

Metodología para Optimizar el desarrollo dinámico de un yacimiento en la cuenca de los Llanos Orientales mediante la integración de medidas de registros eléctricos adquiridas en tiempo real.

Adriana Valderrama Arocha

Tesis de aplicación para optar el título de Magíster en Ingeniería de Petróleo y Gas

Director

Maika Karen Gambús Ordaz

Doctora en Ingeniería de Petróleos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Maestría en Ingeniería de Petróleo y Gas con énfasis en Ingeniería de Yacimientos

Bucaramanga

2020

### **Agradecimientos**

A Dios por iluminarme y darme la energía necesaria para culminar esta nueva etapa de mi vida profesional.

A mí adorada familia por su amor, su comprensión y su apoyo incondicional,

A todos los que de una u otra forma contribuyeron durante este nuevo reto y continúan a mi lado en esta nueva etapa de vida.

**Contenido**

	<b>Pág.</b>
Introducción .....	10
1. Generalidades.....	13
1.1 Objetivos.....	13
1.1.1 Objetivo General.....	13
1.1.2 Objetivos Específicos.....	13
1.2 Ubicación del campo.....	14
2. Marco Teórico - Conceptual .....	17
2.1 Antecedentes Investigativos.....	17
2.2 Medidas en tiempo real.....	19
2.3 Uso de las mediciones en tiempo real.....	20
2.3.1 Posicionamiento de pozos.....	20
2.3.2 Detección Multicapa – Herramientas de LWD de alta definición.....	21
2.4 Definición de pozo de referencia en el área del Yacimiento .....	22
2.4.1 Generalidades Operativas .....	24
2.5 Variables para ajustes en Tiempo Real del modelo geológico del Yacimiento.....	37
2.5.1 Variables para ajustes en tiempo real.....	37
2.5.2 Cálculo de la Porosidad: .....	38
2.5.3 Resistividad.....	40

2.6 Resultados de las medidas LWD para los pozos de estudio. ....	41
3. Marco Metodológico.....	44
3.1 Generalidades.....	44
3.2 Enfoque.....	45
3.3 Diseño de la Investigación.....	45
3.4 Estrategia de la Investigación. ....	46
3.4.1 Recolección de datos.....	46
3.4.2 Visualización de los Datos para análisis.....	47
3.4.3 Integración de los datos.....	50
3.4.4 Integración de variables con la base de datos de Geociencias.....	51
4. Protocolo de transmisión de medidas tomadas en tiempo real.....	52
4.1 Requerimientos técnicos para interconexión de la sala de monitoreo en tiempo real. ....	54
4.1.1 Definición del protocolo de comunicación:.....	54
4.1.2 Puertos de Conexión.....	55
4.1.3 Listado de Parámetros y Nemotécnicos.....	55
4.2 Etapas para la conexión desde pozo.....	59
5. Evaluación de la integración de las medidas tomadas en tiempo real versus el modelo geológico aprobado para el campo. ....	63
6. Conclusiones.....	68
Referencias Bibliográficas.....	70

## Lista de Figuras

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Mapa ilustrativo de la división del campo en sectores .....	15
Figura 2. Representación gráfica de la detección multicapa.....	22
Figura 3. Distribución de los pozos de estudio en las diferentes zonas del Yacimiento. ....	23
Figura 4. Resumen desempeño operacional pozos Zona Sur – parte 1 .....	26
Figura 5. Resumen desempeño operacional pozos Zona Sur – parte 2 .....	28
Figura 6. Comparación criterios de evaluación de los mejores pozos con LWD – Zona Sur del campo.....	31
Figura 7. Resumen desempeño operacional pozos Zona Norte – parte 1 .....	32
Figura 8. Resumen desempeño operacional pozos Zona Norte – parte 2.....	34
Figura 9. Comparación criterios de evaluación de los mejores pozos con LWD – Zona Norte del campo.....	36
Figura 10. Página de inicio de Power BI .....	48
Figura 11. Representación grafica de la ruta de acceso al tablero del menú principal de navegación de la herramienta Power BI .....	49
Figura 12. Página de navegación de los diferentes tableros disponibles en Power BI para el análisis de parámetros recolectados durante la perforación de los pozos .....	50
Figura 13. Diagrama técnico detallado de integración de datos desde el pozo. ....	60

Figura 14. Ejemplo del display de integración de datos en tiempo real (tomado de la sala de operación en tiempo real de la operadora).....	61
Figura 15. Metodología para Integración de datos en tiempo real. ....	62
Figura 16. Ubicación de los pozos P-11 & P-40 en el modelo sísmico del campo .....	64
Figura 17. Representación gráfica de la trayectoria combinando atributos sísmicos y registros LWD adquiridos en los pozos P-11 & P-40 en el modelo geológico del campo.....	65

**Lista de Tablas**

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Resumen de pozos estudio con actividad de LWD en el campo .....	24
Tabla 2. Resumen de los objetivos de Investigación para los registros LWD Gamma Ray & Caliper.....	38
Tabla 3. Resumen de los objetivos de Investigación para los registros LWD Sónico & densidad neutrón. ....	39
Tabla 4. Resumen de los objetivos de Investigación para los registros LWD de Resistividad (Inducción & Laterolog). ....	41
Tabla 5. Resumen de los resultados cualitativos de los registros de LWD tomados en la sección de 8.5 pulgadas del campo .....	42
Tabla 6. Listado de Parámetros/ Nemónicos para transmisión en tiempo real.....	56
Tabla 7. Valores Promedio de las principales propiedades petrofísicas de las formaciones de interés.....	67

## Resumen

**Título:** Metodología para optimizar el desarrollo dinámico de un yacimiento en la cuenca de los llanos orientales, mediante la integración de medidas de registros eléctricos adquiridos en tiempo real\*

**Autor** Adriana Valderrama Arocha \*\*

**Palabras Clave:** Metodología, Optimización, Yacimientos.

### Descripción:

Durante la planeación de los pozos, se incluyen sets de registros eléctricos con cable, con el argumento de que son la única fuente confiable de información para determinar y / o confirmar las propiedades físicas de las formaciones de interés. Sin embargo, el aumento en la complejidad de los pozos y la materialización de riesgos operacionales han ocasionado pérdidas en adquisición de información valiosa, debido a la cancelación de las corridas planeadas para evitar demoras en el tiempo de ejecución de los pozos y costos extra; en el instante en que se presentan problemas operacionales tales como pérdidas de fluidos de perforación y pegas de tubería entre otros. Lo anterior, sumado al paradigma que existe en la industria sobre la confiabilidad de los datos obtenidos a partir de herramientas de registro durante la perforación (o Logging While Drilling) se ha convertido en una constante en algunos campos de desarrollo en Colombia, acentuando la carencia de datos para realizar ajustes oportunos a los modelos estáticos de los yacimientos.

Con el desarrollo del presente trabajo, se pretende establecer una metodología que permita la interacción de la data en tiempo real obtenida a partir de herramientas de registro durante la perforación con el modelo geológico, para optimizar el desarrollo dinámico y mejorar la toma de decisiones considerando el yacimiento como un todo; gracias a la integración de diferentes bases de datos tanto de geología como de perforación, en aras de obtener los resultados estimados en términos de recuperación de reservas, corroborar si la zona objetivo cuenta con el espesor y las propiedades petrofísicas esperadas en el yacimiento; optimizando su productividad y/o la generación de nuevas estrategias de operación que permitan alcanzar los objetivos de la compañía y la generación de valor en el entorno económico del país.

---

\* Proyecto de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas Escuela de Ingeniería de Petróleos Maestría en Ingeniería de Petróleo y Gas con énfasis en Ingeniería de Yacimientos Director PhD. Maika Karen Gambus Ordaz Doctora en Ingeniería de Petróleos

## Abstract

**Title:** Methodology to optimize the dynamic development of a reservoir in the eastern foothills basin through the integration of real time measurements \*

**Author:** Adriana Valderrama Arocha. \*\*

**Keywords:** Methodology, Optimization, Reservoir.

### Description:

During the planning of the wells, sets of wireline logs are included, arguing that they are the only reliable source of information to determine and confirm the physical properties of the formations. However, the increase in the wells complexity and the materialization of operational risks have caused losses in the acquisition of valuable information, due to the cancellation of the planned runs to avoid delays in the execution time of the wells and extra costs; at the moment in which operational problems such as mud losses and stuck pipe among others arise. This, added to the paradigm that exists in the oilfield industry regarding the reliability of data obtained from logging while drilling tools, has become a constant in some development fields in Colombia, accentuating the lack of data to make timely adjustments to the static models of the reservoirs.

With the development of this work, it is intended to establish a methodology that allows the interaction of data in real time obtained from logging while drilling tools with the geological model, to optimize the dynamic development and improve decision-making considering the deposit as a whole; thanks to the integration of different databases such geology and drilling, in order to obtain the estimated results in terms of oil reserves recovery, corroborate whether the target zone has the thickness and the petrophysical properties expected in the reservoir; optimizing its productivity and / or the generation of new operating strategies that allows to achieve the company's objectives and the generation of value in the economic environment of the country.

---

\* Proyecto de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas Escuela de Ingeniería de Petróleos Maestría en Ingeniería de Petróleo y Gas con énfasis en Ingeniería de Yacimientos Director PhD. Maika Karen Gambus Ordaz Doctora en Ingeniería de Petróleos

## Introducción

En las condiciones actuales del sector de hidrocarburos, las compañías operadoras se enfrentan al reto de aumentar su producción con menor inversión. Para lograr un crecimiento en este aspecto, las empresas están buscando vías para mejorar u optimizar sus procesos, de forma que el resultado sea la reducción de costos y la producción anticipada de hidrocarburos. Por lo general, procesos ineficientes y no optimizados, nunca van a generar buenos resultados, independientemente de los esfuerzos realizados en términos de uso de herramientas, implementación de tecnologías y capital humano.

A pesar de que se cuenta con gran cantidad de información proveniente de pozos perforados en el área en cuestión, el yacimiento compuesto por rocas de edad Cretácica (Niveles 2&3) y Terciaria (Nivel 1) localizado en el sector suroccidental de la cuenta de los llanos Orientales está pasando a una fase secundaria de producción, marcada por una gran heterogeneidad desde el punto de vista petrofísico y un aumento en la complejidad estructural del modelo que se tiene en la actualidad.

La industria petrolera y en general todos los procesos industriales modernos, son dinámicos y su desarrollo está basado en tres etapas fundamentales: planeación, ejecución y evaluación. En la fase de evaluación se identifican las oportunidades de mejora para la elaboración y el ajuste de procesos futuros y el replanteo de los modelos estáticos que se tienen preestablecidos para el desarrollo del yacimiento. El avance en nuevas tecnologías de transmisión de datos y sistemas de adquisición, permite tomar la información proveniente de herramientas de registros durante la

perforación (tiempo real) y realizar correcciones a las desviaciones de los modelos geológicos, ayudando a la toma de decisiones con el fin de minimizar los riesgos operacionales, aumentar el área de exposición de los yacimientos y obtener la producción esperada al perforar un pozo.

Los geólogos y petrofísicos a cargo del análisis del campo en cuestión se han mostrado renuentes a la utilización de los datos obtenidos a partir de estas herramientas, basados en el paradigma que existe en la industria sobre la confiabilidad de los datos de LWD. Por lo general, al momento de planear un pozo, se incluyen los sets de registros eléctricos con guaya con el argumento de que son la única fuente confiable de información para determinar y / o confirmar las propiedades físicas de las formaciones de interés. Sin embargo, el aumento en la complejidad de los pozos y la materialización de riesgos operacionales han ocasionado pérdidas en adquisición de información valiosa, debido a la cancelación de las corridas planeadas para evitar demoras en el tiempo de ejecución de los pozos y costos extra; en el instante en que se presentan problemas operacionales tales como pérdidas de fluidos de perforación y pegas de tubería entre otros.

Con el desarrollo del presente trabajo, se pretende establecer una metodología que permita la interacción de la data en tiempo real con el modelo geológico, para optimizar el desarrollo dinámico y mejorar la toma de decisiones considerando el yacimiento como un todo; gracias a la integración de diferentes bases de datos tanto de geología como de perforación, en aras de obtener los resultados estimados en términos de recuperación de reservas.

Con los resultados obtenidos a partir de este trabajo se pretende estandarizar una metodología que permita integrar la data obtenida en tiempo real para identificar cambios laterales de facies y corroborar si la zona objetivo cuenta con el espesor y las propiedades petrofísicas esperadas en el yacimiento; optimizando su productividad y/o la generación de nuevas estrategias

de operación que permitan alcanzar los objetivos de la compañía y la generación de valor en el entorno económico del país.

En el desarrollo del capítulo 1 se incluyen las generalidades del trabajo comprendidas por la descripción del problema, los objetivos, ubicación del campo y una breve descripción del yacimiento objeto de estudio de este trabajo de aplicación.

En el capítulo 2 se revisará el marco teórico conceptual, comprendido por los antecedentes investigativos; definición de las medidas en tiempo real y sus usos más comunes aplicados en la perforación de pozos; para finalizar con la definición del pozo de referencia en el área del yacimiento tomando como base generalidades operativas en una muestra de pozos perforados en el campo.

El capítulo 3 comprende el marco metodológico, el cual consta de generalidades utilizadas durante la investigación, enfoque del trabajo, diseño de la investigación y la estrategia que se desarrolló.

El protocolo de transmisión de medidas tomadas en tiempo real se discutirá en el capítulo 4, para finalmente realizar una evaluación de la integración de las medidas tomadas en tiempo real versus el modelo geológico aprobado para el campo con base en el análisis de resultados en el capítulo 5.

## 1. Generalidades

### 1.1 Objetivos

#### 1.1.1 Objetivo General

Proponer una metodología que mejore el desarrollo dinámico de un yacimiento con base en la integración de mediciones adquiridas en tiempo real, que permitan la actualización adecuada del modelo geológico del campo.

#### 1.1.2 Objetivos Específicos

- Definir pozos de referencia en el área del yacimiento con base en parámetros de perforación usados y datos de registros durante la perforación (*Logging While Drilling - LWD*).
- Identificar las variables más importantes que influyen en el ajuste en tiempo real del modelo geológico del yacimiento.
- Elaborar el protocolo de transmisión de las medidas tomadas en tiempo real y su interacción con las diferentes herramientas de actualización de modelos geológicos disponibles, de manera que, permitan la visualización de las operaciones realizadas en el yacimiento.
- Evaluar las desviaciones del modelo geológico planteado versus el ejecutado, mediante el uso de un pozo de referencia.

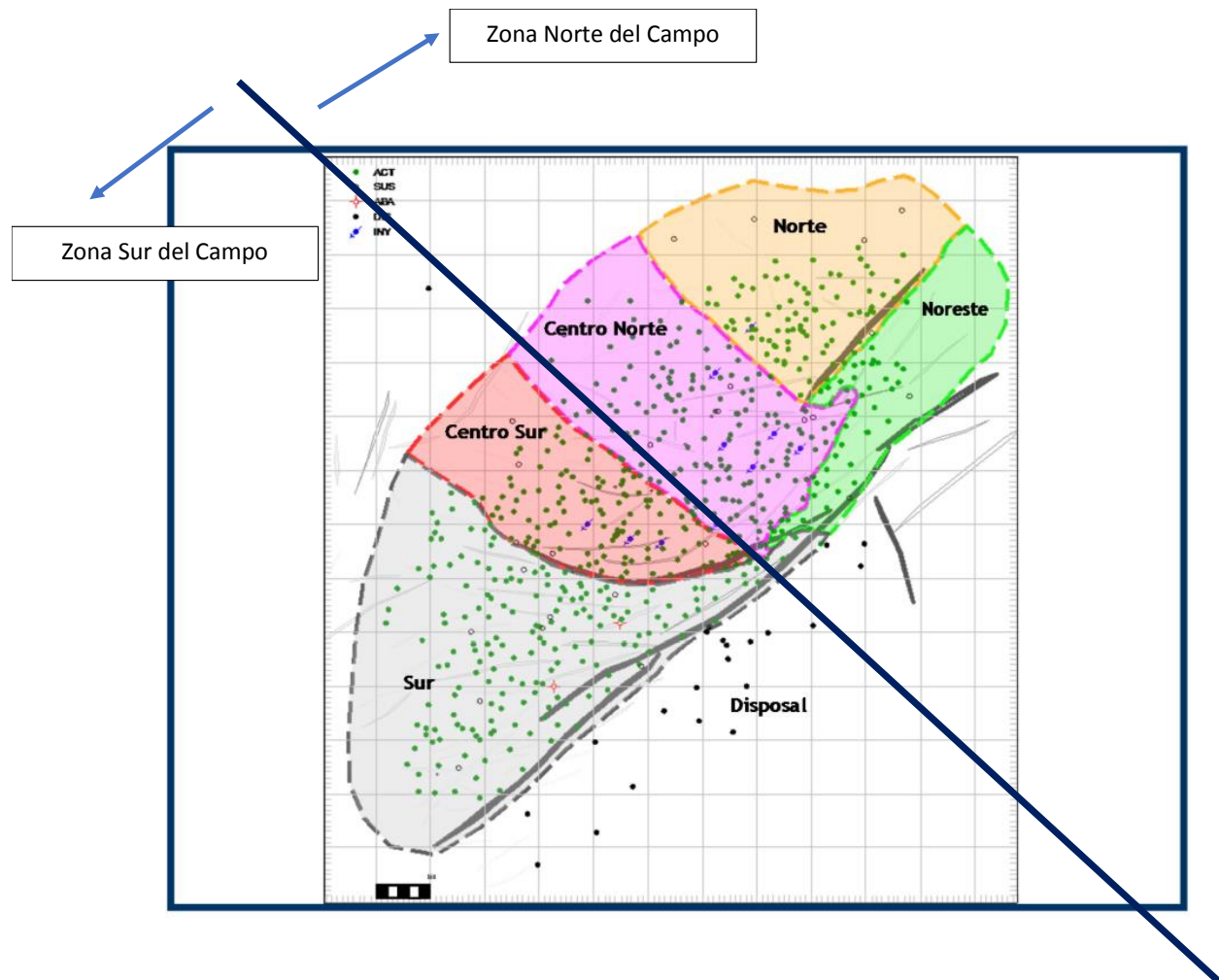
## 1.2 Ubicación del campo

El campo objeto de este trabajo se encuentra localizado en el departamento del Meta, fue descubierto por la compañía Chevron en el año de 1969 con el pozo-1; iniciando producción en Noviembre de 1,976.

Geológicamente, está localizado en el sector suroccidental de la cuenca de los Llanos Orientales de Colombia, en una estructura anticlinal limitada al este por un sistema de fallas inversas. El campo produce crudo mediano-pesado de dos yacimientos principales: Formación Guadalupe (Cretácico Superior) y Formación San Fernando (Terciario) tal como se muestra a continuación en la figura 1:

**Figura 1.**

*Mapa ilustrativo de la división del campo en sectores*



Nota. Tomada de Modelo estático final del campo, Noviembre 2019

La formación Guadalupe se divide en dos unidades, las cuales por confidencialidad de la información y para efectos del desarrollo de este trabajo se denominarán de ahora en adelante como Nivel 2 (Guadalupe Superior), de menor productividad y Nivel 3 (Guadalupe Masivo), principal intervalo productor. La formación San Fernando se denominará como Nivel 1, esta última sin producción acumulada importante; pero con un alto potencial en el corto plazo.

Todos los yacimientos corresponden a depósitos siliciclásticos; el Nivel 3 está conformado por sedimentos fluviales de canales apilados entrelazados. El nivel 2, dividido operacionalmente en tres unidades (inferior, medio y superior), consiste en depósitos de ambiente variable entre costero-deltaico y estuarino, influenciado por mareas a plataforma-marino somero. El nivel 1 está conformado por sedimentos de ambiente fluvial a costero lagunar.

En el nivel 3 se ha identificado un contacto de agua inclinado, activo, con buzamiento aproximado SW-NE y gradiente de unos 100 pies/km (Modelo estático final del campo, Noviembre 2019).

Con la perforación de más de 700 pozos desde sus inicios, el campo objeto de este trabajo es uno de los campos de desarrollo en la cuenca de los llanos que cuenta con la mayor cantidad de información geológica, hecho que permite la obtención de un modelo estático apropiado. A pesar de esto, el yacimiento está pasando a una fase secundaria de producción, marcada por una gran heterogeneidad desde el punto de vista petrofísico y un aumento en la complejidad estructural del modelo que se tiene en la actualidad.

El dinamismo al que se ve enfrentado el desarrollo actual del yacimiento, requiere una actualización en tiempo real de ciertas medidas relacionadas a las propiedades petrofísicas del mismo, tales como la porosidad, permeabilidad, cálculo de saturación, movilidad y viscosidad; con el objetivo de obtener una mayor y mejor recuperación de los hidrocarburos presentes en las formaciones de interés; manteniendo condiciones óptimas de presión en el yacimiento para futuros desarrollos.

Actualmente, ha acumulado aproximadamente 602MMBls de petróleo y produce alrededor de 115Mbppd con un corte de agua del 92% a través de más de 600 pozos en su mayoría

completados con ESP y SLA (PCP). Este campo se ha convertido en un modelo de explotación eficiente con un factor de recobro del 11%.

## 2. Marco Teórico - Conceptual

### 2.1 Antecedentes Investigativos

El avance en nuevas tecnologías de transmisión de datos y sistemas de adquisición permite tomar la información proveniente de herramientas de registros durante la perforación (tiempo real) y realizar correcciones a las desviaciones de los modelos geológicos, ayudando a la toma de decisiones con el fin de minimizar los riesgos operacionales, aumentar el área de exposición de los yacimientos y la producción del pozo perforado.

A continuación, se describen algunos de los aportes más representativos encontrados en la literatura, relacionados al uso de datos en tiempo real:

Radwan, A. E, et al (2019). Evalúan la influencia de una correcta evaluación de la presión de poro, del gradiente de fractura, así como también de la identificación de zonas geo-presurizadas en los yacimientos a partir de la adquisición y posterior interpretación de datos provenientes de herramientas de LWD (sónicos y resistivos) integrando métodos directos e indirectos.

Sun, J. et al (2019). Realizaron una investigación para comparar y analizar tres algoritmos de “*machine learning*”, con el objetivo de optimizar unos de los métodos más comunes utilizados en el campo, para la predicción e identificación de la litología a partir de los datos obtenidos de

los registros eléctricos y de herramientas de registros durante la perforación (*LWD:logging while drilling*).

Mickael, M., et al (2013). Presentaron un caso de estudio, en donde los avances tecnológicos en herramientas de LWD han impactado directamente en la capacidad para evaluar los yacimientos a partir del envío de imágenes de representación símica completa en tiempo real, permitiendo la planificación de la producción paso a paso.

Álvarez, Á., & Byron, J, (2012). Presentaron una metodología que permite identificar las zonas de alto riesgo geomecánico en la perforación de un pozo, utilizando la información convencional generada durante la perforación y el comportamiento de los viajes de tubería, con el fin de crear una base de datos espacio temporal, mediante el uso de un software de diseño asistido por computador (CAD); bajo un ambiente en tiempo real.

Desde otro punto de vista, Carreño, L. V. G., et al (2011), realizan una interesante discusión sobre como la aplicación de diferentes técnicas computacionales, que involucran el reconocimiento de patrones a través del tratamiento digital de imágenes, en combinación con inteligencia artificial. Permite plantear una propuesta para mitigar riesgos asociados a la estabilidad de pozos, permitiendo la toma de decisiones en tiempo real, que finalizan con la implementación de acciones apropiadas de prevención o mitigación en las operaciones.

Lopezlena, R. (2007). Evaluó la interacción entre las tecnologías de automatización, optimización y control automático y las operaciones de exploración y producción de los activos de explotación petrolera, mediante el concepto de administración de activos, cuya filosofía se centra en el control retroalimentado de yacimientos y campos.

Rodríguez, C. (2003). Realiza una aplicación de metodologías en tiempo real, como solución en la optimización de las perforaciones de pozos de alto ángulo y horizontales, ya que el

éxito en este tipo de operaciones se logra modelando las respuestas de los registros de resistividad y rayos gamma en la intersección de la trayectoria del pozo con la litología que se está perforando y comparando estas respuestas con el modelo que se tiene establecido como referencia para el yacimiento.

## 2.2 Medidas en tiempo real

El concepto de medidas en tiempo real hace referencia a la adquisición de datos provenientes de sensores durante la ejecución de los pozos en las diferentes etapas del ciclo de vida de un pozo: perforación, completamiento, producción y abandono. Estas medidas son tomadas y enviadas para su análisis e interpretación al mismo tiempo de su adquisición.

Dependiendo de la fase de perforación y las características del yacimiento, se requieren mediciones con diferentes especificaciones:

- Mediciones con alta resolución cerca o en la broca para encaminar la construcción de la trayectoria, siguiendo la estructura local dentro del yacimiento y resolver complejidades como fallas y discontinuidades laterales.
- Medidas profundas de resistividad y porosidad para permanecer cerca de una capa de roca o contacto agua – aceite sin penetrarlo.
- Medidas direccionales cerca a la broca, para colocar el pozo en una posición óptima en los yacimientos de mayor espesor; en combinación con simulaciones previas del yacimiento.

Todas las mediciones anteriores se pueden usar para caracterizar el yacimiento mediante la interacción con los modelos geológicos existentes, permitiendo una actualización oportuna del

mismo, simulando la producción y optimizando la ubicación de futuros pozos gracias a las bondades del tiempo real.

## **2.3 Uso de las mediciones en tiempo real**

### **2.3.1 Posicionamiento de pozos**

El término posicionamiento de pozos, hace referencia a las actividades asociadas con la perforación de un pozo para interceptar uno o más objetivos geológicos. Este término se aplica generalmente en pozos direccionales u horizontales, que están orientados a maximizar el contacto con las partes más productivas de los yacimientos mediante fracturamiento hidráulico, para optimizar la intersección con fracturas naturales. El análisis geomecánico de las fracturas y tensiones naturales y el análisis geológico del yacimiento son fundamentales para una planificación exitosa del pozo. La evaluación avanzada de la formación y la tecnología de perforación respaldan la operación de perforación en tiempo real. (Schlumberger, 2011).

Las principales razones para ejecutar operaciones en tiempo real, combinando personal idóneo y tecnología para optimizar el posicionamiento de los pozos son:

- Maximizar el valor actual neto del yacimiento. El correcto posicionamiento de los pozos puede mejorar la tasa de producción de petróleo al exponer un área más grande del yacimiento, manteniendo mayor producción a lo largo del tiempo.
- Mitigación de riesgos: Incertidumbre geológica ocasionada por limitaciones en la resolución sísmica, incertidumbre en profundidad y geometría del yacimiento.

### 2.3.2 Detección Multicapa – Herramientas de LWD de alta definición

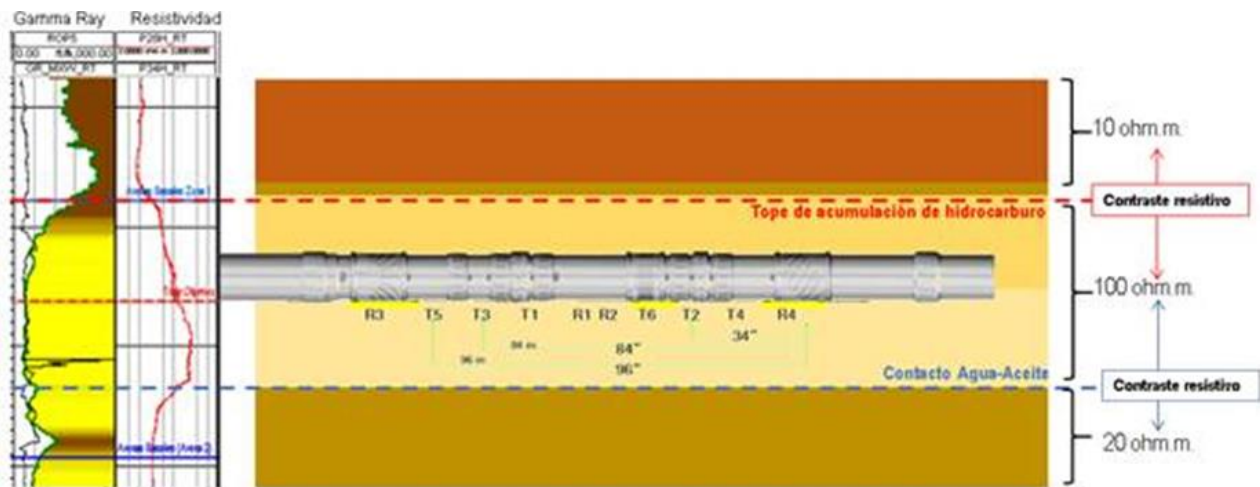
La herramienta LWD de alta definición con detección multicapa, funciona mediante los principios de propagación electromagnética, con una serie de bobinas transmisoras (T1 a T5) y receptoras inclinadas (R3 y R4) que operan a múltiples frecuencias (100 khz, 400 kHz y 2MHz). Como resultado, genera curvas de resistividad direccionales a distintas profundidades de investigación en atenuación y cambio de fase. La herramienta incorpora mediciones promedio, azimutal e imagen de rayos gamma, además de resistividades aparentes o convencionales (“Operation reference manual for PeriScope 15, Schlumberger 2005”).

Las curvas direccionales para esta herramienta en específico responden ante la presencia de anisotropía, buzamiento y contrastes de resistividad (figura 2). El ultimo se define como el límite o punto en que esta propiedad petrofísica varia en la columna estratigráfica (tope de la acumulación de hidrocarburos, contacto agua-aceite, base de la arena productora, etc.). Estas curvas junto con las resistividades convencionales son las variables de entrada a una serie de algoritmos matemáticos donde mediante múltiples iteraciones (variando resistividad, densidad, espesor, anisotropía y buzamiento) se obtiene el modelo o grupo de modelos que ajustan con la distribución de resistividades en la formación. Este procesamiento, se conoce como inversión, de acuerdo con descrito por C Zeng, y otros en “The Leading Edge”, 2014.

El resultado final, es un gráfico a lo largo de la sección perforada, que, a diferencia de otras tecnologías, delimita más de dos contrastes a la vez, lo que incrementa la posibilidad de caracterizar nuevas zonas. Adicional a lo anterior, el proceso es automático debido a que avanza a medida que se perfora.

**Figura 2.**

*Representación gráfica de la detección multicapa*



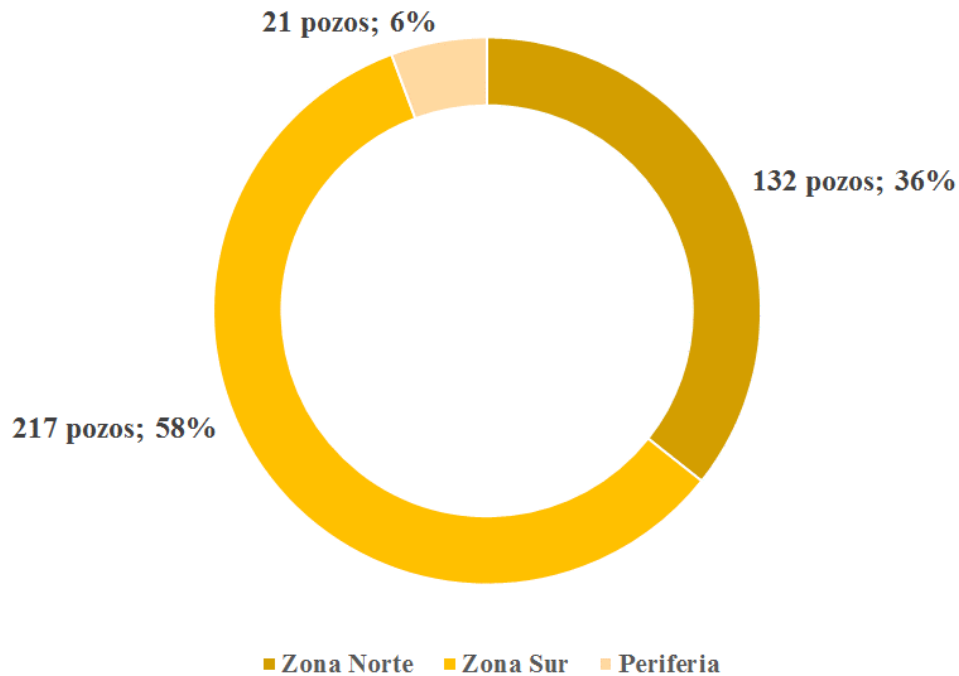
Nota. Tomado de: Ecopetrol (2019). Operación real en campo

## 2.4 Definición de pozo de referencia en el área del Yacimiento

Como se mencionó en el capítulo anterior, en el campo objeto de este trabajo se han perforado alrededor de 700 pozos; para efectos de delimitar el análisis, se revisarán y evaluarán los pozos perforados en el intervalo comprendido entre los años 2014 a 2019, los cuales suman 370 pozos en total, su distribución en el campo se puede observar en la figura 3 a continuación:

**Figura 3.**

*Distribución de los pozos de estudio en las diferentes zonas del Yacimiento.*



De los 370 pozos perforados en el intervalo de tiempo seleccionado, se corrieron herramientas de LWD en 60 pozos que corresponden a un 16,2% del total de la operación de perforación.

La siguiente tabla (tabla No.1) resume la actividad en términos de LWD para los 370 pozos analizados:

**Tabla 1.***Resumen de pozos estudio con actividad de LWD en el campo*

<b>Zona del Campo</b>	<b>Numero de pozos perforados</b>	<b>Numero pozos en donde se corrió LWD</b>
<b>Zona norte</b>	132	19
<b>Zona sur</b>	217	41
<b>Zona periférica</b>	21	0
<b>total</b>	<b>370</b>	<b>60</b>

### 2.4.1 Generalidades Operativas

Los pozos en su gran mayoría fueron perforados con perfiles direccionales tipo J, con inclinaciones que varían entre 45 deg – 75 deg, y en tres secciones: 17 ½”, 12 ¼” & 8 ½”; siendo esta ultima la sección de interés correspondiente al yacimiento.

La sección de 17 ½” o de Superficie, se perfora desde una profundidad de 35 ft hasta 1,000 ft, punto en donde se baja un revestimiento de 13 3/8” para iniciar con el aseguramiento de la integridad del pozo.

Una vez finalizados los trabajos de cementación y adecuación del sistema de preventoras se da inicio a la fase intermedia o sección de 12 ¼” (Zona de Overburden). En esta fase se inicia el trabajo direccional para desviar el pozo, las profundidades para el “Kick Off Point” o punto inicial de desviación variando entre 1,000 ft y 1,500 ft dependiendo de la ubicación del objetivo geológico (target) y de la construcción del plan direccional. El punto de revestimiento de 9 5/8” lo determina el tope de la formación Nivel 1, el cual se caracteriza por un contacto transicional con presencia de Limolitas. El aterrizaje del pozo se determina con la combinación de tres variables:

- Muestras de Zanja
- Control en la Rata de Penetración
- Cromatografía de Gases

Durante el 2019 se materializaron Tiempos No Productivos relacionados con la ubicación incorrecta del punto de “casing”, lo cual conlleva a problemas operativos relacionados con Inestabilidad de Hueco (cuando el punto de revestimiento se deja por encima del tope de la formación) y Pérdidas de Circulación (cuando el punto de revestimiento sobrepasa el tope de la formación). Este último fenómeno puede afectar la productividad del yacimiento debido a la invasión de fluidos de perforación y el uso de diversos materiales para controlar las pérdidas de fluido hacia la formación. Con base en lo anterior, se identificó una oportunidad de mejora que consiste en la inclusión y el uso de una herramienta de LWD que tenga sensor de Gamma Ray & Resistividad en la broca, con el único objetivo de corroborar el cambio litológico que da paso a la sección del yacimiento. Sin embargo, en la actualidad del mercado colombiano las compañías de servicios no cuentan con disponibilidad de una tecnología de este tipo.

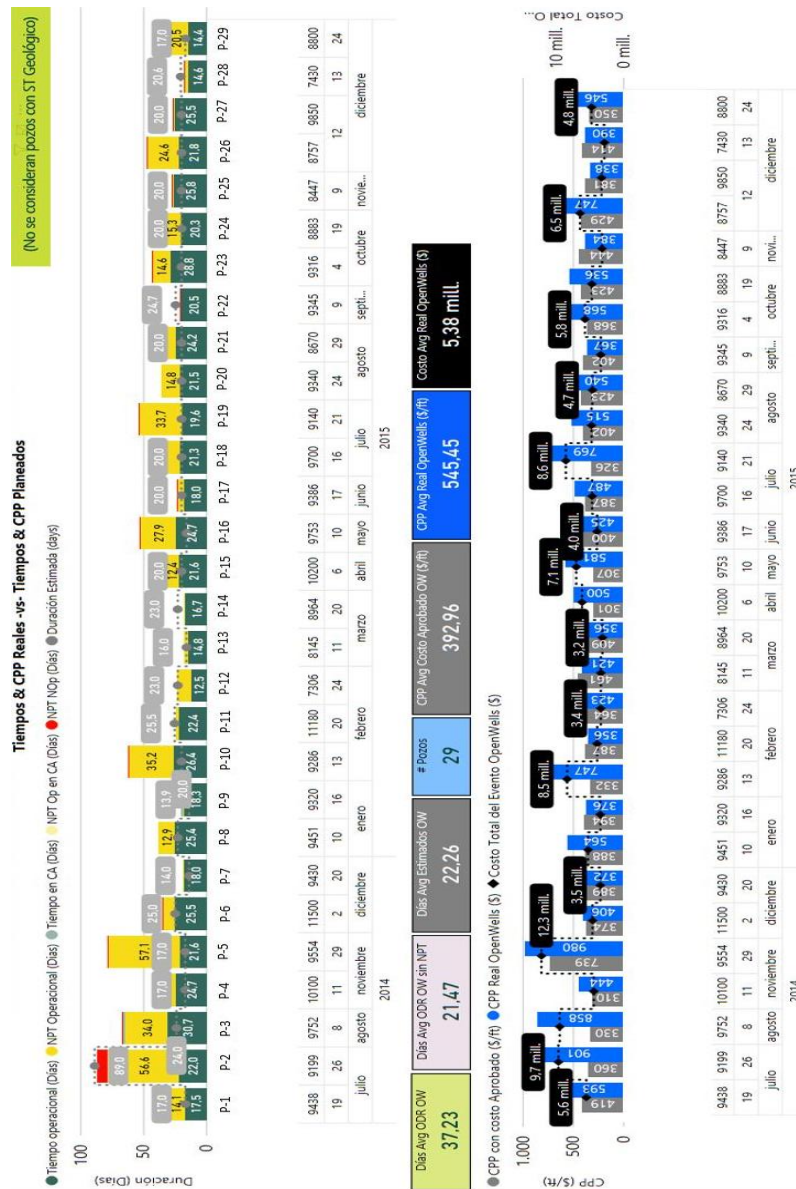
Finalmente, la sección de 8 ½”, comprende la perforación de los niveles 1, 2 & 3 descritos con anterioridad para finalizar a profundidades que fluctúan entre los 7,200 ft a 11,500 ft.

Para este trabajo, se tomarán los pozos en los cuales se corrieron herramientas de LWD (registros durante la perforación) en la sección de 8 ½” con el objetivo de realizar un análisis sobre la complejidad de los mismos y sus resultados en términos de calidad de las medidas obtenidas en tiempo real a partir de las herramientas de registros durante la perforación para definir el pozo tipo que combine el mejor desempeño operacional y la correcta toma de información.

Para los 217 pozos perforados en la zona sur del campo, se corrieron herramientas de LWD en 41 pozos, como parte del ensamblaje direccional para la sección de interés (sección 8 ½”) sus resultados en términos operativos se presentan a continuación:

Figura 4.

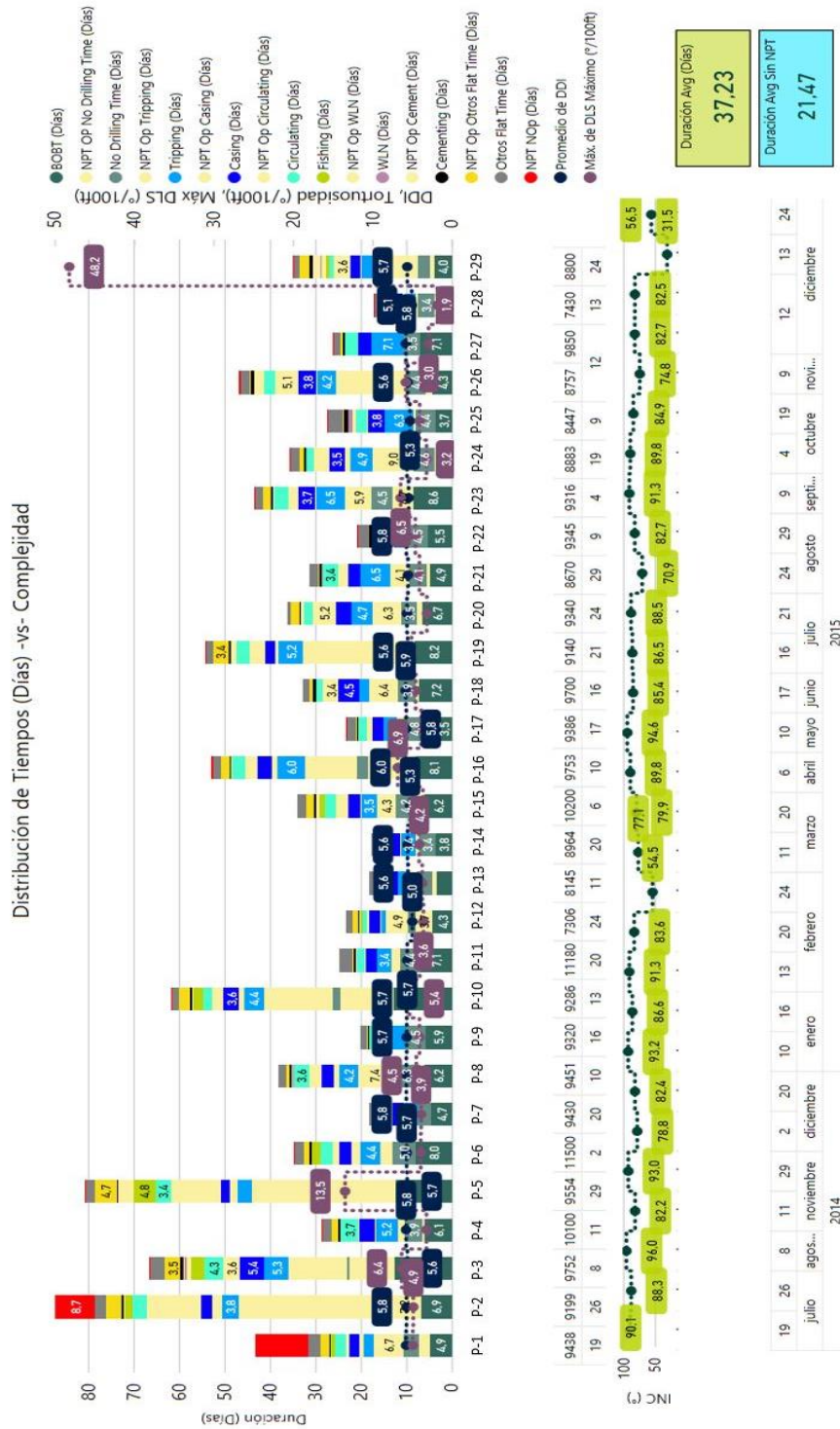
a. Resumen desempeño operacional pozos Zona Sur – parte 1.



Nota. Tomado de Power BI de Desempeño de perforación, Ecopetrol - diciembre de 2019.

Figura 4.

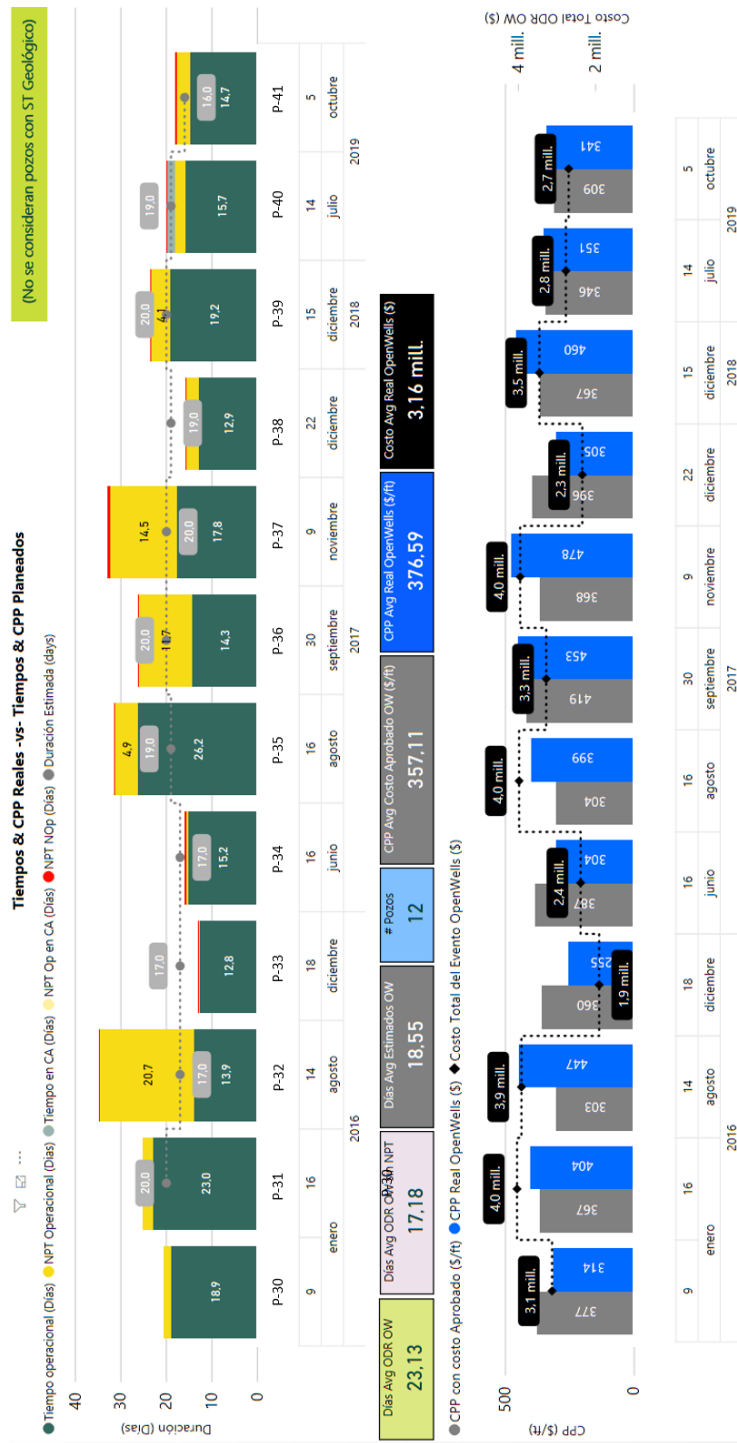
b. Resumen desempeño operacional pozos Zona Sur – parte 1



Nota. Tomado de Power BI de Desempeño de perforación, Ecopetrol - diciembre de 2019.

Figura 5.

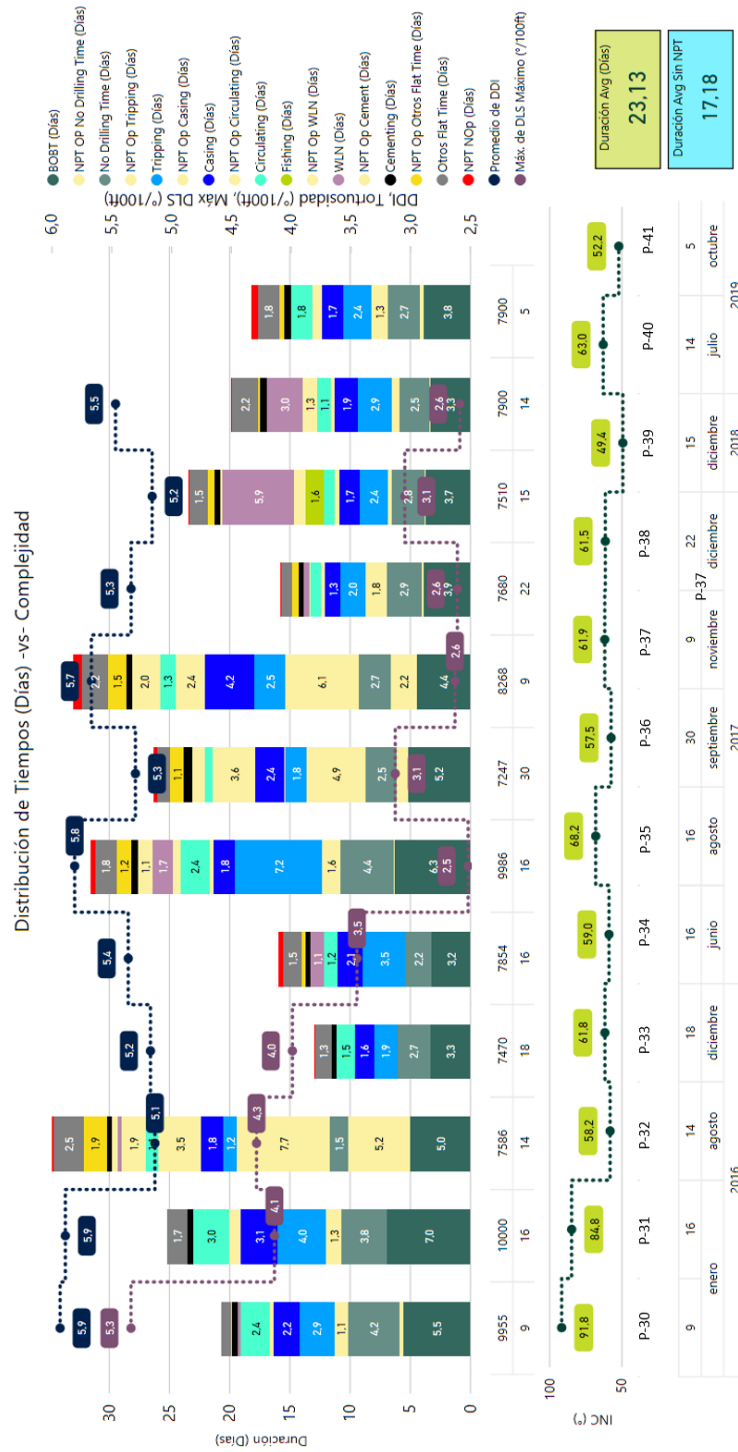
a. Resumen desempeño operacional pozos Zona Sur – parte 2



Nota. Tomado de Power BI de Desempeño de perforación, Ecopetrol - diciembre de 2019

Figura 5.

b. Resumen desempeño operacional pozos Zona Sur – parte 2



Nota. Tomado de Power BI de Desempeño de perforación, Ecopetrol - diciembre de 2019.

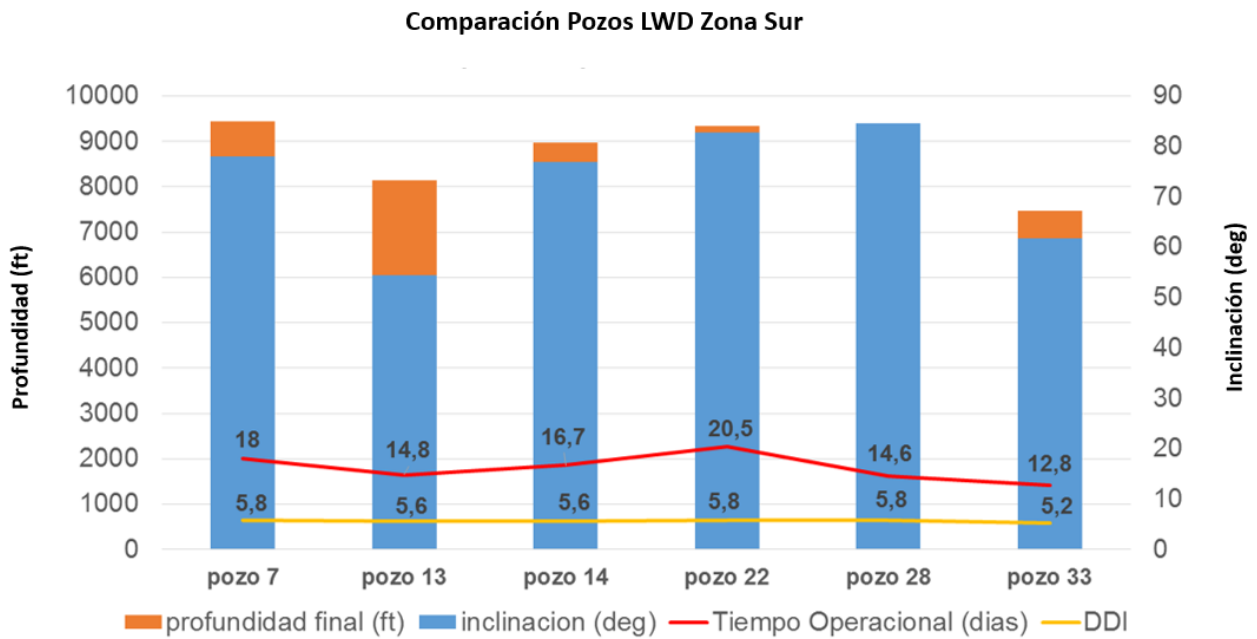
Los 41 pozos de esta zona del campo se perforaron en promedio en 33,10 días (incluyendo NPT); y 20,22 días de perforación neta (sin incluir NPT). Como criterios de evaluación se tomaron las siguientes características:

- **Inclinación:** A mayor inclinación, mayor dificultad para correr registros con guaya.
- **Profundidad final medida:** Mayor longitud a registrar.
- **Tiempo operacional en días:** Menor tiempo igual a mejor desempeño
- **Índice de dificultad direccional:** Complejidad del pozo desde el punto de vista de construcción de la trayectoria (incluye tortuosidad, “Dog Leg Severity”, desviaciones del plan).
- **Ausencia de tiempo No Productivo.**

De las gráficas anteriores y con base en los criterios de evaluación mencionados, se deduce que los mejores pozos de la zona Sur fueron: P-7, P-13, P-14, P-22, P-28 & P-33; de los cuales el pozo con mejor desempeño fue el Pozo-7 (P-7). A continuación, se muestra la representación gráfica de la comparación:

**Figura 6.**

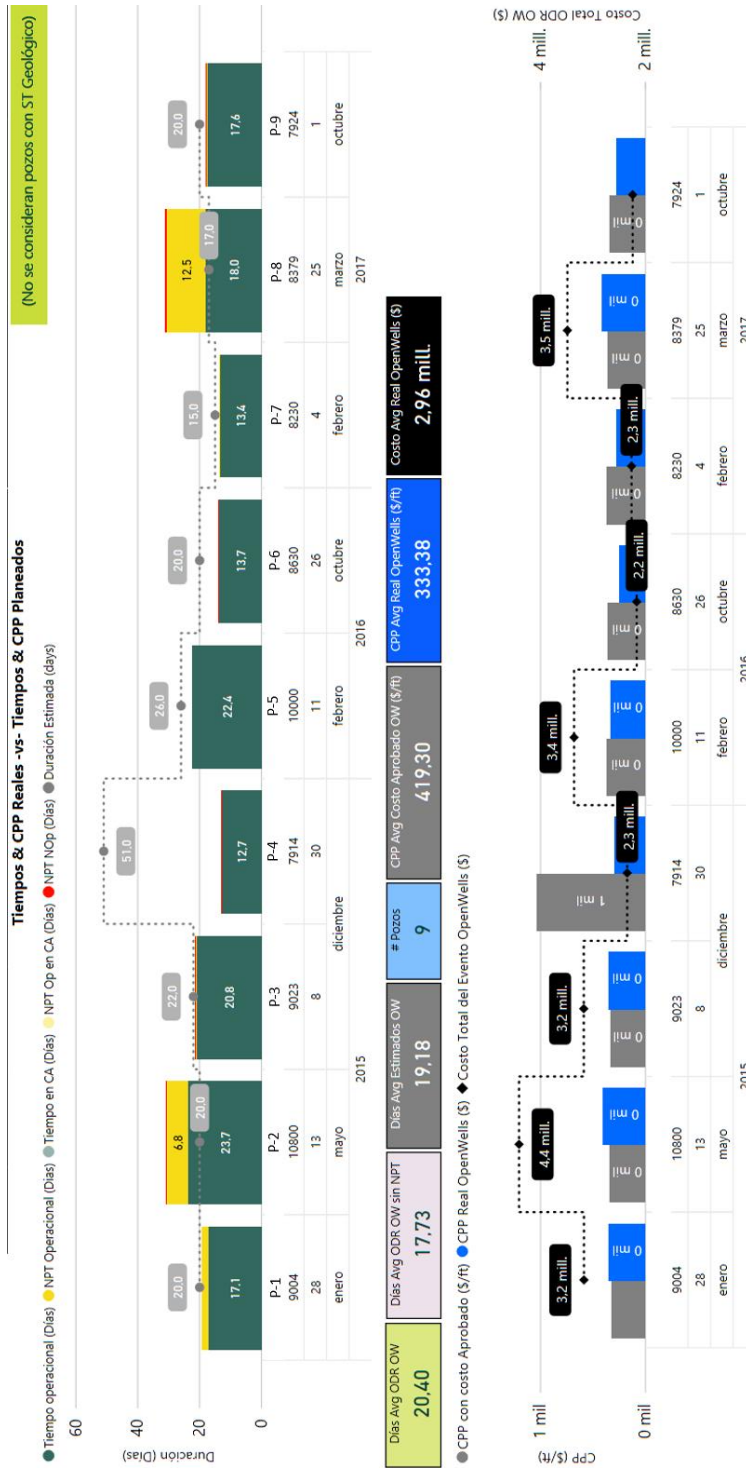
*Comparación criterios de evaluación de los mejores pozos con LWD – Zona Sur del campo.*



Para la zona Norte del campo, dentro de los 132 pozos perforados tan solo en 19 pozos se corrieron herramientas de LWD como parte del ensamblaje direccional en la sección de 8 ½”; a continuación, el compendio de los resultados:

Figura 7.

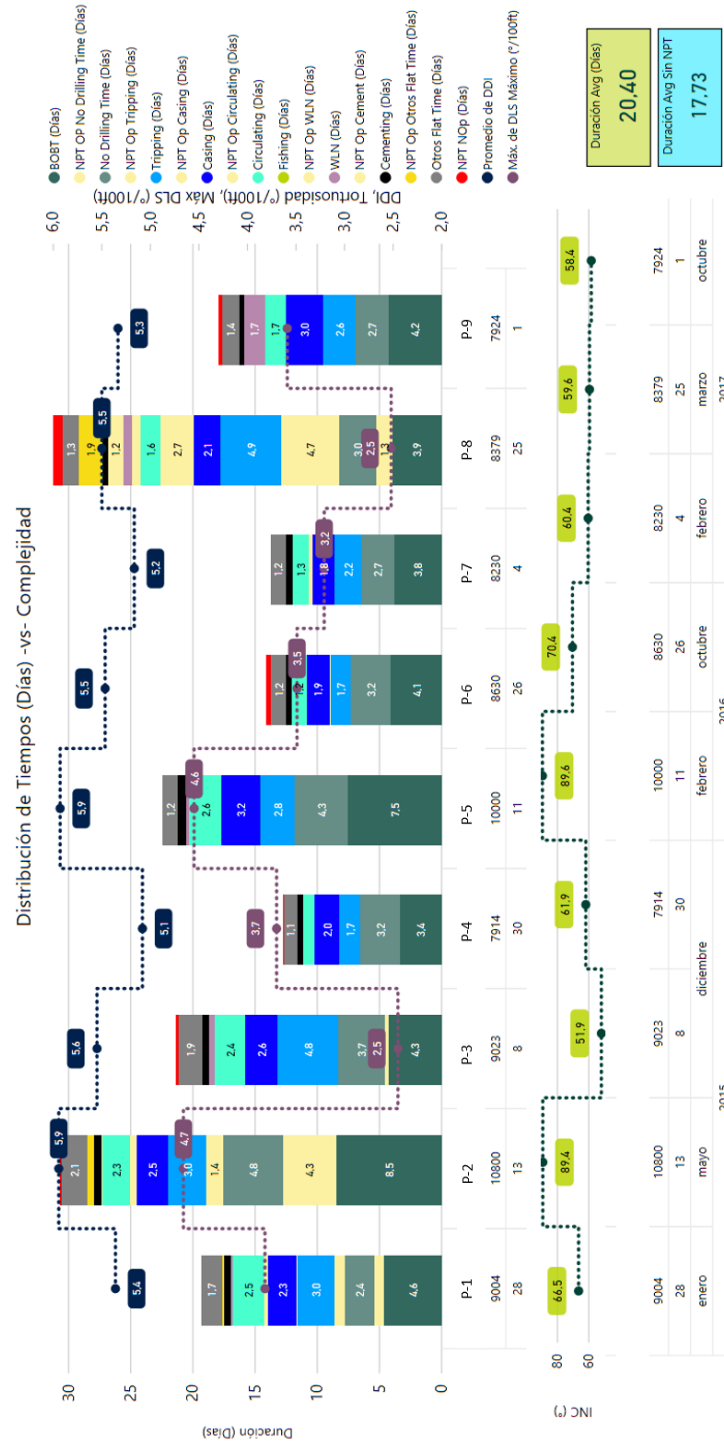
a. Resumen desempeño operacional pozos Zona Norte – parte 1



Nota. Tomado de Power BI de Desempeño de perforación, Ecopetrol - diciembre de 2019.

Figura 7.

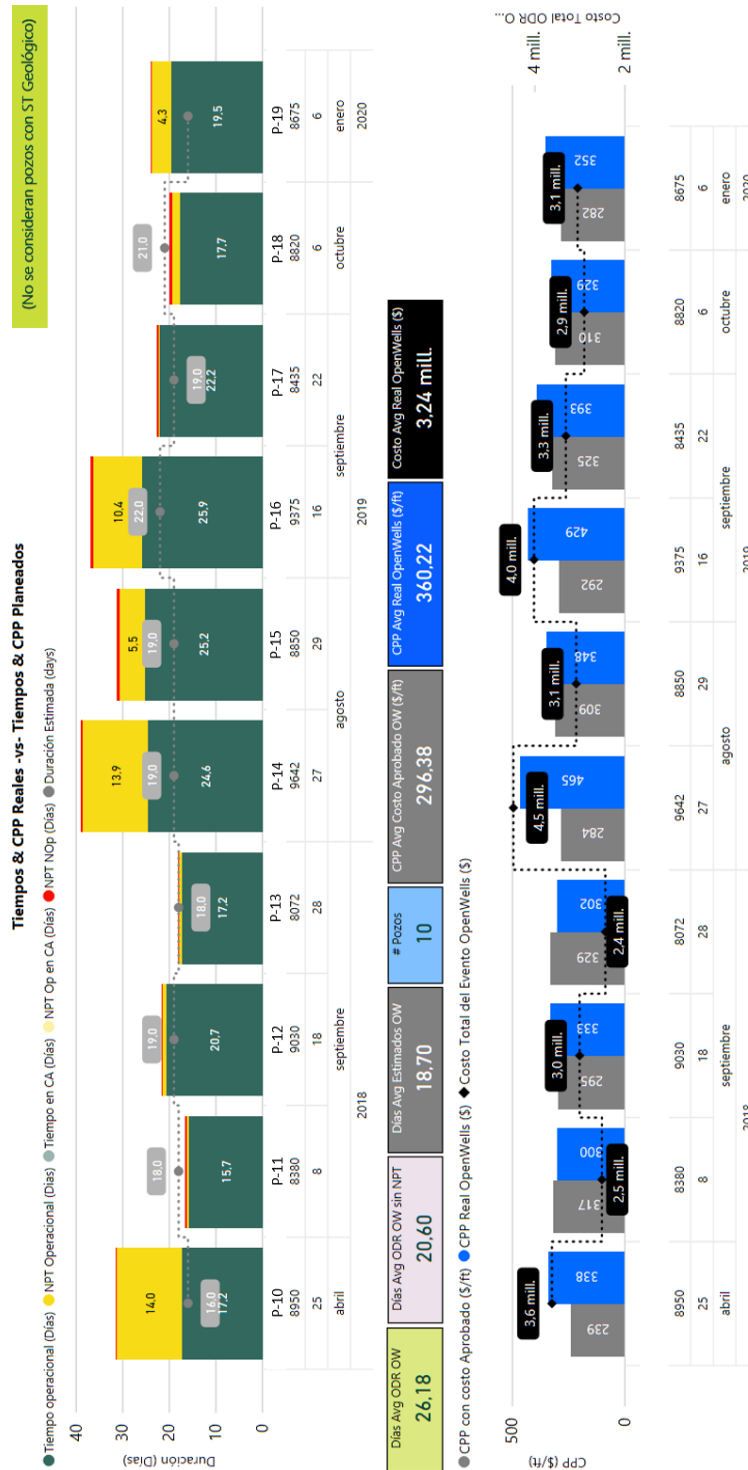
b. Resumen desempeño operacional pozos Zona Norte – parte 1



Nota. Tomado de Power BI de Desempeño de perforación, Ecopetrol - diciembre de 2019.

Figura 8.

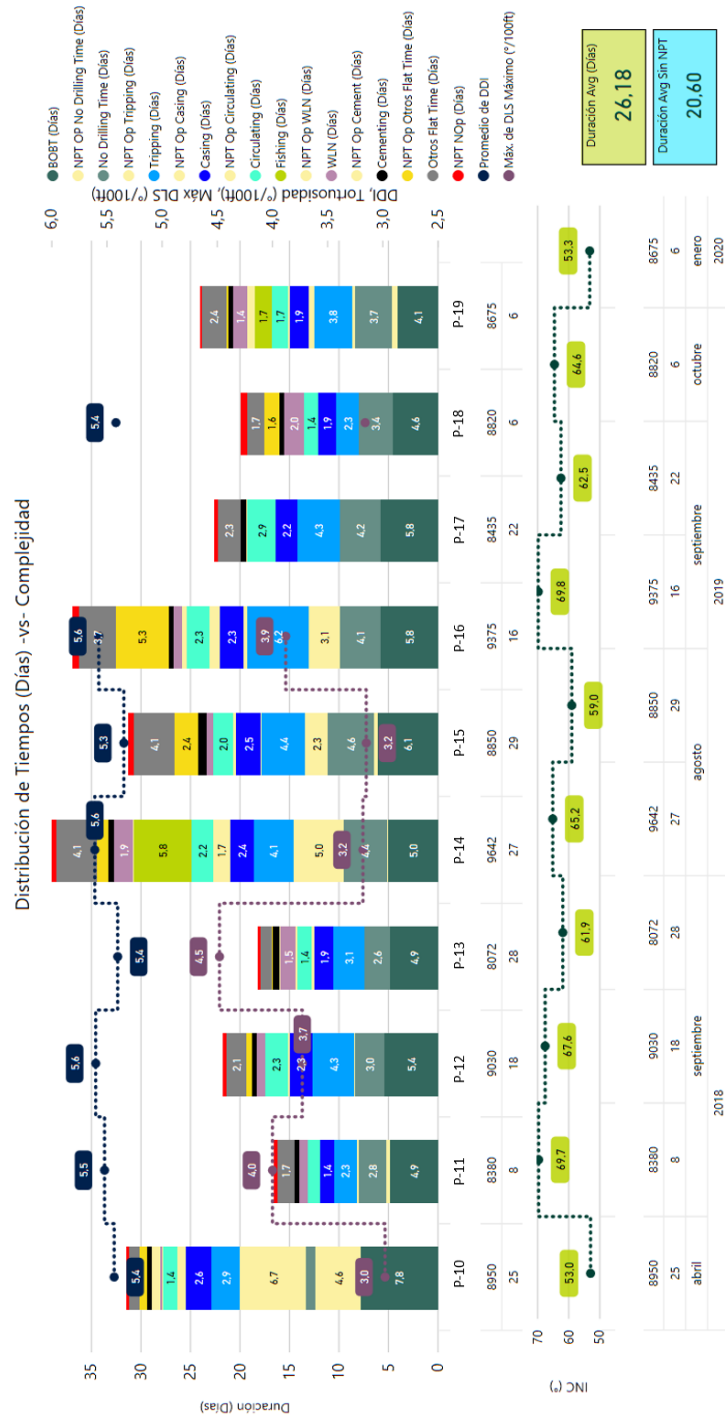
a. Resumen desempeño operacional pozos Zona Norte – parte 2



Nota. Tomado de Power BI de Desempeño de perforación, Ecopetrol - diciembre de 2019.

Figura 8

b. Resumen desempeño operacional pozos Zona Norte – parte 2



Nota. Tomado de Power BI de Desempeño de perforación, Ecopetrol - diciembre de 2019.

Los 19 pozos del campo se perforaron en un promedio de 23,45 días (incluyendo NPT) y 19,24 días de perforación neta (sin incluir NPT).

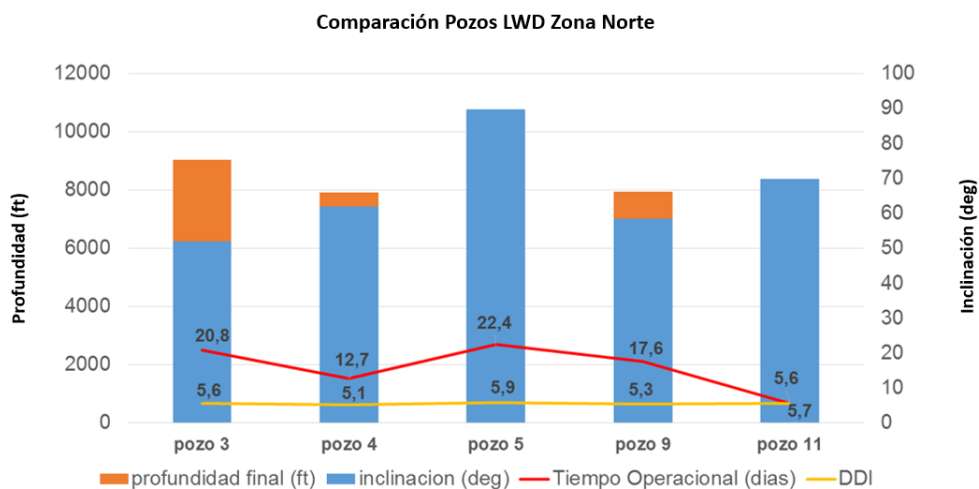
Como criterios de evaluación se tomaron las siguientes características:

- **Inclinación:** A mayor inclinación, mayor dificultad para correr registros con guaya.
- **Profundidad final medida:** Mayor longitud a registrar.
- **Tiempo operacional en días:** Menor tiempo igual a mejor desempeño
- **Índice de dificultad direccional:** Complejidad del pozo desde el punto de vista de construcción de la trayectoria (incluye tortuosidad, “Dog Leg Severity”, desviaciones del plan).
- **Ausencia de tiempo No Productivo.**

De las gráficas anteriores y con base en los criterios de evaluación mencionados, se deduce que los mejores pozos de la zona Norte fueron: P-3, P-4, P-5, P-9 & P-11; de los cuales el pozo con mejor desempeño fue el Pozo-11 (P-11). A continuación, se muestra la representación gráfica de la comparación:

**Figura 9.**

*Comparación criterios de evaluación de los mejores pozos con LWD – Zona Norte del campo.*



Con base en las evidencias y los análisis anteriores, el pozo tipo o pozo de referencia en el campo para futuros trabajos de LWD deberá cumplir con las siguientes características desde su fase de planeación:

1. Inclinaciones entre 69 deg. a 78 deg.
2. Tiempo Operacional promedio: 15,7 días – 18 días.
3. Profundidad Medida: 8,300 ft – 9,500 ft.
4. Índice de dificultad direccional (DDI): 5.6 – 5.8 (baja dificultad direccional).

## **2.5 Variables para ajustes en Tiempo Real del modelo geológico del Yacimiento.**

### **2.5.1 Variables para ajustes en tiempo real**

**Cálculo Volumen de Arcilla (Vshale):** Las tres medidas fundamentales que se deben tomar en cuenta para este tipo de cálculos son las provenientes de registros de potencial espontáneo (SP), gamma Ray y caliper. Estas medidas por lo general se incluyen a la izquierda del track de profundidad. Mientras las curvas de Gamma ray y potencial espontáneo por lo general se usan para correlación, determinación de la litología gross del yacimiento y el cálculo del volumen de shale. Las medidas arrojadas por el caliper, se utilizan para determinar el tamaño del hueco perforado; pueden ser usadas como indicador de la calidad de otras medidas provenientes de registros y a su vez como correcciones realizadas a las medidas por cambios en el ambiente del hueco. En la siguiente tabla (tabla No.2) se resumen los objetivos de interpretación de cada una de las curvas, no se considera SP por no ser el resultado de un registro de LWD:

**Tabla 2.**

*Resumen de los objetivos de Investigación para los registros LWD Gamma Ray & Caliper.*

<b>Medida</b>	<b>Objetivo de Interpretación</b>
Gamma Ray	Correlación de formaciones pozo a pozo.
	Litología Gross (yacimiento vs. No yacimiento).
	Estimación del contenido de Shale (arcilla).
	Tipo de arcilla.
	Identificación de fracturas.
	Identificación de roca fuente.
Caliper	Indicador del diámetro y el volumen del agujero.
	Input para correcciones ambientales de otras medidas.
	Indicación cualitativa de la permeabilidad.
	Correlación.
	Control de calidad de los registros.

**2.5.2 Cálculo de la Porosidad:**

Esta propiedad puede ser calculada a partir de tres herramientas comunes: Sónicas/Acústicas; Densidad y Neutrón. Es importante aclarar que ninguna de las herramientas de registro mide la porosidad directamente. Su medida indirecta es la que conduce a la interpretación de las mediciones en pares o en tríadas. La combinación de porosidad detalla las interpretaciones que producen mejores estimaciones de esta propiedad y, como subproducto, estimaciones de la litología que compone la formación. En la siguiente tabla (tabla No.3) se resumen los objetivos de interpretación de cada una de las curvas, resultado de registros de LWD:

**Tabla 3.**

*Resumen de los objetivos de Investigación para los registros LWD Sónico & densidad neutrón.*

<b>Medida</b>	<b>Objetivo de Interpretación</b>
Sónicas / Acústicas	Porosidad (a partir del intervalo de tiempo de transito)
	Identificación de la litología
	Sismogramas sintéticos (en conjunto con densidad)
	Propiedades mecánicas de la formación (en conjunto con la densidad)
	Detección de presiones anormales de formación
Densidad	Identificación de permeabilidad
	Calidad del enlace de cemento
	Tamaño del hueco (a partir de un “caliper”).
	Porosidad a partir del “bulk density” & RHOB.
	Identificación de la litología (a partir de la curva PEF en combinación con el Neutrón o el sónico).
Neutrón	Indicador de gas (con el neutrón).
	Sismogramas sintéticos (con el sónico).
	Propiedades mecánicas de la formación (con el sónico).
	Contenido de arcilla (con el neutrón).
	Tamaño del hueco (a partir de un “caliper”).
Neutrón	Porosidad (se muestra directamente en el registro)
	Identificación de la litología (en conjunto con el sónico y/o el registro de densidad).
	Indicador de gas (con el registro de densidad).
	Contenido de Arcillas (con el registro de densidad).
	Correlación, especialmente en huecos entubados.

Como las herramientas de LWD no dan un valor de la porosidad de forma directa, a continuación, se relacionan las combinaciones de medidas más utilizadas en la industria:

**Dos medidas**

- Neutrón + Densidad.
- Neutrón + Sónico.
- Densidad espectral (“bulk density” & PEF).
- Densidad + Sónico.

**Tres medidas**

- Neutrón + Densidad + Densidad espectral.
- Neutrón + Densidad + Sónico.
- “Plots” de identificación de matriz (MID: “Matrix Identification plots”).
- M – N “Plots”.

**Cálculo de la Permeabilidad:** La evaluación de la permeabilidad se plantea a través de fórmulas exponenciales determinadas a través de la correlación de Porosidad vs. Permeabilidad de datos de laboratorio y se usa el Gamma Ray para discriminación litológica.

**2.5.3 Resistividad**

Existen dos categorías de medidas de resistividad: Inducción y Laterolog, ambas intentan medir la resistividad de la zona no invadida de la formación. Estas mediciones logran el mismo objetivo a través de diferentes principios físicos de medición; proporcionan una mejor estimación de la resistividad de la formación en la zona no perturbada y a su vez una estimación cualitativa de la productibilidad de la formación. En la tabla No. 4 se resumen los objetivos de interpretación de cada una de las medidas:

**Tabla 4.**

*Resumen de los objetivos de investigación para los registros LWD de Resistividad (Inducción & Laterolog).*

<b>Medida</b>	<b>Objetivo de interpretación</b>
<b>Inducción</b>	Resistividad verdadera de la formación (Rt)
	Saturación de fluidos, Sw (mediante el uso de la ecuación de Archie).
	Detección de geopresiones (zonas sobrepresurizadas).
	Diámetro de invasión
<b>Laterolog</b>	Correlación.
	Resistividad verdadera de la formación (Rt) a diferentes profundidades de investigación.
	Saturación de fluidos, Sw (mediante el uso de la ecuación de Archie).
	Detección de geopresiones (zonas sobrepresurizadas).
	Diámetro de invasión
	Correlación.

## **2.6 Resultados de las medidas LWD para los pozos de estudio.**

Los resultados obtenidos a partir de los registros de LWD se analizaron para 13 pozos perforados en los años 2018 – 2019 en el yacimiento (sección de 8.5 pulgadas.); el 77% de los datos fue adquirido en pozos de la Zona Norte del campo (10 pozos en total) mientras que el 23% restante corresponde a 3 pozos registrados en la Zona Sur del mismo.

La siguiente tabla (Tabla No.5) resume los registros tomados junto a sus resultados:

**Tabla 5.**

*Resumen de los resultados cualitativos de los registros de LWD tomados en la sección de 8.5 pulgadas del campo.*

<b>Año</b>	<b>Zona del Campo</b>	<b>Pozo</b>	<b>Tipo de herramienta LWD</b>	<b>Resultado de los registros</b>
2018	Sur	P-39	Resistividad Laterolog	Regular calidad de nucleares
2018	Norte	P-10	Resistividad Laterolog	No se pudo adquirir.
2018	Norte		Resistividad Laterolog	Se adquirió GR y Rt - OK.
2018	Norte	P-11	Resistividad Laterolog	Solo GR y Rt - OK.
2018	Norte	P-13	Resistividad Laterolog	Solo GR y Rt - OK.
2018	Norte	P-12	Presión de formación	Solo GR y Rt – OK.
2019	Sur	P-40	Presión de formación + Densidad Neutrón	GR atenuado Nucleares – OK.
2019	Sur	P-41	Resistividad Laterolog	Solo se adquirió en nivel 1, nivel 2 & 3 solo GR y Rt.
2019	Norte	P-15	Resistividad Laterolog + Densidad Neutrón	Rt saturada en nivel 3 - OK Nucleares – OK.
2019	Norte	P-18	Resistividad Laterolog + Densidad Neutrón	OK.
2019	Norte	P-16	Resistividad Laterolog + Sónico + Densidad Neutrón	Rt saturada en nivel 3 Nucleares – OK.
2019	Norte	P-14	Resistividad Laterolog + Sónico + Densidad Neutrón	Rt saturada en nivel 3 Nucleares – OK.
2019	Norte	P-17	Resistividad Laterolog + Densidad Neutrón	Registros nivel 2 – OK.
2020	Norte	P-19	Resistividad Laterolog + Densidad Neutrón	No funcionaron los nucleares en el nivel 2, posible calidad de hueco.

De los resultados anteriores, tan solo el 61,5% de los pozos registrados con LWD cumplieron con la calidad esperada en las medidas (8 pozos LWD con buena calidad / 13 pozos registrados con LWD en total); los pozos con mejor desempeño tanto operacional como en toma de registros eléctricos fueron:

- **Pozo 11 - Zona Norte del campo**
- Pozo 13 – Zona Norte del campo
- Pozo 14 – Zona Norte del campo
- Pozo 15 – Zona Norte del campo
- Pozo 16 – Zona Norte del campo
- Pozo 17 – Zona Norte del campo
- Pozo 18 – Zona Norte del campo
- **Pozo 40 – Zona Sur del campo**

Vale la pena resaltar que los pozos - 11 y pozo - 40 fueron los pozos con mejor desempeño operacional de la totalidad de pozos analizados tanto en la zona Norte como en la zona Sur del campo respectivamente y corresponden a las características identificadas para un pozo tipo; tal como se discutió en el capítulo anterior. Por todo lo anterior, tomaremos el pozo-11 y el pozo-40 para evaluar las desviaciones del modelo geológico planteado en comparación con lo obtenido durante la perforación del pozo; incorporando la información de las medidas adquiridas en tiempo real a partir de las herramientas de registros durante la perforación en el desarrollo del capítulo 5 de este documento.

### 3. Marco Metodológico

#### 3.1 Generalidades

Azuero, Á. E. A. (2019) en su estudio titulado “Significatividad del marco metodológico en el desarrollo de proyectos de investigación” define el marco metodológico como el conjunto de acciones destinadas a describir y analizar el fondo del problema planteado, a través de procedimientos específicos que incluye las técnicas de observación y recolección de datos; determinando el cómo se realizará el estudio. En otras palabras, es el conjunto de pasos, técnicas y procedimientos que se emplean para formular y resolver problemas, basado en la formulación de hipótesis que pueden ser confirmadas o descartadas por medio de los resultados de la investigación desarrollada para resolver el problema.

El tipo de Investigación de acuerdo a la finalidad establecida para este proyecto es aplicada, ya que tiene como propósito solucionar la integración de medidas tomadas en tiempo real a los modelos geológicos, mediante la creación de una metodología que permita dicha integración de forma ágil y efectiva. Por tratarse de una metodología, su carácter es proyectivo y de campo; debido a que se basó en la recolección y obtención de datos directamente desde sensores incluidos tanto en el taladro de perforación, como en las herramientas de registro durante la perforación o LWD sin manipular las variables obtenidas.

### **3.2 Enfoque**

Durante el desarrollo de esta investigación aplicada se asumió un enfoque cualitativo, donde el objetivo del proyecto fue describir, comprender, analizar e interpretar resultados; aplicando una lógica inductiva, que nos llevó de los datos concretos a las generalizaciones, con un planteamiento del problema abierto y flexible. El proceso de construcción de la metodología inicia con ideas preconcebidas, recolección y análisis de nuevos datos, para determinación de desviaciones y optimización de las variables más relevantes desde el punto de vista petrofísico que se pueden obtener mediante el uso de herramientas de LWD.

### **3.3 Diseño de la Investigación**

Dado que el objetivo de este estudio fue proponer una metodología para integrar los datos obtenidos en tiempo real a partir de herramientas de LWD al modelo geológico del yacimiento compuesto por rocas de edad Cretácica (Niveles 2&3) y Terciaria (Nivel 1) localizado en el sector suroccidental de la cuenta de los llanos Orientales, se recurrió a un diseño de tipo no experimental; el cual según la definición citada por Hernández, et al (2018) hace referencia a una investigación en la cual no se ocasionan variaciones de forma intencional en las variables consideradas como insumos para el desarrollo del trabajo, se observan situaciones pre-existentes que no se provocan intencionalmente. A su vez, es de carácter transversal debido a que se llevó a cabo en un lapso de tiempo determinado, delimitado por la duración de las actividades de perforación de los pozos objeto de estudio mencionados en el capítulo anterior.

### **3.4 Estrategia de la Investigación.**

La investigación se diseñó en cuatro etapas: La primera consistió en la consulta y recopilación de los parámetros de perforación de 370 pozos perforados en el intervalo de tiempo comprendido entre los años 2014 a 2019 a partir de una base de datos de ingeniería; la segunda, en el diseño y utilización de una herramienta que permitiera condensar toda la información en un solo lugar, diferenciando los tiempos de ejecución versus los No planeados y No productivos con el objetivo de contar con una visión global del desempeño; la cual, a su vez permitió organizar una herramienta de fácil acceso, sólida y confiable para identificar los pozos tipo en donde se corrieron los registros de LWD. En la tercera etapa se describe la metodología creada para integrar los datos obtenidos en tiempo real a partir de sensores ubicados tanto en los taladros de perforación como en las diferentes herramientas que se incluyen como parte del ensamblaje de fondo; para contribuir en la automatización de los flujos de trabajo de los departamentos de ingeniería y geociencias. En la etapa final se realizó el análisis de los resultados obtenidos mediante la integración en una sola capa de visualización de los datos obtenidos.

#### **3.4.1 Recolección de datos**

Los datos provenientes de las operaciones de perforación se capturan en un software llamado OpenWells® (“Operations Reporting Software”) propiedad de la compañía Halliburton; el cual, es una solución que permite administrar la información de forma que se pueda capturar, rastrear, informar y analizar. Este software gestiona todas las actividades involucradas en el ciclo de vida de un pozo (Movilización, Perforación, Completamiento y Abandono); simplifica la

recopilación de datos, agiliza los análisis y la generación de informes. Otra de las ventajas que ofrece es que provee una interfaz de usuario interactiva ya que se encuentra integrado con la base de datos que se maneja en la compañía (“Engineering Data Model”) y las diferentes herramientas disponibles en la plataforma.

Los datos provenientes de los sensores se almacenan directamente en la nube (Cloud) que se contrató como parte del proceso de transformación digital de la compañía; diariamente se recibe información proveniente de 70 sensores por pozo; de los cuales cada 10 seg. se graba un dato en la base de datos, de allí quedan disponibles para ser utilizados por las diferentes soluciones tanto de ingeniería como de geociencias.

### **3.4.2 Visualización de los Datos para análisis**

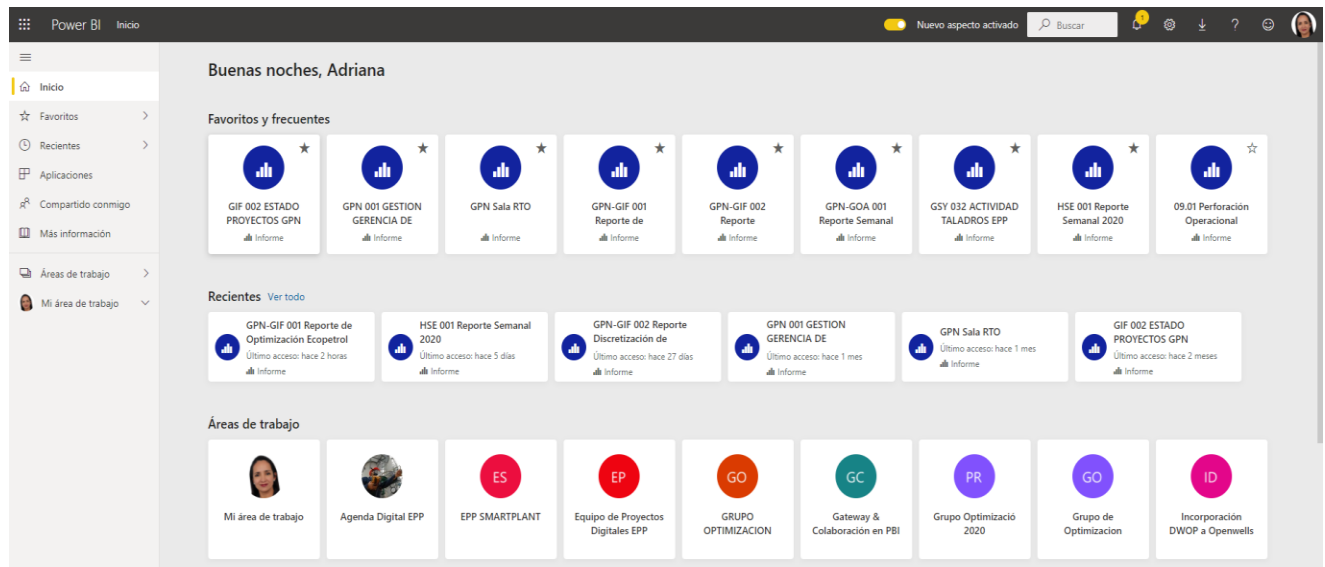
Posterior a la recolección y almacenamiento de los datos, surgió la necesidad de visualizar de manera ágil, clara y oportuna los diferentes parámetros obtenidos durante la perforación de los pozos y almacenados en la base de datos de ingeniería. Por tratarse de un proyecto auto sostenible con gran cantidad de datos, se decidió utilizar la herramienta de Big Data & Analítica de negocios denominada “Power BI®” de Microsoft. “Power BI®” es una herramienta de servicio basado en la nube que permite almacenar y compartir datos empresariales de forma visual en formato de paneles e informes. La herramienta permite conexión directa no solo a archivos de Excel, sino también a bases de datos SQL razón por la cual el proceso de asignación de la fuente de información se realizó de manera rápida y efectiva.

Para el acceso al reporte, se debe contar con una cuenta creada en la herramienta; se puede ingresar desde cualquier dispositivo con acceso a internet; en laptops se recomienda utilizar el

navegador “Google Chrome”; posteriormente ingresar a la página <https://powerbi.microsoft.com/es-es/>; en donde al seleccionar inicio de sesión y digitar las credenciales de acceso se visualizará lo siguiente (figura 10):

**Figura 10.**

*Página de inicio en la herramienta de inteligencia de negocios denominada “Power BI”*

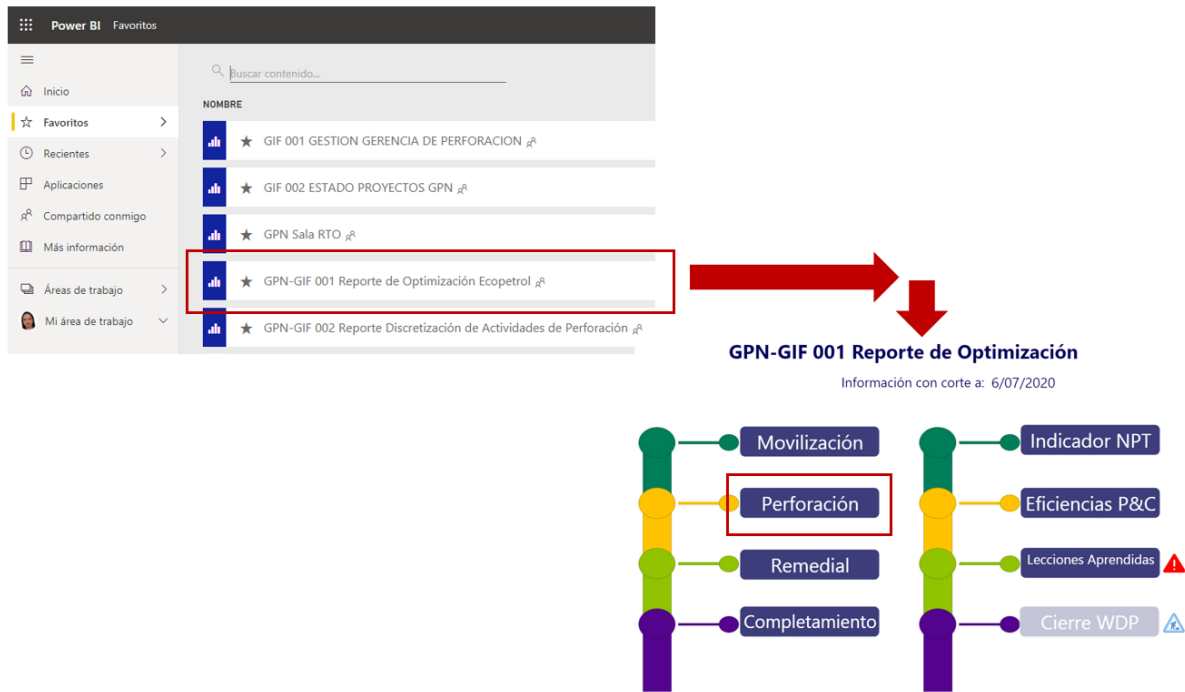


Nota. Tomado directamente de la página de inicio de la herramienta de inteligencia de negocios Power BI en la siguiente ruta: <https://app.powerbi.com/home?noSignUpCheck=1>

En la sección de favoritos, se ingresa directamente al reporte denominado GPN-GIF 001 Reporte de Optimización de la compañía, tal y como se observa en la Figura 11 a continuación:

**Figura 11.**

*Representación gráfica de la ruta de acceso al tablero del menú principal de navegación de la herramienta “Power BI”*

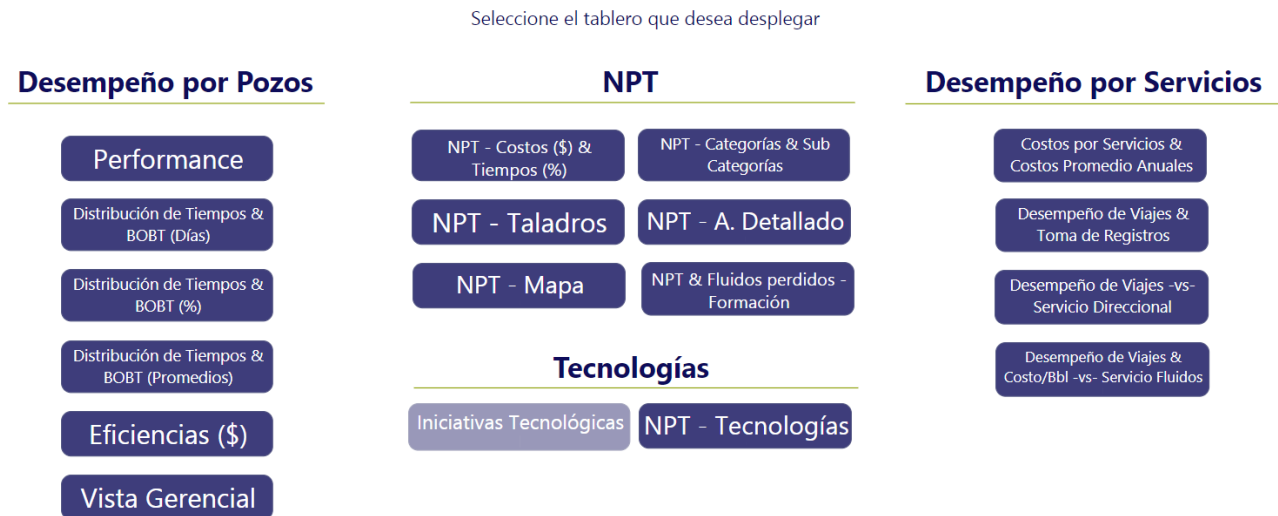


Nota. Tomado directamente de la página de inicio de la herramienta de inteligencia de negocios, Power BI en la siguiente ruta: <https://app.powerbi.com/groups/me/reports/b19004bc-988a-494f-8db9-dc43e18a7ea3/ReportSectionbd75144190533f3487c4?noSignUpCheck=1>).

Al hacer “click” en la sección de perforación, inmediatamente se accede a los diferentes tableros construidos para evaluar diferentes temas relacionados al desempeño de los pozos (análisis de desempeño para pozos en ejecución y finalizados versus costos y tiempos planeados, análisis de distribución de tiempos y horas netas de broca en fondo, análisis detallados de NPT & desempeño por servicios, entre otros); los cuales se representan en la figura 12 a continuación:

**Figura 12.**

*Página de navegación de los diferentes tableros disponibles en “Power BI” para el análisis de parámetros recolectados durante la perforación de los pozos.*



Nota. Gráfica tomada directamente de la herramienta de inteligencia de negocios Power BI, disponible en la siguiente ruta: <https://app.powerbi.com/groups/me/reports/b19004bc-988a-494f-8db9-dc43e18a7ea3/ReportSection3511559263a46ea111a5?noSignUpCheck=1&bookmarkGuid=Bookmark7551c0e930a02c20d6cc>.

De estas visualizaciones se filtraron y analizaron los datos representados en las figuras No. 4, 5, 7 & 8 incluidas en la sección de generalidades operativas del capítulo anterior.

### 3.4.3 Integración de los datos

En esta etapa, con los datos almacenados en la nube, se procede a realizar las conexiones necesarias con los servidores y las integraciones con las bases de datos de geología e ingeniería

mediante el uso de un software denominado OpenWire® (Landmark – Halliburton); el cual es la utilidad de carga de datos WITSML automatizada de Halliburton, que permite a un usuario conectarse a cualquier proveedor de WITSML (a través de la API GetFromStore) y utilizar un canal para transmitir datos a las aplicaciones de interpretación e ingeniería subyacentes en los sistemas de gestión de información. Esta utilidad monitorea los datos a medida que fluyen, proporcionando información sobre conectividad, rendimiento, problemas de traducción e incluso calidad de datos.

Lo anterior, sumado al uso de otras plataformas de geociencias permite a los equipos de los activos monitorear de cerca los datos críticos de MWD / LWD a medida que se recopilan en el sitio de la plataforma.

#### **3.4.4 Integración de variables con la base de datos de Geociencias**

Una vez se obtienen los datos se procede a la etapa final comprendida por la integración de los mismos a la base de datos de geociencias, mediante el uso de un software denominado DecisionSpace® Geosciences (propiedad de la compañía Halliburton). La suite de aplicaciones de DecisionSpace® Geosciences, proporciona un conjunto innovador de soluciones digitales que contribuyen al éxito de la integración entre los diferentes datos obtenidos; mientras se enfocan los esfuerzos en optimizar los rendimientos de los activos existentes y reemplazar sus reservas producidas. La tecnología probada de DecisionSpace® y su disponibilidad en la nube, facilita la alineación y el trabajo colaborativo entre los diferentes grupos de trabajo de la organización; para este caso particular entre los departamentos de ingeniería y geociencias; para maximizar la

recuperación de los activos existentes, identificar nuevas oportunidades a partir de depósitos no drenados impulsando la eficiencia en la explotación de nuevas reservas.

#### **4. Protocolo de transmisión de medidas tomadas en tiempo real**

En la actualidad, la transformación digital es una de las áreas con mayor oportunidad de desarrollo para las empresas del sector Oil & Gas. El desafío es acelerar los procesos de descubrimiento de diferentes fuentes energéticas mediante la integración de la mayor cantidad de datos disponibles en la punta de los dedos, en cualquier momento, en cualquier lugar y desde cualquier dispositivo electrónico.

Debido al reto que constituye perforar pozos más complejos en menor tiempo y al menor costo, la empresa operadora del campo objeto de este trabajo enmarcó como estrategia para mejorar la Eficiencia de Perforación y Completamiento dentro del programa de Transformación, la implementación de su primera Sala de Operación en tiempo real, con el fin de identificar nuevos mecanismos de reducción de NPT,s (Non Productive Time) e ILT,s (Invisible Lost Time); para optimizar sus operaciones de Perforación y facilitar el Análisis de Datos relacionados en cada campo de operación (SPE 13458: “Borehole Quality Design and Practice to maximize Drill Rate Performance”).

La sala de operación en tiempo real, permite tomar control de la administración de los datos medidos en tiempo real, habilitar flujo de trabajos colaborativos e incorporar el análisis de tiempos

no productivos y tiempos invisibles, con servicios enfocados en la optimización de las operaciones de perforación, hecho que al final se verá reflejado en la producción anticipada de hidrocarburos.

La estructura organizacional para brindar soporte operativo a los pozos en ejecución considera formar un grupo multidisciplinario con los siguientes profesionales:

- Ingeniero de Comunicaciones y administración de aplicaciones: su función es administrar, asegurar, mantener y optimizar la estabilidad y eficiencia de los sistemas de bases de datos y aplicaciones instaladas en la sala; así como mapear los protocolos de comunicación estándar de la industria petrolera (WITS o WITSML).

- Coordinador: Profesional responsable de contribuir a la selección de los pozos que se monitorearán desde la sala de operación en tiempo real; con base en su criticidad o requerimientos especiales. Es el encargado de mantener buena comunicación y sinergia entre los integrantes del grupo de trabajo; así como de auditar y validar la calidad de los entregables que se definan para cada uno de los pozos.

- Ingenieros de seguimiento (24/7): su objetivo es lograr mediante el seguimiento en tiempo real con la ayuda de las diferentes herramientas de ingeniería disponibles en la organización, planear, medir y optimizar los modelos y escenarios creados; retroalimentándose con los visualizadores de los pozos en tiempo real; las bases de datos históricas y la comunicación constante y oportuna con el equipo multidisciplinario de la sala.

- Geólogo de Yacimientos: La principal función del Geólogo de Yacimientos es proporcionar las recomendaciones necesarias y oportunas antes y durante el proceso de perforación, ayudando a prevenir cualquier evento no deseado que ponga en riesgo el proyecto, así como también interactuar con el equipo de la Sala de monitoreo en tiempo real con el fin de poder ayudar a la identificación de cambios litológicos importantes, puntos de asentamiento de

revestimientos, puntos de aterrizajes de pozos horizontales y confirmación de las paradas de pozos en la profundidad final, entre otros.

- Geomecánico: Su principal objetivo es proporcionar las recomendaciones necesarias y oportunas durante la operación de perforación, que ayuden a prevenir el influjo de fluidos de la formación, pérdidas de fluidos e inestabilidad del hueco. Análisis integrado de registros de LWD, registros de imágenes, geo mecánica on-site y geopresiones en tiempo real; calibración de los modelos geomecánicos en tiempo real para soportar la toma de decisiones.

#### **4.1 Requerimientos técnicos para interconexión de la sala de monitoreo en tiempo real.**

Para la conexión de los servidores de la sala de operaciones en tiempo real entre los pozos y Bogotá, se requieren los siguientes aspectos:

##### **4.1.1 Definición del protocolo de comunicación:**

En la industria petrolera, el protocolo de comunicación más usado es el denominado WITS: “Wellsite Information Transfer Specification” (Especificación de transferencia de Información de pozo). Con el paso de los años y la identificación de nuevas necesidades de comunicación en la industria se han presentado mejoras; en la actualidad, existen dos versiones:

- WITS0: Protocolo concebido con las capacidades y limitantes de los sistemas informáticos de hace 30 años. Actualmente es posible utilizarlo, pero no se recomienda en nuevas implementaciones por las limitaciones en la cantidad de registros que puede recibir y la cantidad de bytes por cada uno de ellos.

- WITSML: Protocolo que se define como un servicio WEB basado en objetos XML. Al estar basado en XML no requiere un mapeo de las variables a transmitir permitiendo a la vez el manejo de una gran cantidad de tipos de datos.

#### ***4.1.2 Puertos de Conexión***

Para la conexión de los servidores de la sala de operación en tiempo real se requieren los siguientes puertos de conexión y anchos de banda:

- WITS0: Unidireccional. Taladro a Servidor. Puertos: 22, 49, 80, 99, 1433, 5000, 5001, 8083, 8084, 8889, 8890 y 8899.
- WITSML: Unidireccional. Servidor a Taladro. Puertos: 80 y 443.
- Versión de WITSML: 1.3.1. / Versión superior
- Ancho de banda: Mínimo 300Kbps\* por pozo, priorizado con el máximo nivel de QoS especialmente para WITSML. Este ancho de banda será evaluado de acuerdo a la cantidad de información que se envíe desde cada pozo en particular.

#### **4.1.3 Listado de Parámetros y Nemo-técnicos**

Se han identificado en total 115 variables que pueden transmitirse en tiempo real desde las operaciones en campo (locaciones remotas) a la sala de operación en tiempo real en Bogotá; dado el alcance de este proyecto, en la tabla a continuación se resumen los nemo-técnicos/parámetros que se tuvieron en cuenta para la elaboración de esta metodología:

**Tabla 6.**

*Listado de Parámetros/ Nemónicos para transmisión en tiempo real (listado elaborado por el autor como parte del desarrollo de la metodología para integración de medidas en tiempo real).*

<b>Nemotécnico</b>	<b>Parámetro</b>	<b>Unidad de medida</b>	<b>Fuente del dato</b>
DMEA	Hole depth	Ft	Mudlogging
DBTM	Bit depth	Ft	Mudlogging
TVD	True vertical depth	Ft	Mudlogging
HDIA	Hole diameter	In	Mudlogging
BPOS	Block position	Ft	Mudlogging
RSPEED	Running Speed	Ft/min	Mudlogging
ROPA	Rop average	Ft/hr	Mudlogging
ROPU	Rop instantánea	Ft/hr	Mudlogging
HKLA	Hookload	Klb	Mudlogging
WOBA	WOB (surface WOB)	Klb	Mudlogging
TQA	Torque (surface torque)	kFt*p	Mudlogging
RPM	Rotary table rpm	Rev/min	Mudlogging
RPMMI	Down hole motor rpm	Rev/min	Mudlogging
SPPA	Standpipe pressure	Psi	Mudlogging
CHKP	Casing pressure	Psi	Mudlogging
MFIA	Flow rate	Gal/min	Mudlogging
MFOP	Mudflow out	%	Mudlogging
MDOA	Mud density out	Ppg	Mudlogging
MDIA	Mud density in	Ppg	Mudlogging
MUDRESOUT	Resistividad del lodo Out	Ohm*m	Mudlogging
MUDRESIN	Resistividad del lodo In	Ohm*m	Mudlogging
MUDTEMPOUT	Temperatura del lodo Out	°F	Mudlogging
MUDTEMPIN	Temperatura del lodo In	°F	Mudlogging
MSE	MSE (Mechanical Specific Energy)	Kpsi	Mudlogging

<b>Nemotécnico</b>	<b>Parámetro</b>	<b>Unidad de medida</b>	<b>Fuente del dato</b>
HMSE	HMSE (Hydro-MSE)	Kpsi	Mudlogging
METH	Metano (C1)	ppm	Mudlogging
ETH	Etano (C2)	ppm	Mudlogging
PRP	Propano (C3)	ppm	Mudlogging
IBUT	Isobutano (IC4)	ppm	Mudlogging
NBUT	N-Butano (NC4)	ppm	Mudlogging
IPEN	Isopentano (IC5)	ppm	Mudlogging
NPEN	N-Pentano (NC5)	ppm	Mudlogging
CO2	CO2	ppm	Mudlogging
LEL	Gases explosivos	%	Mudlogging
AH2S	H2S Ambiental	ppm	Mudlogging
TG	Total Gas	%	Mudlogging
THYDC	Total Hidrocarburos	%	Mudlogging
FLUO	(Oil Shows)	%	Mudlogging
DRTM	Lag depth	Ft	Mudlogging
ECD	ECD (teorico)	Ppg	Mudlogging
ECDT	ECD -TEORICO DEL MPD	ppg	MPD
CAVINGS	CAVINGS	Bbl/hr	Mudlogging
ETIMEBTS	BOTTOM STATUS (on/off)	-	Mudlogging
ETIMESLP	SLIP STATUS (on/off)	-	Mudlogging
RIGSTAT	RIG STATUS (drlng / trip in / trip out / reaming / washing / circulating)	-	Mudlogging
ACTCOD	T/D ACTIVITY (drilling / cementing / run casing / BOP test / wireline, etc.)	-	Mudlogging
LSTK	Lag Strokes	strokes	Mudlogging
LTIM	Lag Time	Min	Mudlogging
DRTM	Lag Depth	Ft	Mudlogging

<b>Nemotécnico</b>	<b>Parámetro</b>	<b>Unidad de medida</b>	<b>Fuente del dato</b>
SPM1	Strokes Pump 1	SPM	Mudlogging
SPM2	Strokes Pump 2	SPM	Mudlogging
SPM3	Strokes Pump 3	SPM	Mudlogging
VIBLA	Vibración lateral	g	Direccional
GR	Gamma ray	API	Direccional
LLD	Deep resistivity	Ohm*m	Direccional
LLS	Shallow resistivity	Ohm*m	Direccional
LLM	Resistividad media	Ohm*m	Direccional
MFD	Densidad (herramientas fondo)	gr/cc	Direccional
L1POR	Porosidad (herramientas fondo)	%	Direccional
MWDTEMP	Temperatura. (herramientas fondo)	°F	Direccional
IEBD	INCLINACIÓN EN LA BROCA	°	Direccional
TFRSS	TOOL FACE RSS	°	Direccional
TFM	TOOL FACE Magnético DEL MOTOR	°	Direccional
TFG	TOOL FACE Gravimétrico DEL MOTOR	°	Direccional
SSFX	STICK AND SLIP INDICATOR	%	Direccional
VIBAX	Vibración axial	g	Direccional
VIBTRSS	Vibración Torsional RSS	%	Direccional

Nota. Tomada de Guía de procesos para el funcionamiento de la sala de operación en tiempo real, grupo de optimización de Ecopetrol, Diciembre 2019.

## 4.2 Etapas para la conexión desde pozo

Conectar e integrar las bases de datos disponibles mediante el uso de la sala de operación en tiempo real para optimizar las operaciones es el principal objetivo de esta metodología; para lograrlo, se han identificado tres etapas:

La primera etapa consiste en asegurar la recolección de las variables en los taladros de perforación mediante el uso de los sensores y los protocolos de transmisión (WITSML), los cuales enviarán vía satélite la información recolectada a Bogotá para ser almacenada en la nube.

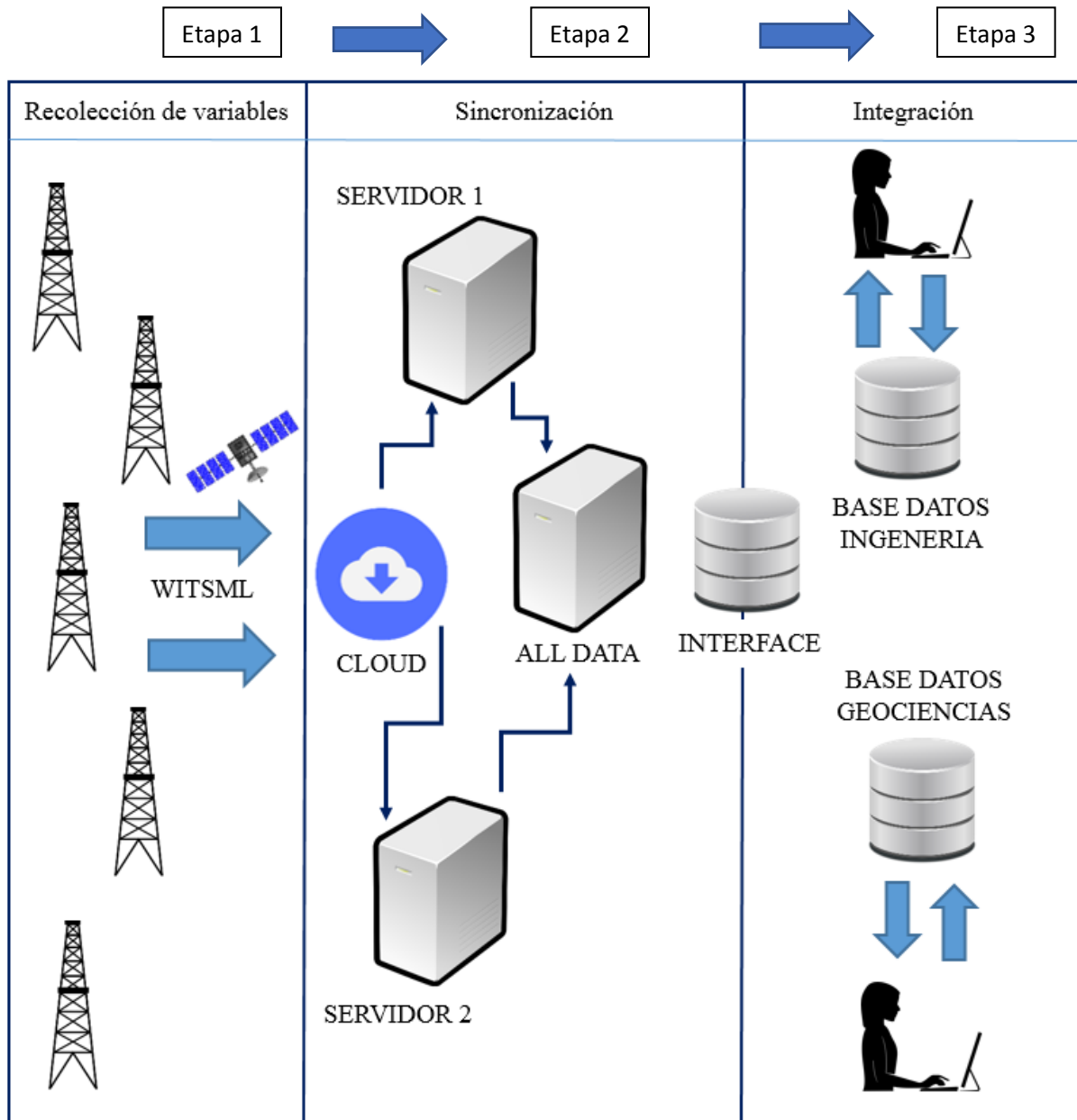
Una vez se cuenta con la información, inicia la segunda etapa en la cual se realiza su sincronización mediante el uso de dos servidores que permiten su visualización y análisis. La información relacionada con Ingeniería es almacenada en la base de datos para tal fin; mientras que la información proveniente de los registros eléctricos en tiempo real se transmitirá mediante el uso de una interface que permitirá su integración a la base de datos de geología para su correspondiente utilización y análisis.

En la etapa final se realizan las integraciones con las bases de datos de geología mediante una interface que facilita la integración y colaboración entre el personal que está adquiriendo el registro en campo y los equipos de geología-petrofísica en la oficina; lo cual permite a los equipos de los activos monitorear de cerca los datos críticos de LWD a medida que se recopilan durante la perforación, proporcionando actualizaciones en tiempo real en un entorno 3D integrado para mejorar la colaboración entre ingenieros involucrados en perforación, geocientíficos y petrofísicos.

En la figura a continuación (figura 13) se ilustra el proceso descrito anteriormente:

**Figura 13.**

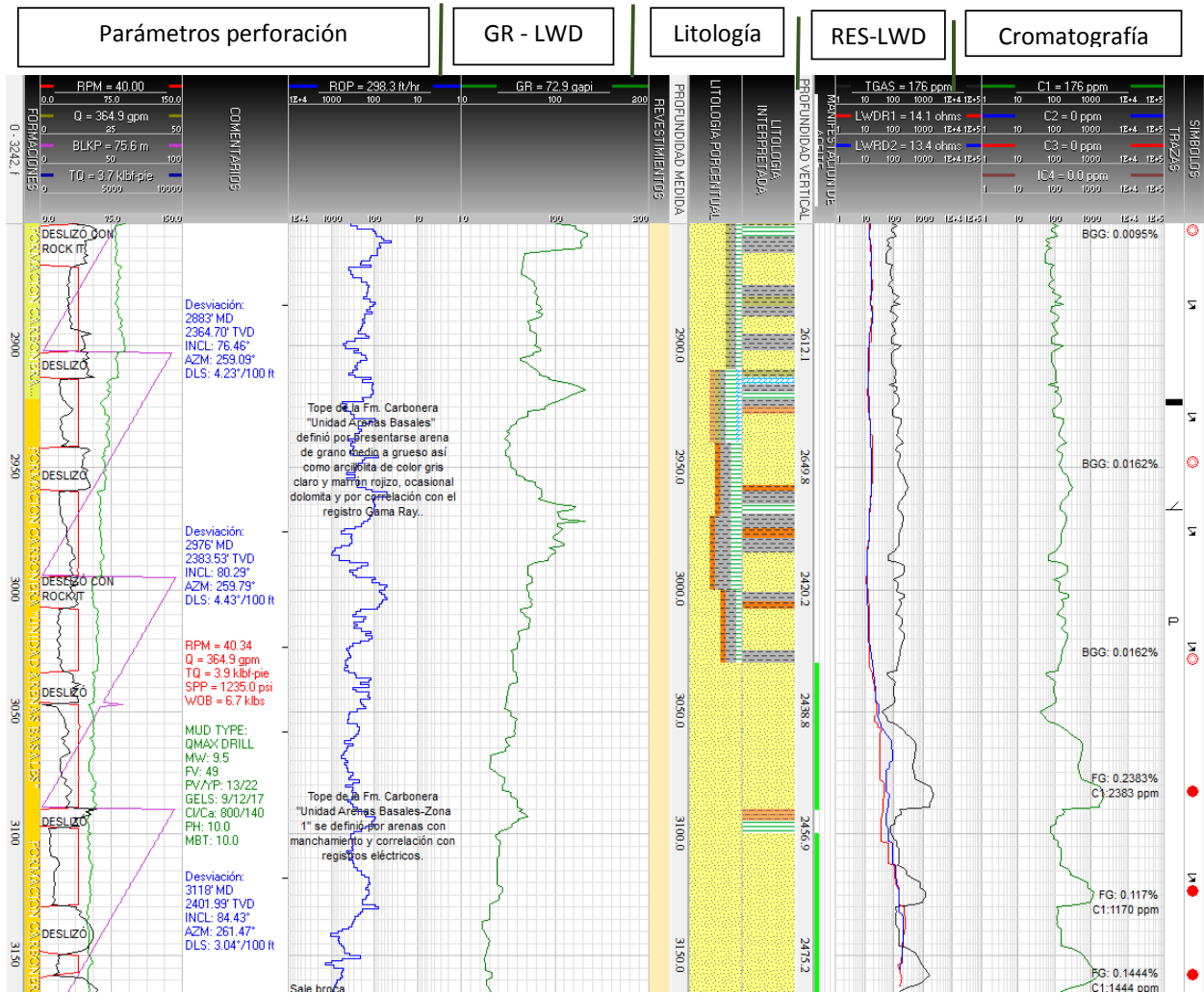
Diagrama técnico detallado de integración de datos desde el pozo (elaborado por el autor como parte de la metodología propuesta, las figuras fueron tomadas de las imágenes disponibles en power point).



El resultado final de la integración de las tres etapas anteriormente descritas y de los datos provenientes tanto de los sensores ubicados en el taladro de perforación, como de las medidas tomadas con las herramientas de registro durante la perforación, se presenta en la figura 14 a continuación:

**Figura 14.**

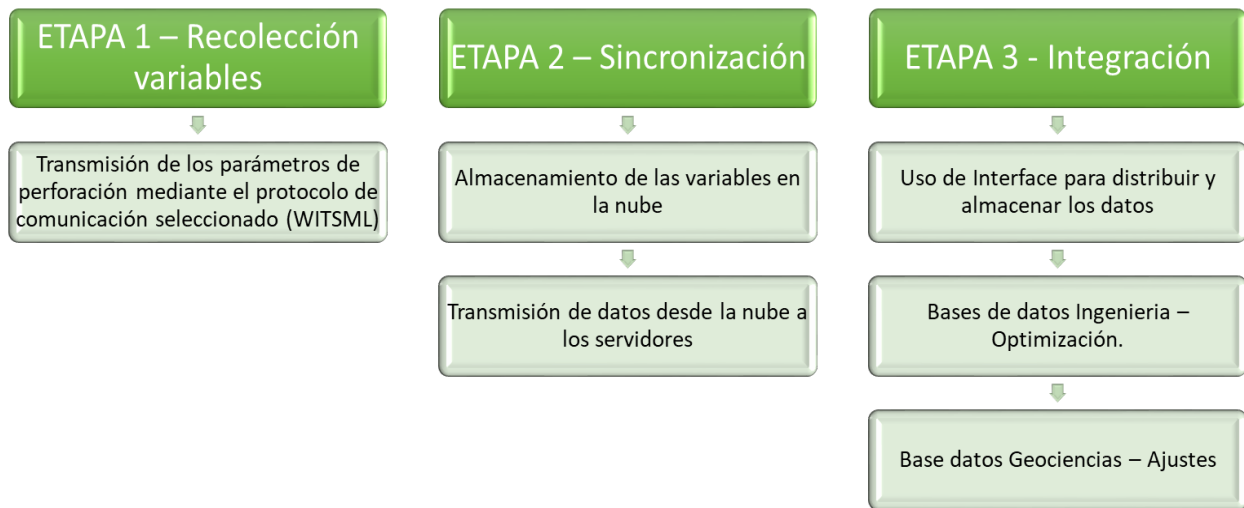
*Ejemplo del “display” de integración de datos en tiempo real (captura de pantalla tomada a partir de un monitor instalado dentro de la sala de operación en tiempo real, Ecopetrol - 2019).*



La metodología para integración de datos se resume a continuación (figura 15):

**Figura 15.**

*Metodología para Integración de datos en tiempo real (síntesis elaborada por el autor para resumir la metodología propuesta durante el desarrollo del capítulo 4).*



La metodología anteriormente expuesta, se ha aplicado con éxito en las operaciones que involucran la toma de registros eléctricos durante la perforación, en el pozo -11 y el pozo – 40 del campo en cuestión; permitiendo la adquisición de parámetros como gamma ray, resistividad y densidad neutrón; los cuales son usados a manera de control para verificar el correcto posicionamiento de la trayectoria que se está ejecutando para perforar los pozos dentro del modelo geológico estimado.

## **5. Evaluación de la integración de las medidas tomadas en tiempo real versus el modelo geológico aprobado para el campo.**

Durante el desarrollo de los capítulos anteriores, se ha presentado la metodología para integrar los datos de LWD tomados en tiempo real durante la perforación de los pozos, con el objetivo de potencializar su uso en el ajuste de los modelos geológicos de los mismos.

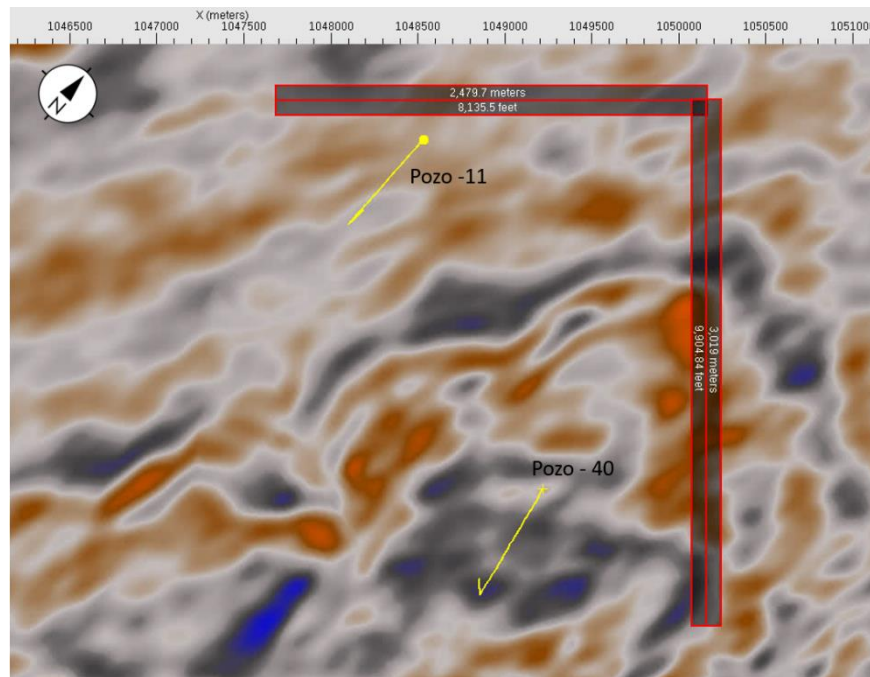
Los registros LWD son determinantes en la identificación de desviaciones como profundidades de las formaciones en tiempo real, lo cual constituye un factor importante a la hora de proyectar las profundidades finales esperadas y en la determinación de espesores. Son útiles en la identificación de anomalías estructurales, como fallamientos, cambios faciales de las arenas y en la perforación de pozos horizontales son claves para permitir la navegación de manera adecuada en la arena que se requiere, manteniendo la trayectoria en las mejores condiciones de resistividad.

En las últimas campañas de perforación del campo (años 2018 – 2019) se han adquirido registros de tecnología registros durante la perforación; en algunos casos no se adquieren registros nucleares (Litodensidad y porosidad) por el alto riesgo que representa llevar una fuente radioactiva como parte del ensamblaje dadas las condiciones operacionales de pérdidas de circulación con las que se perforan la mayor cantidad de los pozos en el campo (zona “depletada”).

El análisis de resultados de la integración de los datos obtenidos a partir de los registros de LWD de los pozos P-11 y P-40 en la base de datos de geociencias se muestra en las figuras a continuación (figuras 16 y 17):

**Figura 16.**

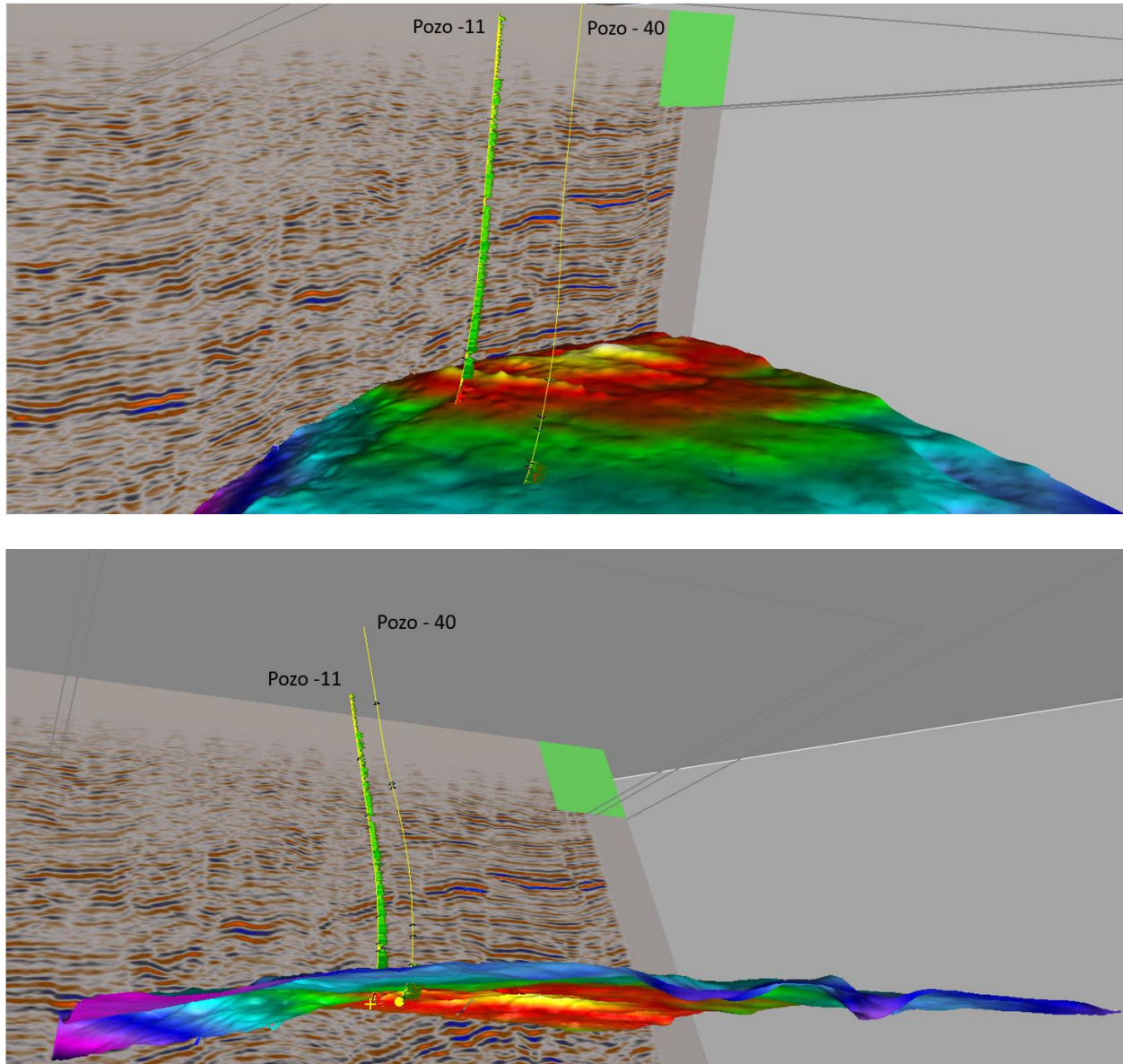
*Ubicación de los pozos P-11 & P-40 en el modelo sísmico del campo*



Nota. Tomado del software de integración de variables en tiempo real denominado Decision Space Geoscience® (propiedad de la compañía Halliburton), Ecopetrol - Enero de 2020.

**Figura 17.**

*Representación gráfica de la trayectoria combinando atributos sísmicos y registros LWD adquiridos en los pozos P-11 & P-40 en el modelo geológico del campo.*



Nota. Tomado del software de integración de variables en tiempo real denominado Decision Space Geoscience® (propiedad de la compañía Halliburton), Ecopetrol - Enero de 2020.

Para el caso del pozo P-11 donde se registró LWD GR y Resistividad, y cuyo objetivo fue la formación Nivel 3, se realizó la verificación del modelo arena-shale.

El modelo de VShale/Vclay usado por la operadora para la determinación de arena-shale corresponde a un indicador binario (0 o 1) de presencia de arenas o arcillas, debido a la naturaleza mineralógica de arenas limpias con bajo contenido de arcillas. Se usó para esto un modelo lineal utilizando el Gamma Ray, mediante el uso de percentiles 0 y 100% basados en la relación que se expresa en la siguiente ecuación (Ecuación No.1):

$$Vshl\_GR = \frac{GR-GRcln}{GRshl-GR\ cln} \quad (\text{Ecuación No.1})$$

Dónde:

Vshl\_GR: Valor de la línea base de shale identificado en el registro gamma ray en la zona de interés.

GR: lectura de gamma ray a la profundidad de interés.

GRcln: Valor del registro gamma ray tomado en una zona limpia cercana.

GRshl: Valor del registro gamma ray tomado en una zona cercana de shale.

Para el caso del pozo P-40, en donde se corrió un triple combo (Gamma Ray + Resistividad + Densidad-Neutrón) y cuyo objetivo geológico nuevamente fue la formación Nivel 3; debido a la naturaleza litológica y mineralógica de la misma, la cual permite utilizar directamente el registro de densidad como medio principal en los cálculos de porosidad, con una densidad de grano de matriz de 2.65 gr/cc, verificado de pruebas de “Routine analysis” (RC) y un cálculo de porosidad efectiva corrigiendo por Vsl. Según la expresión (Ecuación No.2):

$$PHIE = \frac{2.65-RAWdata:DEN-VShi (Rhoma-RhoShl)}{2.65-1} \quad (\text{Ecuación No.2})$$

Siendo PHIE: valor de la porosidad obtenido del registro.

Rhoma = 2.65 g/cc.

RhoShl= 2.63 g/cc.

Raw data: valor crudo tomado del registro a la profundidad de interés.

VShl: Valor promedio de shale para el intervalo de interés.

Los datos obtenidos a partir de las curvas de resistividad y los cálculos de porosidad y permeabilidad realizados con base en las medidas tomadas a partir de los registros densidad - neutrón; estuvieron de acuerdo a lo esperado, con rangos entre 18 – 24% de Porosidad.

La evaluación de la permeabilidad se plantea a través de fórmulas exponenciales determinadas a través de la correlación de porosidad vs. Permeabilidad de datos de laboratorio y se usa el GR para discriminación litológica.

Para el cálculo de la permeabilidad en el nivel 3 se usa la siguiente expresión (Ecuación No.3):

$$KNivel\ 3 = 10(0.906638800 + 0.136240588 * (PHIE * 100) - (0.00620964 * GR)) \text{ (Ecuación No.3)}$$

Donde PHIE: valor de la porosidad calculado con la ecuación No.2.

GR: Valor del gamma ray a la profundidad de interés.

Los resultados promedio para las principales propiedades físicas del Nivel 2 & Nivel 3 se presentan a continuación:

**Tabla 7.**

*Valores Promedio de las principales propiedades petrofísicas de las formaciones de interés.*

Propiedades Petrofísicas	Cretáceo	
	Nivel 3	Nivel 2
Formación Interés		
Porosidad (%)	17 - 20	19 - 22
Permeabilidad (md)	1500 - 4000	200 - 1000

<b>Propiedades Petrofísicas</b>	<b>Cretáceo</b>	
Espesor neto petrolífero (ft)	200 - 350	70 - 100
Saturación de agua inicial (%)	10 - 15	10 - 15
OOIP	3832	1683

Para el caso de estos dos pozos, no se presentó ninguna situación inesperada respecto al modelo estático del yacimiento; y se usaron los registros provenientes de las herramientas de registro durante la perforación para evaluar la calidad de la arena.

A pesar de que en el pozo P-40 se corrió registro de densidad neutrón y se verificaron correctamente las principales propiedades petrofísicas; vale la pena resaltar, que adquirir este tipo de medidas en LWD representa a su vez pérdida de información importante de registros claves para la evaluación de Formaciones, tales como el SP, la temperatura de alta resolución y el registro microresistivo; información que no se logró obtener ya que no se programó la corrida de registros eléctricos en hueco abierto en los pozos.

## 6. Conclusiones

El pozo tipo o pozo de referencia en el campo para futuros trabajos de LWD deberá cumplir con las siguientes características desde su fase de planeación:

- Inclinaciones entre 69 deg. a 78 deg.
- Tiempo Operacional promedio: 15,7 días – 18 días.
- Profundidad Medida: 8,300 ft - 9,500 ft.

- Índice de dificultad direccional (DDI): 5.6 – 5.8 (baja dificultad direccional).

Contar con un protocolo de transmisión y comunicación de datos provenientes de sensores en tiempo real para las operaciones de perforación, permite tomar control de la administración de los datos medidos; habilitar flujos de trabajos colaborativos e incorporar el análisis de tiempos no productivos y tiempo invisible; hecho que al final se verá reflejado en la producción anticipada de hidrocarburos.

Los datos obtenidos a partir de los registros eléctricos tomados en tiempo real, permitieron la verificación de las principales propiedades físicas de las formaciones de interés para cada uno de los pozos analizados; brindando información confiable, rápida y de fácil acceso para validar modelos estáticos de campos en desarrollo.

No se identificaron desviaciones en la comparación de los datos obtenidos e integrados a partir de los registros tomados durante la perforación de la sección de interés de los pozos analizados y su correspondiente modelo geológico estático.

Las medidas adquiridas con herramientas de registro durante la perforación son suficientes para realizar controles y/o ajustes de las propiedades petrofísicas presentes en las formaciones de interés de campos en desarrollo. No obstante, vale la pena resaltar que adquirir este tipo de medidas representa a su vez pérdida de información de registros claves para la evaluación de Formaciones, tales como el Potencial espontáneo, la temperatura de alta resolución y el registro micro resistivo.

### Referencias Bibliográficas

- Álvarez, Á., & Byron, J. (2012) *Metodología para identificar en tiempo real las zonas de inestabilidad geomecánica, y mitigar los riesgos durante las operaciones de perforación de pozos petroleros* (Doctoral dissertation, Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín).
- ANH (s.f.) Recuperado de. <http://www.anh.gov.co/>
- Azuero, Á. E. A. (2019). Significatividad del marco metodológico en el desarrollo de proyectos de investigación. *Revista Arbitrada Interdisciplinaria Koinonía*, 4(8), 110-127.
- Calderón, Z. & Pérez, M., (2019) Seminario de Profundización II. Universidad Industrial de Santander, Colombia.
- Carreño, L. V. G., Fuentes, H. A., & Tarazona, D. M. (2011). Tratamiento Digital De Imágenes E Inteligencia Artificial Aplicados a La Perforación De Pozos Petroleros. *Revista Fuentes, El Reventón Energético*, 9(1), 21–31. Retrieved from <http://bibliotecavirtual.uis.edu.co:2070/login.aspx?direct=true&db=fua&AN=73825259&lang=es&site=eds-live>.
- Casal, R. A. (2007). *Marco metodológico. Postgrado en Ciencias Contables*. Recuperado de: <http://www.slideshare.net/mariogeopolitico/presentacion-marco-metodologicoentrevista/>
- Ferrari A., Russo M. (2016). *Introducing Microsoft Power BI*. Microsoft Corporation, Washington.
- Hernández-Sampieri, R., & Torres, C. P. M. (2018). *Metodología de la investigación* (Vol. 4). México D.F: McGraw-Hill Interamericana.

IPIMS (s.f.) Recuperado de <https://www.ipims.com/userlogon/logon.asp>

Krygowski, D. A. (2003). Guide to petrophysical interpretation. *Austin, Texas, USA*.

LANDMARK (s.f.) Recuperado de <https://www.landmark.solutions/>

Lopezlena, R. (s.f.) *Panorámica del control retroalimentado en la optimización integrada de yacimientos petroleros*.

Mickael, M., Barnett, C., Maranuk, C. A., Nye, R., Diab, M. S., Carreira, J. A., & Chi, J. E. (2013, September). *Imagen de representación sónica en la adquisición de registros durante la perforación (LWD) en tiempo real y cambios significativos en las aplicaciones sónicas de LWD: un estudio de caso desde América Latina (México)*. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.

Radwan, A. E., Abudeif, A. M., Attia, M. M., & Mohammed, M. A. (2019). Pore and fracture pressure modeling using direct and indirect methods in Badri Field, Gulf of Suez, Egypt. *Journal of African Earth Sciences*, 156, 133–143. <https://bibliotecavirtual.uis.edu.co:2236/10.1016/j.jafrearsci.2019.04.015>.

Rodríguez, C. (2003, September). *Aplicación De Metodologías En Tiempo Real Para Optimizar Los Procesos De Perforación En Yacimientos Petrolíferos. 8th Simposio Bolivariano-Exploración Petrolera en las Cuencas Sub-Andinas*. Operations reference manual for PeriScope 15, Schlumberger 2005

Schlumberger, (2019) Oilfield services. <https://www.slb.com/> © 2019 Schlumberger Limited. All rights reserved.

Sotaquirá Ayala, W. J. (2017). *Power BI como herramienta de big data & business analytics para Onelink Colombia* (Master's thesis, Universidad EAFIT).

Sun, J., Li, Q., Chen, M., Ren, L., Huang, G., Li, C., & Zhang, Z. (2019). Optimization of models for a rapid identification of lithology while drilling - A win-win strategy based on machine learning. *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 176, 321–341. <https://bibliotecavirtual.uis.edu.co:2236/10.1016/j.petrol.2019.01.006>.

Yang, S., & Wei, J. (2017). *Fundamentals of petrophysics*. Springer Berlin Heidelberg.

Zeng, C., Dong, S., & Wang, B. (2014). Least-squares reverse time migration: Inversion-based imaging toward true reflectivity. *The Leading Edge*, 33(9), 962-968.