y WOB vs Caudal, lo que permitió identificar la ventana de trabajo. Con base en esta información, se obtuvo un rango de operación de los parámetros de perforación, como WOB entre (10 y 14) Klb, RPM de superficie entre (38 y 85) fph, y Caudal entre (380 y 480) gpm. Estos valores se pueden utilizar en la perforación de un nuevo pozo.

Al realizar el análisis del registro AFR del pozo LT-114, donde se implementaron los parámetros de perforación seleccionados, se identificó que, desde el tope de la formación (11.016 ft) hasta la base (11.300 ft), no se evidencia ningún tipo de evento que genere afectación sobre la calidad del hueco ni sobre el conjunto de herramientas que componen el BHA.

El estudio realizado sobre la dinámica de perforación sobre el pozo LT-114, en el intervalo de la Formación 1, muestra eventos de vibración media en el delta promedio de X y Y asociados a un Stick Slip que se comporta de manera constante. Estos eventos pueden deberse a la compresibilidad y abrasividad de la formación.

El proyecto de perforación del pozo LT-114, mediante la caracterización del BHA y del pozo, el análisis de los registros AFR y PWD, y la simulación, permitió concluir que los parámetros seleccionados, de acuerdo con el rango propuesto, generaron una notable mejora en la calidad del hueco. En particular, se observó que no se presentaron pese a la presencia de niveles medios vibración asociados al tipo Stick slip permite concluir que los parámetros seleccionados, al no presentar irregularidades en las paredes del pozo, alta tortuosidad, sobredimensionamiento del hueco, problemas con la configuración del BHA y de la broca.

El proyecto de perforación del pozo LT-114, mediante la caracterización del BHA y del pozo, el análisis de los registros AFR y PWD, y la simulación, permitió concluir que los parámetros seleccionados, de acuerdo con el rango propuesto, generaron una notable mejora en la calidad del hueco. En particular, no se observaron irregularidades en las paredes del pozo, alta tortuosidad, sobredimensionamiento del hueco, ni problemas con la configuración del BHA y de la broca, a pesar de que existieron niveles medios de vibración asociados al tipo Stick slip.

BIBLIOGRAFIA

- [1] H. Y. Arias Martínez, “PATRONAMIENTO DE LAS TENDENCIAS DIRECCIONALES EN LAS FORMACIONES EN LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES. (MUNICIPIOS DE ACACIAS Y CASTILLA LA NUEVA, DEPARTAMENTO DEL META).,” UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, Bucaramanga, 2012.
- [2] E. Lozano and N. Zamora, “COMPILACIÓN DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES,” Bogotá, Dec. 2014.
- [3] AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, “Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos,” pp. 1–209, Dec. 2012. Accessed: Nov. 19, 2023. [Online]. Available: https://www.anh.gov.co/documents/2669/5._Informe_Final_Llanos.pdf
- [4] A. F. Alvarado Holguín and J. M. Baquero Basto, “EVALUACIÓN DEL PILOTO DE INYECCIÓN DE AGUA IMPLEMENTADO EN UN CAMPO DE CRUDO PESADO DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES PARA EL DISEÑO DE ESTRATEGIAS DE OPTIMIZACIÓN DEL PROCESO,” FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA, Bogotá, 2019.
- [5] P. J. Camacho Calderón and Y. V. Morales Galvis, “EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA PARA LA SELECCIÓN DE LA MEJOR ALTERNATIVA DE COMPLETAMIENTO HUECO ABIERTO PARA UN POZO NUEVO EN UN CAMPO UBICADO EN LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES,” FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA, Bogotá, 2019.
- [6] J. M. Leiva Rojas and G. Peñuela Ávila, “EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DE LA SELECCIÓN DEL MÉTODO DE CONECTIVIDAD POZO-YACIMIENTO, PARA LA NUEVA CAMPAÑA DE PERFORACIÓN 2018 DE UN CAMPO UBICADO EN LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES MEDIANTE ANÁLISIS NODAL,” FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA, Bogotá, 2019.
- [7] C. Sue Gómez, “CORRECCIÓN EN LA MEDICIÓN DE RESISTIVIDAD TOMADO CON LOGGING WHILE DRILLING (LWD), PARA TRES POZOS DONDE SE

- PRESENTAN AMBIENTES DE ALTA RESISTIVIDAD.,” FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA, Bogotá, 2016.
- [8] Halliburton, “Sperry Drilling Downhole Tools Technical Specifications,” pp. 1–68, 2021.
- [9] B. De, L. A. Asociación, M. De, G. Petroleros, A. C. Volumen, and L. Número, “Por: Víctor Manuel Garduza Rueda Manual de Registros Geofísicos de Pozo y algunas Aplicaciones,” 2020.
- [10] Oil Production, “Perfilaje de Pozos.” Accessed: Nov. 20, 2023. [Online]. Available: <http://oilproduction.net/files/Perfilaje%20de%20pozos.pdf>
- [11] V. Campos, “Registros Sónicos una utilidad en la Geofísica y Geomecánica,” Geomecánica.
- [12] A. Benítez Matamoros, “ESTUDIO DE VIBRACIONES PARA MEJORAR LA TASA DE PENETRACIÓN AL PERFORAR LA FORMACIÓN NAPO EN LA SECCIÓN DE 12 ¼" DEL CAMPO COCA, PAD K.,” Quito, Jul. 2015.
- [13] P. Lourido San Lucas, “OPTIMIZACIÓN DEL DISEÑO DE BHA PARA LA TOMA DE NÚCLEOS EN POZOS DIRECCIONALES TIPO ‘J,’” Quito, 2016.
- [14] V. Cruz Taco, “EVALUACIÓN DE PARÁMETROS DE PERFORACIÓN ADQUIRIDOS EN TIEMPO REAL EN POZOS J-HD SEC 12¼” DEL CAMPO VMC PERFORADOS DEL 2013 AL 2016,” Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2018. Accessed: Nov. 21, 2023. [Online]. Available: <file:///C:/Users/Merqueo/Downloads/CD-8827.pdf>
- [15] C. Quispe, G. Remache, and D. Tapia, “Herramientas Reductoras de Torque y Arrastre de Nueva Generación en Perforación Direccional, Sistema LoTAD, y su Aplicación en el campo Sacha de Petroproducción,” pp. 1–9, Accessed: Nov. 21, 2023. [Online]. Available: <https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/1179/1/2320.pdf>
- [16] E. Vidal Saldarriaga, “GESTIÓN DE INTEGRIDAD EN ENSAMBLAJES DE PERFORACIÓN (BHA) PARA POZOS DE ALTA COMPLEJIDAD,” Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia, Tunja, 2022.
- [17] Dick, “Martillos (jars).”
- [18] Dick, “Rimadores (Reamers).”

- [19] J. F. Díaz González and C. C. Iguavita Amado, “EVALUACIÓN TÉCNICA Y FINANCIERA DEL MEJORAMIENTO EN LA CALIDAD DEL HUECO MEDIANTE LA IMPLEMENTACIÓN DE BROCAS CON CALIBRE EXTENDIDO EN LA FASE DE 12 ¼” EN EL CAMPO CASTILLA,” FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA, Bogotá, 2018. Accessed: Nov. 22, 2023. [Online]. Available: <https://hdl.handle.net/20.500.11839/6744>
- [20] M. F. Gavilán Ramírez and I. Guzmán Piedra, “ESTABLECIMIENTO DE LÍNEAS DE EXCELENCIA A PARTIR DE LA DISCRETIZACIÓN DE TIEMPOS OPERACIONALES DE LA CAMPAÑA DE PERFORACIÓN DE MAYO A SEPTIEMBRE DE 2019 EN UN CAMPO DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES.,” FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA, Bogotá, 2020.
- [21] A. del C. Gallegos Mazza, “ESTUDIO TÉCNICO DE LOS ENSAMBLAJES CON MOTOR DE FONDO (BHA) PARA OPTIMIZAR LA PERFORACIÓN DE POZOS TIPO ‘J’ EN LA PLATAFORMA SACHA 380 DEL CAMPO SACHA,” ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL, Quito, 2013.
- [22] M. J. Llanes Pardo, “EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA MECÁNICA DE BROCA HÍBRIDA EN LA PERFORACIÓN DE LA SECCIÓN 8½” EN EL PIEDEMONTES LLANERO,” 2017. Accessed: Nov. 22, 2023. [Online]. Available: <http://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/952/1/5121302-2017-1-IP.pdf>

GLOSARIO

ACELERACIÓN: la aceleración en una onda se refiere a la modificación de la velocidad en función del tiempo, involucrando tanto la rapidez como la dirección del movimiento.

AMPLITUD DE ONDA: la amplitud de una onda puede describirse como la distancia entre el eje horizontal y el punto más alto de la onda.

ÁNGULO DE INCIDENCIA: es el ángulo formado entre la dirección del pozo y la formación.

ÁNGULO DE INCLINACIÓN: indica el ángulo formado por el pozo con respecto a la vertical.

ANTICLINAL: se presenta cuando las rocas más antiguas se encuentran en la zona cóncava del arqueamiento o núcleo del pliegue.

ARCILLOLITAS: rocas sedimentarias con grano muy fino, formadas por una acumulación de partículas de tamaño arcilla.

ARENISCAS: rocas sedimentarias de color variable, originadas durante períodos extensos bajo la superficie de océanos, lagos y ríos.

AZIMUT: indica la dirección del pozo en relación con el norte verdadero.

BASAMENTO: rocas ígneas o metamórficas más antiguas y deformadas, con baja porosidad y permeabilidad, que rara vez actúan como yacimientos de hidrocarburos.

BIT BOUNCE: movimientos longitudinales en el modo axial de la sarta, principalmente observados en sartas con brocas tricónicas, causando fluctuaciones prolongadas en el WOB.

CONGLOMERADOS: roca sedimentaria formada por fragmentos grandes de rocas, redondeados en una matriz de sedimentos de grano fino.

CUENCA: área topográficamente definida, drenada por un curso de agua o sistema de cursos de agua conectados, donde todo el caudal fluye hacia una salida única.

DINÁMICA DE PERFORACIÓN: busca comprender y controlar los fenómenos durante la perforación para optimizar eficiencia y seguridad, ajustando parámetros y tomando decisiones informadas.

FRECUENCIA DE ONDA: número de repeticiones de un ciclo en una unidad de tiempo.

INVESTIGACIÓN DEDUCTIVA: proceso lógico que parte de una premisa general, aplicando la lógica para llegar a una conclusión específica.

INVESTIGACIÓN DESCRIPTIVA: se centra en detallar las características de la población estudiada.

LIMONITAS: roca sedimentaria clástica.

LODOLITAS: cuarzo con inclusiones de otros minerales (clorita, calcita, hematites, etc.).

LUTITAS: rocas sedimentarias clásticas fisibles formadas por el transporte, deposición y compactación de materiales detríticos de limo y arcilla.

MOVIMIENTO AXIAL: variación en el movimiento longitudinal de la sarta con efecto de tensión y compresión.

MOVIMIENTO LATERAL: movimiento lateral de la sarta de perforación.

MOVIMIENTO TORSIONAL: acumulación de energía en forma de torsión, generando una detención seguida de liberación abrupta de energía.

NUTACIÓN: movimiento excéntrico del rotor dentro del estator.

PERIODO DE ONDA: cantidad de tiempo que tarda en completarse un ciclo o una revolución completa.

PROFUNDIDAD MEDIDA: medida total de la longitud de la trayectoria del pozo.

PROFUNDIDAD TOTAL VERTICAL: distancia vertical entre un punto en el pozo y un punto en la superficie.

SINCLINAL: rocas más jóvenes presentes en el lado cóncavo o núcleo de la flexión.

STALL OUT: cuando el motor enfrenta un torque muy alto.

STICK SLIP: rotación no uniforme de la sarta con ciclos de detención momentánea de la broca, acompañada de cambios cíclicos en RPM y torque.

VIBRACIÓN: liberación de energía acumulada en la sarta de perforación que no se transmite eficientemente a la broca, generando daños en herramientas y hueco.

WHIRL: creación de un hueco más grande durante la perforación, causando que la sarta gire fuera de su centro.

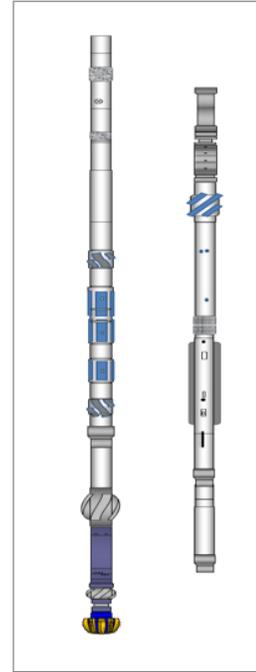
WITS: Wellsite Information Transfer Specification, protocolo estandarizado de comunicación que indica la interrupción de la recepción de datos de la unidad de geología desde la superficie.

ANEXOS

ANEXO 1

COMPONENTES DEL BHA PARA EL POZO LOB-121 ST 2

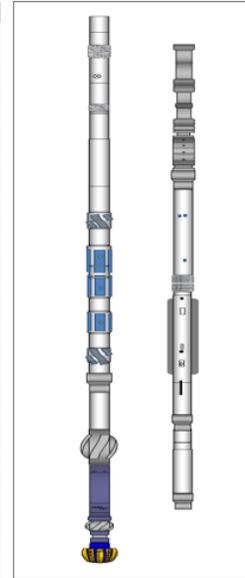
COMPONENTES BHA POZO LOB-121 ST 2							
Item	Description	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Weight (lbf)	Length (ft)	Cumulative Length (ft)
1	8 3/4" PDC NOV Bit (5Blades - 16 mm Cutters)	5.250	2.750	8.750	53.53	0.79	0.79
2	6 3/4" StrataForce Lobe6:7 - 5 stg	6.730	4.498		84.00	27.36	28.15
3	6-3/4" x 8-3/8" StringStabilizer	6.810	2.813	8.375	102.96	7.20	35.35
4	6 3/4" PM Collar	6.750	3.125		103.40	8.58	43.93
5	6 3/4" P-P X-Over	6.750	3.000		105.10	1.85	45.78
6	6 3/4" AFR Collar	6.750	1.920		102.60	10.75	56.53
7	6 3/4" P-P X-Over	6.750	3.000		105.10	1.98	58.51
8	6 3/4" Conversion Sub	6.750	3.000		105.10	1.99	60.50
9	6 3/4" DGR Collar	6.750	1.920		97.80	4.39	64.89
10	6 3/4" HCM Collar	6.750	1.920		101.70	6.57	71.46
11	6 3/4" P-P X-Over	6.750	3.000		105.10	1.58	73.04
12	6 3/4" Conversion Sub	6.750	3.000		105.10	2.02	75.06
13	6 3/4" PWD Collar	6.750	1.905		96.30	4.13	79.19
14	6 3/4" P-P X-Over	6.750	3.000		105.10	2.01	81.20
15	6 3/4" Conversion Sub	6.750	3.000		122.00	1.85	83.05
16	6 3/4" ALD Collar	6.750	1.920	8.250	104.30	14.49	97.54
17	6 3/4" CTN Collar	6.750	1.905		102.30	11.78	109.32
18	6 3/4" SHOC 650System	6.700	3.250		99.70	9.58	118.90
19	6 3/4" Downhole Screen	6.670	2.875		96.96	4.10	123.00
20	8 3/4" DLR43A-B1Reamer	6.630	3.000	8.625	93.57	4.13	127.13
21	(3) 6 1/2" Drill Collar	6.500	2.813		91.70	87.23	214.36
22	6 3/4" NOV Shock Tool	6.680	3.000		95.35	11.60	225.96
23	(6) 6 1/2" Drill Collar	6.500	2.813		91.70	175.78	401.74
24	X-Over Sub (Pin NC5D xBox D555)	7.500	2.750		130.32	2.73	404.47
25	(15) 5-1/2" HWDP #57 -D555	5.500	3.375		57.00	454.81	859.28
26	6-1/2" Drilling Jar	6.970	2.750		88.24	28.89	888.17
27	(3) 5-1/2"HWDP #57 -D555	5.500	3.375		57.00	90.28	978.45
28	6-1/2" Agitator (SVA=1.85")	7.090	2.500		117.82	24.32	1002.77
29	(6) 5-1/2" HWDP #57 -D555	5.500	3.375		57.00	180.62	1183.39
30	5-1/2" x 4.778" Drill Pipe(D555)	5.500	4.778		26.33	10911.61	12095.00



ANEXO 2

COMPONENTES DEL BHA PARA EL POZO LOB-130

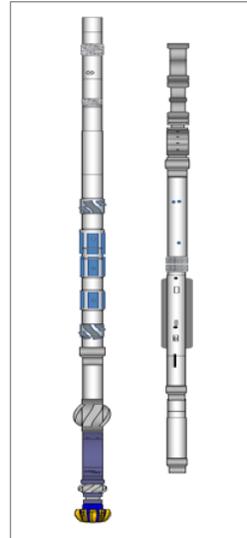
COMPONENTES BHA POZO LOB-130							
Item	Description	OD (in)	ID (in)	Gauge (lr)	Weight (lbpf)	Length (ft)	Cumulative Length (ft)
1	8 3/4" PDC DBS Bit (5Blades - 19 mm Cutters)	6.100	3.000	8.750	75.51	1.03	1.03
2	7" Nitro Force 7NF0265	7.010	5.600		75.16	36.21	37.24
3	6-3/4" x 8-3/8" StringStabilizer	6.710	2.938	8.375	97.42	4.72	41.96
4	6 3/4" PM Collar	6.750	3.125		103.40	8.82	50.78
5	6 3/4" P-P X-Over	6.750	3.000		105.10	2.05	52.83
6	6 3/4" AFR Collar	6.750	1.920		102.60	10.74	63.57
7	6 3/4" DGR Collar	6.750	1.920		97.80	4.54	68.11
8	6 3/4" PWD Collar	6.750	1.905		96.30	4.33	72.44
9	6 3/4" HCIM Collar	6.750	1.920		101.70	6.71	79.15
10	6 3/4" X-Over	6.750	3.000		105.10	3.22	82.37
11	6 3/4" ALD Collar	6.750	1.920	8.000	104.30	13.18	95.55
12	6 3/4" CTN Collar	6.750	1.905		102.30	11.19	106.74
13	6 3/4" SHOC 650System	6.700	3.250		99.70	9.11	115.85
14	6 3/4" Downhole Screen	6.760	2.813		101.14	4.48	120.33
15	(3) 6 1/2" Drill Collar	6.500	2.813		91.70	87.24	207.57
16	6 3/4" NOV Shock Tool	6.820	2.250		110.95	11.92	219.49
17	(6) 6 1/2" Drill Collar	6.500	2.813		91.70	174.55	394.04
18	NC 50 P x DS55 B X-Over Sub	7.500	2.750		130.32	2.83	396.87
19	(15) 5-1/2" X 3-3/8"HWDP #57 - DS55	5.500	3.375		48.00	454.40	851.27
20	6-1/2" Drilling Jar	6.920	2.750		88.24	28.67	879.94
21	(3) 5-1/2" X 3-3/8"HWDP #57 - DS55	5.500	3.375		48.00	91.08	971.02
22	6-1/2" AGtator (SVA=1.95")	6.970	2.500		113.30	19.86	990.88
23	(6) 5-1/2" X 3-3/8"HWDP #57 - DS55	5.500	3.375		48.00	180.57	1171.45
24	5-1/2" X 4.778" - 21.9#DS55	5.500	4.778		26.33	10087.55	11259.00



ANEXO 3

COMPONENTES DEL BHA PARA EL POZO LIC-155 ST 1

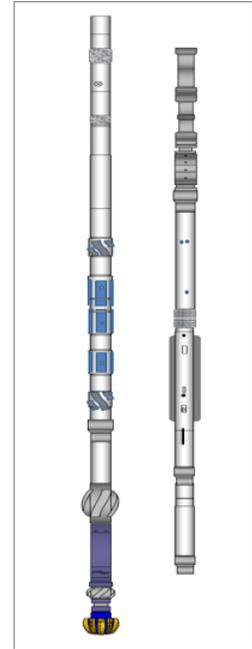
COMPONENTES BHA POZO LIC-155 ST 1							
Item	Description	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Weight (lb/ft)	Length (ft)	Cumulative Length (ft)
1	8-3/4" PDC 16 mm	6.500	2.000	8.750	102.38	0.95	0.95
2	6 3/4" StrataForce Lobe6/7 - 5.0 stg	6.750	4.498		87.63	27.06	28.01
3	6 3/4" PM Collar(Directional)	6.750	3.125		103.40	8.80	36.81
4	8 3/8" Inline Stabilizer(ILS)	6.750	2.813	8.375	100.77	2.15	38.96
5	6 3/4" AFR Collar	6.750	1.920		102.60	10.74	49.70
6	6 3/4" P-P X-Over	6.750	3.000		105.10	1.72	51.42
7	6 3/4" Conversion Sub	6.750	3.000		105.10	2.01	53.43
8	6 3/4" DGR Collar	6.750	1.920		97.80	4.40	57.83
9	6 3/4" PWD Collar	6.750	1.905		96.30	4.33	62.16
10	6 3/4" HCM Collar	6.750	1.920		101.70	6.84	69.00
11	6 3/4" Pin x Pin Xover	6.750	3.000		105.10	3.11	72.11
12	6 3/4" ALD Collar	6.750	1.920	8.250	104.30	12.87	84.98
13	6 3/4" CTN Collar	6.750	1.905		102.30	11.76	96.74
14	6 3/4" SHOC(Telemetry)	6.900	3.250		99.70	9.76	106.50
15	(6) x 6 1/2" Drill Collar	6.500	2.813		102.22	181.46	287.96
16	X-Over Sub NC 50 Pin x5 1/2" FH Box	6.720	3.000		96.78	2.46	290.42
17	(19) x Heavy Weight DrillPipe, 5-1/2"	5.500	4.000		54.30	582.07	872.49
18	6-1/2" Drilling Jar	6.750	2.500		105.23	31.18	903.67
19	(4) x Heavy Weight DrillPipe, 5-1/2"	5.500	4.000		54.30	121.66	1025.33
20	5-1/2" Drill Pipe - FH	5.500	4.778		26.33	10383.48	11408.81



ANEXO 4

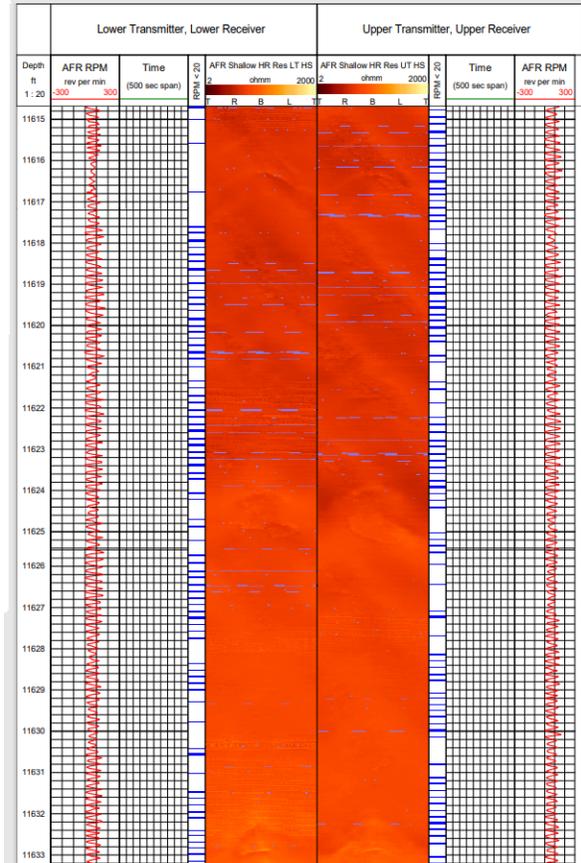
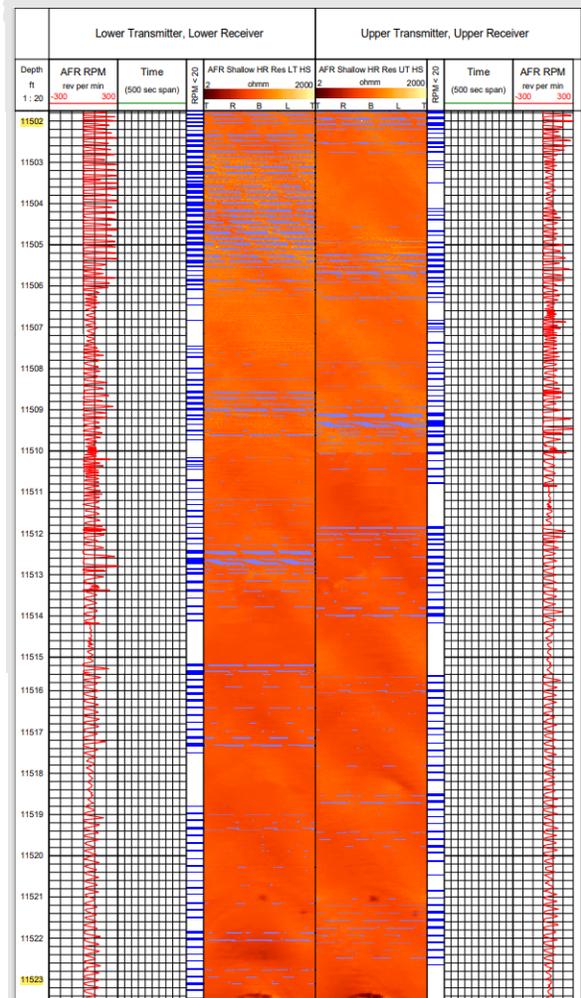
COMPONENTES DEL BHA PARA EL POZO LT-120

COMPONENTES BHA POZO LT-120							
Item	Description	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Weight (lbpf)	Length (ft)	Cumulative Length (ft)
1	8 3/4" PDC Bit	6.500	2.500	8.750	96.36	1.03	1.03
2	6 3/4" StrataForce Lobe6:7 - 5 stg	6.750	4.498		84.00	27.05	28.08
3	6 3/4" PM Collar	6.750	3.125		103.40	8.81	36.89
4	8 3/8" Inline Stabilizer(ILS)	6.750	1.920	8.375	112.09	2.07	38.96
5	6 3/4" AFR Collar	6.750	1.920		102.60	10.60	49.56
6	6 3/4" DGR Collar	6.750	1.920		97.80	4.54	54.10
7	6 3/4" PWD	6.750	1.905		96.30	4.29	58.39
8	6 3/4" HCM Collar	6.750	1.920		101.70	6.59	64.98
9	Pin-Pin XOver	6.750	1.920		112.09	1.50	66.48
10	6 3/4" Conversion Sub	6.750	1.920		112.09	2.02	68.50
11	6 3/4" ALD Collar	6.750	1.920	8.250	104.30	14.47	82.97
12	6 3/4" CTN Collar	6.750	1.905		102.30	11.58	94.55
13	6 3/4" SHOC	6.750	1.920		112.09	10.23	104.78
14	6 x 6 3/4" Drill Collar	6.750	2.875		93.00	176.79	281.57
15	19 x 5-1/2" HWDP	5.500	3.250		69.00	587.91	869.48
16	7" Drilling Jar	7.000	3.000		107.07	31.57	901.05
17	4 x 5-1/2" HWDP	5.500	3.250		69.00	123.36	1024.41
18	X-Over GPDS 50 Pin xDS55 Box	6.750	3.000		97.86	3.56	1027.97
19	5-1/2" DP - DS55	5.500	4.778		26.33	31.48	1059.45
20	X-Over DS55 Pin xNC50 Box	6.930	2.813		107.37	1.93	1061.38
21	AgitAator	6.843	2.437		109.44	24.08	1085.46
22	X-Over NC50 Pin xDS55 Box	6.843	2.750		105.10	1.51	1086.97
23	5-1/2" DP - DS55. (toSurface)	5.500	4.778		24.97	9698.03	10785.00



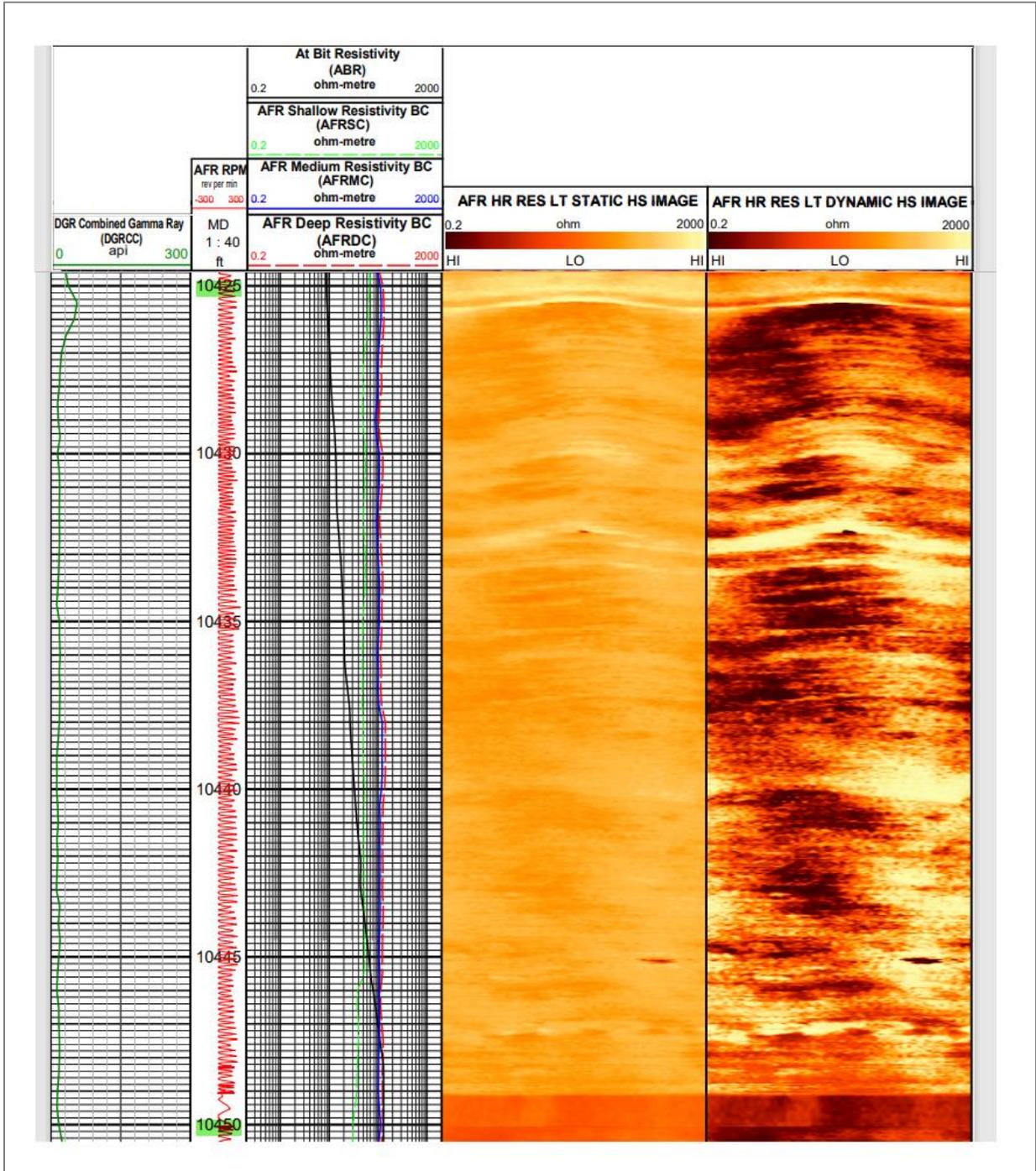
ANEXO 5

REGISTRO DE RESISTIVIDAD AFR Y RAYOS GAMMA DGR PARA EL POZO LOB-121 ST 2, INTERVALO 1 Y 2



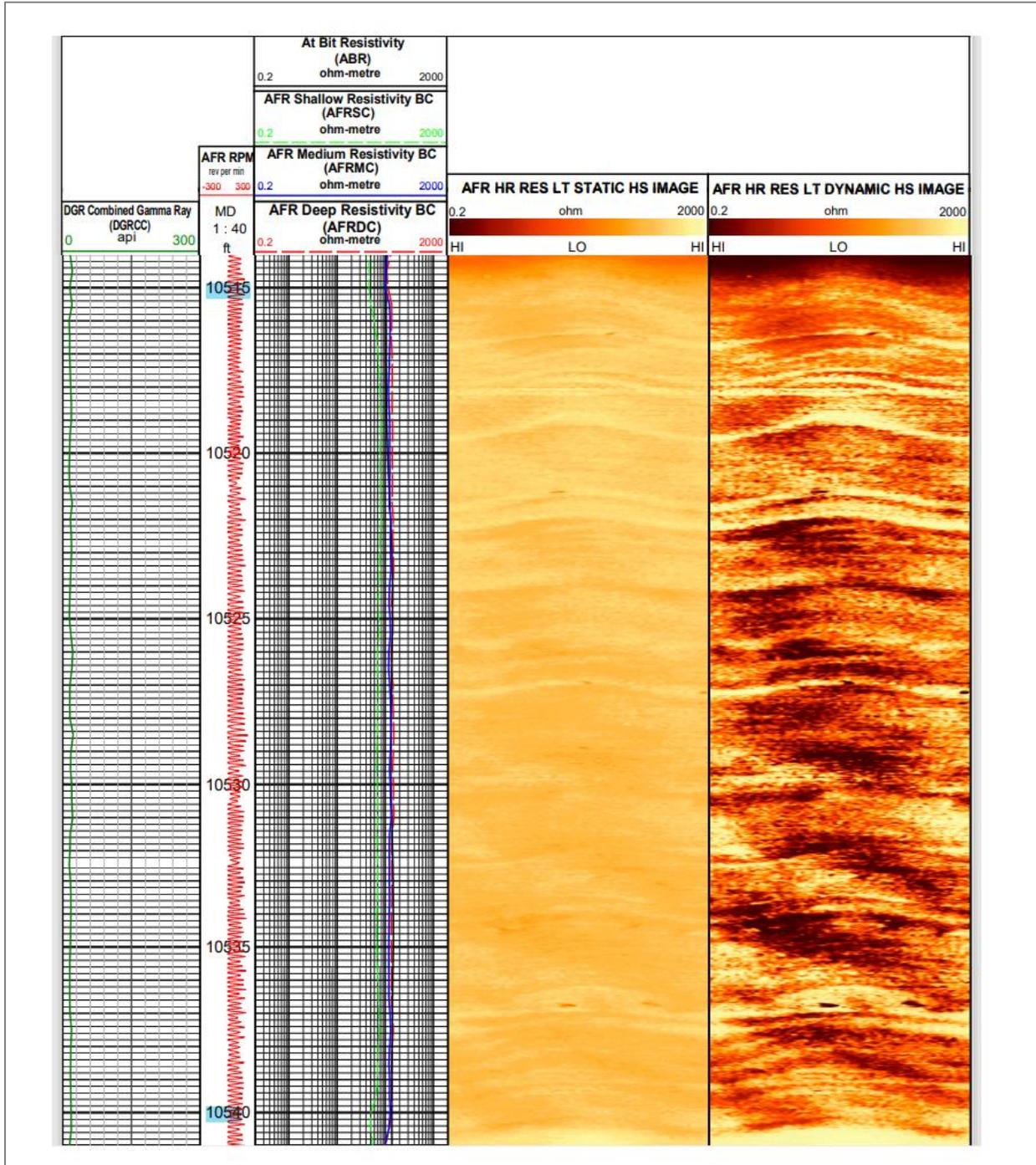
ANEXO 6

REGISTRO DE RESISTIVIDAD AFR Y RAYOS GAMMA DGR PARA EL POZO LOB-130. INTERVALO 1



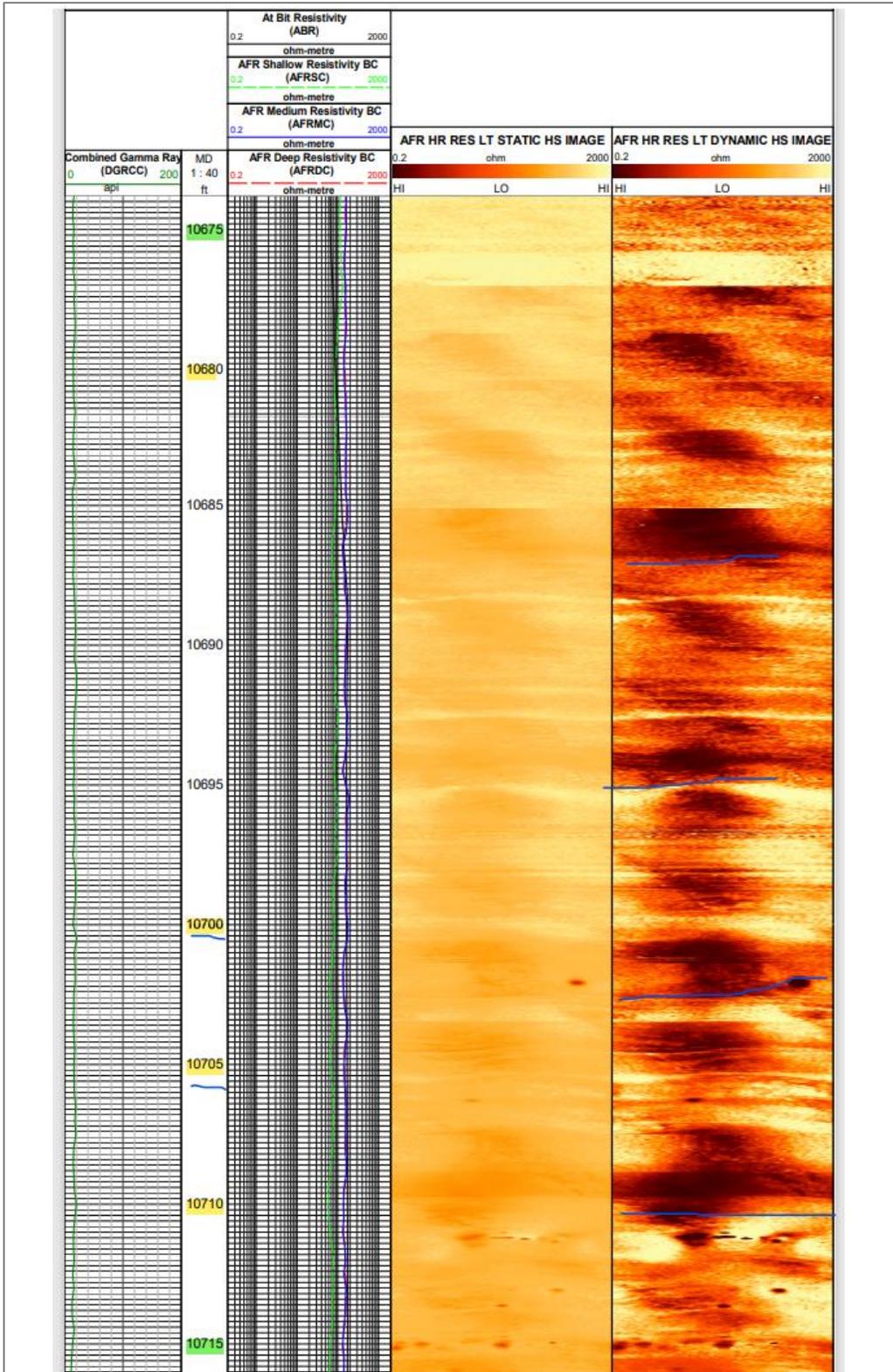
ANEXO 7

REGISTRO DE RESISTIVIDAD AFR Y RAYOS GAMMA DGR PARA EL POZO LOB-130. INTERVALO 2



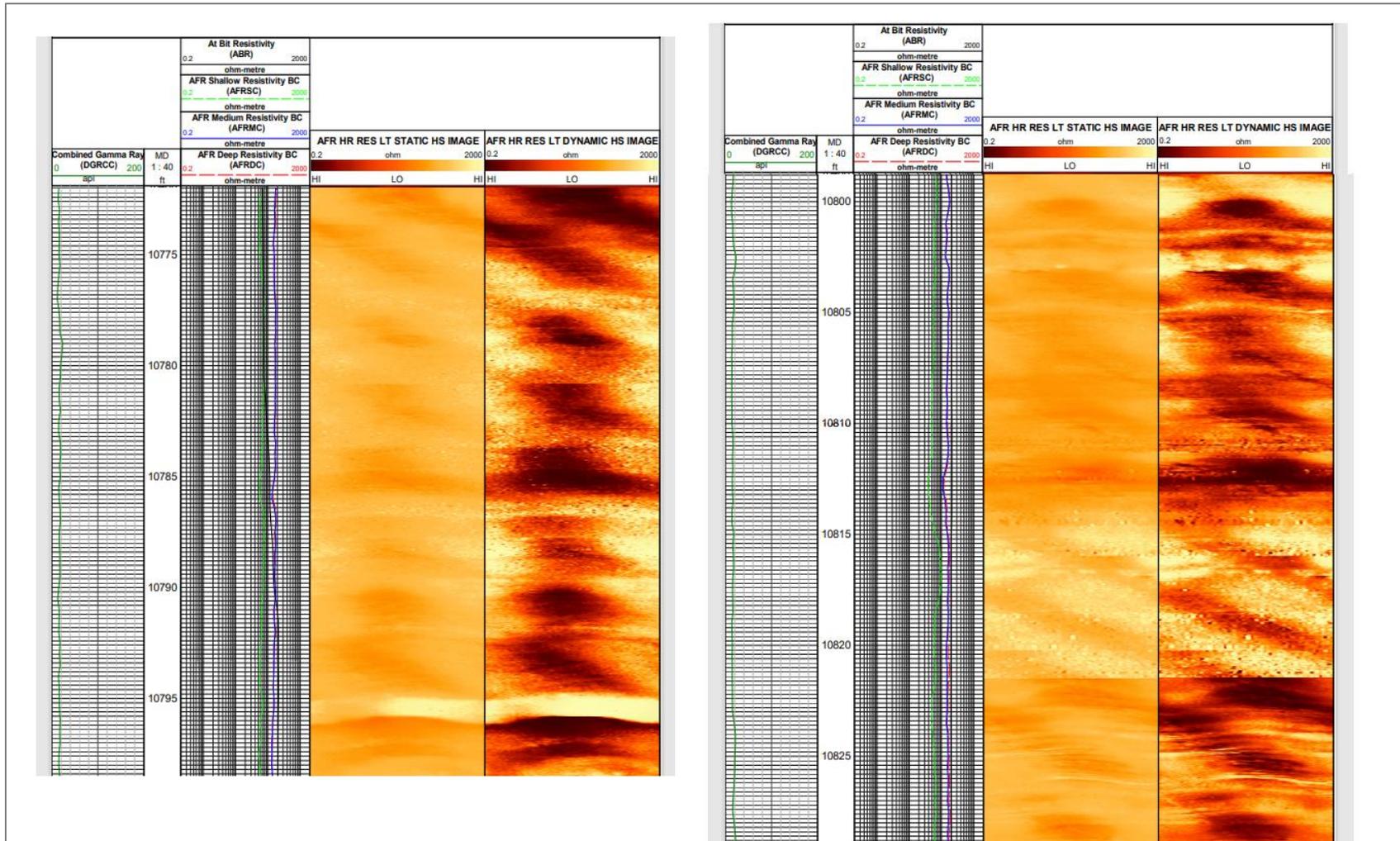
ANEXO 8

REGISTRO RESISTIVIDAD AFR Y RAYOS GAMMA DGR PARA EL POZO LJC-155 ST 1, INTERVALO 1



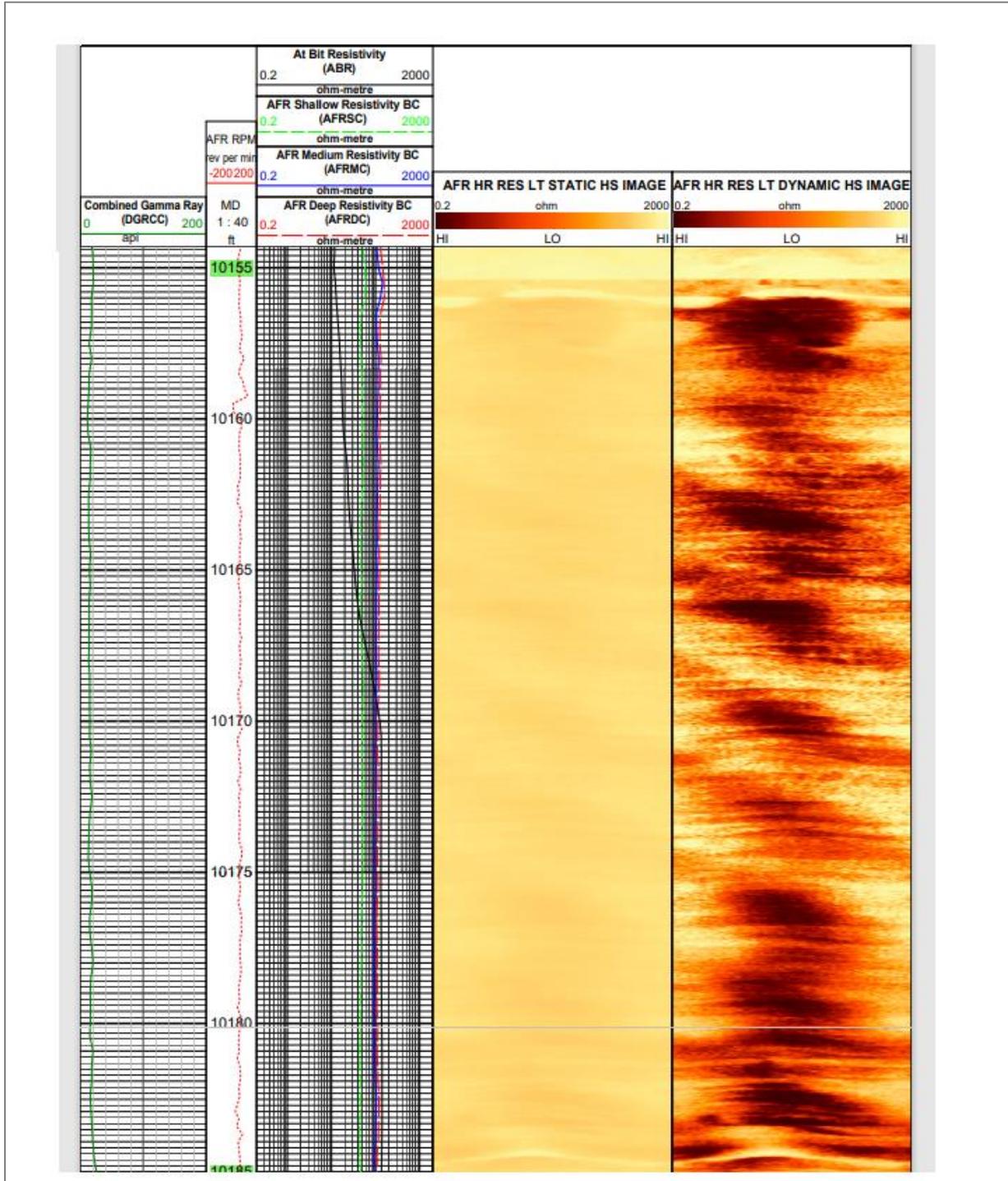
ANEXO 9

REGISTRO RESISTIVIDAD AFR Y RAYOS GAMMA DGR PARA EL POZO LJC-155 ST 1, INTERVALO 2



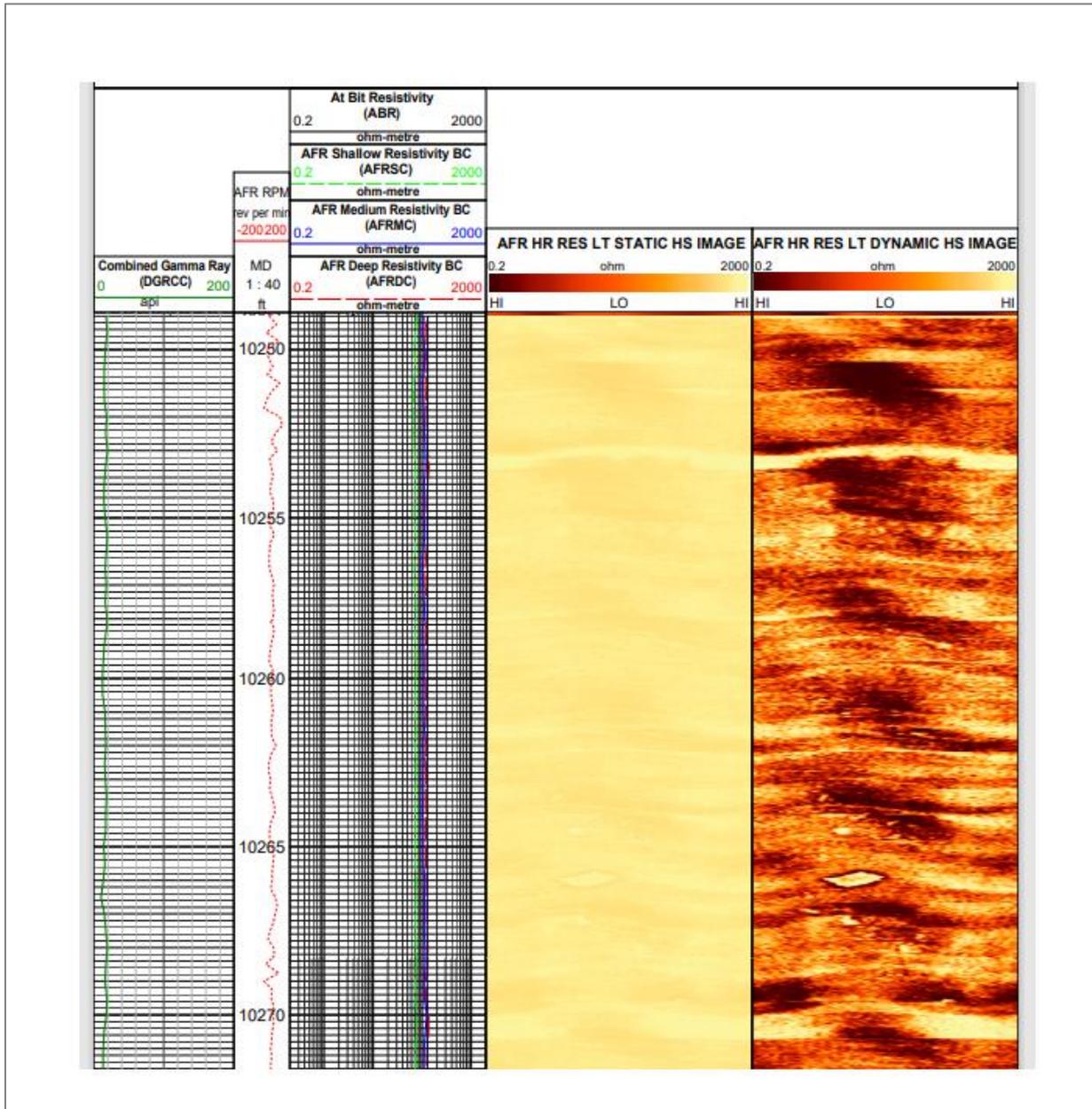
ANEXO 10

REGISTRO DE RESISTIVIDAD AFR Y RAYOS GAMMA DGR PARA EL POZO LT-120, INTERVALO 1



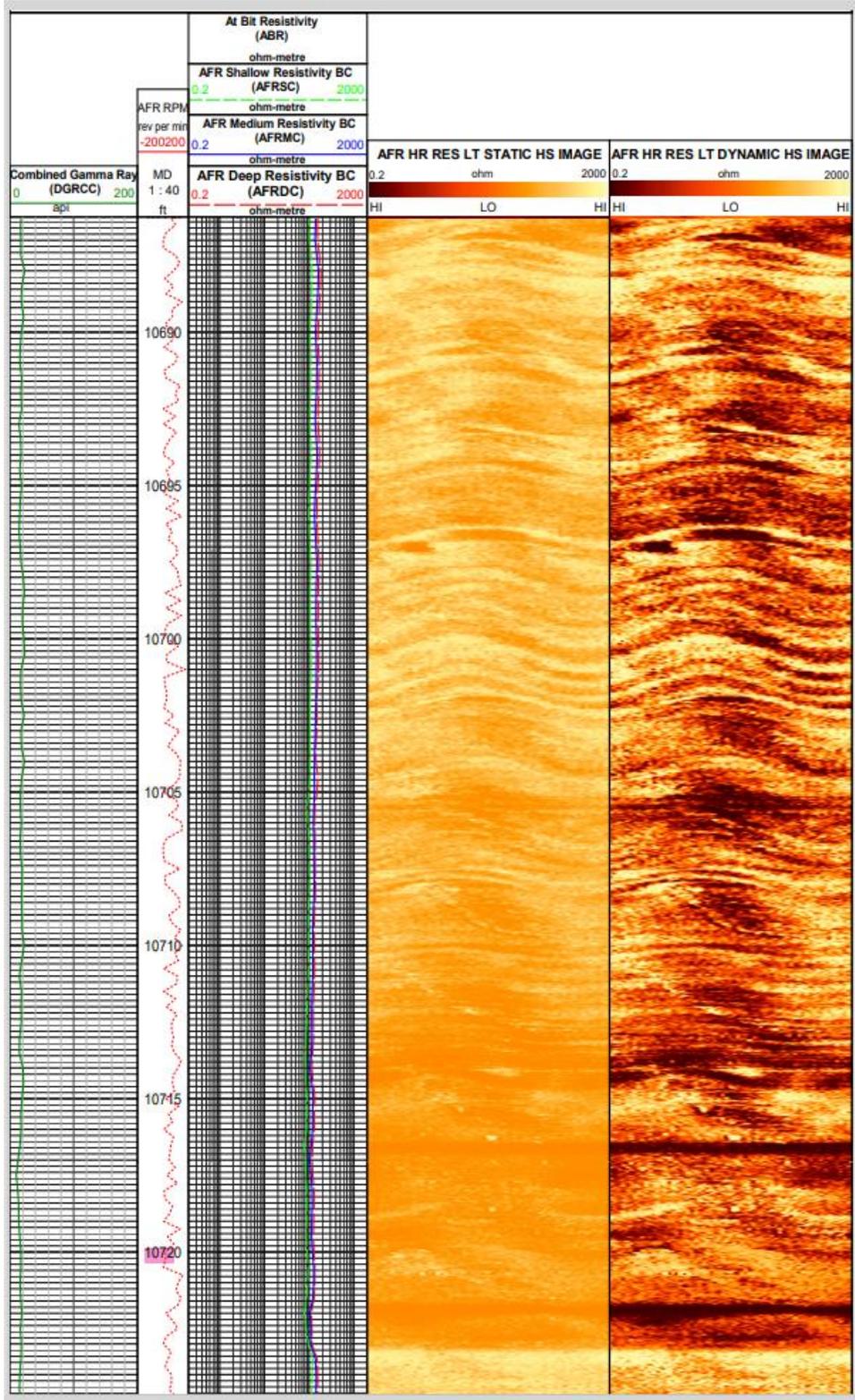
ANEXO 11

REGISTRO DE RESISTIVIDAD AFR Y RAYOS GAMMA DGR PARA EL POZO LT-120, INTERVALO 2



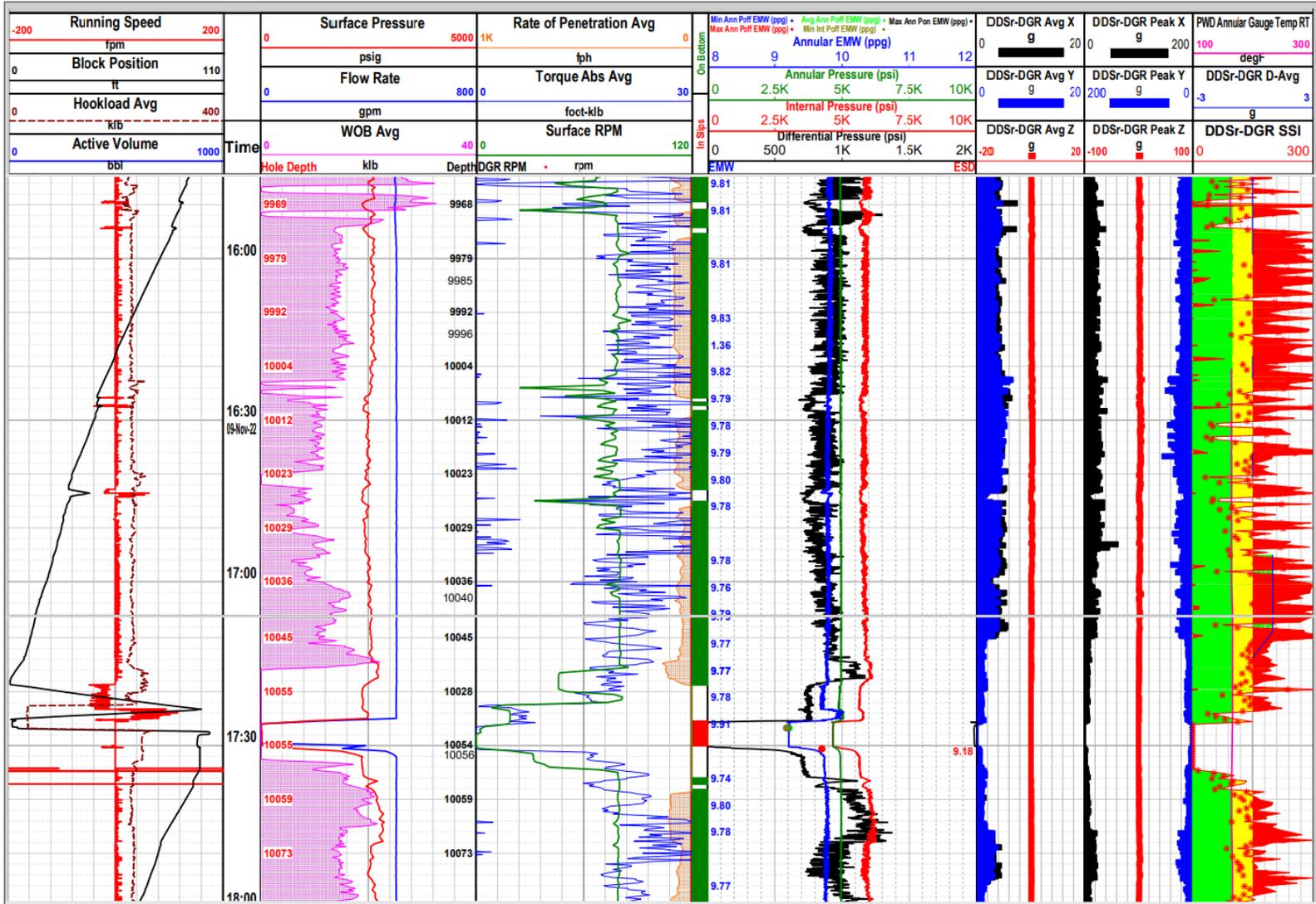
ANEXO 12

REGISTRO DE RESISTIVIDAD AFR Y RAYOS GAMMA DGR PARA EL POZO LT-130 ST 1, INTERVALO 2



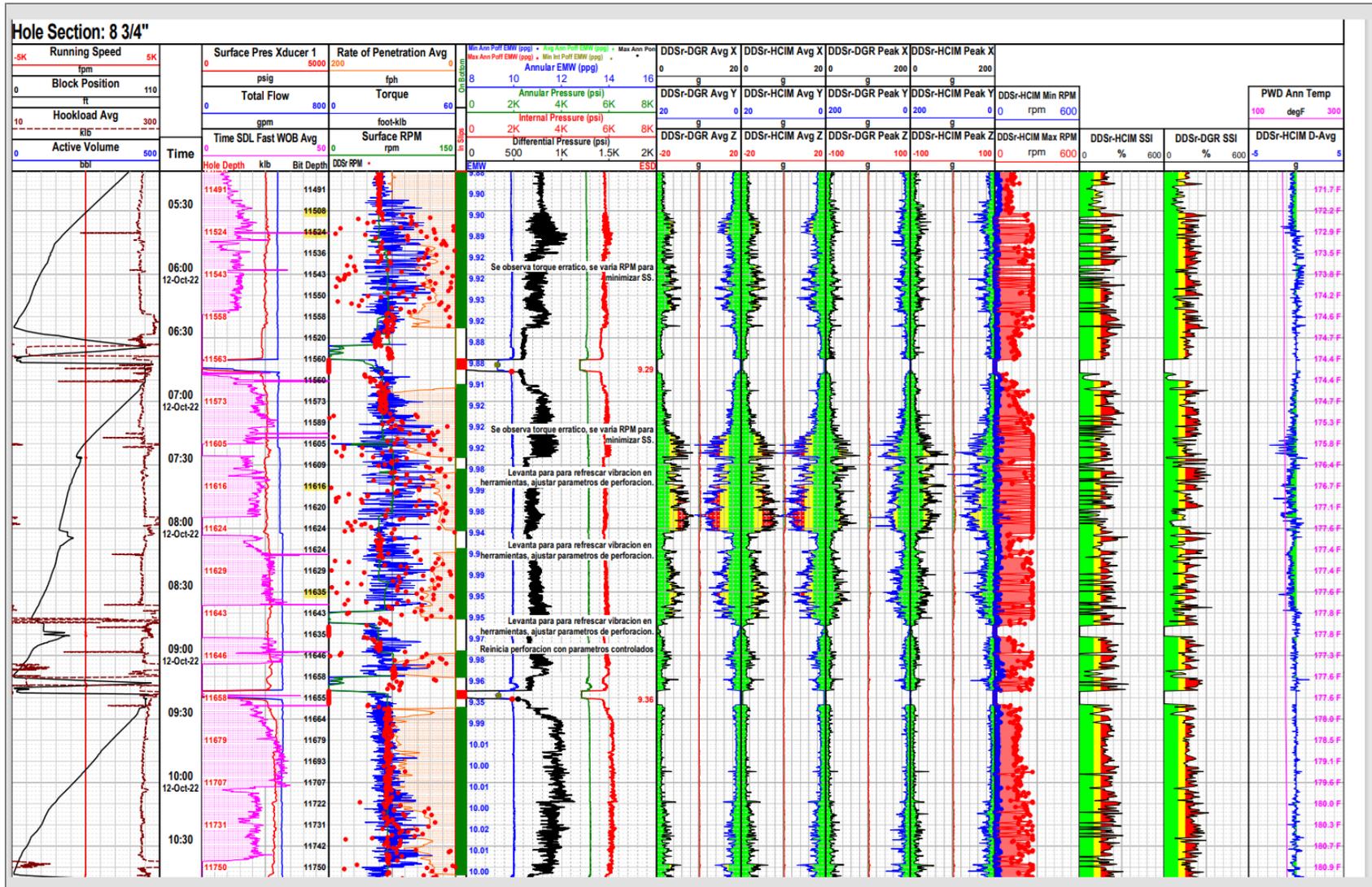
ANEXO 13

REGISTRO PWD PARA EL POZO LB-128, INTERVALO 2



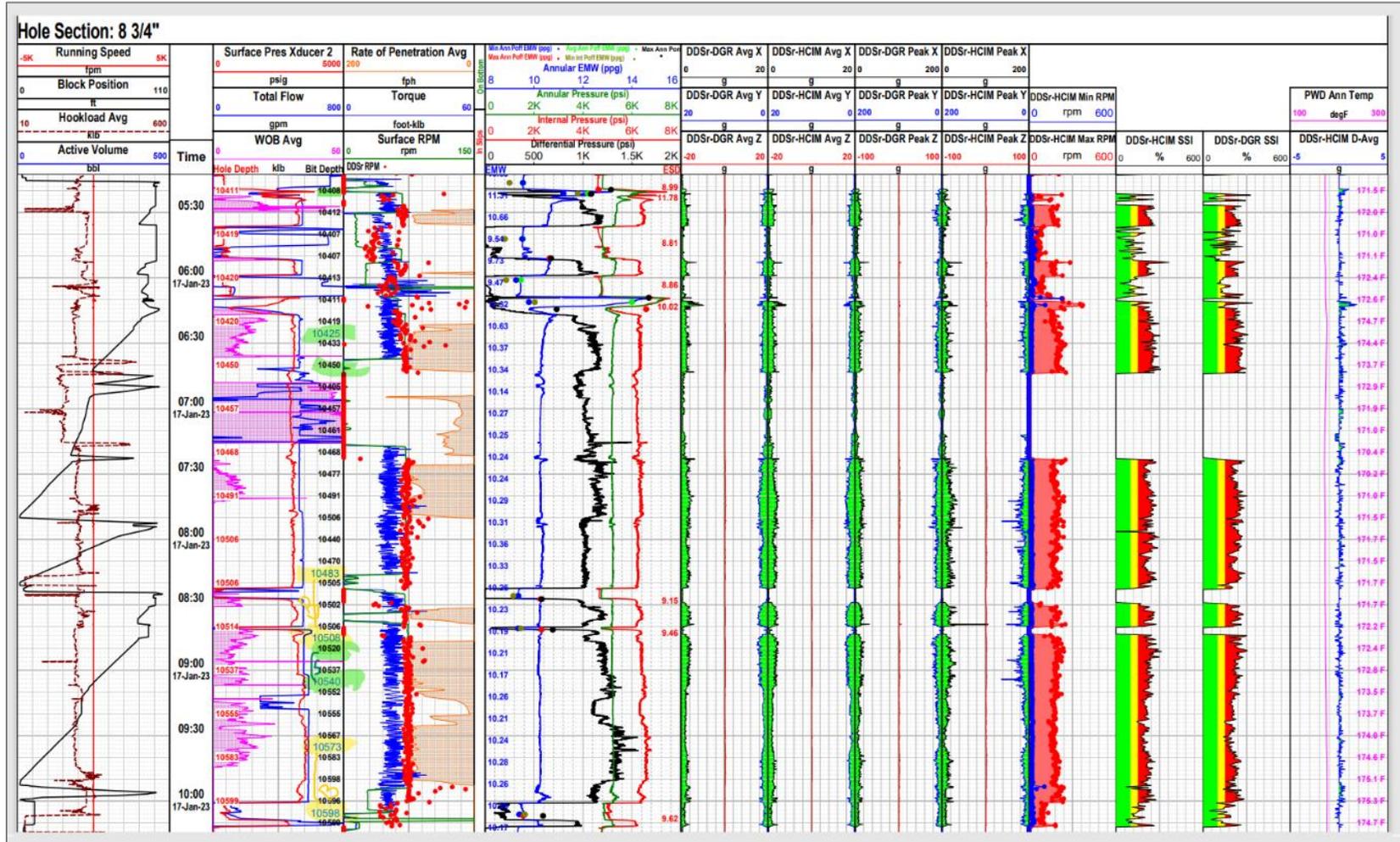
ANEXO 14

REGISTRO PWD PARA EL POZO LOB-121 ST 2, INTERVALO 1 Y 2



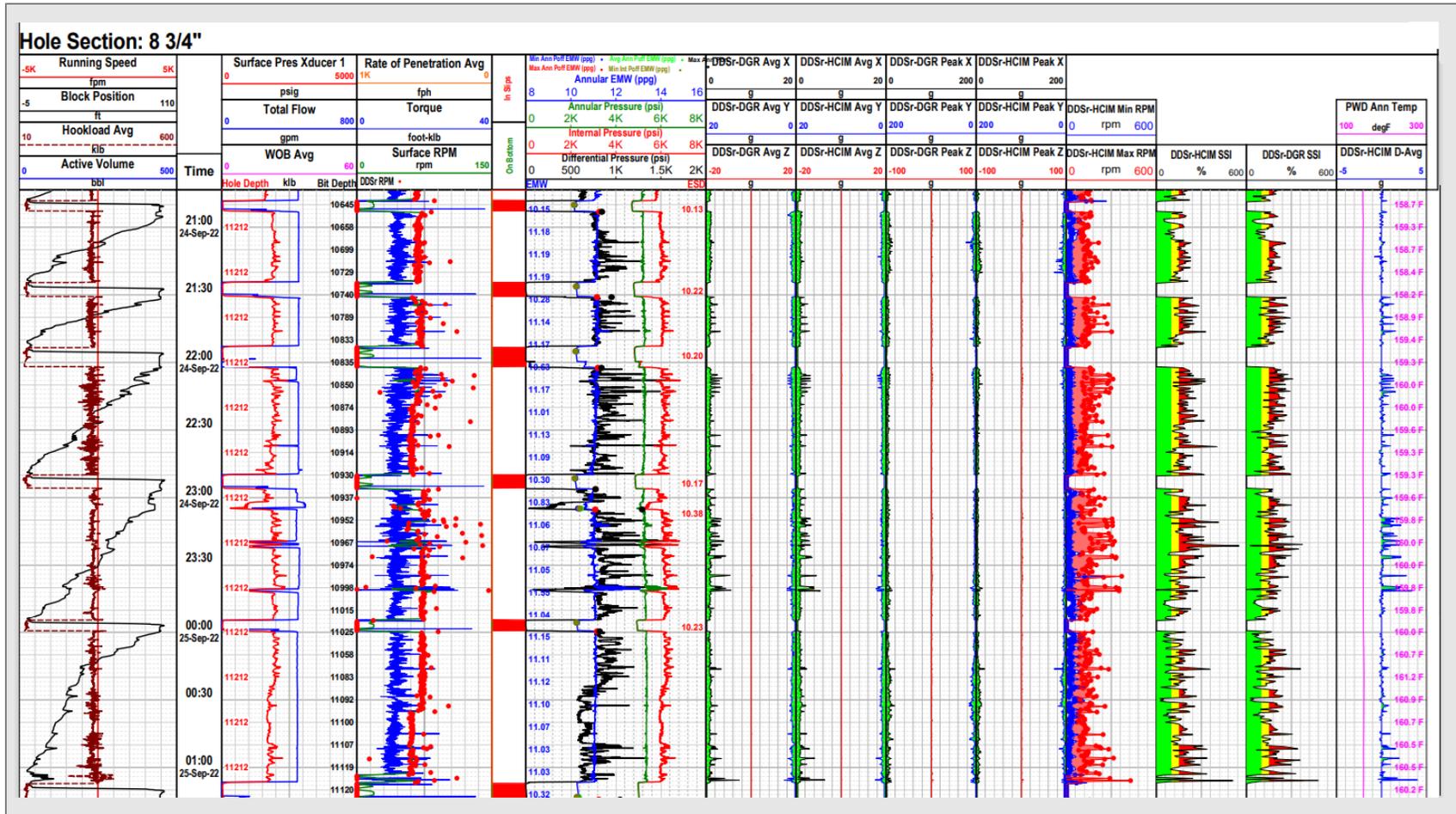
ANEXO 15

REGISTRO PWD PARA EL POZO LOB-130, INTERVALO 1 Y 2



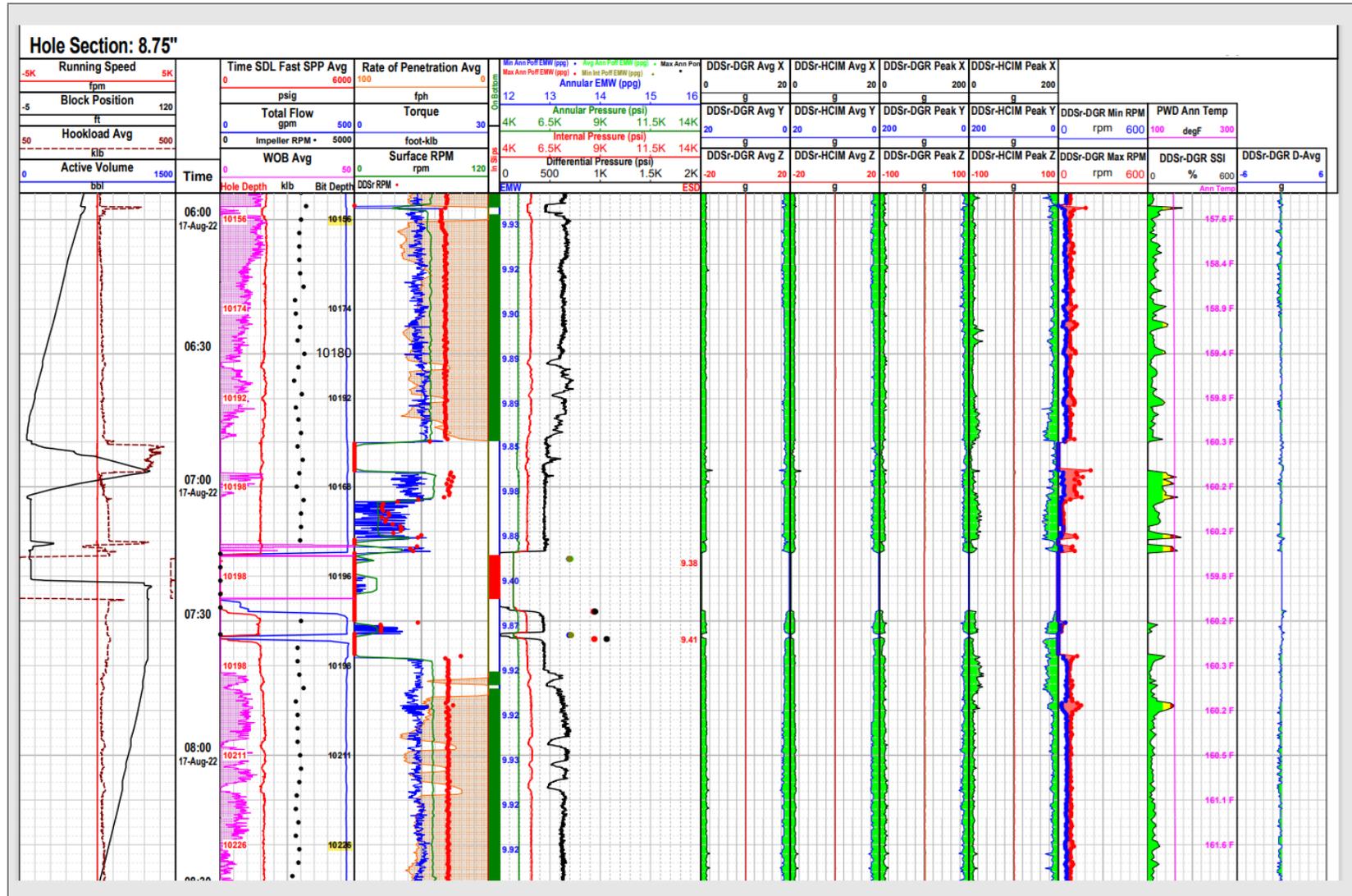
ANEXO 16

REGISTRO PWD PARA EL POZO LJC-155 ST 1, INTERVALO 1 Y 2



ANEXO 17

REGISTRO PWD PARA EL POZO LT-120, INTERVALO 1 Y 2



ANEXO 18

CARACTERIZACIÓN DEL DISEÑO DEL BHA

BHA Seccion 8 3/4 - Formacion 1.				
Nombre pozo	LB-128	LB-129	LOB-121 ST 2	LOB-121 ST 3
Profundidad (MD)	11503,65 ft	10300,00 ft	12095,00 ft	11958,00 ft
Nro.Herramientas	27	28	30	27
1	8-3/4" PDC Bit (5 Blades- 16 mm Cutters)	8-3/4" PDC Bit (5 Blades- 19 mm Cutters)	8 3/4" PDC NOV Bit (5Blades - 16 mm Cutters)	8 3/4" PDC NOV Bit (5Blades - 16 mm Cutters)
2	6 3/4" Motor Nov Lobe7:8 - 5.0 stg	6 3/4" Motor Nov Lobe7:8 - 5.0 stg	6 3/4" StrataForce Lobe6:7 - 5 stg	6 3/4" StrataForce Lobe6:7 - 5 stg
3	8 3/8" x 6 3/4" StringStabilizer	8 3/8" x 6 3/4" StringStabilizer	6-3/4" x 8-3/8" StringStabilizer	6-3/4" x 8-3/8" StringStabilizer
4	6 3/4" PM Collar	6 3/4" PM Collar	6 3/4" PM Collar	6 3/4" PM Collar
5	6 3/4" P-P XOVER (H/C)	6 3/4" P-P XOVER (H/C)	6 3/4" P-P X-Over	6 3/4" P-P X-Over
6	6 3/4" AFR Collar	6 3/4" AFR Collar	6 3/4" AFR Collar	6 3/4" AFR Collar
7	6 3/4" P-P X-Over (H/C)	6 3/4" P-P X-Over (H/C)	6 3/4" P-P X-Over	6 3/4" P-P X-Over
8	6 3/4" Conversion Sub	6 3/4" Conversion Sub	6 3/4" Conversion Sub	6 3/4" Conversion Sub
9	6 3/4" DGR Collar	6 3/4" DGR Collar	6 3/4" DGR Collar	6 3/4" DGR Collar
10	6 3/4" PWD Collar	6 3/4" HCIM Collar	6 3/4" HCIM Collar	6 3/4" PWD Collar
11	6 3/4" HCIM Collar	6 3/4" P-P XOVER (H/C)	6 3/4" P-P X-Over	6 3/4" HCIM Collar
12	6 3/4" X-Over sub	6 3/4" Conversion Sub	6 3/4" Conversion Sub	6 3/4" P-P X-Over
13	6 3/4" Conversion Sub	6 3/4" PWD Collar	6 3/4" PWD Collar	6 3/4" Conversion Sub
14	6 3/4" ALD Collar	6 3/4" X-Over sub	6 3/4" P-P X-Over	6 3/4" ALD Collar
15	6 3/4" CTN Collar	6 3/4" ALD Collar	6 3/4" Conversion Sub	6 3/4" CTN Collar
16	6 3/4" SHOC(Telemetry)	6 3/4" CTN Collar	6 3/4" ALD Collar	6 3/4" SHOC 650System
17	6 3/4" Screen Sub	6 3/4" SHOC(Telemetry)	6 3/4" CTN Collar	6 3/4" Downhole Screen
18	(3) 6-1/2" Spiral DrillCollar	6 3/4" Screen Sub	6 3/4" SHOC 650System	(3) 6 1/2" Drill Collar
19	6 1/2" Remote ShockTool	(3) 6-1/2" Spiral DrillCollar	6 3/4" Downhole Screen	6 3/4" NOV Shock Tool
20	(3) 6-1/2" Spiral DrillCollar	6 1/2" Remote ShockTool	8 3/4" DLR43A-B1 Reamer	(6) 6 1/2" Drill Collar
21	X-Over Sub NC50 Pin xXT54 Box	(3) 6-1/2" Spiral DrillCollar	(3) 6 1/2" Drill Collar	X-Over Sub (Pin NC50 xBox DS55)
22	(18) 5-1/2" SWDP -XT54	X-Over Sub NC50 Pin xXT54 Box	6 3/4" NOV Shock Tool	(15) 5-1/2" HWDP #57 -DS55
23	6-1/2" Drilling Jar	(15) 5-1/2" SWDP -XT54	(6) 6 1/2" Drill Collar	6-1/2" Drilling Jar
24	(3) 5-1/2" SWDP - XT54	6-1/2" Drilling Jar	X-Over Sub (Pin NC50 xBox DS55)	(3) 5-1/2"HWDP #57 -DS55
25	7" Agitator (SVA= 1.85")	(6) 5-1/2" SWDP - XT54	(15) 5-1/2" HWDP #57 -DS55	6-1/2" AGitator (SVA=1.85")
26	(6) 5-1/2" SWDP - XT54	6 3/4" Agitator (SVA=1.90")	6-1/2" Drilling Jar	(6) 5-1/2" HWDP #57 -DS55
27	5-1/2" DrillPipe (XT54)To Surface	(6) 5-1/2" SWDP - XT54	(3) 5-1/2"HWDP #57 -DS55	5-1/2" x 4.778" Drill Pipe(DS55)
28		5-1/2" DrillPipe (XT54)To Surface	6-1/2" AGitator (SVA=1.85")	
29			(6) 5-1/2" HWDP #57 -DS55	
30			5-1/2" x 4.778" Drill Pipe(DS55)	

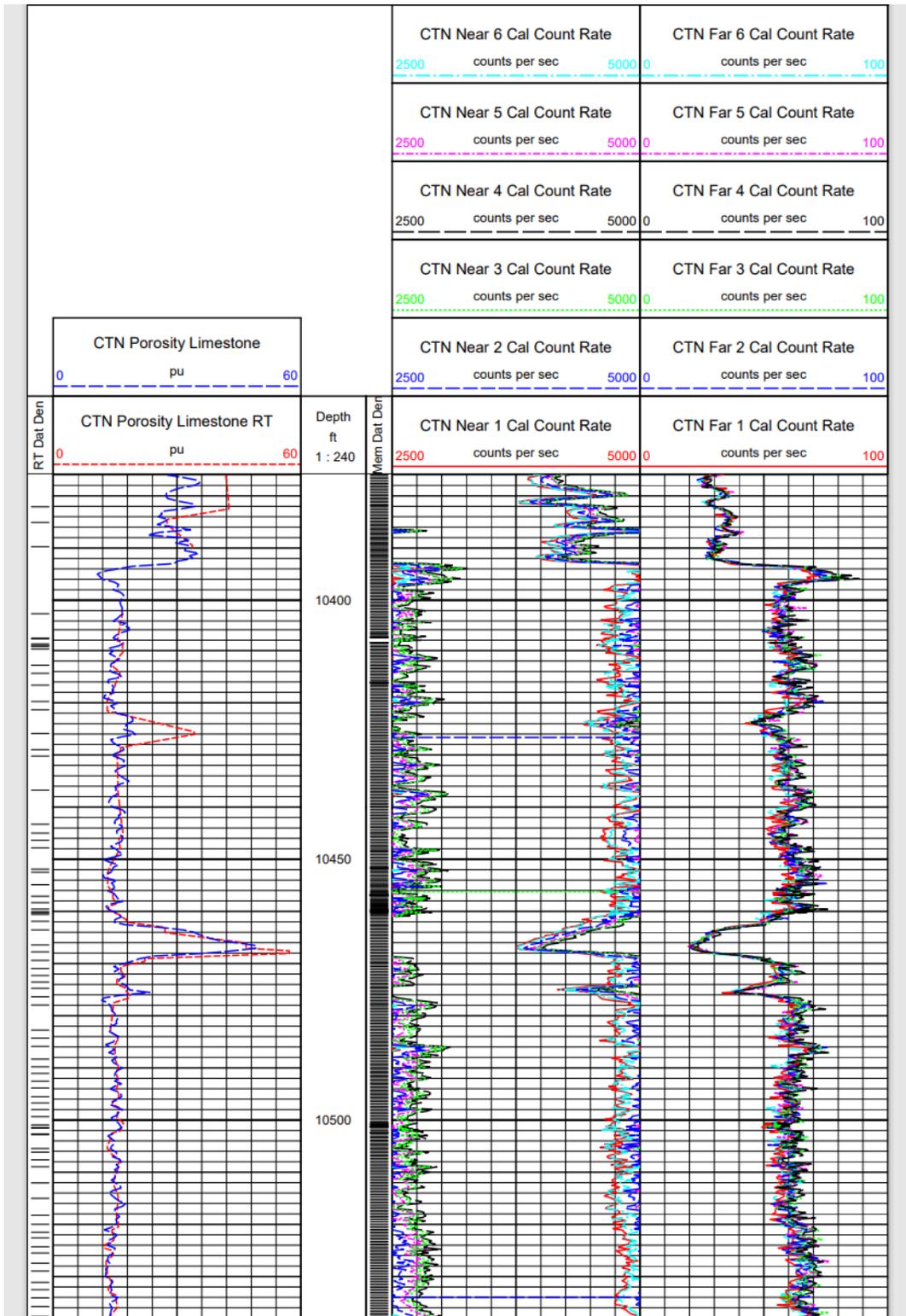
ANEXO 19

CARACTERIZACIÓN DEL DISEÑO DEL BHA

Nombre pozo	LOB-130	LJC-155 ST 1	LT-120	LT-130 ST 1	LT-106 ST 1
Profundidad (MD)	11259,00 ft	11408,81 ft	10785,00 ft	11251,01 ft	11145,00 ft
Nro.Herramientas	24	20	23	21	21
1	8 3/4" PDC DBS Bit (5Blades - 19 mm Cutters)	8-3/4" PDC 16 mm	8 3/4" PDC Bit	8-3/4" PDC Bit (16 mmCutters - 5 Blades)	8-3/4" PDC Bit (16 mmCutters - 5 Blades)
2	7" NitroForce 7NF0265	6 3/4" StrataForce Lobe6/7 - 5.0 stg	6 3/4" StrataForce Lobe6/7 - 5 stg	6 3/4" StrataForce Lobe6/7 - 5.0 stg	6 3/4" StrataForce Lobe6/7 - 5.0 stg with floatvalve
3	6-3/4" x 8-3/8" StringStabilizer	6 3/4" PM Collar(Directional)	6 3/4" PM Collar	6 3/4" Float Sub	6 3/4" Float Sub
4	6 3/4" PM Collar	8 3/8" Inline Stabilizer(ILS)	8 3/8" Inline Stabilizer(ILS)	6 3/4" PM Collar(Directional)	6 3/4" PM Collar
5	6 3/4" P-P X-Over	6 3/4" AFR Collar	6 3/4" AFR Collar	8 3/8" Inline Stabilizer(ILS)	6 3/4" x 8 3/8" InlineStabilizer (ILS)
6	6 3/4" AFR Collar	6 3/4" P-P X-Over	6 3/4" DGR Collar	6 3/4" AFR Collar	6 3/4" AFR Collar
7	6 3/4" DGR Collar	6 3/4" Conversion Sub	6 3/4" PWD	6 3/4" DGR Collar	6 3/4" DGR Collar
8	6 3/4" PWD Collar	6 3/4" DGR Collar	6 3/4" HCIM Collar	6 3/4" PWD Collar	6 3/4" PWD Collar
9	6 3/4" HCIM Collar	6 3/4" PWD Collar	Pin-Pin XOver	6 3/4" HCIM Collar	6 3/4" P-P X-Over (H/C)
10	6 3/4" X-Over	6 3/4" HCIM Collar	6 3/4" Conversion Sub	6 3/4" P-P X-Over (H/C)	6 3/4" B-B ConversionSub
11	6 3/4" ALD Collar	6 3/4" Pin x Pin Xover	6 3/4" ALD Collar	6 3/4" ALD Collar	6 3/4" HCIM Collar
12	6 3/4" CTN Collar	6 3/4" ALD Collar	6 3/4" CTN Collar	6 3/4" CTN Collar	6 3/4" X-Over Sub
13	6 3/4" SHOC 650System	6 3/4" CTN Collar	6 3/4" SHOC	6 3/4" SHOC(Telemetry)	6 3/4" ALD Collar
14	6 3/4" Downhole Screen	6 3/4" SHOC(Telemetry)	6 x 6 3/4" Drill Collar	(6) 6-1/2" Spiral DrillCollar	6 3/4" CTN Collar
15	(3) 6 1/2" Drill Collar	(6) x 6 1/2" Drill Collar	19 x 5-1/2" HWDP	NC50 Pin x HLIST54Box_X-Over Sub	6 3/4" SHOC 650System
16	6 3/4" NOV Shock Tool	X-Over Sub NC 50 Pin x5 1/2" FH Box	7" Drilling Jar	(19) 5-1/2" HWDP#55.24 - HLIST54	(6) 6-1/2" Spiral DrillCollar
17	(6) 6 1/2" Drill Collar	(19) x Heavy Weight DrillPipe, 5-1/2"	4 x 5-1/2" HWDP	HLIST54 Pin x NC50Box_X-Over Sub	X-Over Sub (Pin NC50 xBox FH)
18	NC 50 P x DS 55 B X-Over Sub	6-1/2" Drilling Jar	X-Over GPDS 50 Pin xDS55 Box	6-1/2" Drilling Jar	(19) 5-1/2" x 4" SWDP#50.7 - FH
19	(15) 5-1/2" X 3-3/8"HWDP #57 - DS 55	(4) x Heavy Weight DrillPipe, 5-1/2"	5-1/2" DP - DS55	NC50 Pin x HLIST54	7" Drilling Jar
20	6-1/2" Drilling Jar	5-1/2" Drill Pipe - FH	X-Over DS55 Pin xNC50 Box	(7) 5-1/2" HWDP #55.24- HLIST54	(4) 5-1/2" x 4" SWDP#50.7 - FH
21	(3) 5-1/2" X 3-3/8"HWDP #57 - DS 55		AgitAto	(1) 5-1/2" Drill Pipe ToSurface -21.90	5-1/2" DrillPipe (FH) ToSurface
22	6-1/2" AGitator (SVA=1.95")		X-Over NC50 Pin xDS55 Box		
23	(6) 5-1/2" X 3-3/8"HWDP #57 - DS 55		5-1/2" DP - DS55. (toSurface)		
24	5-1/2" X 4.778" - 21.9#DS 55				
25					
26					
27					
28					
29					
30					

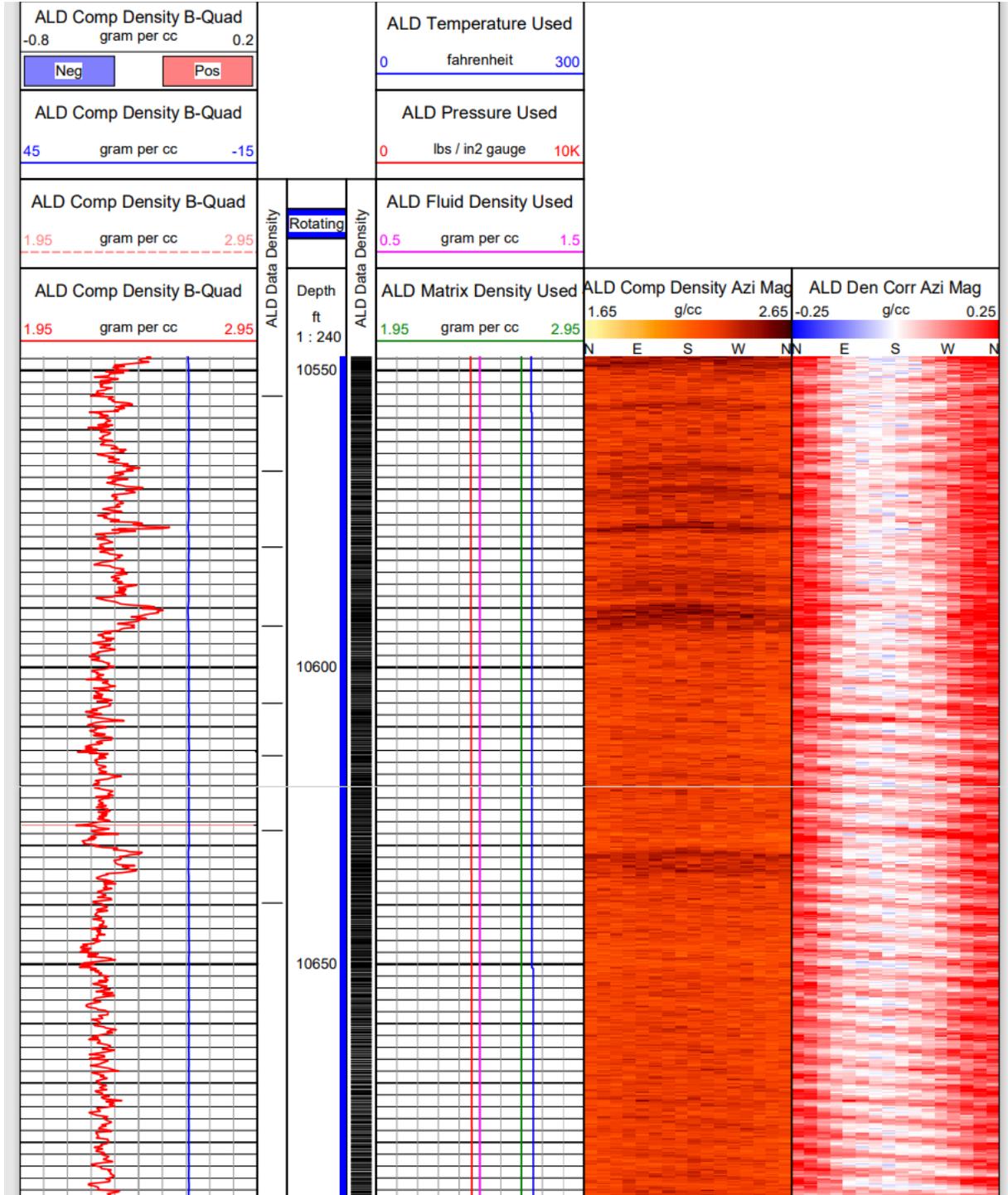
ANEXO 20

REGISTRO ALD LOB-130 A 10.400 FT



ANEXO 21

REGISTRO ALD LT-130 ST 1 A 10.600 FT



ANEXO 22

RECOMENDACIONES

Dada la asociación entre baja calidad del hueco y los eventos de vibración, se recomienda realizar un estudio sobre los factores que afectan la vibración para generar alternativas para reducir la intensidad de los eventos como Stick slip, Whirl, Back Whirl y nutación. Esto podría incluir ajustes en parámetros de perforación específicos, herramientas de mitigación de vibraciones o cambios en la estrategia de perforación.

El rango de operación de los parámetros de perforación propuesto en la investigación se basó en los resultados de la simulación y del análisis de los registros AFR, PWD y ALD de los 9 pozos seleccionados. Se sugiere realizar pruebas adicionales en otros pozos prueba o en simulaciones de perforación con diferentes parámetros de perforación para confirmar que el rango propuesto es óptimo para minimizar la vibración y mejorar la calidad del hueco.

Para validar la aplicabilidad de los parámetros seleccionados y las mejoras en la calidad del hueco, se recomienda realizar estudios de casos adicionales en diferentes pozos y formaciones. Esto contribuirá a generalizar los resultados y proporcionar directrices más sólidas para la implementación práctica en distintos contextos geológicos y operativos.

La investigación se centró principalmente en el impacto de los parámetros de perforación en la calidad del hueco. Sin embargo, hay otros factores que también pueden afectar la calidad del hueco, como la formación geológica, el tipo de broca, y la condición del BHA. Se aconseja considerar estos factores adicionales en futuras investigaciones para obtener una comprensión más completa de los factores que afectan la calidad del hueco.