



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 1

Neiva, 28 de Enero de 2018

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN  
UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
Ciudad Neiva, Huila

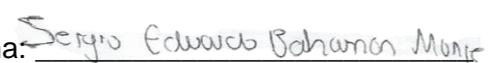
El (Los) suscrito(s), JEFFERSON SILVA CUELLAR, identificado con C.C. 1.083'907.861 de Pitalito (Huila) y SERGIO EDUARDO BAHAMON MONJE, identificado con C.C. 1.075'983.200 de Neiva (Huila), autores de la tesis y/o trabajo de grado, titulado: ANÁLISIS DE LA ENERGÍA MECÁNICA ESPECÍFICA (MSE), APLICADA A LA OTIMIZACIÓN DE LA PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS; presentado y aprobado en el año 2018, como requisito para optar al título de Ingeniero de petróleos.

Autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

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

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

Firma:   
JEFFERSON SILVA CUELLAR  
C.C. 1.083'907.861 de Pitalito (Huila)

Firma:   
SERGIO EDUARDO BAHAMON MONJE  
C.C. 1.075'983.200 de Neiva (Huila)

Vigilada Mineducación



**TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO:** ANÁLISIS DE LA ENERGÍA MECÁNICA ESPECÍFICA (MSE), APLICADA A LA OPTIMIZACIÓN DE LA PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS

**AUTOR O AUTORES:**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
SILVA CUELLAR	JEFFERSON
BAHAMON MONJE	SERGIO EDUARDO

**DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
VARGAS CASTELLANOS	CONSTANZA
LOPEZ HERRERA	EDWIN ALFREDO

**ASESOR (ES):**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
SANCHES GUTIERREZ	HECTOR ENRIQUE

**PARA OPTAR AL TÍTULO DE:** Ingeniero de Petróleos.

**FACULTAD:** Ingeniería

**PROGRAMA O POSGRADO:** Ingeniería de Petróleos

**CIUDAD:** Neiva

**AÑO DE PRESENTACIÓN:** 2018

**NÚMERO DE PÁGINAS:** 93

**TIPO DE ILUSTRACIONES** (Marcar con una X):

Diagramas X Fotografías\_\_\_ Grabaciones en discos\_\_\_ Ilustraciones en general X Grabados\_\_\_  
Láminas\_\_\_ Litografías\_\_\_ Mapas\_\_\_ Música impresa\_\_\_ Planos\_\_\_ Retratos\_\_\_ Sin ilustraciones\_\_\_  
Tablas o Cuadros X

**SOFTWARE** requerido y/o especializado para la lectura del documento: SI, WELLDATA.NET

**MATERIAL ANEXO:** Software desarrollado A.P.D. (Axial Profile Determination)

Vigilada mieducación

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



<b>CÓDIGO</b>	<b>AP-BIB-FO-07</b>	<b>VERSIÓN</b>	<b>1</b>	<b>VIGENCIA</b>	<b>2014</b>	<b>PÁGINA</b>	<b>2 de 3</b>
---------------	---------------------	----------------	----------	-----------------	-------------	---------------	---------------

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

**PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:**

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>	<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. <u>Rata de penetración</u>	<u>Rate of penetration</u>	6. _____	_____
2. <u>Torque</u>	<u>Torque</u>	7. _____	_____
3. <u>Peso sobre la broca</u>	<u>Weight on bit</u>	8. _____	_____
4. <u>Revoluciones por minuto</u>	<u>Rotation per minute</u>	9. _____	_____
5. _____	_____	10. _____	_____

**RESUMEN DEL CONTENIDO:** (Máximo 250 palabras)

Uno de los mayores retos al perforar un pozo de petróleo, es la optimización de la perforación, la cual se traduce en la reducción del tiempo operacional como consecuencia del aumento en la rata de perforación, lo que a su vez se traduce en reducción de costos operacionales.

Para lo cual se presenta la implementación y análisis de la metodología de Energía Mecánica Especifica (MSE), utilizada como técnica de evaluación de la dinámica de perforación de pozos y aplicada específicamente para los pozos Mata Negra 92, 93 y 94, en el campo Caño Limón, buscando la optimización de parámetros operativos. Esta metodología, además de ser una herramienta de predicción y evaluación en tiempo real de los parámetros más importantes durante la perforación, como: rata de penetración, caudal de flujo, torque, peso sobre la broca y velocidad de rotación, permite responder ante problemas cuando se está perforando y dar una posible solución a las necesidades que se presentan.

Un análisis rápido de la Energía Mecánica Especifica (MSE), permite reaccionar de manera oportuna a las decisiones que se toman durante la perforación para así optimizar la rata de penetración y reducir los costos de la misma.

**ABSTRACT:** (Máximo 250 palabras)



One of the biggest challenges of drilling oil well is the drilling optimization that is became on operational time reduction in effect of the increase of rate of penetration, what in turn in depletion of operational costs.

For which it presents the implementation and analysis of the Specific Mechanical Energy (MSE) methodology, used as a technique to evaluate the drilling dynamics of the Mata Negra 92, 93, and 94 wells in the Caño Limon field searching the operative parameters optimization. This methodology moreover to being a tool for prediction and real-time evaluation of the most important parameters during drilling, such as: rate of penetration, flow rate, torque, weight on bit and rotation per minute, allows to respond to problems when drilling and give a possible solution to the needs that are presented.

A quick analysis of Mechanical Specific Energy (MSE), allows reacting in a timely manner to the decisions made during drilling to optimize the penetration rate and reduce the costs of the same.

#### APROBACION DE LA TESIS

Nombre Jurado: Luis Humberto Orduz

Firma:

Nombre Jurado: Luis Fernando Bonilla

Firma:

**ANÁLISIS DE LA ENERGÍA MECÁNICA ESPECÍFICA (MSE),  
APLICADA A LA OPTIMIZACIÓN DE LA PERFORACIÓN DE POZOS  
PETROLEROS**

**JEFFERSON SILVA CUÉLLAR  
SERGIO EDUARDO BAHAMÓN MONJE**



**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
INGENIERA DE PETRÓLEOS  
NEIVA (HUILA)  
2017**

**ANÁLISIS DE LA ENERGÍA MECÁNICA ESPECÍFICA (MSE),  
APLICADA A LA OPTIMIZACIÓN DE LA PERFORACIÓN DE POZOS  
PETROLEROS**

**JEFFERSON SILVA CUÉLLAR  
SERGIO EDUARDO BAHAMÓN MONJE**

**TRABAJO DE GRADO PRESENTADO COMO REQUISITO  
ACADÉMICO PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO DE  
PETRÓLEOS.**



**UNIVERSIDAD  
SURCOLOMBIANA**

**DIRECTORES**

**MSC. CONSTANZA VARGAS CASTELLANOS  
DOCENTE DEL PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA**

**ING. EDWIN ALFREDO LÓPEZ HERRERA  
JEFE DE DEPARTAMENTO DE PERFORACIÓN  
OCCIDENTAL DE COLOMBIA**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
INGENIERA DE PETRÓLEOS  
NEIVA (HUILA)  
2017**

## DEDICATORIA

Dedico este trabajo de grado principalmente a Dios todopoderoso, por cada una de sus bendiciones diarias, a mi padre Héctor Silva y a mi madre María Cuellar, por su apoyo y amor incondicional, además por inculcarme los valores que hoy me forman como persona, a mis hermanos Edwin, Boris y Mauselen, por ser la voz de aliento que me motiva cada día a seguir adelante, a mis sobrinos Brian Julián, Fabiana Andrea, Andrés Felipe y Matías, por sacarme sonrisas a diario y ser la alegría en cada viaje a casa.

Gracias a todos por apoyarme, acompañarme y aconsejarme en este camino, los quiero mucho y de la mano de Dios seguiremos escalando peldaño a peldaño el gran recorrido por la vida.

*Jefferson Silva Cuellar*

Este trabajo es dedicado al Dios todopoderoso, a mis padres y hermanos por enseñarme los principios y valores que hoy en día me llevan a ser un gran profesional

*Sergio Eduardo Bahamón Monje*

## AGRADECIMIENTOS

A Dios todo poderoso.

A la Universidad Surcolombiana.

A Occidental de Colombia (OXY), por brindarnos los medios para desarrollar el proyecto.

A nuestra directora de tesis Msc. Constanza Vargas Castellanos, por su valiosa guía, conocimiento, asesoramiento, dedicación y paciencia que tuvo con nosotros durante la realización de este proyecto.

A nuestro codirector, el ingeniero Edwin Alfredo López, por brindarnos su conocimiento para el desarrollo del proyecto.

Al ingeniero Esp. Héctor Enrique Sánchez Gutiérrez, por todo el aporte técnico que nos brindó desde el inicio del proyecto.

A la facultad de ingeniería de la Universidad Surcolombiana, su planta de docentes y su secretaria Elcy Obregón, por brindarme todos los conocimientos adquiridos en estos años de estudio.

A mi gran amigo y compañero de tesis Sergio Bahamón, a quien le deseo el mayor de los éxitos en su vida profesional y personal.

A Angélica María Sánchez, por el apoyo incondicional que me brinda.

A mis amigos de carrera y de vida, de "Perritas bar de mujeres".

A mi amigo de infancia Daniel Fernando Gómez, por estar ahí siempre que lo necesito.

Y a todas las personas que de una u otra forma han aportado un granito de arena y que me han convertido en la persona que soy hoy, mil y mil gracias.

*Jefferson Silva Cuellar*

A Dios por ser mi guía, por haberme permitido estudiar esta maravillosa carrera, a el por qué aun en tiempo de crisis el abre puertas de éxito profesional, A mis padres por ser el fiel ejemplo de perseverancia, por darme la motivación de seguir día a día adelante en este proceso de formación, a mis amigos de carrera (Perritas bar de mujeres) por sus buenos momentos, a nuestra casa de estudios (la casa de Bonelo), a mi directora de trabajo de grado, ingeniera Constanza Vargas Castellanos porque desde el comienzo de este camino estuvo ahí para dar un apoyo continuo, Al ingeniero Héctor Enrique Sánchez por sus conocimientos brindados para el desarrollo de este trabajo de grado, a mi compañero Jefferson a quien doy fe de que seguramente le esperan muchos éxitos profesionales en su vida, a Tania Ximena Morales por el apoyo incondicional en esta etapa.

*Sergio Eduardo Bahamón Monje*

## CONTENIDO

	Págs.
LISTA DE TABLAS .....	4
LISTA DE ILUSTRACIONES .....	5
LISTA DE ECUACIONES .....	6
RESUMEN.....	7
INTRODUCCIÓN .....	9
OBJETIVOS.....	10
Objetivo general.....	10
Objetivos específicos.....	10
1. GENERALIDADES DEL CAMPO CAÑO LIMON .....	11
1.1 HISTORIA DEL CAMPO .....	11
1.2 ACONTECIMIENTOS HISTORICOS DEL CAMPO CAÑO LIMON.....	13
1.3 UBICACIÓN GEOGRAFICA .....	13
1.4 GEOLOGIA DEL CAMPO CAÑO LIMON .....	14
1.4.1 Generalidades de la cuenca de los llanos orientales .....	15
1.4.2 Columna estratigráfica del campo.....	16
1.4.3 Roca reservorio.....	17
1.4.4 Roca sello .....	17
1.4.5 Migración .....	17
1.5 PRODUCCION ACTUAL.....	17
1.6 METODOS DE PRODUCCIÓN.....	17
1.7 PROPIEDADES PETROFISICAS DEL YACIMIENTO .....	18
1.8 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO.....	18
1.9 APORTES DEL CAMPO CAÑO LIMON A LA SOCIEDAD .....	19
2. CONCEPTOS BASICOS SOBRE LA ENERGIA MECANICA ESPECÍFICA .....	20
2.1 PARAMETROS DE PERFORACION .....	20
2.1.1 Rata de perforación (ROP) .....	20
2.1.2 Velocidad de rotación (rpm).....	20
2.1.3 Peso sobre la broca (WOB) .....	21
2.1.4 Caudal de flujo (GPM).....	21
2.1.5 Torque.....	21
2.1.6 Presión en la tubería (SPP) .....	22
2.1.7 Presión de formación .....	22
2.2 HIDRAULICA DE FLUIDOS DE PERFORACION .....	23
2.2.1 Densidad equivalente de circulación .....	23
2.2.2 Capacidad de acarreo.....	24
2.2.3 Modelos reológicos .....	24
2.2.3.1 Modelo plástico de Bingham.....	24
2.2.3.2 Ley de potencia .....	25
2.2.3.3 Modelo de Casson.....	25
2.2.4 Viscosidad plástica (VP) .....	26

2.2.5 Punto cedente (YP).....	27
2.3 MECÁNICA DE ROCAS.....	27
2.3.1 Esfuerzo.....	27
2.3.1.1 Compresión.....	29
2.3.1.2 Tensión.....	29
2.3.1.3 Cizalla.....	29
2.3.1.3.1 Esfuerzo de corte en perforación.....	30
2.3.2 Resistencias de las rocas.....	31
2.3.2.1 Resistencia compresiva no confinada de las rocas (UCS).....	31
2.3.2.2 Resistencia compresiva confinada de las rocas (CCS).....	31
2.3.2.2.1 Presión de confinamiento (Pc).....	32
2.3.2.3 Resistencia a la compresión de la roca sin confinamiento (UCS).....	32
2.4 TEORIA DE LA ENERGIA MECANICA ESPECÍFICA.....	33
2.4.1 Análisis dimensional.....	34
2.4.2 Eficiencia mecánica de las brocas (EFF <sub>m</sub> ).....	35
2.4.3 Correlación de la resistencia compresiva no confinada de la roca (UCS) y resistencia compresiva confinada de la roca (CCS).....	37
2.4.4 OXY MSE.....	39
2.5 PROBLEMAS DURANTE LA PERFORACION.....	40
2.5.1 Vibración en la sarta de perforación.....	40
2.5.1.1 Vibración axial.....	40
2.5.1.2 Vibración Torsional.....	41
2.5.1.3 Vibración Lateral.....	41
2.5.2 Pérdida de circulación.....	42
2.5.3 Patadas y Reventones (Kicks y Blowouts).....	42
2.5.4 Pega de tubería.....	43
2.5.4.1 Empaquetamiento (Pack-off) o puenteo (bridge).....	43
2.5.4.2 Pega Diferencial.....	44
2.5.4.3 Pega por geometría de pozo.....	44
3. ENERGÍA MECÁNICA ESPECÍFICA APLICADA A LA OPTIMIZACIÓN DE LA PERFORACIÓN EN LOS POZOS DE PETRÓLEO MATA NEGRA 92, 93 Y 94.....	45
3.1 DESCRIPCION DE POZOS SELECCIONADOS.....	46
3.1.1 Pozo 1. Mata negra 92.....	46
3.1.2 Pozo 2. Mata negra 93.....	47
3.1.3 Pozo 3. Mata negra 94.....	47
3.2 PARÁMETROS LIMITADORES DE MSE.....	48
3.3 CALCULO DE LA ENERGIA MECANICA ESPECÍFICA.....	49
4. ANALISIS Y RESULTADOS.....	51
4.1 PROBLEMAS PRESENTADOS DURANTE LA PERFORACION DE POZOS DE PETROLEO.....	51

4.1.1 Ejemplo problema 1. Disminución de la ROP y aumento de la MSE por un WOB alto en el pozo Mata Negra 92 .....	51
4.1.2 Ejemplo problema 2. Disminución de la ROP y aumento de la MSE por falta de peso en la broca en el pozo Mata Negra 92 .....	53
4.1.3 Ejemplo problema 3. Disminución de la ROP y aumento de la MSE por aumento en el caudal de flujo en el pozo Mata Negra 92 .....	55
4.1.4 Ejemplo problema 4. Aumento de la ROP y disminución de la MSE por aumento en el WOB en el pozo Mata Negra 93 .....	57
4.1.5 Ejemplo problema 5. Disminución de la ROP y aumento de la MSE por aumento de las RPM y disminución del WOB en el pozo Mata Negra 93 .....	59
4.1.6 Ejemplo problema 6. Disminución de la ROP y aumento de la MSE por aumento de la RPM y aumento del WOB en el pozo Mata Negra 94.....	61
4.1.7 Ejemplo problema 7. Disminución de la ROP y aumento de la MSE por disminución del GPM en el pozo Mata Negra 94 .....	63
4.2 ANÁLISIS COMPARATIVO MSE TEALE VS OXY MSE Y OXY MSE VS ROP .....	65
4.2.1 MSE TEALE VS OXY MSE .....	65
4.2.2 OXY MSE VS ROP .....	66
RECOMENDACIONES .....	67
CONCLUSIONES .....	68
BIBLIOGRAFIA .....	69
ANEXO A .....	72
ANEXO B .....	73
ANEXO C .....	74
ANEXO D .....	75
ANEXO E .....	76
ANEXO F .....	77
ANEXO G .....	78
ANEXO H .....	79
ANEXO I .....	81
ANEXO J .....	85

## LISTA DE TABLAS

<b>Tabla 1.</b> Producción Caño Limón .....	17
<b>Tabla 2</b> Unidades en campo de la magnitud del esfuerzo.....	28
<b>Tabla 3</b> Parámetros de perforación MATA NEGRA 92.....	50
<b>Tabla 4</b> Parámetros de perforación antes del Problema 1. ....	52
<b>Tabla 5</b> Parámetros de perforación durante el Problema 1. ....	52
<b>Tabla 6</b> Parámetros de perforación después del Problema 1.....	52
<b>Tabla 7</b> Resumen problema solución para el ejemplo 1 .....	53
<b>Tabla 8</b> Parámetros de perforación antes del problema 2.....	54
<b>Tabla 9</b> Parámetros de perforación durante el problema 2. ....	54
<b>Tabla 10</b> Parámetros de perforación después del problema 2 .....	54
<b>Tabla 11</b> Resumen problema solución para el ejemplo 2.....	55
<b>Tabla 12</b> Parámetros de perforación antes del problema 3.....	56
<b>Tabla 13</b> Parámetros de perforación durante el problema 3 .....	56
<b>Tabla 14</b> Resumen problema solución para el ejemplo 3.....	56
<b>Tabla 15</b> Parámetros de perforación antes del problema 4.....	57
<b>Tabla 16</b> Parámetros de perforación después del problema 4. ....	58
<b>Tabla 17</b> Resumen problema solución para el ejemplo 4 .....	58
<b>Tabla 18</b> Parámetros de perforación antes del problema 5.....	60
<b>Tabla 19</b> Parámetros de perforación durante el problema 5 .....	60
<b>Tabla 20</b> Parámetros de perforación después del problema 5 .....	60
<b>Tabla 21</b> Resumen problema solución para el ejemplo 5.....	61
<b>Tabla 22</b> Parámetros de perforación antes del problema 6.....	62
<b>Tabla 23</b> Parámetros de perforación durante del problema 6 .....	62
<b>Tabla 24</b> Resumen problema solución para el ejemplo 6.....	62
<b>Tabla 25</b> Parámetros de perforación antes del problema 7 .....	63
<b>Tabla 26</b> Parámetros de perforación después del problema 7 .....	64
<b>Tabla 27</b> Resumen problema solución para el ejemplo 7 .....	64

## LISTA DE ILUSTRACIONES

<b>Ilustración 1</b>	Asociación Cravo Norte .....	11
<b>Ilustración 2</b>	Red nacional de oleoductos.....	12
<b>Ilustración 3</b>	Localización campo caño limón .....	14
<b>Ilustración 4</b>	Sección transversal esquemática cuenca del llano oriental ....	15
<b>Ilustración 5</b>	columna estratigráfica del campo .....	16
<b>Ilustración 6</b>	Profundidad vs Presión.....	23
<b>Ilustración 7</b>	Viscosímetro Rotatorio Fann 35 .....	26
<b>Ilustración 8</b>	Concepto de esfuerzo.....	27
<b>Ilustración 9</b>	Compresión de un objeto .....	29
<b>Ilustración 10</b>	Tensión de un objeto .....	29
<b>Ilustración 11</b>	Cizalla de un objeto .....	30
<b>Ilustración 12</b>	Tipos de esfuerzos.....	30
<b>Ilustración 13</b>	Resistencia compresiva de la roca .....	31
<b>Ilustración 14</b>	Resistencia compresiva confinada de las rocas .....	32
<b>Ilustración 15</b>	<i>Relación entre la profundidad de corte y eficiencia mecánica</i> .....	36
<b>Ilustración 16</b>	Programa usado para obtener datos (Welldata).....	45
<b>Ilustración 17</b>	Profundidad vs Tiempo, pozo Mata Negra 92.....	46
<b>Ilustración 18</b>	Profundidad vs. Tiempo, pozo Mata Negra 93.....	47
<b>Ilustración 19</b>	Profundidad vs. Tiempo, pozo Mata Negra 94.....	48
<b>Ilustración 20</b>	Parámetros de perforación Mata Negra 92.....	50
<b>Ilustración 21</b>	Welldata problema 1 Mata Negra 92.....	51
<b>Ilustración 22</b>	Welldata problema 2 Mata Negra 92 .....	53
<b>Ilustración 23</b>	<i>Welldata problema 3 Mata Negra 92</i> .....	55
<b>Ilustración 24</b>	Welldata problema 4 Mata Negra 93. ....	57
<b>Ilustración 25</b>	Welldata problema 5 Mata Negra 93. ....	59
<b>Ilustración 26</b>	Welldata problema 6 Mata Negra 94 .....	61
<b>Ilustración 27</b>	Welldata problema 7 Mata Negra 94 .....	63
<b>Ilustración 28</b>	Programación Energía Mecánica Específica .....	65
<b>Ilustración 29</b>	Comparación OXY MSE vs MSE TEALE.....	66
<b>Ilustración 30</b>	OXY MSE vs ROP .....	66

## LISTA DE ECUACIONES

<b>Ecuación 1</b>	Densidad equivalente de circulación, ppg.....	23
<b>Ecuación 2</b>	Esfuerzo de corte modelo plástico de Bingham, lbf/100ft <sup>2</sup> .....	24
<b>Ecuación 3</b>	Viscosidad plástica modelo plástico Bingham, cP .....	25
<b>Ecuación 4</b>	Punto de cedencia modelo Bingham lbf/100ft <sup>2</sup> .....	25
<b>Ecuación 5</b>	Esfuerzo de corte modelo ley de potencia lbf/100*ft <sup>2</sup> .....	25
<b>Ecuación 6</b>	Índice de comportamiento de flujo modelo ley de potencia, adimensional.....	25
<b>Ecuación 7</b>	índice de equivalencia, cP (equivalente).....	25
<b>Ecuación 8</b>	Esfuerzo de corte modelo de casson, lbf/100*ft <sup>2</sup> .....	26
<b>Ecuación 9</b>	Viscosidad plástica modelo de casson, cP .....	26
<b>Ecuación 10</b>	Punto de cedencia, lbf/100*ft <sup>2</sup> .....	26
<b>Ecuación 11</b>	Viscosidad plástica.....	26
<b>Ecuación 12</b>	Punto cedente, Modelo plástico de Bingham. ....	27
<b>Ecuación 13</b>	Ecuación de esfuerzo.....	28
<b>Ecuación 14</b>	Esfuerzo en sistema inglés .....	28
<b>Ecuación 15</b>	Resistencia a la presión no confinada para formaciones arcillosas.....	33
<b>Ecuación 16</b>	Resistencia a la presión no confinada para areniscas limpias y medianamente sucias.....	33
<b>Ecuación 17</b>	Energía mecánica específica propuesta por Teale R.....	33
<b>Ecuación 18</b>	Coeficiente de fricción.....	34
<b>Ecuación 19</b>	Ecuación para hallar torque .....	34
<b>Ecuación 20</b>	Eficiencia mecánica de las brocas .....	35
<b>Ecuación 21</b>	EFF de las brocas en función de CCS .....	36
<b>Ecuación 22</b>	MSE en función de CCS .....	36
<b>Ecuación 23</b>	Torque en función de EFFm .....	37
<b>Ecuación 24</b>	ROP en función de CCS y EFFm.....	37
<b>Ecuación 25</b>	Resistencia compresiva de la roca.....	37
<b>Ecuación 26</b>	Resistencia compresiva confinada de la roca por Skempton..	38
<b>Ecuación 27</b>	Presión diferencial de poro de Skempton .....	38
<b>Ecuación 28</b>	Presión de poro de Skempton.....	38
<b>Ecuación 29</b>	Energía mecánica específica modificada por OXY .....	39
<b>Ecuación 30</b>	Revoluciones por minuto en la broca (subsuelo) .....	39
<b>Ecuación 31</b>	Torque en la broca.....	39

## RESUMEN

Uno de los mayores retos al perforar un pozo de petróleo, es la optimización de la perforación, la cual se traduce en la reducción del tiempo operacional como consecuencia del aumento en la rata de perforación, lo que a su vez se traduce en reducción de costos operacionales.

Para lo cual se presenta la implementación y análisis de la metodología de Energía Mecánica Especifica (MSE), utilizada como técnica de evaluación de la dinámica de perforación de pozos y aplicada específicamente para los pozos Mata Negra 92, 93 y 94, en el campo Caño Limón, buscando la optimización de parámetros operativos. Esta metodología, además de ser una herramienta de predicción y evaluación en tiempo real de los parámetros más importantes durante la perforación, como: rata de penetración, caudal de flujo, torque, peso sobre la broca y velocidad de rotación, permite responder ante problemas cuando se está perforando y dar una posible solución a las necesidades que se presentan.

Un análisis rápido de la Energía Mecánica Específica (MSE), permite reaccionar de manera oportuna a las decisiones que se toman durante la perforación para así optimizar la rata de penetración y reducir los costos de la misma.

**Palabras clave:** rata de penetración; torque; peso sobre la broca; velocidad de rotación

### Abstract

One of the biggest challenges of drilling oil well is the drilling optimization that is became on operational time reduction in effect of the increase of rate of penetration, what in turn in depletion of operational costs.

For which it presents the implementation and analysis of the Specific Mechanical Energy (MSE) methodology, used as a technique to evaluate the drilling dynamics of the Mata Negra 92, 93, and 94 wells in the Caño Limon field searching the operative parameters optimization. This methodology moreover to being a tool for prediction and real-time evaluation of the most important parameters during drilling, such as: rate of penetration, flow rate, torque, weight on bit and rotation per minute, allows to respond to problems when drilling and give a possible solution to the needs that are presented.

A quick analysis of Mechanical Specific Energy (MSE), allows reacting in a timely manner to the decisions made during drilling to optimize the penetration rate and reduce the costs of the same.

**Keywords:** rate of penetration; torque; weight on bit; rotation per minute

## INTRODUCCIÓN

Perforar con calidad es un gran reto en la industria petrolera, que incluye perforar en el menor tiempo y costo posible, garantizando el aprovechamiento al máximo de la energía disponible y alcanzando altos estándares técnicos. Para ello se viene implementando la metodología de la Energía Mecánica Específica (Mechanic Specific Energy – MSE), por medio de la cual se realiza el análisis de los parámetros de perforación, lo que permite identificar fallas operacionales y predecir posibles consecuencias; con el beneficio adicional que esta metodología puede aplicarse en tiempo real o no, lo cual permite ajustes inmediatos o aprendizaje post-operación.

La Energía Mecánica Específica (MSE), relaciona la cantidad de energía de entrada y la eficiencia con la que avanza la broca, representada en la tasa de penetración; involucrando parámetros como rotación de la sarta (RPM), rata de perforación (ROP), peso sobre la broca (WOB), torque y diámetro de la broca, entre otros. La MSE es una herramienta de predicción que permite evaluar si la operación se está ejecutando de manera óptima, corregir parámetros desviados y hacer ajustes operacionales que propician menores tiempos de perforación y mayor calidad de la misma al menor costo posible.

A manera de ser una herramienta de predicción en la evaluación de parámetros, es factible detectar irregularidades en factores importantes que pueden afectar la eficiencia en la perforación de pozos de petróleo, evitando pérdidas en el proceso, mejorando tiempos de operación y siendo utilizado como una medida de ahorro en los costos de futuras perforaciones.

La aplicación de la MSE ha venido teniendo un desarrollo teórico, aunque en los últimos años se ha hecho su aplicación en campos petroleros de la empresa Occidental de Colombia, por tanto se analizara lo sucedido con los pozos Mata Negra 92, 93 y 94, permitiendo determinar los factores que llevaron a la optimización de los parámetros de perforación y las prácticas operacionales, mejorando así los tiempos de operación y la disminución de costos en esta.

## **OBJETIVOS**

### **Objetivo general**

- Evaluar la Energía Mecánica Específica en tiempo real, para reducir los problemas que se están presentando en la perforación de pozos petroleros.

### **Objetivos específicos**

- Realizar un estudio específico y detallado de los datos obtenidos por perforaciones recientes de pozos de petróleo en el campo Caño Limón.
- De los datos obtenidos se analizarán los valores de MSE, identificando los limitadores para optimizar este valor.
- Analizar cada limitador, con sus posibles soluciones para optimizar la perforación en operaciones futuras.

# 1. GENERALIDADES DEL CAMPO CAÑO LIMON

## 1.1 HISTORIA DEL CAMPO

La historia data de julio de 1983 como el mes oficial del nacimiento del campo, los primeros estudios estimaban unas reservas de alrededor de 50 millones de barriles de crudo, pero a medida que se fue desarrollando el campo se fue descubriendo las verdaderas dimensiones de este gigante, logrando posicionarse como líder en Colombia con unas reservas de 1200 millones de barriles de crudo.

Durante los primeros meses de 1983, cuando se perforaba pozo tras pozo, localizado en el área norte del departamento de Arauca, no parecía surtir frutos, contrario a lo que indicaban los estudios de sísmica y registros eléctricos, los indicios de que allí se encontraba un gran reservorio de hidrocarburos, parecían falsos, ya que las perforaciones no lograban contactar los estratos impregnados de crudo.

En la actualidad el campo Caño Limón tiene un contrato de asociación entre Occidental de Colombia y Ecopetrol llamado CRAVO NORTE, como se muestra en la ilustración 1. El 1 de julio de 1980 firmaron el contrato de asociación, donde este le asegura al estado colombiano el 82% de las utilidades netas generadas por el proyecto, dando así inicio a uno de los proyectos más ambiciosos de la industria petrolera colombiana.

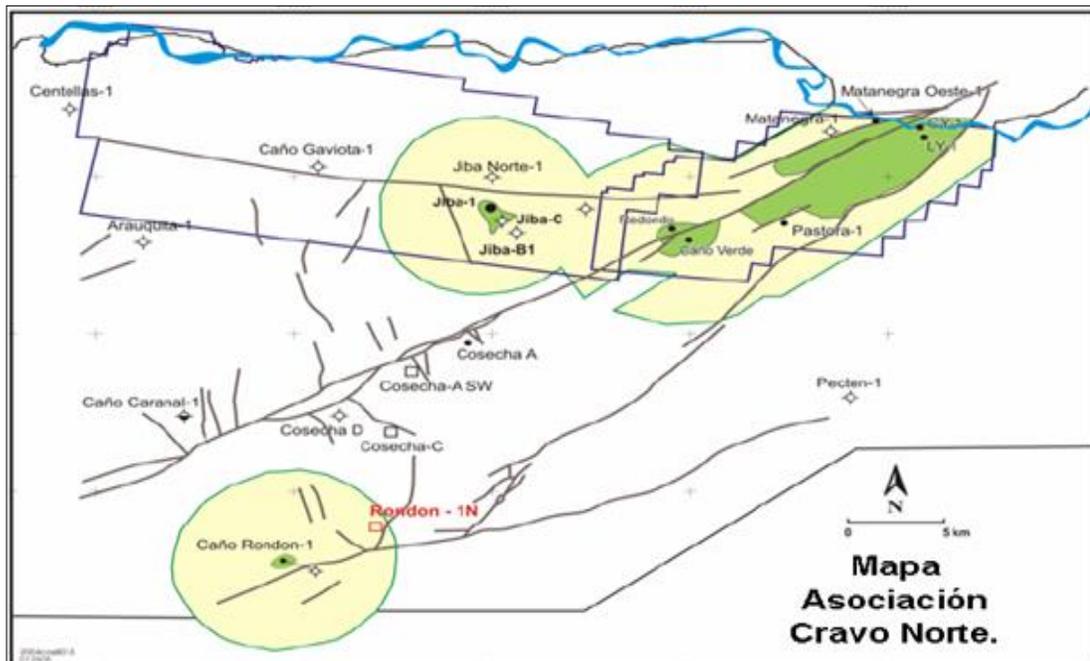


Ilustración 1 Asociación Cravo Norte  
Fuente: ECOPETROL

El 20 de abril de 1983 se dio inicio a la perforación del pozo direccional Caño Limón- 01, logrando una profundidad de 10.176 ft y en julio de este mismo año se llevó a cabo el descubrimiento del campo Caño Limón, obteniendo una producción de crudo a una tasa promedio de 10.690 BOPD con una gravedad API 31°, lo cual llevó a que en este mismo año se declarara comercialmente productivo el campo, estimándose reservas de alrededor de un millón de barriles de crudo.

Según (Ecopetrol, 2003), el campo cuenta con una amplia red de oleoductos como se muestra en la ilustración 2, dándole facilidad de transporte a la gran producción de los pozos de petróleo.



**Ilustración 2** Red nacional de oleoductos

Fuente: <http://htmlimg4.scribdassets.com/5g4en58rww2jhaw/images/9-b8061f9b71.jpg>

## **1.2 ACONTECIMIENTOS HISTORICOS DEL CAMPO CAÑO LIMON**

Según (Hamilton, 1995), se realizó un estudio sobre el impacto económico del campo caño limón, este estudio arrojó los siguientes resultados:

- Este campo permitió una rápida recuperación de la economía colombiana, hasta el año 2003, Caño Limón ha producido cerca de 20.000 millones de dólares, siendo el mayor campo que ha generado ingresos en Colombia.
- El primer bombeo por el oleoducto Caño Limón – Coveñas se realizó el 18 de diciembre de 1985 a las 2:30 pm.
- El día en el que el campo tuvo la mayor producción de su historia fue el 19 de junio de 1992, ese día se obtuvo una producción de 252.418 barriles.
- Los primeros 1.000 millones de crudos transportados se cumplieron el día 6 de junio del 2003
- Según (El tiempo, 2004), el oleoducto caño limón Coveñas se convirtió en un factor de guerra, al ser objetivo de múltiples atentados dinamiteros, el primer atentado registrado al tubo ocurrió a la 1:50 am del 14 de junio de 1986, cerca de la carretera Pamplona-Cúcuta, hasta el día de hoy las autoridades registran cerca de 1.039 atentados al oleoducto, generando pérdidas por más de 300 millones de dólares.

## **1.3 UBICACIÓN GEOGRAFICA**

El campo Caño Limón se encuentra ubicado dentro del área del contrato celebrado entre Occidental de Colombia (OXY COL) y Ecopetrol (asociación Cravo norte), la cual abarca una extensión aproximadamente de 260.000 hectáreas localizada en el norte de los llanos orientales, entre la población de Arauquita y la Yuca, departamento de Arauca.



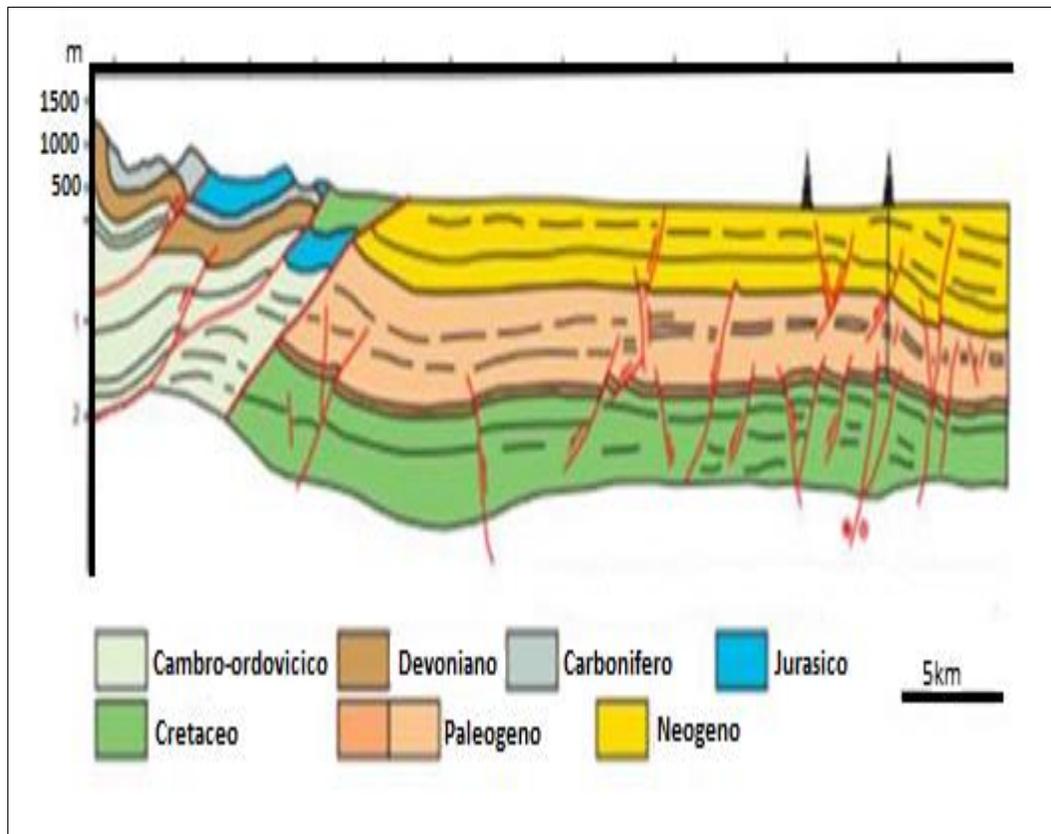
**Ilustración 3** Localización campo caño limón

Fuente: ECOPEPETROL S.A.

#### 1.4 GEOLOGIA DEL CAMPO CAÑO LIMON

Según (ANH, Colombia Sedimentary Basins, 2007) La cuenca de los llanos orientales es la cuenca con mayor presencia de hidrocarburos en Colombia continental, los límites de esta cuenca son:

- Con el norte: frontera Colombia – Venezuela
- Con el sur: alta macarena, Vaupés arco y las pre- rocas metamórficas del cámbrico que aflora al sur del río Guaviare
- Con el oriente: afloramientos de rocas plutónicas, pre cambrianas del escudo Guayanés
- Con el oriente: sistema de empuje frontal de la cordillera oriental.



**Ilustración 4** Sección transversal esquemática cuenca del llano oriental  
Fuente: Colombian sedimentary basins

#### 1.4.1 Generalidades de la cuenca de los llanos orientales

AREA: 960000 Km<sup>2</sup>

UBICACIÓN: Oriente Colombiano

PRODUCCION: su producción esta aproximadamente en 425.000 barriles por día, de los cuales, 116.000 son crudos livianos, 121.000 son crudos medianos y 187.000 son crudos pesados.

°API: La calidad del aceite de esta cuenca va desde los 22° al 42 °API.

### 1.4.2 Columna estratigráfica del campo

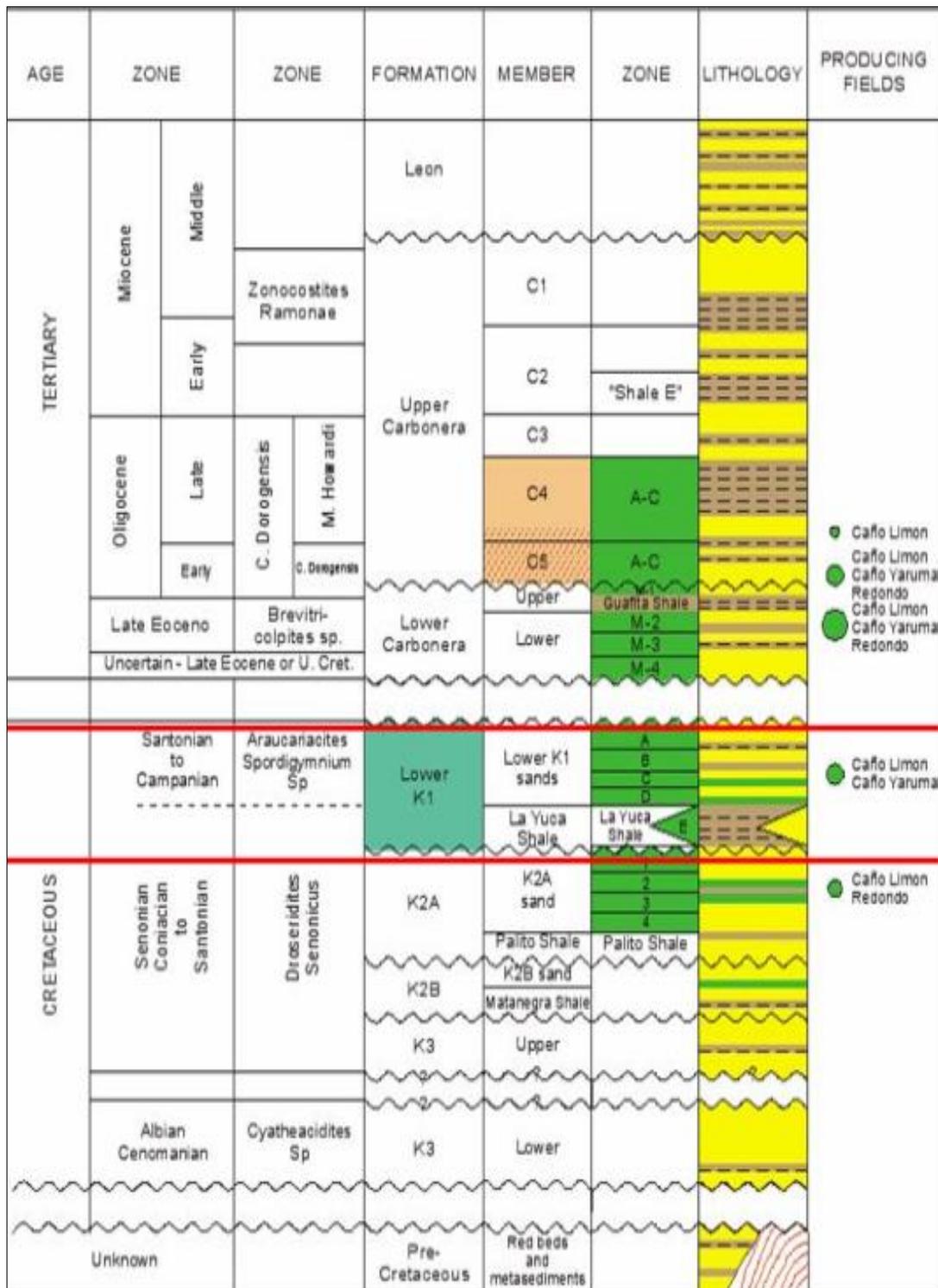


Ilustración 5 columna estratigráfica del campo  
Fuente: Colombian sedimentary basins

## Roca generadora

La principal roca generadora en este sector son las lutitas marino-continentales de la formación Gacheta, localizadas por debajo del flanco oriental de la cordillera oriental, estas rocas poseen rangos de contenido total de orgánicos (TOC) entre 1-3% y un espesor efectivo de 150-300 ft.

### 1.4.3 Roca reservorio

Las arenitas de las formaciones Carbonera (C-3, C-5 y C-7) y Mirador (Paleógeno) Guadalupe y Une, son excelentes almacenadoras de hidrocarburos. En la secuencia cretácica algunos intervalos arenosos son también excelentes reservorios, su rango de porosidad varía entre el 10-30%.

### 1.4.4 Roca sello

El sello regional de la cuenca es la formación León, las unidades C-2, C-4, C-6 y C-8 de la Formación Carbonera son reconocidas como sellos locales. Las lutitas Cretácicas de las formaciones Gachetá y Guadalupe pueden actuar como sellos intraformacionales.

### 1.4.5 Migración

Dos pulsos de migración han sido documentados: el primero durante el Eoceno superior-Oligoceno y el segundo comenzó en el Mioceno y continúa en la Actualidad.

## 1.5 PRODUCCION ACTUAL

Según el último reporte presentado por (ANH, Producción fiscalizada de petróleo por campo en superficie, 2017) en la tabla 1, la producción en los últimos 6 meses ha sido de aproximadamente 21.000 BPDC.

**Tabla 1.** Producción Caño Limón

Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Producción BPDC	21.342	20.543	14.752	19.513	21.137	21.463

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos.

## 1.6 METODOS DE PRODUCCIÓN

El campo Caño Limón operado por Occidental de Colombia (OXY), actualmente cuenta con sistema de levantamiento artificial de tipo bombeo electro-sumergible (BES) en la mayoría de los pozos productores, según la

empresa las ventajas de producir con este sistema de levantamiento artificial son las siguientes:

- Manejo de altos caudales de fluido
- Mantenimiento rápido
- Aplicable a pozos desviados
- Permite una pronta atención a los pozos y una pronta recuperación de la inversión inicial

Las desventajas de producir con bombeo electro-sumergible son las siguientes:

- Alto consumo de energía
- Para reparaciones de equipo de subsuelo se tiene que sacar toda la tubería de producción
- Abrasión por presencia de arena
- El Sistema está limitado hasta profundidades de 10.000 ft, por el costo en el cable de potencia y la inhabilidad de conducir dicha potencia a fondo.
- Manejo pobre de gas

## **1.7 PROPIEDADES PETROFISICAS DEL YACIMIENTO**

El estudio de las características de las rocas productoras del campo Caño Limón, según (Asociación Colombiana de Geólogos y Geofísicos , 1985), son las siguientes:

- Profundidad promedio: 7600 ft
- Área: 8.900 acres
- Espesor neto petrolífero: 150 ft
- Presión inicial @ 7.100 ft: 3.213 psi
- Temperatura @ 7.100 ft: 207° F
- Porosidad: 25%
- Permeabilidad: 5.000 mD
- Saturación de agua inicial: 25%

## **1.8 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO**

Las características de los fluidos de yacimiento producidos en el campo Caño Limón son:

- Gravedad API del petróleo: 29° API
- Factor volumétrico @ 207°F y 3.200 psi: 1.05 BY/STB
- Viscosidad del petróleo @ 207°F y 3.200 psi: 4 cp

- Presión de burbuja: 50 psi
- Relación Gas-Aceite (GOR): 8 SCF/STB

## **1.9 APORTES DEL CAMPO CAÑO LIMÓN A LA SOCIEDAD**

Según (Moreno, 2013), los datos más importantes que se produjeron a partir del origen del campo Caño Limón son:

- Se duplicó la inversión en la población, ya que hay gran flujo de dinero a partir de las regalías generadas por la actividad petrolera.
- Construcción de infraestructura vial como: Saravena – Arauquita - Arauca, (120 km), Arauca – Tame - río Casanare (231 km), Tame - Rincón Hondo (14km).
- Se pavimentaron 130 km de calles en la ciudad Arauca.
- Se ampliaron y mejoraron los aeropuertos de la totalidad de los municipios de Arauca.
- Aumento de la cobertura de servicios de acueducto y alcantarillado
- Aumento del servicio de energía eléctrica.
- Telecom en 1995 estableció 10.000 líneas telefónicas y programó 25.000 a largo plazo.
- La educación pasó de estar en un 40.12% a ser suministrada en un 98%.
- Se hicieron fondos por valor de \$50.000.000.000 COP para el sector agropecuario.
- En alianza con Ecopetrol se creó la fundación Alcaraván, la cual realiza el taller de producción de chocolate fino, que beneficia a los cacaoteros del departamento de Arauca.
- Creación del programa “El camino del suelo”, el cual busca la conservación de la flora y fauna silvestre del área del campo Caño Limón.

## **2. CONCEPTOS BASICOS SOBRE LA ENERGIA MECANICA ESPECÍFICA**

### **2.1 PARAMETROS DE PERFORACION**

#### **2.1.1 Rata de perforación (ROP)**

Según (Petrolera, 2015), la rata de perforación es uno de los principales parámetros medidos durante la perforación de pozos de petróleo, indica la velocidad con la que se avanza a través de las diferentes formaciones geológicas en la zona a perforar, la unidad en la que se expresa es en pies/hora; con este parámetro se determina la duración de la perforación, y por ende los costos de esta ya que están directamente relacionados; este parámetro también ayuda a determinar la efectividad de la broca seleccionada.

Los factores que pueden afectar la rata de perforación son:

- Selección del tipo de broca
- Velocidad de rotación (RPM)
- Peso sobre la broca (WOB)
- Presión diferencial
- Hidráulica y limpieza del pozo
- Desgaste de la broca
- Tipo de litología
- Profundidad
- Presión de formación

#### **2.1.2 Velocidad de rotación (rpm)**

Según (Perfoblogger, 2012), es la velocidad en la cual el top drive hace girar a la sarta de perforación y a la broca, la unidad en la que se expresa la velocidad de rotación es en RPM (revoluciones por minuto). Una velocidad de rotación (RPM) adecuada genera un ritmo máximo de rata de perforación sin causar algún tipo de problema.

El mecanismo de funcionalidad óptima de la velocidad de rotación será:

- En formaciones suaves o blandas, la rata de perforación (ROP) es inversamente proporcional a la velocidad de rotación (RPM), esto quiere decir que si se aumenta las revoluciones por minuto de rotación en la sarta, la rata de perforación mostrara un decrecimiento debido a que la broca se puede embotar, ya que el volumen de los cortes no alcanza a ser limpiado eficientemente ocasionando la reperforación de los mismos.

- En formaciones duras, la rata de perforación (ROP) es directamente proporcional a la velocidad de rotación (RPM), esto quiere decir, que en las formaciones duras o consolidadas debemos aumentar la velocidad de rotación (RPM) para ver un aumento en la rata de perforación.

### **2.1.3 Peso sobre la broca (WOB)**

Según (Rotacan, 2014), Durante el proceso de perforación se diseña una sarta específica con determinado peso; con el malacate se controla y ajusta el peso de la sarta a ser soportado por la torre de perforación; el peso restante será el que se le aplicará sobre la broca, este peso será utilizado para causar fractura física de la formación, para permitir la continuidad de la perforación.

El peso sobre la broca es un parámetro que afecta de gran manera la rata de perforación (ROP), sin embargo esto no quiere decir que se pueda exceder en el valor del WOB para obtener el mayor valor de ROP.

### **2.1.4 Caudal de flujo (GPM)**

Según (Joapetrol, 2013), El caudal de flujo mide la cantidad de fluido de perforación que avanza por el sistema de circulación en una unidad de tiempo, la unidad de medida de este es galones por minuto (GPM), es importante para remover recortes producto de la perforación y también resulta importante para aumentar o disminuir la energía hidráulica. Algunas consideraciones en el caudal para mantener la integridad de la broca y las condiciones de hidráulica son:

- Caudal óptimo: garantiza la pérdida de presión necesaria en la broca para seguir óptimamente el método hidráulico seleccionado.
- Caudal crítico: es el caudal en donde el régimen de flujo en el fluido de perforación cambiara de laminar a turbulento, si el régimen de flujo es turbulento podríamos tener problemas de lavado de pozo y generación de cavernas.
- Caudal máximo: este caudal está limitado por las características de la bomba que estamos utilizando para la perforación, también por las condiciones en que están los accesorios y equipos del taladro.
- Caudal mínimo: esta caudal garantiza la limpieza mínima de los recortes de perforación y el enfriamiento de la broca de perforación.

### **2.1.5 Torque**

Según (Perfoblogger, Prevencion de pegas: Torque y arrastre, 2015), es una medida de resistencia a la rotación que se genera por la fricción entre la sarta de perforación y la pared del pozo, la unidad de medida de este parámetro de

perforación es en libras-pies; algunos parámetros que puede variar el torque son:

- Aumento del peso sobre la broca (WOB)
- Desgaste de la estructura de la broca de perforación.
- Limpieza pobre de los recortes de perforación
- Huecos apretados
- Pega de tubería
- Empaquetamiento de la sarta de perforación

En el caso de tener torques altos puede ser evidencia de tendencia de pegas de tubería, incluso llevar a parar la sarta de perforación y posiblemente el riesgo a una falla en la tubería.

### **2.1.6 Presión en la tubería (SPP)**

Es la presión de circulación del fluido de perforación (lodo) en la tubería, la unidad de medida es de libra por pulgada cuadrada (lb/pulg<sup>2</sup>), durante la perforación de pozos de petróleo, podemos trabajar con las siguientes presiones:

- Presión sobre balance (Overbalance Pressure)

Esta presión de trabajo es cuando la presión hidrostática del lodo es mayor a la presión de formación, la mayoría de las perforaciones de pozos de petróleo son perforadas bajo estas condiciones para así evitar los influjos o patadas de pozo.

- Presión bajo balance (Underbalance Pressure)

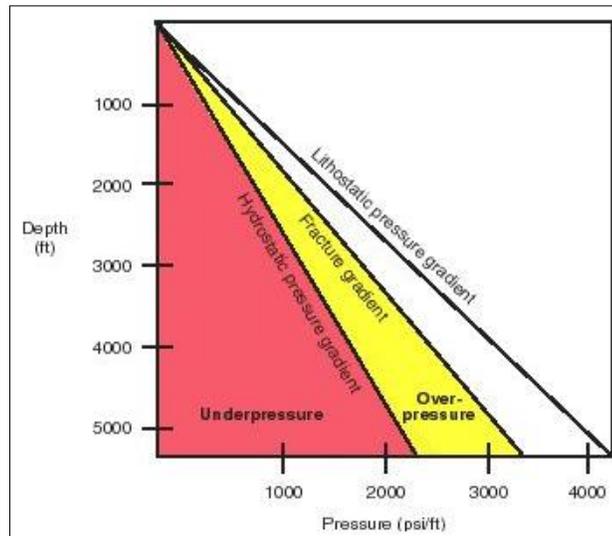
Esta presión de trabajo es lo contrario a la sobre balance, la presión hidrostática del lodo es menor a la presión de formación, perforar pozos de petróleo bajo estas condiciones podría producir efectos como influjos, podría evitar pérdidas de circulación.

### **2.1.7 Presión de formación**

Según (Schlumberger, Oilfield Glossary, 2017), es la presión de los fluidos en los poros de un yacimiento, comúnmente en perforación es la densidad que requiere la columna de fluido (lodo) para equilibrar la presión de poro, un gradiente de presión normal es equivalente a 0.433 psi/ft.

Como se puede apreciar en la ilustración 6, la presión de formación tiende a aumentar con la profundidad de acuerdo con el gradiente de presión

hidrostática, los desvíos del gradiente de presión normal son considerados presión anormal.



**Ilustración 6** Profundidad vs Presión  
Fuente: Schlumberger Oilfield Glossary

## 2.2 HIDRAULICA DE FLUIDOS DE PERFORACION

La hidráulica de los fluidos de perforación, se refiere al análisis de la forma como se transfiere presión desde la superficie a la broca, considerando las caídas de presión a lo largo de la sarta de perforación y la influencia que tiene el fluido de perforación en el comportamiento de la tasa de perforación (ROP), la limpieza del agujero y la estabilidad del mismo.

### 2.2.1 Densidad equivalente de circulación

Según (Wild Well Control, 2012), es la densidad efectiva ejercida por un fluido de perforación en circulación, contra la formación, que tiene en cuenta la caída de presión en el espacio anular arriba del punto de interés, la densidad equivalente de circulación (ECD) se calcula de la según la ecuación 1:

$$ECD = \rho + \frac{P}{0.052 * TVD} \quad (1)$$

Densidad equivalente de circulación, ppg

Donde:

ECD= Densidad equivalente de circulación, (lb/gal)

$\rho$ = densidad del lodo de perforación, (lb/gal)

P= perdida de presión en el anular, (psi)

TVD= profundidad vertical verdadera, (ft)

Una buena limpieza del agujero garantiza una mínima afectación de la densidad del lodo por aporte de cortes y por consiguiente favorece la estabilidad de la ECD la cual a su vez se ve beneficiada, en la reducción de la velocidad anular o el punto cedente (YP), lo que previene la erosión de las paredes del pozo y las fracturas.

### 2.2.2 Capacidad de acarreo

Según (Schlumberger, Oilfield Glossary, 2017), es la capacidad de un fluido de perforación en circulación de transportar fragmentos de roca fuera de un pozo. La capacidad de acarreo es la función principal del fluido de perforación, determinada principalmente por la velocidad anular, el ángulo del agujero, reología y el perfil de flujo del fluido de perforación, pero está a la vez se ve afectada por el peso del lodo, el tamaño de los recortes de perforación, la posición y movimiento de la tubería.

### 2.2.3 Modelos reológicos

Los modelos reológicos son una relación matemática que permite caracterizar la naturaleza reológica de un fluido, estudiando la deformación dada a una tasa de corte específica.

La reología permite analizar la hidráulica en la perforación rotatoria, para ello, se utilizan normalmente los modelos “Plástico de Bingham” y “Ley de Potencia”, por lo simple de las ecuaciones de flujo y la facilidad con la que se estiman los parámetros involucrados. Sin embargo, (Zhongying, 1982), consideran que estos modelos no siempre tienen la capacidad de caracterizar el fluido en un rango amplio de tasas de corte y extienden el análisis a otros modelos reológicos. Los modelos se definen sin tener en cuenta el efecto de la rotación ni la variación de la temperatura con la profundidad. A continuación se describe cada uno de ellos:

#### 2.2.3.1 Modelo plástico de Bingham

Es un modelo de dos parámetros muy usado en la industria del petróleo, el esfuerzo de corte está definido por la ecuación 2:

$$\tau = \tau_y + \mu_p \cdot \gamma \quad (2)$$

Esfuerzo de corte modelo plástico de Bingham, lbf/100ft<sup>2</sup>

Donde  $\gamma$  es la velocidad de corte y la viscosidad plástica ( $\mu_p$ ) junto con el punto de cedencia ( $\tau_y$ ) se definen por las ecuaciones 3 y 4, respectivamente:

$$\mu_p = 478.8 * \frac{\tau_{600} - \tau_{300}}{\gamma_{600} - \gamma_{300}} \quad (3)$$

Viscosidad plástica modelo plástico Bingham, cP

$$\tau_y = \tau_{30} - 2.0886 * 10^{-3} * \mu_p * \gamma_{30} \quad (4)$$

Punto de cedencia modelo Bingham lbf/100ft<sup>2</sup>

Un fluido Plástico de Bingham no comienza a fluir hasta que el esfuerzo de corte aplicado exceda el valor mínimo ( $\tau_y$ ). A partir de este punto el cambio en el esfuerzo de corte es proporcional a la tasa de corte y la constante de proporcionalidad es la viscosidad plástica ( $\mu_p$ ).

### 2.2.3.2 Ley de potencia

Según (Chambre, 1982), es un modelo de dos parámetros para el cual la viscosidad absoluta disminuye a medida que la tasa de corte aumenta; la relación entre la tasa de corte y el esfuerzo de corte está dada por la ecuación 5:

$$\tau = K * \gamma^n \quad (5)$$

Esfuerzo de corte modelo ley de potencia lbf/100\*ft<sup>2</sup>

Donde los factores n y K se definen por las ecuaciones 6 y 7 respectivamente:

$$n = \frac{\text{Log}\left(\frac{\tau_{600}}{\tau_{100}}\right)}{\text{Log}\left(\frac{\gamma_{600}}{\gamma_{100}}\right)} \quad (6)$$

Índice de comportamiento de flujo modelo ley de potencia, adimensional.

$$K = 478.8 * \frac{\tau_{100}}{\gamma_{100}^n} \quad (7)$$

Índice de equivalencia, cP (equivalente)

No existe un término para el punto de cedencia, por tanto bajo este modelo los fluidos comienzan a fluir a una tasa de corte cero.

### 2.2.3.3 Modelo de Casson

Según (Aldeman, 1988), este modelo da una buena descripción de las características reológicas de los fluidos de perforación. A altas temperaturas y bajas presiones la aproximación se aleja del comportamiento real. La relación que los caracteriza está definida por la ecuación 8:

$$\tau^{\frac{1}{2}} = \tau_y^{\frac{1}{2}} + (\mu_p * \gamma)^{0.5} \quad (8)$$

Esfuerzo de corte modelo de casson, lbf/100\*ft<sup>2</sup>

Dónde:  $\mu_p$  y  $\tau_y$  se definen por las ecuaciones 9 y 10, respectivamente.

$$\mu_p = 478.8 * \left( \frac{\sqrt{\tau_{600}} - \sqrt{\tau_{60}}}{\sqrt{\gamma_{60}} - \sqrt{\gamma_{600}}} \right)^2 \quad (9)$$

Viscosidad plástica modelo de casson, cP

$$\tau_y = \left( \sqrt{\tau_{60}} - \sqrt{2.0886 * 10^{-3} * \mu_p * \gamma_{60}} \right)^2 \quad (10)$$

Punto de cedencia, lbf/100\*ft<sup>2</sup>

### 2.2.4 Viscosidad plástica (VP)

Según (Perfoblogger, Viscosidad plástica, 2015), es la resistencia de un fluido al movimiento. La medición de la viscosidad del fluido de perforación se realiza usando el viscosímetro rotatorio (ver ilustración 7), el cual mide viscosidades a diferentes tasas de corte a 600, 300, 200, 100, 6 y 3 revoluciones por minuto (RPM), la viscosidad plástica para modelo plástico de Bingham se obtiene con la lectura de los datos obtenidos a 600 y 300 rpm de la siguiente manera:

$$VP = @ 600 \text{ rpm} - @ 300 \text{ rpm} \quad (11)$$

Viscosidad plástica



**Ilustración 7** Viscosímetro Rotatorio Fann 35

Para los otros métodos reológicos se construye la gráfica con las lecturas a diferentes tasas de corte vs esfuerzo y se mide la pendiente como valor de viscosidad.

Controlar la viscosidad plástica es importante durante la perforación, para ello se debe monitorear el contenido de sólidos del lodo de perforación, donde la bentonita (atapulguita y/o arcilla organofilica) es el principal aditivo que afecta la reología del fluido y otros tales como la barita, recortes de perforación, material de pérdida de circulación. Si se tiene alto contenido de estos materiales da como resultado una viscosidad plástica alta, si se desea bajar la viscosidad plástica, se debe reducir el contenido de sólidos lo cual se logra a través de los equipos de control de sólidos o diluyendo el lodo de perforación agregándole más fluido base.

### 2.2.5 Punto cedente (YP)

Según (Perfoblogger, ¿Que es el punto cedente?, 2015), el punto cedente o Yield Point, es la propiedad que tiene un fluido, para resistirse al flujo inicial, en otras palabras es el primer esfuerzo requerido para que el fluido se mueva, en campo se puede calcular mediante la ecuación 12, la cual aplica al modelo plástico de Bingham:

$$YP = @ 300 \text{ rpm} - VP \quad (12)$$

Punto cedente, Modelo plástico de Bingham.

El (YP) indica la capacidad que tiene el fluido de perforación de arrastrar los recortes producto de la perforación hasta la superficie, el valor de YP tiene que mantenerse alto para que la eficiencia de limpieza del pozo sea alta.

## 2.3 MECÁNICA DE ROCAS

### 2.3.1 Esfuerzo

Es la cantidad de fuerza ejercida por unidad de área que soporta o se aplica sobre un material sólido, lo que lo hace resistir la separación, compresión o deslizamiento, que tiende a ser producido por fuerzas externas, se muestra en la ilustración 8.

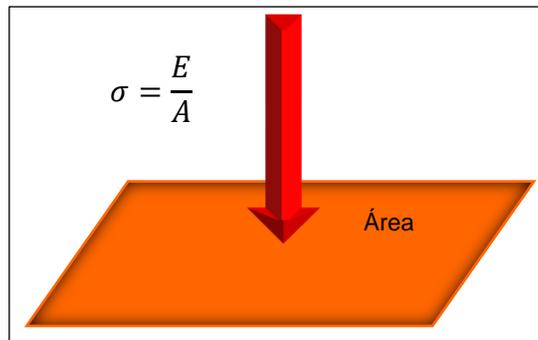


Ilustración 8 Concepto de esfuerzo

La unidad que representa la relación entre la fuerza aplicada y la superficie en la cual se aplica esta, es el Pascal (Pa) en el sistema internacional ecuación 13.

$$\sigma = \text{esfuerzo} = \frac{\text{Fuerza}}{\text{Area}} = \frac{N}{m^2} = \text{Pascal} \quad (13)$$

Ecuación de esfuerzo

Donde:

F= Fuerza (newton)

A= Área (m<sup>2</sup>)

N = Newton

m= metro

En el sistema inglés se utiliza como unidad la baria para expresar la magnitud del esfuerzo en la ecuación 14:

$$\sigma = \text{esfuerzo} = \frac{\text{Fuerza}}{\text{Area}} = \frac{\text{dyn}}{\text{cm}^2} = \text{baria} \quad (14)$$

Esfuerzo en sistema inglés

Donde:

F= Fuerza (dina)

A= Área (cm<sup>2</sup>)

Dyn = dina

Cm = centímetros

Como estas unidades representan un esfuerzo demasiado pequeño para ser utilizado en campo, generalmente se utilizan múltiplos de estos, tales como:

**Tabla 2** Unidades en campo de la magnitud del esfuerzo

<b>Sistema internacional</b>	<b>Sistema inglés</b>
1 Mpa = 10 <sup>6</sup> Pa	1 bar = 10 <sup>6</sup> Barias
1 Gpa = 10 <sup>9</sup> Pa	1 kbar = 10 <sup>3</sup> bars = 10 <sup>9</sup> bars

Fuente:<http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/109/A5.pdf?sequence=5>

Entre los principales esfuerzos en que afectan la perforación de pozos de petróleo encontramos:

- Compresión
- Tensión
- Cizalla

### 2.3.1.1 Compresión

También es llamado esfuerzo normal, se representa por  $\sigma$  y es aquel al que son sometidas las rocas cuando se comprimen por fuerzas dirigidas unas contra otras a lo largo de una misma línea. Cuando los materiales se someten a este tipo de esfuerzos, tienden a acortarse en la dirección del esfuerzo mediante la formación de pliegues o fallas según que su comportamiento sea dúctil o frágil, el fenómeno se visualiza en la ilustración 9.



Ilustración 9 Compresión de un objeto

### 2.3.1.2 Tensión.

Resultado de las fuerzas que actúan a lo largo de la misma línea pero en dirección opuesta. Este tipo de esfuerzo actúa alargando o separando la roca se visualiza en la ilustración 10.



Ilustración 10 Tensión de un objeto

### 2.3.1.3 Cizalla.

También es conocido como esfuerzo de corte, se representa con el símbolo ( $\tau$ ), en este las fuerzas actúan en paralelo pero en direcciones opuestas, se puede visualizar en la ilustración 11, lo que da como resultado una deformación por desplazamiento a lo largo de planos poco espaciados.

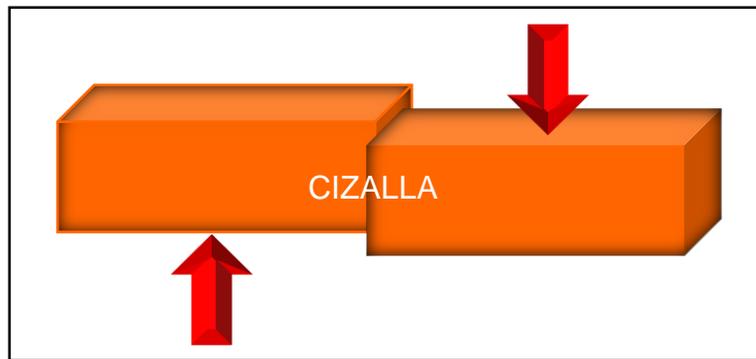


Ilustración 11 Cizalla de un objeto

### 2.3.1.3.1 Esfuerzo de corte en perforación.

Según (Schlumberger, Oilfield Glossary, 2017), en perforación se conoce como esfuerzo de corte la fuerza por unidad de área que se necesita para mantener una velocidad constante de movimiento de un fluido.

En la ilustración 12, se puede ver un resumen de los tipos de esfuerzos, su relación con la ductilidad de la roca y el tipo de deformación-

Tipo de esfuerzo			
tensión	Compresión	Cizalla	
			Indefornado
			Dúctil
			Frágil

Ilustración 12 Tipos de esfuerzos

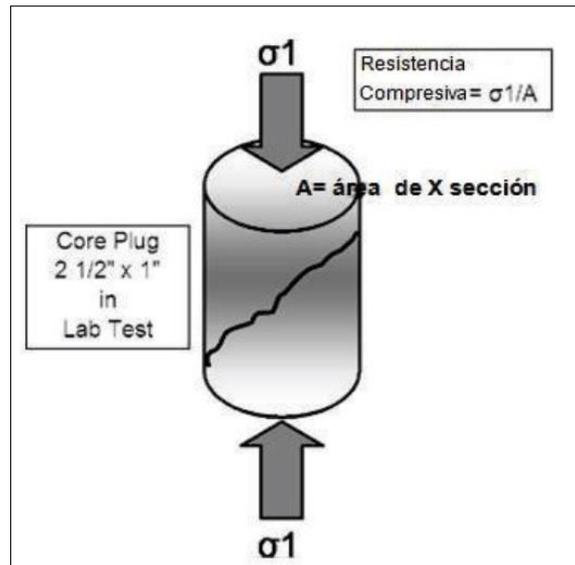
Fuente: <http://post.geoxnet.com/blog/geologia-estructural/> de esta página también se sacó las definiciones de los tipos de esfuerzos

## 2.3.2 Resistencias de las rocas

### 2.3.2.1 Resistencia compresiva no confinada de las rocas (UCS)

La resistencia a la compresión no confinada (UCS) o resistencia a la compresión uniaxial como es llamada comúnmente, es el valor del esfuerzo en el momento en que ocurre la falla en una roca; es decir el máximo esfuerzo que soporta la roca sometida a compresión a lo largo del eje longitudinal de la muestra bajo condiciones no confinadas.

Uno de los métodos más sencillos para la de determinación de esta propiedad es el ensayo de compresión uniaxial que consiste en someter a carga un cilindro recto de muestra de roca con una presión de confinamiento igual a cero hasta que esta falle. (Ver ilustración 13)

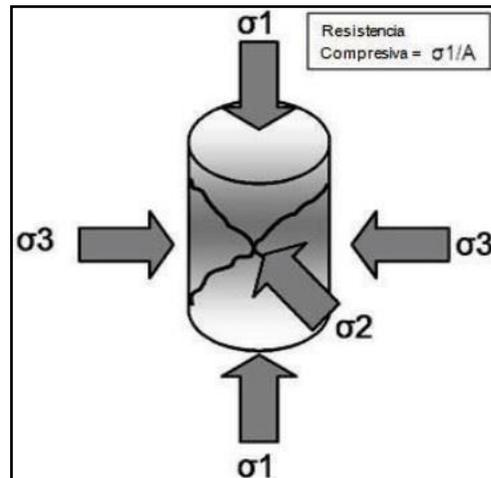


**Ilustración 13** Resistencia compresiva de la roca  
Fuente: Halliburton Security Drill Bits and Services,  
*Mecánica de Rocas (2014).*

### 2.3.2.2 Resistencia compresiva confinada de las rocas (CCS)

Según (Galvis, Ochoa, Arguello, Carvajal, & Calderon, 2011), comúnmente es llamada resistencia a la compresión triaxial, y expresa el máximo esfuerzo que soporta la roca sometida a compresión con confinamiento. El método más sencillo de determinación de esta propiedad es la prueba triaxial, que usualmente es realizada en el laboratorio incrementando la carga axial y de confinamiento simultáneamente, hasta alcanzar el esfuerzo hidrostático recomendado, luego, se mantiene la presión de confinamiento constante

mientras la carga axial se va incrementando hasta que ocurre la falla en la roca, (Ver ilustración 14).



**Ilustración 14** Resistencia compresiva confinada de las rocas  
Fuente Halliburton Security Drill Bits and Services, Mecánica de Rocas (2014).

### 2.3.2.2.1 Presión de confinamiento ( $P_c$ )

Según (Galvis, Ochoa, Arguello, Carvajal, & Calderon, 2011), es la suma de la presión litostática o de carga que los materiales sólidos que se encuentran por encima de la roca ejercen sobre esta, más la presión de los fluidos (agua, petróleo o gas), que se hacen presentes en rocas permeables que permiten el flujo de estos a través de sus poros, grietas o fisuras.

En los ensayos de laboratorio la presión de confinamiento corresponde al valor de la carga radial que se aplica hidráulica o neumáticamente sobre la muestra que se analiza.

### 2.3.2.3 Resistencia a la compresión de la roca sin confinamiento (UCS)

Según (Portilla, Suarez, & Corzo, 2012), para poder calcular UCS, se debe contar con registros electrónicos de pozo tales como: registro Sónico (DT), registro de porosidad (NPHI), Gamma Ray (GR) y Densidad (RHOB).

Previo al cálculo de la UCS y a partir de los registros eléctricos se debe modelar otras propiedades necesarias como el índice de arcillosidad ( $V_{shale}$ ), velocidad de la onda compresional y relación de Poisson.

Con base en el índice de arcillosidad se definen los valores de resistencia de la roca con las ecuaciones 15 y 16, para formaciones arcillosas y para areniscas limpias y medianamente sucias, respectivamente.

Para formaciones arcillosas:

$$UCS = 145.077 * 0.72 * V_p^{3.2} \quad (15)$$

Resistencia a la presión no confinada para formaciones arcillosas

Para areniscas limpias y medianamente sucias, como también para limolitas se define la UCS como:

$$UCS = 145.077 * 1.9E - 20 * \rho^2 * V_p^4 * \left[ \frac{1 + \nu}{1 - \nu} \right]^2 * (1 - 2\nu)(1 + 0.78 V_{shale}) \quad (16)$$

Resistencia a la presión no confinada para areniscas limpias y medianamente sucias

Donde:

E = Modulo de Young Dinámico (psi)  
 $V_p$  = Velocidad de la onda compresional (km/s)  
 $\rho$  = Densidad de la formación (gr/cc)  
 $V_{shale}$  = Contenido de arcilla  
 $\nu$  = Relación de Poisson

## 2.4 TEORIA DE LA ENERGIA MECANICA ESPECÍFICA

El británico Tale (Teale, 1965), propuso un modelo para poder cuantificar la relación que existe entre la cantidad de energía de entrada y la tasa de penetración (ROP), basándose en: la energía mecánica específica (MSE) de la perforación, la energía mínima específica y la eficiencia de la perforación.

El concepto de Energía Mecánica Específica relaciona el principio fundamental de la energía que se requiere para destruir una unidad de volumen de roca y la eficiencia con la que la broca avanza realizando la operación. Esta se ha utilizado para investigar ineficiencias en operaciones en los campos petroleros, ya que es una herramienta en tiempo real que permite evaluar y maximizar la tasa de penetración.

Teale fundamenta su teoría con pruebas de laboratorio a condiciones atmosféricas y postula su concepto en función de parámetros de campo utilizados en la perforación, dando como resultado la ecuación 17:

$$MSE = \frac{480 * T * RPM}{D^2 * ROP} + \frac{4WOB}{\pi D^2} \quad (17)$$

Energía mecánica específica propuesta por Teale R

Donde:

MSE = energía mecánica específica, (psi)

RPM = revoluciones por minuto de la broca, (rev/min)  
 WOB = peso sobre la broca (KLbf)  
 ROP = Tasa de penetración (ft/hr)  
 T = torque, (Lbs.Ft)  
 D = Diámetro de la broca, (pulg)

Como la mayoría de datos son tomados en superficie, para el cálculo de la Energía Mecánica Específica (MSE), se introduce un coeficiente de fricción deslizante para expresar el torque en función de peso sobre la broca cuando las mediciones de este no son confiables, tal como lo expresa en la ecuación 18:

$$\mu = \frac{36 * T}{D * WOB} \quad (18)$$

Coeficiente de fricción

Donde el torque (T), se expresa en la ecuación 19:

$$T = \frac{\mu * D * WOB}{36} \quad (19)$$

Ecuación para hallar torque

$\mu = 0.5 - 1.0$  (PDC)  
 $\mu = 0.2$  (TRICÓNICA)  
 T = torque, (Lbs.Ft)  
 D = Diámetro de la broca, (pulg)

La energía que se requiere para destruir cierto volumen de roca está dada por la resistencia compresiva de esta, en los resultados de los laboratorios realizados por Teale pudo notar que la Energía Mecánica Específica era numéricamente igual a la resistencia compresiva no confinada de la roca en libras por pulgada cuadrada (lpc) o (psi). Este hecho es un factor importante desde el punto de vista operacional ya que sirve de referencia para estimar la eficiencia en la perforación.

#### 2.4.1 Análisis dimensional

Dada las unidades de la energía mecánica específica (MSE), se hace un análisis dimensional de esta.

Partiendo de la ecuación (17) de Energía Mecánica Específica

$$MSE = \frac{480 * T * RPM}{D^2 * ROP} + \frac{4WOB}{\pi D^2} \quad (17)$$

Energía mecánica específica propuesta por Teale R

Donde el primer término representa la fuerza producida por el movimiento rotacional y el segundo representa el peso ejercido sobre la broca, por unidad de área.

Se reemplaza todas las unidades de los parámetros encontrados en dicha ecuación:

$$MSE = \left[ \frac{480 * Lbf * Ft * \frac{1}{60} \frac{min}{hr}}{pulg^2 * \frac{Ft}{hr}} \right] + \left[ \frac{4 * Lbf}{\pi * pulg^2} \right]$$

Después de eliminar términos iguales se tiene como resultado:

$$MSE = \left[ \frac{480 * 60 * Lbf}{pulg^2} \right] + \left[ \frac{4 * Lbf}{\pi * pulg^2} \right]$$

Sacando factor común

$$MSE = \left[ 480 * 60 + \frac{4}{\pi} \right] \left[ \frac{Lbf}{pulg^2} \right] = Psi$$

#### 2.4.2 Eficiencia mecánica de las brocas (EFF<sub>m</sub>)

La energía mecánica específica (MSE), permite la estimación de parámetros óptimos en la formación y es una herramienta útil en la predicción de problemas presentados en las brocas, que pueden afectar la eficiencia del sistema en determinado punto o instante en la perforación.

Como se habló anteriormente, “Teale” también introdujo los conceptos de energía específica mínima y máxima eficiencia mecánica. La energía específica mínima se alcanza cuando la energía mecánica específica se aproxima a la resistencia compresiva de la roca sin confinamiento (UCS). La eficiencia mecánica se calcula con la ecuación 20:

$$EFF_M = \left[ \frac{ES_{MIN}}{MSE} \right] * 100 \quad (20)$$

Eficiencia mecánica de las brocas

Donde:

ES<sub>MIN</sub> = Energía específica mínima, (psi) = UCS

EFF<sub>N</sub> = Máxima eficiencia mecánica, (%)

Debido a que la roca perforada se encuentra bajo un esfuerzo compresivo por la presencia de una columna hidrostática, lo cual lleva a que esta esté bajo confinamiento, no se puede utilizar la ecuación (20), por tal motivo para poder ser utilizada en campo (C, 2017), en 1992 validó la ecuación derivada por Teale (1964), modificando la ecuación de la eficiencia mecánica de la siguiente manera, (Ver ecuaciones 21 y 22)

$$EFF_M = \left[ \frac{CCS}{MSE} \right] * 100 \quad (21)$$

EFF de las brocas en función de CCS

$$MSE = \left[ \frac{CCS}{EFF_M} \right] * 100 \quad (22)$$

MSE en función de CCS

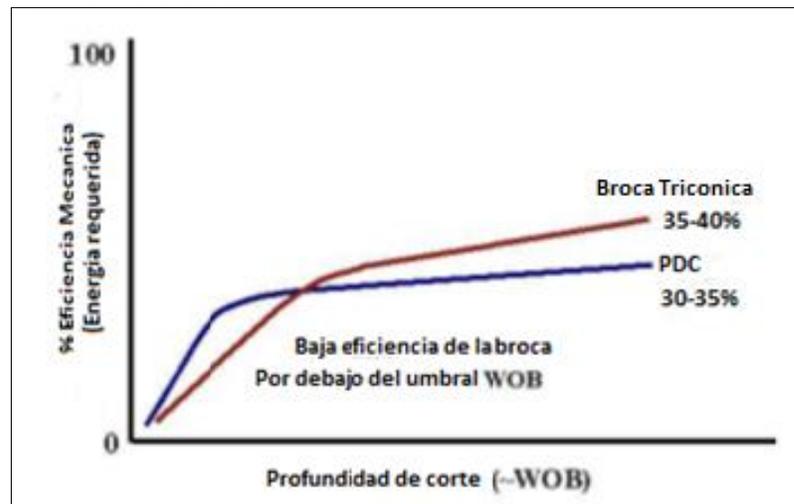
Donde:

EFFM: Eficiencia mecánica (porcentaje)

CCS: Resistencia a la compresión de la roca bajo confinamiento (psi)

MSE: Energía Mecánica Específica (psi)

Según Dupriest (2005), las brocas tienden a transferir solo el 30 – 40 % de la energía consumida en el proceso de destrucción de la roca, inclusive cuando se opera a un máximo rendimiento, sin embargo, si el DOC es inadecuado, la eficiencia de la transferencia de energía cae muy por debajo de ese valor y la ROP sufre el mismo efecto.



**Ilustración 15** Relación entre la profundidad de corte y eficiencia mecánica

Fuente: Maximizing Drill Rates with Real-Time Surveillance of Mechanical Specific Energy – SPE/IADC 92194

Despejando el torque de la ecuación básica de MSE (17) y reemplazando MSE en términos de resistencia compresiva confinada y eficiencia mecánica, ecuación (20), se obtiene una expresión para calcular el torque asociado a un tipo particular de broca, que perfora una resistencia compresiva confinada (CCS) con una tasa de penetración conocida (Ver ecuación 23):

$$T = \left[ \frac{CCS}{EFF_M} - \frac{4 * WOB}{\pi * D^2} \right] * \left[ \frac{D^2 * ROP}{480 * RPM} \right] \quad (23)$$

Torque en función de EFFm

Se obtiene una ecuación (ecuación 24, demostración en el anexo H) para calcular la tasa de penetración si se reemplaza el MSE de la ecuación 21:

$$ROP = \frac{13.33 * \mu * RPM}{D * \left[ \frac{CCS}{EFF_M * WOB} - \frac{1}{AB} \right]} \quad (24)$$

ROP en función de CCS y EFFm

Donde:

AB = área de la broca (pulg<sup>2</sup>)

RPM= revoluciones por minuto de la broca

μ= Coeficiente de fricción (Ver ecuación 19)

CCS= resistencia compresiva confinada de la roca

EFFm= Eficiencia mecánica %

WOB= peso sobre la broca

### 2.4.3 Correlación de la resistencia compresiva no confinada de la roca (UCS) y resistencia compresiva confinada de la roca (CCS)

En campo la roca está sujeta a presión de confinamiento y como en los experimentos iniciales de Teale no hubo presión de confinamiento, no se puede expresar la resistencia a la perforación en términos de energía específica mínima (UCS), por lo tanto se tiene que comparar este valor con un rango de resistencia compresiva confinada de la roca (CCS), la cual para el caso de una roca permeable en un pozo vertical se calcular por el siguiente método, (ver ecuación 25):

$$CCS = UCS + DP + 2DP * \left[ \frac{SEN (AFI)}{(1 - SEN(AFI))} \right] \quad (25)$$

Resistencia compresiva de la roca

Dónde:

DP = Presión diferencial  
 = Esfuerzo de confinamiento = ECD – Presión de poro.  
 UCS = Energía específica mínima  
 = Resistencia compresiva sin confinamiento.  
 CCS = Resistencia compresiva de la roca.  
 AFI = Angulo de fricción interna de la roca.  
 ECD = Densidad equivalente de Circulación.

Para el caso de roca impermeable en un pozo vertical, la resistencia compresiva confinada (CCS) se calcula incorporando la relación descrita por Skempton (1954), ver ecuación 26:

$$CCS_{SK} = UCS + DP_{SK} + 2DP_{SK} * \left[ \frac{SEN(AFI)}{(1 - SEN(AFI))} \right] \quad (26)$$

Resistencia compresiva confinada de la roca por Skempton

Donde el primer término es la resistencia compresiva de la roca, en el segundo la presión diferencial descrita por Skempton (Ver ecuación 27), el tercer término una presión diferencial teniendo en cuenta el ángulo de fricción interna de la roca.

Donde la presión diferencial calculada por Skempton (ecuación 27), se expresa como la diferencia entre la densidad equivalente de circulación y la presión de poro calculada por Skempton:

$$DP_{SK} = ECD - PP_{SK} \quad (27)$$

Presión diferencial de poro de Skempton

Donde  $PP_{sk}$  es la presión de poro de Skempton a la profundidad de perforación. Esta presión de poro se calcula utilizando la siguiente ecuación:

$$PP_{SK} = PP - (OB - ECD)/3 \quad (28)$$

Presión de poro de Skempton

Donde:

PP = Presión de poro  
 OB = Presión de sobrecarga

Después, de revisar la teoría sobre la energía mecánica específica (MSE), se puede concluir que para predecir el comportamiento de la ROP, es posible definir los coeficientes de fricción de deslizamiento, eficiencia mecánica; WOB y RPM, para cada tipo de broca en función de la resistencia aparente de la

roca, mediante pruebas de laboratorio o con datos de campo siempre y cuando estos se encuentren disponibles.

#### 2.4.4 OXY MSE

Occidental Petroleum (OXY) hace una modificación a la ecuación de energía mecánica específica propuesta por Teale, donde se tiene en cuenta las RPM en la broca y el Torque introduciendo unos coeficientes para tener en cuenta el torque del motor a través de la presión diferencial y el torque en superficie, quedando la ecuación (29) de la siguiente forma:

$$Oxy\ MSE_{kpsi} = \frac{4 * WOB_{klb}}{\pi * D_{in}^2} + \frac{0.48 * RPM_{bit} * T_{ft*lb}}{ROP_{ft/hr} * D_{in}^2} \quad (29)$$

Energía mecánica específica modificada por OXY

WOB= Peso sobre la broca (klb).

D<sup>2</sup>= Diámetro de la broca (inch).

RPM= Revoluciones por minuto en la broca (RPM)

T= Torque en la broca (ft\*lb)

ROP= Rata de perforación (ft/hr)

El primer término es el peso ejercido sobre la broca, sobre unidad de área, el segundo término es la fuerza producida por el movimiento rotacional.

Dónde la rotación de la broca se expresa las revoluciones por minuto de la broca (Ver ecuación 30):

$$RPM_{bit} = RPM_{surf} + Q_{gpm} * RPG_{rev/gal} \quad (30)$$

Revoluciones por minuto en la broca (subsuelo)

Dónde:

Q = Caudal (GPM)

RPG = revoluciones por galón, numero de vueltas que da el motor por cada galón

El torque máximo del motor se expresa en la ecuación 31:

$$T_{ft*lb} = 0.8 \left( \frac{T_{max\ ft*lb}}{\Delta P_{max\ psi}} * \Delta P_{psi} \right) + 0.2 (T_{surf\ ft*lb}) \quad (31)$$

Torque en la broca

Donde:

Tmax = Torque máximo del motor (ft\*lb)  
 $\Delta P_{max}$  = Presión diferencial máxima del motor (psi)  
 $\Delta P$  = Presión diferencial (superficie y fondo de pozo) (psi)

Y los subíndices:

Bit = broca  
Surf = superficie

## **2.5 PROBLEMAS DURANTE LA PERFORACION**

A continuación se describen los principales problemas operacionales que ocurren durante la perforación y que de alguna forma están asociados a la Energía Mecánica Específica (MSE), como son: vibración en la sarta de perforación, pérdida de circulación, pega de tuberías, patadas de pozo y reventones.

### **2.5.1 Vibración en la sarta de perforación**

Según (McDonald Gonzalez & Cedro Resendiz, 2010), se denomina vibración en la sarta de perforación a la energía mecánica liberada en forma de ondas elásticas que producen deformaciones y tensiones, debido al desbalance de energía existente en el sistema de perforación, constituido por la interfaz con la roca perforada, la sarta de perforación, la broca y el lodo. Esta energía liberada se debe a que la energía necesaria para perforar la roca es menor a la energía total del sistema.

Los principales tipos de vibración en la perforación son:

- Vibración axial
- Vibración lateral
- Vibración torsional

#### **2.5.1.1 Vibración axial**

Según (Hawker, Vogt, & Robinson, 2001), la vibración axial se presenta durante todas las fases de la perforación, esta se produce por el impacto inicial de la broca con la formación en el fondo, por cambios en la litología que elevan el impulso sobre la broca o por un desgaste excesivo o desigual sobre la broca. Esta puede aparecer durante la perforación de dos formas:

- Vibración Vertical cuando la broca está en contacto con la formación.
- Rebotes de la broca contra el fondo del pozo.

Los incrementos en vibración axial comúnmente están acompañados de deslizamientos repentinos “stick-slip”, cambios inesperados en el WOB y en las RPM. Generalmente, entre más dura sea la formación, más alta será la frecuencia de vibración axial de la broca, lo que produce generalmente problemas en las brocas las cuales fallan o se desgastan rápidamente, se presentan también fallas mecánicas en el BHA y reducción en las ROP.

### **2.5.1.2 Vibración Torsional**

Según (Evans, Hawker, & Mejia, 2001), la vibración torsional ocurre cuando se disminuye o se detiene la rotación en el fondo a causa de que la fricción de resistencia supera el torque aplicado, lo cual causa un efecto opuesto en las lecturas de torque y RPM, (alto torque = baja RPM, bajo Torque = alta RPM), produciendo una alternancia de aceleración y desaceleración del BHA y de la broca, que conlleva a la torcedura de la sección más flexible de la tubería de perforación.

La vibración torsional produce un efecto de “stick slip” en el BHA y en la broca, el cual hace que la broca se detenga completamente hasta que la fuerza de torsión suministrada en la superficie a la sarta de perforación supera la resistencia y la fricción y puede hacer que la broca y el BHA giren de nuevo.

Es inevitable que haya algún grado de vibración torsional cuando la sarta comienza a rotar a medida que se empieza a bajar el BHA.

### **2.5.1.3 Vibración Lateral**

Según (Hawker, Vogt, & Robinson, 2001), la vibración lateral está definida como una rotación no central de la broca y/o el BHA, causando impactos laterales contra la pared del pozo, los cuales se mantienen por la rotación de la sarta.

Las cargas y esfuerzos que se necesitan para que se inicie una vibración lateral, son mayores que los necesarios para iniciar una vibración axial o torsional, sin embargo se sabe que la vibración lateral es iniciada por la vibración torsional o por la vibración axial, y puede ser más destructiva que cualquiera de ellas, un hecho aún más grave debido a la dificultad de ser detectada.

Este tipo de vibración causa problemas como:

- Reducción en la ROP.
- Desgaste prematuro de la broca.

- Desgaste desigual en la sarta y en los estabilizadores, además del metal erosionado que cae dentro del pozo debido al impacto contra la pared del pozo y contra el revestimiento.
- Fisuras y fallas en el BHA.
- Aumento del diámetro del pozo, inestabilidad del hueco, daños al revestimiento.
- Impactos laterales que inducen otras vibraciones.

Con el fin de eliminar la vibración lateral, se deben tomar medidas correctivas para reducir la vibración axial y torsional, ya que como se ha dicho anteriormente la rotación excéntrica no aparece hasta que dichas vibraciones lo hacen.

### **2.5.2 Pérdida de circulación**

Según (Hawker, Vogt, & Robinson, 2001), la pérdida de circulación, es la pérdida de fluido hacia la formación y es considerada uno de los problemas más críticos que se pueden encontrar durante la perforación convencional.

Una pérdida parcial de lodo a la formación no tiene necesariamente consecuencias inmediatas que impidan continuar con la perforación; sin embargo, las consecuencias pueden ser más severas si la rata de pérdidas aumenta o si se pierde completamente la circulación, algunas de ellas son:

- Pérdida en la cabeza hidrostática, la cual puede hacer que entren al pozo fluidos provenientes de las formaciones, llegando a causar en el peor de los casos un reventón si no se tiene control adecuado de esta.
- Pérdida de la permeabilidad de la formación causada por el daño que pueden causar los sólidos del lodo y quizás se presente depositación de cortes, lo cual no sólo impediría tomar buenos registros, sino también dañar el potencial productor de la zona de interés.
- El incremento en los costos de operación, por la pérdida de lodo que debe ser reemplazado con sus componentes.

### **2.5.3 Patadas y Reventones (Kicks y Blowouts)**

Según (Hawker, Vogt, & Robinson, 2001), una patada (kick) de pozo, es la intrusión de fluido de la formación al pozo que comúnmente se conoce como influjo.

Para que esto ocurra, se deben cumplir dos criterios:

- Que la presión hidrostática del lodo y por consiguiente la presión de fondo de pozo sean menores a la presión de formación. Los fluidos siempre fluirán en la dirección de menor presión.
- Que la formación con potencial de flujo debe tener una permeabilidad suficiente que permita la intrusión de los fluidos de formación dentro del pozo.

Por otro lado un reventón (Blowout), sucede cuando hay un flujo incontrolable en superficie de los fluidos de la formación.

Algunas causas de patadas de pozos y en un caso extremo de reventones son:

- No mantener el hueco lleno cuando se esté sacando tubería.
- Reducir la presión anular por suaveo (Swabbing).
- Pérdida de circulación.
- Rata de penetración excesiva cuando se perfora a través de arenas gaseosas.
- Formaciones sub-presionadas.
- Formaciones sobre-presionadas.

#### **2.5.4 Pega de tubería**

Según (Hawker, Vogt, & Robinson, 2001), se conoce como pega de tubería cuando el movimiento de la sarta de perforación ya sea vertical o rotacional, es nulo o restringido por fuerzas en el pozo. Esta situación se reconoce porque el torque se aumenta y se torna errático, al igual se incrementa la carga en el gancho necesaria para levantar la tubería, o se incrementa el peso en la broca o el arrastre cuando se baja la tubería.

El mecanismo en particular con que haya ocurrida la pega, nos determina si se puede bajar, rotar o circular por dentro de la tubería de perforación. Las causas generales de pega se clasifican en tres mecanismos principales:

- Empaquetamiento (Pack-off) o puenteo (bridge)
- Pega diferencial.
- Geometría de pozo.

##### **2.5.4.1 Empaquetamiento (Pack-off) o puenteo (bridge)**

Según (Hawker, Vogt, & Robinson, 2001), el empaquetamiento ocurre generalmente alrededor de los drillcollars de diámetro grande o de herramientas de diámetro cercano al del pozo como los estabilizadores cuando partículas pequeñas de formación caen dentro del pozo, asentándose y

llenando el anular alrededor de estos, quedando de esta forma el anular obstruido y empacando y pegando la tubería.

Por su parte el término puenteo (bridge) hace referencia al material de gran tamaño que cae al hueco y queda atascado entre la sarta y la pared del pozo, pegando la tubería.

Entre las causas potenciales de pega por empaquetamiento, se tiene:

- Derrumbe o Hinchamiento de Shales Reactivos o Sobre-Presionados.
- Formaciones Fracturadas o Inconsolidadas.
- Asentamiento o acumulaciones de cortes.
- Cemento o Basura.
- Depósitos salinos Móviles.

#### **2.5.4.2 Pega Diferencial**

Según (Hawker, Vogt, & Robinson, 2001), la pega diferencial puede ocurrir cuando se perfora una formación permeable, con presión de formación menor que la hidrostática y se tiene un filtrado de lodo alto, permitiendo que el revoque que se forma en la pared del pozo naturalmente se haga de forma más gruesa de lo normal.

Este tipo de pegas ocurren mayormente cuando la sarta está estática durante alguna conexión, toma de registro o falla del equipo, donde se puede tener zona de contacto mayor con la pared del pozo y la torta nombrada anteriormente, estos factores sumados al diferencial de presión hacen que la tubería sea atraída por la pared del pozo e impida el movimiento vertical o de rotación de la sarta; en este mecanismo de pega no se ve afectada la circulación del pozo.

#### **2.5.4.3 Pega por geometría de pozo**

Según (Hawker, Vogt, & Robinson, 2001), este tipo de pega de tubería ocurre cuando existe una combinación de geometría de pozo y cambios en dirección del mismo, además de rigidez en el ensamblaje de fondo y la posición de los estabilizadores, lo que puede evitar que la sarta pase a través de una sección del pozo.

Las áreas con problemas pueden ser identificadas por el torque errático durante la perforación, pero la pega ocurrirá cuando se esté sacando o metiendo tubería.

### 3. ENERGÍA MECÁNICA ESPECÍFICA APLICADA A LA OPTIMIZACIÓN DE LA PERFORACIÓN EN LOS POZOS DE PETRÓLEO MATA NEGRA 92, 93 Y 94

El concepto y cálculo de la MSE se aplica a 3 pozos del campo Caño Limón, de la compañía Occidental de Colombia, quien a pesar de venir aplicando recientemente este concepto, continua teniendo problemas operacionales debido a prácticas o decisiones inadecuadas, evidenciadas en las desviaciones de los factores limitantes contenidas en los registros de datos de perforación en tiempo real (Welldata Real Time of National Oilwell Varco – NOV, ver ilustración 16), de los pozos Mata Negra 92, Mata Negra 93 y Mata Negra 94.

Se procede entonces a hacer la descripción de las características esenciales de los pozos en estudio, se identifican los limitadores de MSE de manera general y se relaciona la forma de identificar las situaciones problemáticas para cada uno de los tres pozos, apoyados en el software de manejo de datos (NOV). En 7 de estos episodios problemáticos se procede a hacer el cálculo de MSE, debido a que son los más representativos de los problemas operacionales más frecuentes, cuya selección se apoya en las recomendaciones del departamento de perforación de Occidental de Colombia.



Ilustración 16 Programa usado para obtener datos (Welldata).  
Fuente: Welldata.net

### 3.1 DESCRIPCION DE POZOS SELECCIONADOS

Con ayuda del personal especializado de OXY, se seleccionaron 3 pozos del campo Caño Limón (Mata Negra 92, 93 y 94), donde como principal criterio de selección se tomó que ya se hubiese implementado la metodología de la energía mecánica específica (MSE) en estos, con el fin de poder realizar un análisis con datos reales tomados en campo, además se sumó los principales problemas presentados en la perforación de estos pozos, que ilustran de manera pedagógica la metodología.

#### 3.1.1 Pozo 1. Mata negra 92.

Información general del pozo Mata Negra 92:

- Operador: Occidental de Colombia.
- Contratista de perforación: Estrella Intern E1225.
- Fecha de análisis: 07-May-17 18:12.
- Profundidad total: 9330.71 ft.
- Fecha final de la perforación: 21-May- 17 23:59.

Los datos son suministrados por Occidental de Colombia (OXY), empresa operadora del campo Caño Limón (ilustración 17), para el pozo Mata Negra 92. Se escogió la información de interés comprendida entre el 9 de mayo del 2017 a las 06:00:00 y el 11 de mayo del 2017 a las 22:00:00, correspondiente al periodo de tiempo donde se realizó la perforación del pozo y donde midieron los parámetros de perforación cada 30 segundos.

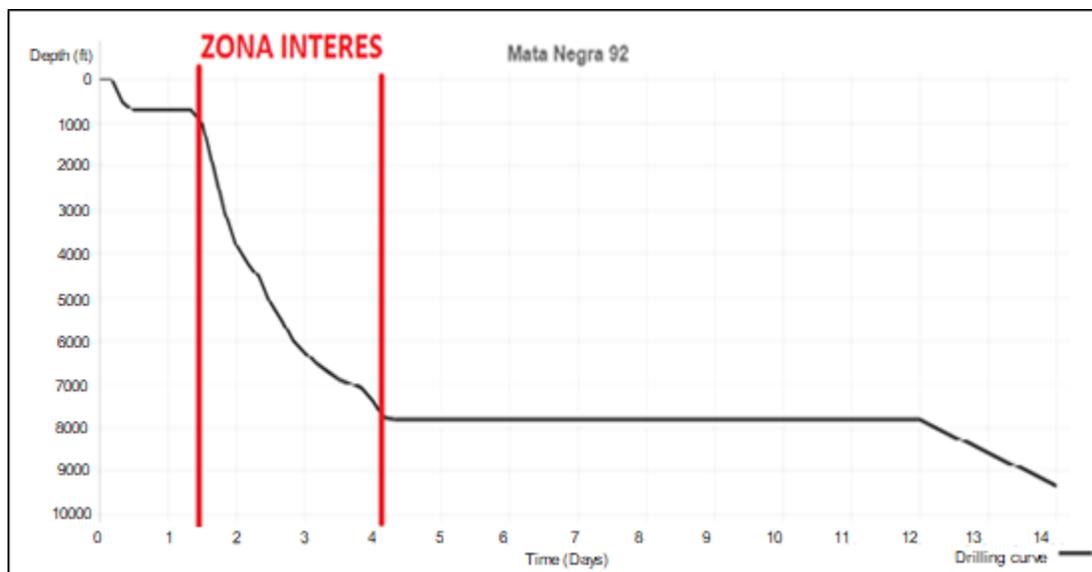


Ilustración 17 Profundidad vs Tiempo, pozo Mata Negra 92

### 3.1.2 Pozo 2. Mata negra 93.

Información general del pozo Mata Negra 93:

- Operador: Occidental de Colombia.
- Contratista de perforación: Estrella Intern E1225.
- Fecha de análisis: 17- Feb-17 00:01
- Profundidad total: 19.504.56 ft.
- Fecha final de la perforación: 06-Mar- 17 23:59.

Para el pozo Mata Negra 93 se escogió la información de interés (ilustración 18) comprendida entre el 19 de febrero del 2017 a las 12:00:00 y el 21 de febrero del 2017 a las 06:00:00, periodo de tiempo donde se realizó la perforación del pozo y donde se midió los parámetros de perforación cada 30 segundos.

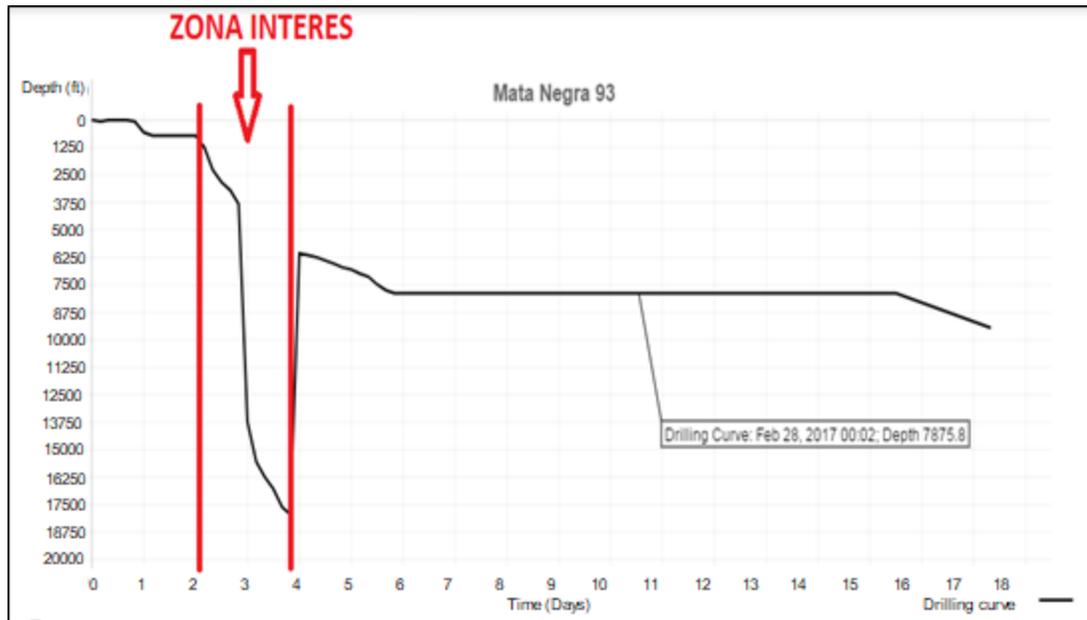


Ilustración 18 Profundidad vs. Tiempo, pozo Mata Negra 93

### 3.1.3 Pozo 3. Mata negra 94

Información general del pozo Mata Negra 94:

- Operador: Occidental de Colombia.
- Contratista de perforación: Estrella Intern E1225.
- Fecha de análisis: 21- May-17 00:01
- Profundidad total: 7831.37 ft.
- Fecha final de la perforación: 05-Jun- 17 23:59.

Para el pozo Mata Negra 94 (ilustración 19), se determinó el lapso de tiempo en el cual se realizó la perforación del pozo únicamente, para suprimir los datos de procesos que no corresponden a la perforación propiamente dicha, este periodo de tiempo fue desde el 23-mayo-2017 a las 23:30:00 hasta el día 26-mayo-2017 a las 23:00:00, donde se monitorearon los parámetros de perforación cada 30 segundos.

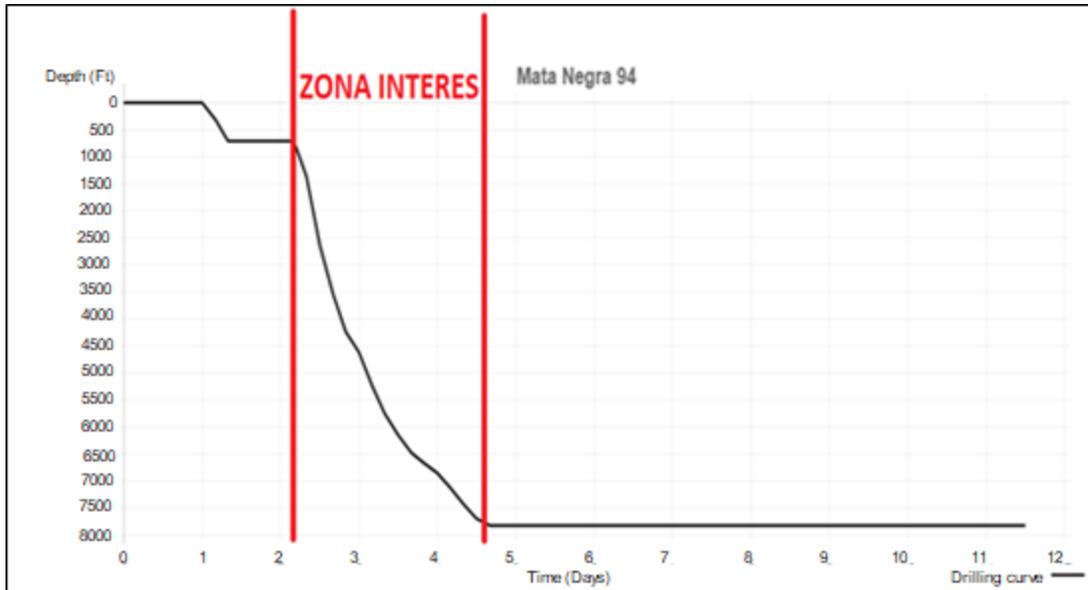


Ilustración 19 Profundidad vs. Tiempo, pozo Mata Negra 94

### 3.2 PARÁMETROS LIMITADORES DE MSE

Los parámetros limitadores de MSE corresponde a:

- Torque de topdrive (ft\*Lbf)
- Rotación del topdrive (RPM)
- Rata de penetración promedio (ft/hr)
- Peso sobre la broca (Klb)
- Diámetro de la broca (in)
- Presión de bomba (psi)
- Rata de flujo (gal us/min)
- Volumen de píldora (bb)

Los cuales se tomaron directamente del software (NOV), analizando las desviaciones observadas dentro del periodo de tiempo de interés ya referenciado como zona de interés o periodo de perforación.

Los problemas observados se asociaron a los momentos en los que se disminuía la rata de penetración promedio y se aumentaba el MSE calculado por el programa. A pesar de tenerse múltiples problemas, se seleccionaron 7 como los que representaban los problemas operativos más comunes.

### 3.3 CALCULO DE LA ENERGIA MECANICA ESPECÍFICA

Una vez identificado los eventos problemáticos; es decir, cuando disminuyo la rata de penetración y aumento la MSE calculada por el programa NOV, se procedió a calcular el MSE aplicando la metodología de Occidental de Colombia, para la profundidad de interés. Para la cual se identificaron, con ayuda de expertos de OXY, las dos situaciones más problemáticas y representativas de fallas operacionales, tomando 5 minutos antes y después del evento problemático.

Para realizar el cálculo de la energía mecánica específica y obtener un resultado óptimo en determinado lapso de tiempo y profundidad del pozo, se debe contar con los parámetros de perforación en ese punto, estos son ROP, RPM, WOB, diámetro de la broca y torque, para posteriormente ser reemplazados en la ecuación de la energía mecánica específica definida por Tale, ecuación (17):

$$MSE = \frac{480 * T * RPM}{ROP * D^2} + \frac{4 * WOB}{\pi * D^2} \quad (17)$$

*Energía mecánica específica*

Donde:

MSE= Energía mecánica específica, (psi).

T= Torque, (Lbf\*ft).

RPM= Revoluciones por minuto de la broca, (rev/min).

WOB= Peso sobre la broca, (Lbf).

ROP= Rata de perforación, (ft/hr).

D= Diámetro de la broca, (inch).

A continuación se presenta una muestra del cálculo de la Energía Mecánica Específica para el pozo Mata Negra 92.

Se tomó del Welldata los parámetros de perforación del pozo Mata Negra 92 registrados en la tabla 3 e ilustración 20, (WOB, Torque, RPM, ROP, Diámetro de la broca), a una profundidad de 2715 Ft, el 9 de mayo de 2017 a las 12:40:00

**Tabla 3** Parámetros de perforación MATA NEGRA 92

PARAMETRO	WOB klb	TORQUE klb*ft	RPM rpm	ROP ft/hr	SIZE B inch
valor	12.1	5.6	100.8	368.2	8.50



**Ilustración 20** Parámetros de perforación Mata Negra 92

Fuente: Welldata.net - Autores

Una vez se obtienen los parámetros de perforación, se procede a hacer el reemplazo en la ecuación (17), para así obtener el valor de la energía mecánica específica en el intervalo de tiempo y profundidad correspondiente.

$$MSE = \frac{480 * 5.6 * 100.8}{368.2 * 8.5^2} + \frac{4 * 12.1}{\pi * 8.5^2} = 10.3984 \text{ kpsi}$$

Luego de realizar el cálculo, se puede notar que la relación de la energía que entra y la eficiencia con la que avanza la perforación es de más de 10 kpsi, debido a las RPM que están manejando, ya que se puede observar en la imagen anterior que cuando se bajan las RPM así sea en una pequeña proporción, la ROP va a aumentar y por lo tanto el valor de MSE va a disminuir.

Los resultados del cálculo de OXY MSE, luego de ser programados, se presentan en los anexos (A problema 1. Pozo Mata Negra 92, B problema 2. Pozo Mata Negra 92, C problema 3. Pozo Mata Negra 92, D problema 4. Pozo Mata Negra 93, E problema 5. Pozo Mata Negra 93, F problema 6. Pozo Mata Negra 94, G problema 7. Pozo Mata Negra 94), en los cuales se relacionan los datos promedio para periodos de 30 segundos.

## 4. ANALISIS Y RESULTADOS

### 4.1 PROBLEMAS PRESENTADOS DURANTE LA PERFORACION DE POZOS DE PETROLEO

#### 4.1.1 Ejemplo problema 1. Disminución de la ROP y aumento de la MSE por un WOB alto en el pozo Mata Negra 92

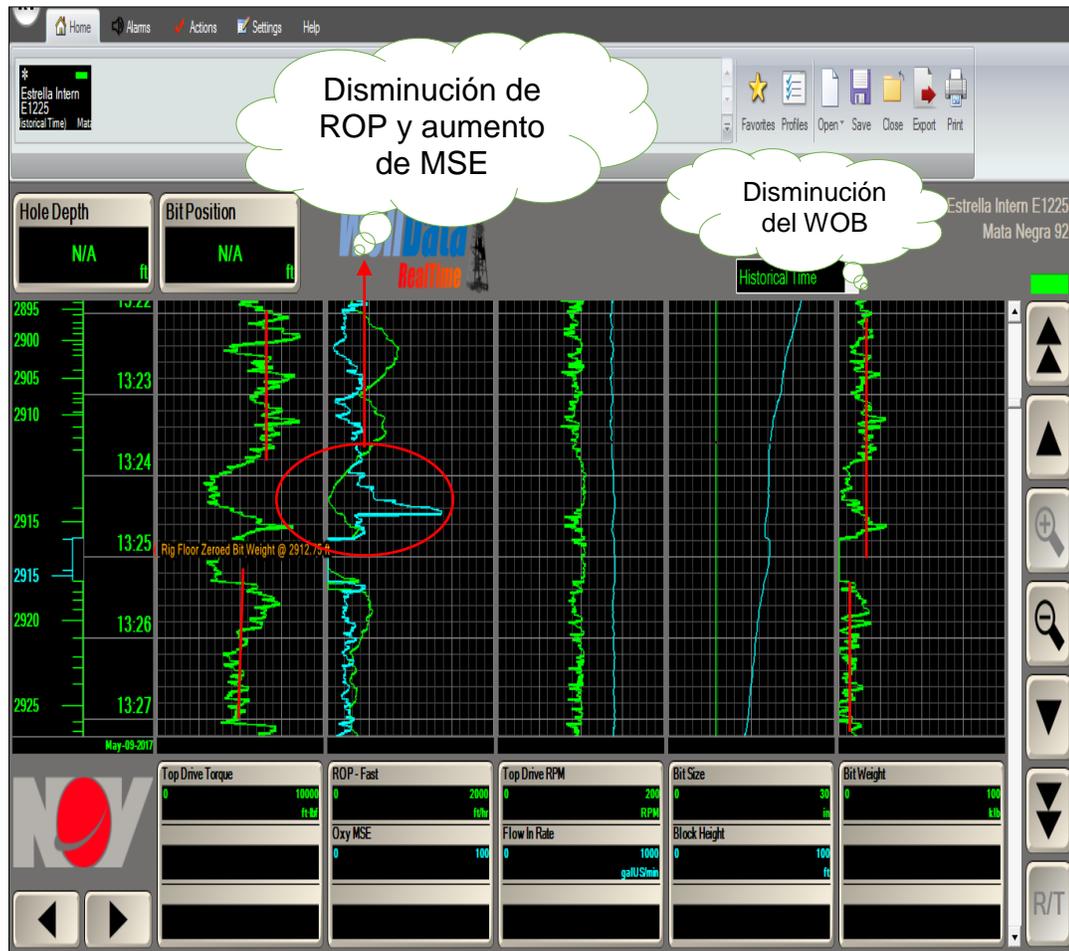


Ilustración 21 Welldata problema 1 Mata Negra 92

Fuente: Welldata.net - Autores

El día 9 de mayo de 2017 a las 13:24:00, durante la perforación del pozo de petróleo Mata Negra 92 @2910 ft, se presentó disminución de la ROP mientras se avanzaba con normalidad en la perforación, por ende también aumentó el valor de MSE, antes de ocurrir el problema se estaba trabajando con los valores promedio de los parámetros de perforación que se registran en la tabla 4. En la ilustración 21 se ven graficados los parámetros en el software Welldata.net, para este ejemplo.

Los cálculos respectivos de MSE, antes, durante y después del problema, para este ejemplo, se encuentran consolidados en el anexo A, como valores promedio se toma periodos de 30 segundos, tomados directamente del programa NOV.

En las tablas 4 a 19 se muestran valores promedio de los 5 minutos antes y después del evento problemático, tomados directamente del software NOV.

**Tabla 4** Parámetros de perforación antes del Problema 1.

PARAMETRO	WOB klb	TORQUE klb*ft	RPM rpm	ROP ft/hr	SIZE B inch	OXY MSE kpsi
Valor	20,1	7,1	90	700	8.50	9.96

Durante el problema, se registraron los datos consignados en la tabla 5, donde se puede notar una disminución de las ROP en más del 90% y del peso sobre la broca en un 30% a comparación de las que se venían trabajando en los 5 minutos previos.

**Tabla 5** Parámetros de perforación durante el Problema 1.

PARAMETRO	WOB klb	TORQUE klb*ft	RPM rpm	ROP ft/hr	SIZE B inch	OXY MSE kpsi
Valor	14	6.9	90.5	40	8.50	22.4

Los valores de la tabla 6 indican que el ingeniero responsable de la perforación como respuesta ante el problema decidió disminuir el peso sobre la broca en más del 55%, como consecuencia el torque disminuyó en más del 35%, a comparación de los parámetros que se llevaban durante el problema, esta acción, permitió tener una recuperación de las ROP en más de 13 veces las registras durante el problema, aunque no se llegó al mismo valor que se llevaba antes de que ocurriera el inconveniente.

**Tabla 6** Parámetros de perforación después del Problema 1.

PARAMETRO	WOB klb	TORQUE klb*ft	RPM rpm	ROP ft/hr	SIZE B inch	OXY MSE kpsi
Valor	6	4.2	89	520	8.50	2.27

### **Análisis del ejemplo 1:**

- Los principales limitantes para este caso fueron el peso sobre la broca y el torque, esto se solucionó disminuyendo peso sobre la broca y como consecuencia el torque.
- No siempre que se perfora con gran peso sobre la broca, se obtiene una mejor rata de perforación ya que se puede llegar al momento que la broca no avanza más, este problema es muy usual en la industria del

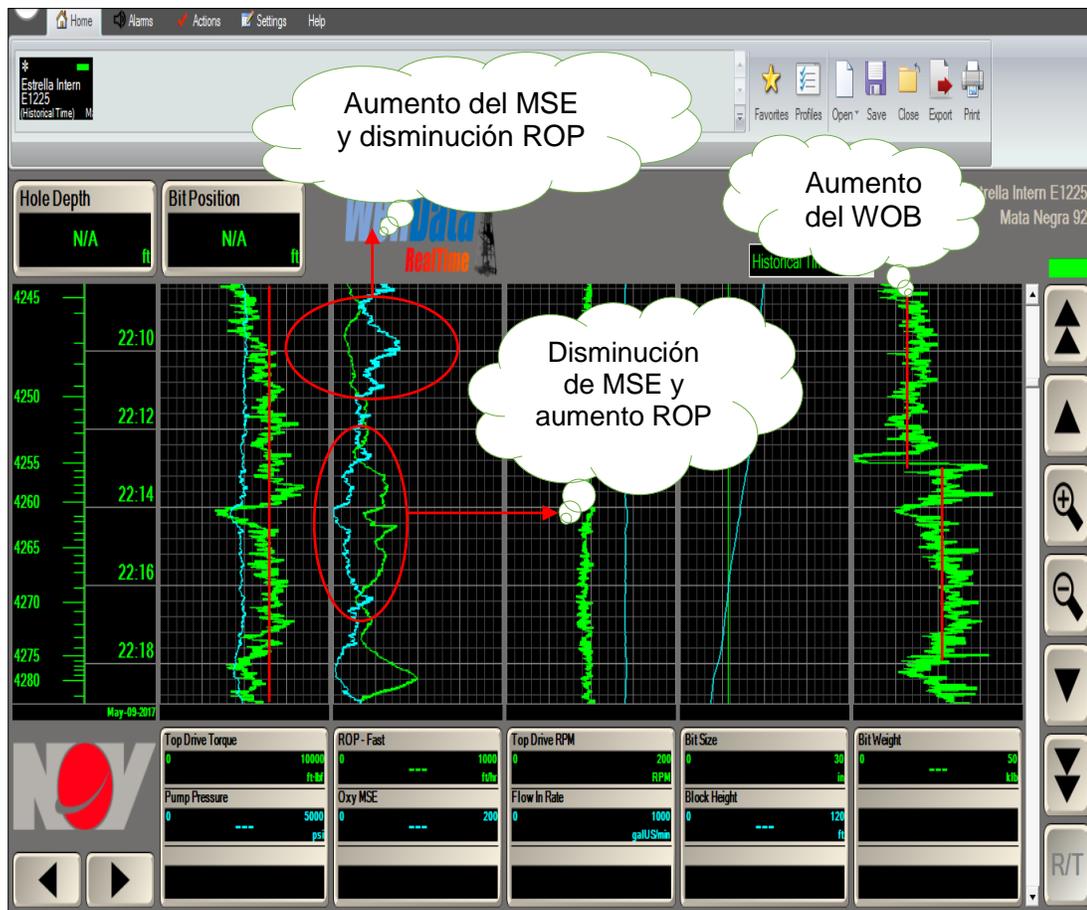
petróleo y el valor de MSE se introduce para que tenga un efecto visual inmediato y le indique al ingeniero encargado de la perforación que algo anda mal, permitiéndole encontrar una rápida solución a los problemas técnicos que puedan presentarse, para este primer problema se logró disminuir el torque y evitar así el torque reactivo que puede llegar a ocasionar daños en la sarta y el equipo de perforación.

En la tabla 7 se encuentra el resumen del problema 1 y la solución que se le dio a este.

**Tabla 7** Resumen problema solución para el ejemplo 1

Problema	Solución
Disminución de la ROP y aumento de la MSE por disminución un WOB alto	Disminuir del WOB por parte del perforador y por ende aumento del torque para recuperar la ROP con la que venían trabajando

#### 4.1.2 Ejemplo problema 2. Disminución de la ROP y aumento de la MSE por falta de peso en la broca en el pozo Mata Negra 92



**Ilustración 22** Welldata problema 2 Mata Negra 92

Fuente: Welldata.net - Autores

El día 9 de mayo del 2017 a las 22:10:00 durante la perforación del pozo de Mata Negra 92 @4245 ft, se presentó una disminución de la ROP mientras se avanzaba con normalidad en la perforación, por ende también aumentó el valor de MSE, antes de ocurrir el problema se estaba trabajando con los valores promedios de los parámetros de perforación que se registran en la tabla 8, estos parámetros fueron tomados del software Welldata y se ven graficados en la ilustración 22.

Los cálculos respectivos de MSE, antes, durante y después del problema, para este ejemplo, se encuentran consolidados en el anexo B, con datos promedios cada 30 segundos para los 5 minutos antes y después del evento y los datos promedio durante el evento.

**Tabla 8** Parámetros de perforación antes del problema 2.

PARAMETRO	WOB klb	TORQUE klb*ft	RPM rpm	ROP ft/hr	SIZE B inch	OXY MSE kpsi
Valor	12	4.5	90	70	8.50	30

Durante el problema, se registraron los datos consignados en la tabla 9, donde se aprecia una disminución de las ROP del 30% y un aumento del peso sobre la broca mayor al 15% del que se venía trabajando.

**Tabla 9** Parámetros de perforación durante el problema 2.

PARAMETRO	WOB klb	TORQUE klb*ft	RPM rpm	ROP ft/hr	SIZE B inch	OXY MSE kpsi
Valor	14	4.5	90.5	49	8.50	80

A las 22:11:03 se dio solución al problema aumentando el peso sobre la broca en aproximadamente un 35%, el cual paso de 14klb a 22klb, esta acción como se puede observar en la tabla 10, permitió una recuperación de las ROP de más de 5 veces las relacionadas durante el inconveniente y más de 3 veces de las que se venían trabajando antes de la dificultad.

**Tabla 10** Parámetros de perforación después del problema 2

PARAMETRO	WOB klb	TORQUE klb*ft	RPM rpm	ROP ft/hr	SIZE B inch	OXY MSE kpsi
Valor	22	4.5	91	265	8.50	27

### **Análisis del ejemplo 2:**

- La solución en el ejemplo 2 fue la contraria al del ejemplo 1, ya que aquí el principal limitante era la falta de peso en la broca, mientras que el torque y las RPM se mantuvieron constantes. La solución del encargado de la perforación de este pozo, fue aumentar el WOB en más de un 45%

del que se estaba trabajando, lo que llevó a una optimización de la perforación en este punto, ya que las ROP se cuadruplicaron.

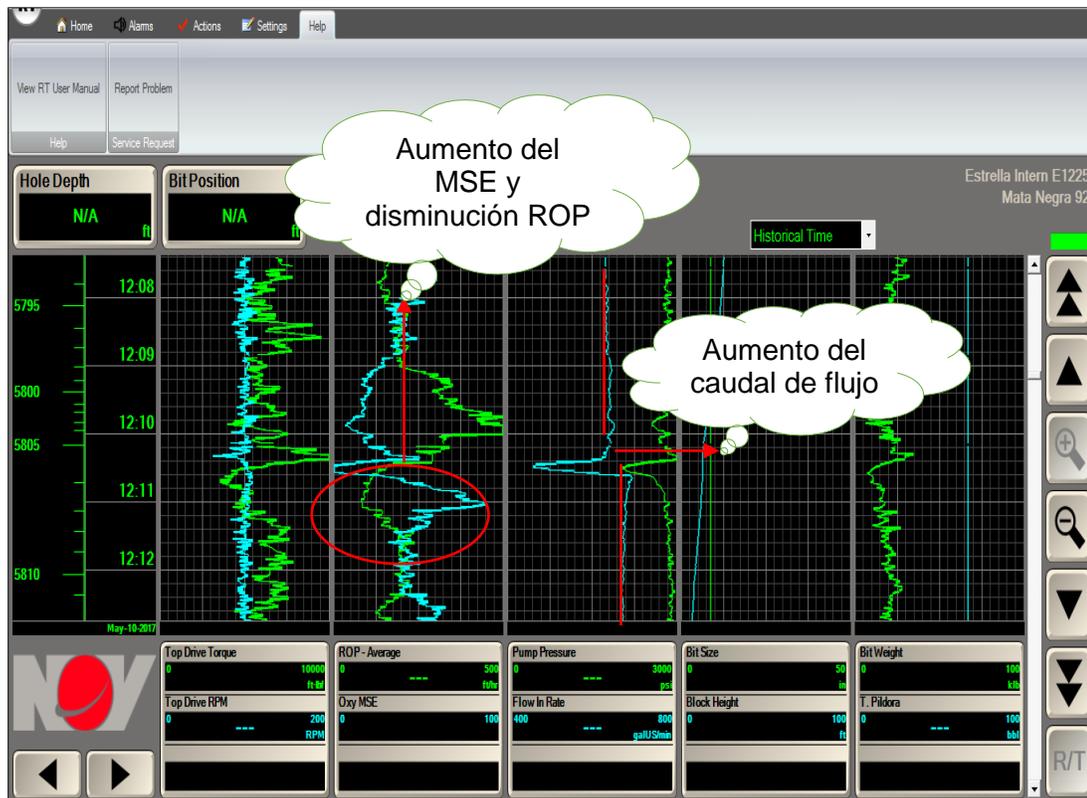
- Por medio de la aplicación de la metodología MSE, se dio una rápida respuesta al problema, el cual se detectó a las 22:10:00 y a las 22:11:03, ya se le estaba dando una exitosa solución a este.

En la tabla 11 se encuentra el resumen del problema 2 y la solución que se le dio a este.

**Tabla 11** Resumen problema solución para el ejemplo 2

Problema	Solución
Disminución de la ROP y aumento de la MSE por falta de peso en la broca.	Aumento del WOB por parte del perforador encargado para recuperar la ROP con la que se venía trabajando

### 4.1.3 Ejemplo problema 3. Disminución de la ROP y aumento de la MSE por aumento en el caudal de flujo en el pozo Mata Negra 92



**Ilustración 23** Welldata problema 3 Mata Negra 92  
Fuente: Welldata.net - Autores

El día 10 de mayo del 2017 a las 12:10:20 durante la perforación del pozo de petróleo Mata Negra 92 @5805 ft, se presentó disminución de la ROP y por

consiguiendo un aumento en el valor de MSE, antes de ocurrir el incidente se estaba perforando con los valores promedios de los parámetros que se registran en la tabla 12. En la ilustración 23 se pueden observar los registros de los parámetros en el software Welldata.net

Los cálculos respectivos de MSE, antes y durante el problema, para este ejemplo, se encuentran consolidados en el anexo C, con datos promedios leídos directamente del programa NOV para 5 minutos antes del evento en rangos de 30 segundos y el promedio en el tiempo del evento.

**Tabla 12** parámetros de perforación antes del problema 3

PARAMETRO	WOB klb	TORQUE klb*ft	RPM rpm	ROP ft/hr	GPM	OXY MSE kpsi
Valor	16	4.2	91	540	641	17

Como se puede observar en la tabla 13 el caudal de flujo aumentó aproximadamente 41 GPM, disminuyendo las ROP en un 85%.

**Tabla 13** parámetros de perforación durante el problema 3

PARAMETRO	WOB klb	TORQUE klb*ft	RPM rpm	ROP ft/hr	GPM	OXY MSE kpsi
Valor	17	4.8	98	80	682	90

### **Análisis del ejemplo 3:**

- El limitante para este ejemplo fue el caudal de flujo, el cual al momento de aumentarlo, afecto en gran medida la ROP, las cuales disminuyeron en un 85%, la solución que inmediata del encargado de perforación fue volver al caudal que venía trabajando.
- No siempre que se aumenta el caudal de flujo se favorece la hidráulica de perforación ya que aunque en teoría aumenta el índice de capacidad de acarreo, se puede notar en este ejemplo que el resultado de la acción tomada por el encargado fue contraria a la esperada, ya que el caudal nuevo provoco un lavado en el pozo y una disminución de las ROP.

En la tabla 14 se encuentra el resumen del problema 3 y la solución que se le dio a este

**Tabla 14** Resumen problema solución para el ejemplo 3

Problema	Solución
Disminución de la ROP y aumento de la MSE por aumento en el caudal de flujo	El perforador redujo el caudal de flujo de las bombas para recuperarlas ROP con las que se venía trabajando

#### 4.1.4 Ejemplo problema 4. Aumento de la ROP y disminución de la MSE por aumento en el WOB en el pozo Mata Negra 93

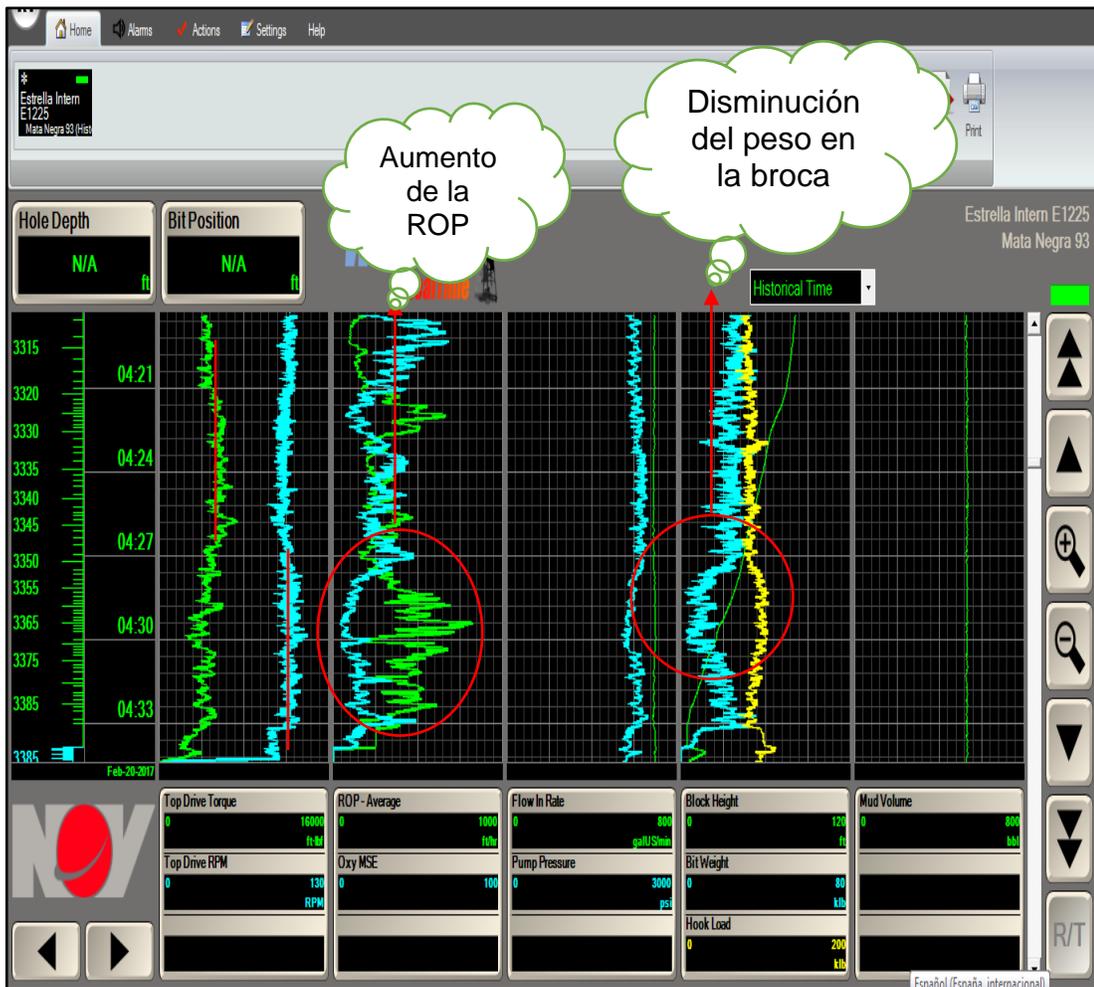


Ilustración 24 Welldata problema 4 Mata Negra 93.  
Fuente: Welldata.net – Autores

Durante la perforación del pozo de petróleo Mata Negra 93 el día 20 de febrero a las 04:28:30 @3350 ft, se presentó un aumento positivo en la tasa de perforación, los parámetros que se venían manejando antes del aumento fueron consignados en la tabla 15, se realizó los respectivos cálculos del valor del MSE antes, durante y después del problema ver Anexo D, con datos promedios leídos directamente del programa NOV para 5 minutos antes y después del evento con rangos de 30 segundos para cada periodo de tiempo.

Tabla 15 Parámetros de perforación antes del problema 4.

PARAMETRO	WOB klb	TORQUE klb*ft	RPM rpm	ROP ft/hr	SIZE B inch	OXY MSE kpsi
Valor	18	5.5	80	180	8.50	48

El ingeniero de perforación encargado, en ese mismo instante decidió subir las RPM en más del 20%, conjuntamente con esta decisión bajó el peso sobre la broca en más del 50% y como consecuencia disminuye el torque en más del 25%, dando como resultado un aumento en la rata de perforación en más del 350%, como se observa en la tabla 16:

**Tabla 16** Parámetros de perforación después del problema 4.

PARAMETRO	WOB klb	TORQUE klb*ft	RPM rpm	ROP ft/hr	SIZE B inch	OXY MSE kpsi
valor	6.4	3.4	100.5	640	8.50	9

#### **Análisis del ejemplo 4:**

- En este ejemplo aunque el perforador viene trabajando con unas ROP estables, decide aumentar las RPM, acción que trae un resultado positivo a la perforación ya que triplica la ROP promedio que llevaba, convirtiendo a limitante las RPM promedio que venía trabajando.
- Otro de los limitantes fue el peso sobre la broca, el cual se redujo, trayendo como consecuencia una reducción también del torque y demostrando una vez más que no siempre que se perfora con elevado peso sobre la broca, se va a avanzar más en la perforación.

En la tabla 17 se encuentra el resumen del problema 4 y la solución que se le dio a este

**Tabla 17** Resumen problema solución para el ejemplo 4

Problema	Solución
Aumento de la ROP y disminución de la MSE por aumento en el WOB y RPM baja	Aumentar las RPM y del WOB por parte del perforador, para aumentar también las ROP en comparación con las que se venía trabajando

#### 4.1.5 Ejemplo problema 5. Disminución de la ROP y aumento de la MSE por aumento de las RPM y disminución del WOB en el pozo Mata Negra 93

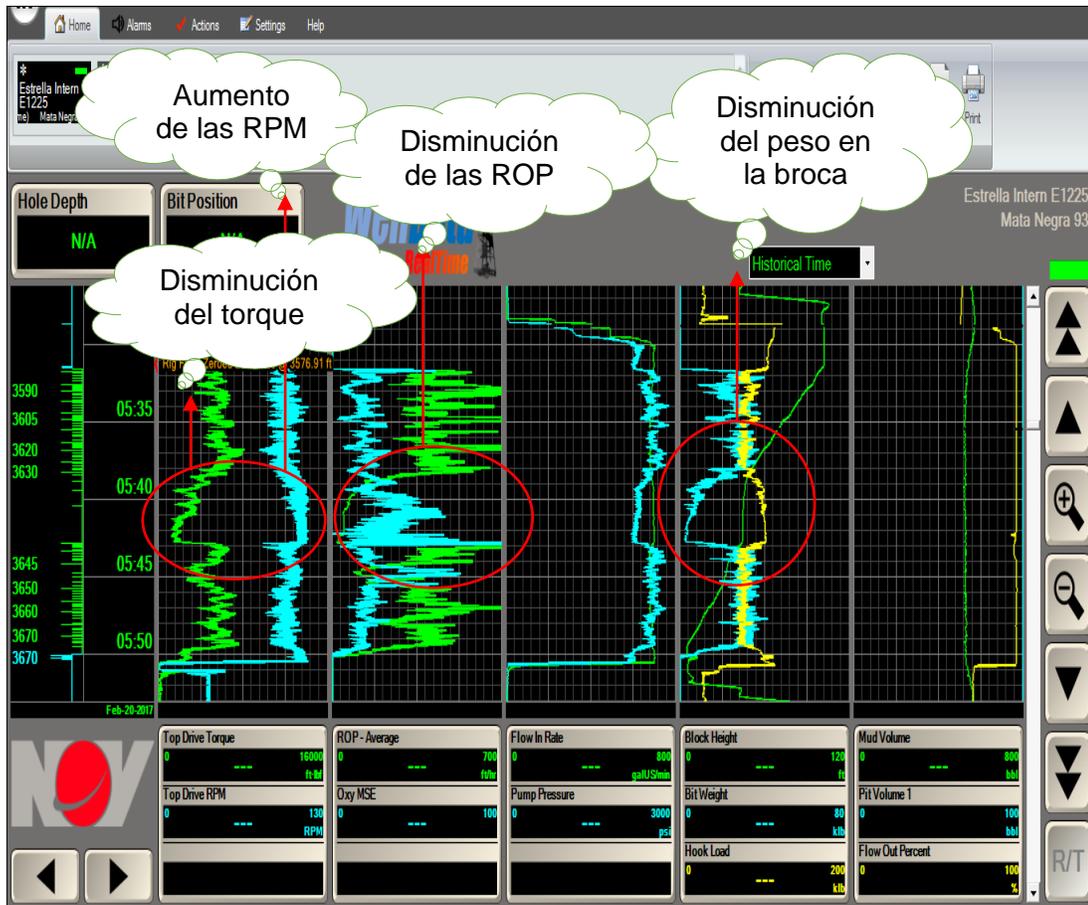


Ilustración 25 Welldata problema 5 Mata Negra 93.  
Fuente: Welldata.net - Autores

Durante la perforación del pozo Mata Negra 93 el día 20 de febrero a las 05:41:30 @3630 ft, disminuyó la tasa de perforación, a pesar de que se realizaron las mismas acciones del ejemplo anterior, pero obteniendo un resultado adverso al obtenido en el ejemplo 4; antes del problema se venían manejando unos parámetros de perforación consignados en la tabla 18.

Los cálculos respectivos de MSE, antes, durante y después del problema, para este ejemplo, se encuentran consolidados en el anexo E, como valores promedio se toma periodos de 30 segundos, tomados directamente del programa NOV.

**Tabla 18** Parámetros de perforación antes del problema 5

PARAMETRO	WOB klb	TORQUE klb*ft	RPM rpm	ROP ft/hr	SIZE B inch	OXY MSE kpsi
valor	24	5.3	90	448	8.50	18

Se venían manejando unos parámetros de perforación aceptables, pero el ingeniero de perforación decidió subir las RPM cerca de un 20%, disminuir el peso sobre la broca a 3.6 klb y como consecuencia también el torque, lo cual no tuvo el resultado esperado si no que obtuvieron los parámetros consignados en la tabla 19, donde el valor del MSE pasó de 18 a un valor máximo de 160, ocasionando disminución de la rata de perforación en más del 85%.

**Tabla 19** Parámetros de perforación durante el problema 5

PARAMETRO	WOB klb	TORQUE klb*ft	RPM rpm	ROP ft/hr	SIZE B inch	OXY MSE kpsi
valor	3.6	1.5	110	46	8.50	160

Los valores de la tabla 20 indican que el ingeniero responsable de la perforación como respuesta ante el problema decidió volver a los parámetros que se venían manejando antes de ocurrir el inconveniente, para ello aumentó el peso sobre la broca hasta 23klb y por consecuencia también el torque, también disminuyó las RPM cerca del 20% y así logró recuperar las ROP; aunque no se llegó a los valores promedio que venían trabajando si se estabilizaron cercanos a estos.

**Tabla 20** Parámetros de perforación después del problema 5

PARAMETRO	WOB klb	TORQUE klb*ft	RPM rpm	ROP ft/hr	SIZE B inch	OXY MSE kpsi
valor	23	5.1	91	420	8.50	17

### **Análisis del problema 5:**

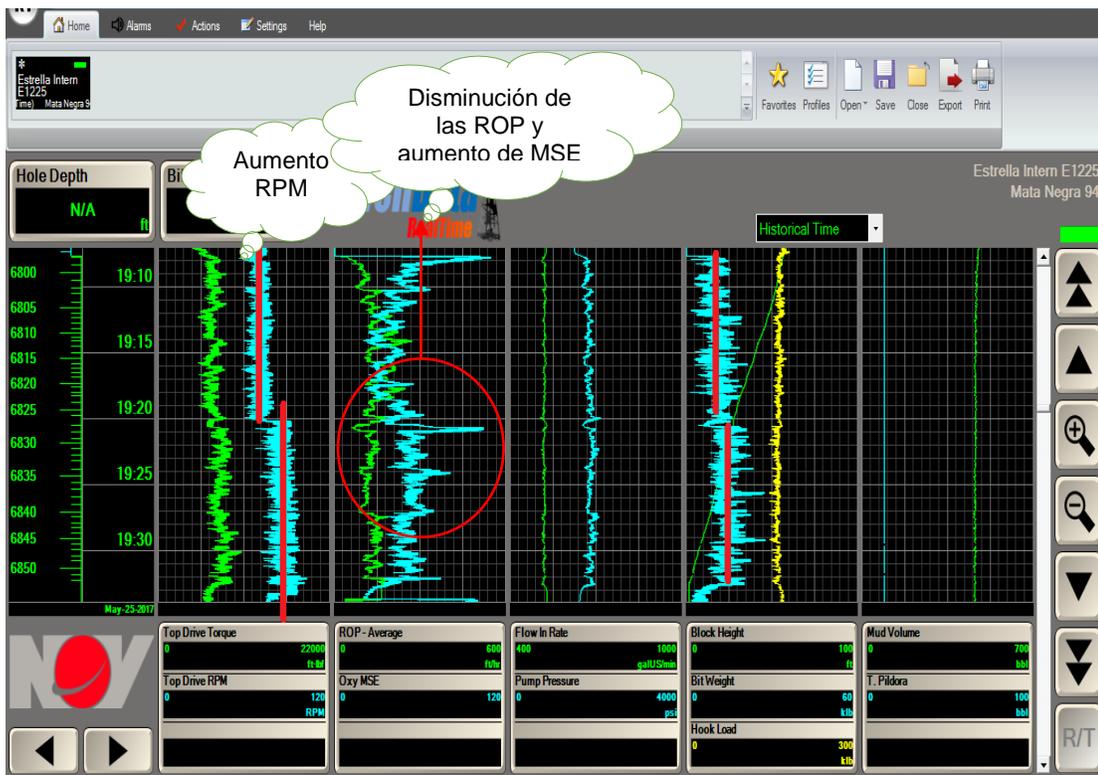
- Este ejemplo demuestra que no todos los resultados de las acciones tomadas en la perforación de pozos, van a ser iguales a lo largo de esta, ya que existen factores naturales externos como la litología de la zona que no tienen una relación directa con la metodología MSE, pero que la pueden afectar en gran medida.
- La reacción inmediata del encargado de la perforación se da gracias a la implementación de la metodología MSE, ya que al notar gráficamente que este valor se estaba aumentando decide volver a los parámetros estables que venía trabajando y como consecuencia ocasiona una nueva recuperación de la ROP.

En la tabla 21 se encuentra el resumen del problema 5 y la solución que se le dio a este

**Tabla 21** Resumen problema solución para el ejemplo 5

Problema	Solución
Disminución de la ROP y aumento de la MSE por aumento de las RPM y disminución del WOB	Mantener las RPM estables y aumentar el WOB para obtener una recuperación de las ROP

#### 4.1.6 Ejemplo problema 6. Disminución de la ROP y aumento de la MSE por aumento de la RPM y aumento del WOB en el pozo Mata Negra 94



**Ilustración 26** Welldata problema 6 Mata Negra 94

Durante la perforación del pozo Mata Negra 94 el día 25 de mayo del 2017 a las 19:20:05 @6825 ft, , disminuyo la rata de perforación, esto debido a que el encargado de perforación decidió subir las RPM de 70 a 90 revoluciones por minuto y aumentar el WOB de 10.5 klb a 12 klb, el cual conllevó a una disminución de la ROP y aumentar el valor del MSE, los datos obtenidos del Welldata se pueden visualizar en la ilustración 26 y se consignaron los respectivos promedios de los parámetros de perforación antes del problema en la tabla 22.

Se realizó los cálculos del valor del MSE antes, durante y después del problema (ver Anexo F), con datos promedios leídos directamente del programa NOV para 5 minutos antes y después del evento con rangos de 30 segundos para cada periodo de tiempo.

**Tabla 22** Parámetros de perforación antes del problema 6

PARAMETRO	WOB klb	TORQUE klb*ft	RPM rpm	ROP ft/hr	SIZE B inch	OXY MSE kpsi
valor	10.5	6.4	70	180	8.50	32

El ingeniero encargado de la perforación decidió aumentar las RPM causando un efecto negativo en la rata de perforación la cual disminuyó en un 45%, esto debido a que a los 6825 ft se atravesaba una formación consolidada, la decisión se tomó para producir un efecto de limado, los parámetros promedio de perforación durante el inconveniente se encuentran consignados en la tabla 23:

**Tabla 23** Parámetros de perforación durante del problema 6

PARAMETRO	WOB klb	TORQUE klb*ft	RPM rpm	ROP ft/hr	SIZE B inch	OXY MSE kpsi
valor	12	6.4	90	100	8.50	60

### **Análisis del problema 6:**

- Como un acto preventivo para evitar un efecto de limado, se realiza en este ejemplo un aumento de las RPM que conlleva a una disminución de las ROP, el cual se soluciona en la siguiente conexión de tubo volviendo a retomar unas RPM menores que llevan a una recuperación de la ROP.

En la tabla 24 se encuentra el resumen del problema 6 y la solución que se le dio a este

**Tabla 24** Resumen problema solución para el ejemplo 6

Problema	Solución
Disminución de la ROP y aumento de la MSE por aumento de la RPM y aumento del WOB	EL perforador encargado disminuye las RPM y el WOB para optimizar las ROP y llegar a un valor estable, parecido al que se venía trabajando

#### 4.1.7 Ejemplo problema 7. Disminución de la ROP y aumento de la MSE por disminución del GPM en el pozo Mata Negra 94

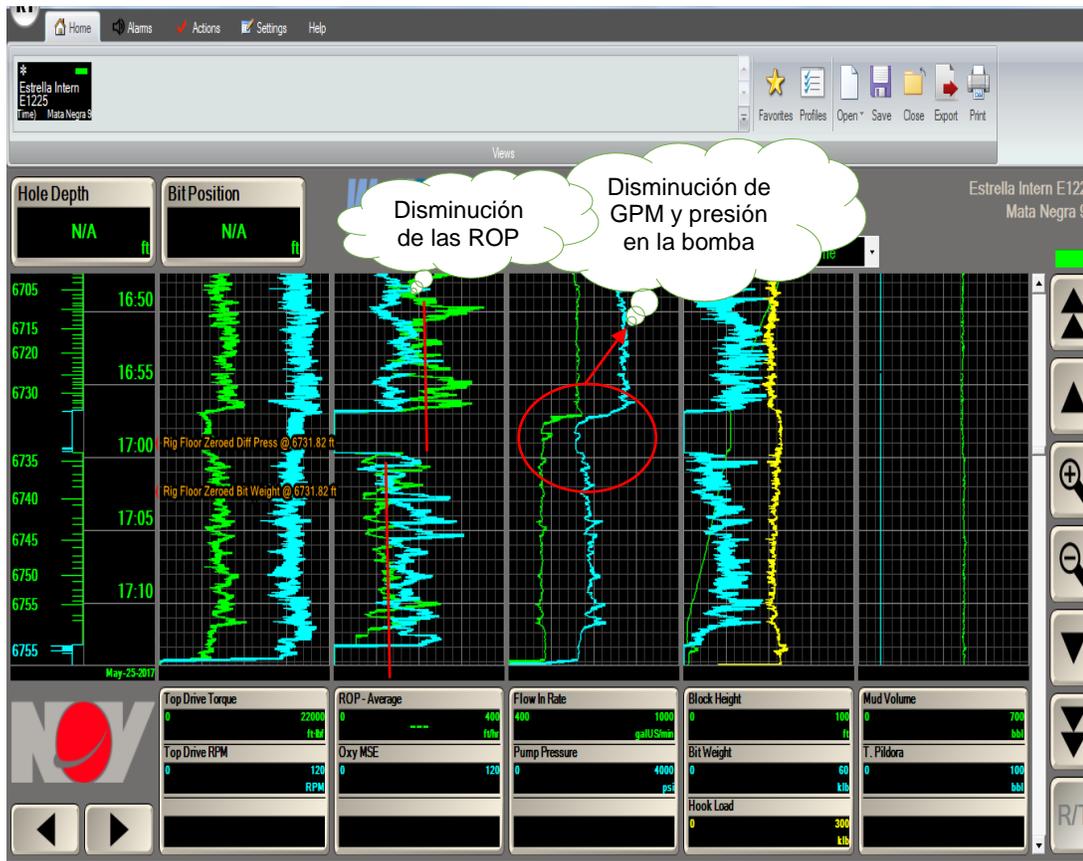


Ilustración 27 Welldata problema 7 Mata Negra 94

Durante la perforación del pozo Mata Negra 94 el día 25 de mayo del 2017 a las 16:57:05 @6733 ft, disminuyó la rata de perforación, esto debido a que el encargado de perforación disminuyó el galonaje de 655 a 511, lo cual trajo como consecuencia disminución de las ROP y un aumento en la MSE, los datos obtenidos del Welldata se pueden visualizar en la ilustración 27, y se consignaron los respectivos promedios de los parámetros de perforación antes del problema en la tabla 25.

Se realizó los cálculos del valor del MSE antes, durante y después del problema (ver Anexo G), con datos promedios leídos directamente del programa NOV para 5 minutos antes y después del evento con rangos de 30 segundos para cada periodo de tiempo.

Tabla 25 Parámetros de perforación antes del problema 7

PARAMETRO	WOB klb	TORQUE klb*ft	RPM rpm	ROP ft/hr	SIZE B inch	GPM	OXY MSE kpsi
valor	7	8.0	90	275	8.50	655	40

El galonaje optimo lo determina el diámetro de la broca, por lo regular el valor máximo de galonaje teórico que se maneja es 60 veces el diámetro de la broca y mínimo 40 veces; en el momento del inconveniente se estaba trabajando por encima del límite, motivo por el cual el encargado de la perforación al percatarse de esto, decidió bajar el galonaje a un valor cercano al máximo permitido, pero esta acción le conllevó respuestas negativas, ya que la rata de perforación disminuyó; quedando los parámetros de perforación consignados en la tabla 26:

**Tabla 26** Parámetros de perforación después del problema 7

PARAMETRO	WOB klb	TORQUE klb*ft	RPM rpm	ROP ft/hr	SIZE B inch	GPM	OXY MSE kpsi
valor	5	8.1	90	68	8.50	511	62

### **Análisis del problema 7:**

- Se puede notar que el ingeniero encargado de la perforación decide bajar el galonaje al valor máximo permitido teóricamente que es (diámetro broca \* 60) esto es (8.5 \* 60) que da como resultado un valor de 510 gpm.
- De esta acción se puede concluir que no siempre se debe basar en lo teórico, en este ejemplo un mayor galonaje producía una mayor capacidad de acarreo, permitiendo tener un pozo más limpio y por lo tanto permitía también avanzar rápidamente en la perforación.

En la tabla 27 se encuentra el resumen del problema 7 y la solución que se le dio a este

**Tabla 27** Resumen problema solución para el ejemplo 7

Problema	Solución teórica
Disminución de la ROP y aumento de la MSE por disminución del GPM	Se aumenta el caudal de flujo de las bombas para obtener una recuperación de las ROP

## 4.2 ANÁLISIS COMPARATIVO MSE TEALE VS OXY MSE Y OXY MSE VS ROP.

El análisis comparativo se realiza mediante la programación en Microsoft Excel de la ecuación 17 (MSE Teale) y la ecuación 29 (OXY MSE), las cuales se desarrollaron con los datos obtenidos del software Welldata.net que se pueden observar en los anexos A, B, C, D, E, F y G.

En dicha programación se va a encontrar 3 columnas (ver ilustración 28) con diferentes botones, uno para cada caso especial que se trata y se describe al principio de este capítulo, de izquierda a derecha en la ilustración 28 se representan: la primera representa la entrada de datos ya sean obtenidos en tiempo real directamente de un software o modificados manualmente para hacer análisis pedagógicos; en la segunda columna se visualizan los botones que generaran las gráficas de comparación OXY MSE vs MSE TEALE y en la tercer columna se encuentran los botones que generan las gráficas de comportamiento de OXY MSE vs ROP.

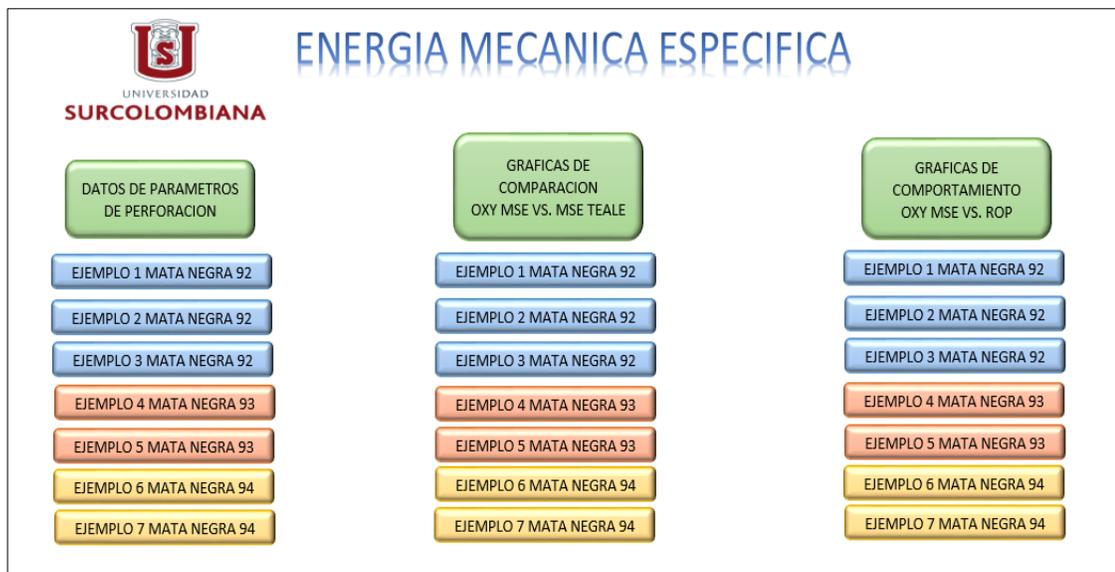


Ilustración 28 Programación Energía Mecánica Específica

### 4.2.1 MSE TEALE VS OXY MSE

Después de programar los datos y graficarlos en Microsoft Excel, los resultados con ambas ecuaciones en cuanto a su comportamiento son muy parecidos como se puede observar en la figura 29, sin embargo la ecuación de MSE modificada por OXY (ecuación 29), es más acertada a la realidad, puesto que los datos que se necesitan para desarrollarla incluyen parámetros y correcciones de campo, tales como el torque de la broca y RPM de la broca,

las cueles a su vez tienen en cuenta factores como las RPG, el delta de presión máximo y el torque máximo del motor y el diferencial de presión en el pozo. Se determinó para todos los ejemplos tratados que el comportamiento de OXY MSE vs MSE TEALE, son muy idénticos en su tendencia gráfica, esto se puede observar en anexo I

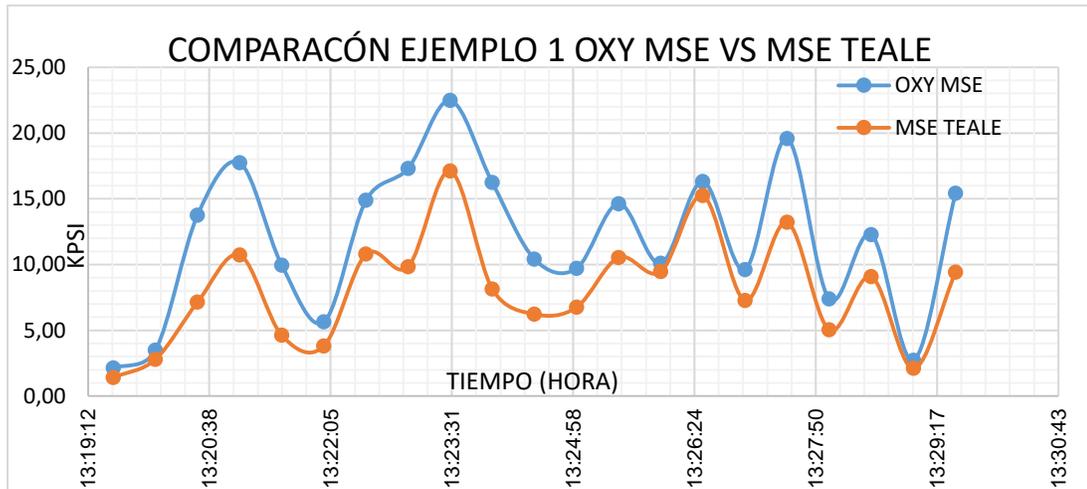


Ilustración 29 Comparación OXY MSE vs MSE TEALE

#### 4.2.2 OXY MSE VS ROP

Después de analizar y graficar uno a uno los casos se determina y comprueba gráficamente, que en campo el resultado de MSE siempre es inversamente proporcional a la ROP, en el anexo J se pueden visualizar las gráficas para cada uno de los casos especiales que se trataron.

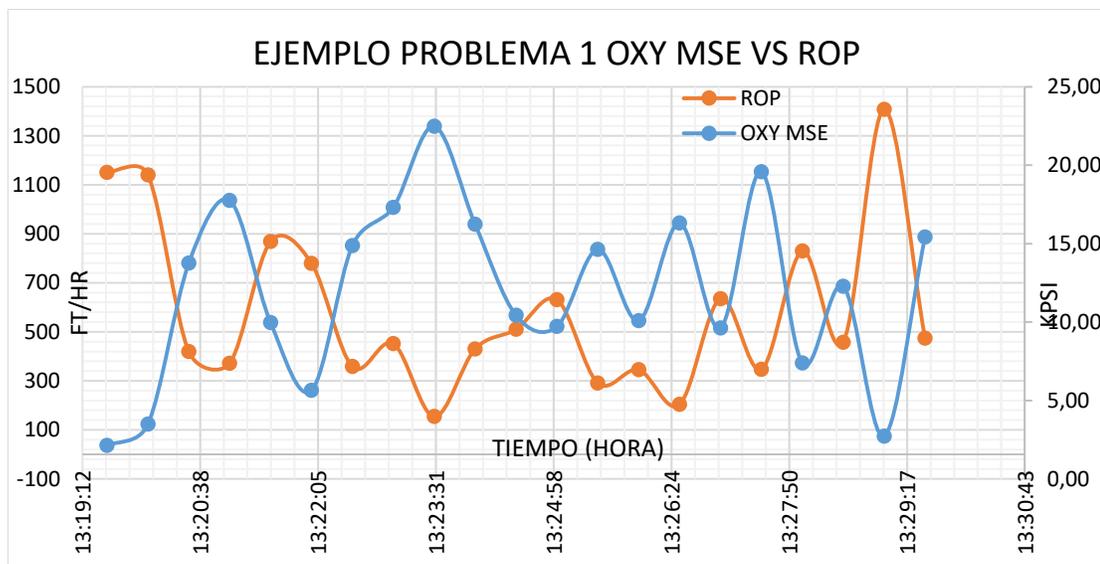


Ilustración 30 OXY MSE vs ROP

## RECOMENDACIONES

Uno de los retos de la perforación de un pozo es determinar los parámetros óptimos que permitan obtener mejor desempeño y rendimiento; por lo tanto:

- Se recomienda implementar la metodología del concepto de Energía Mecánica Específica (MSE), como una herramienta importante para la evaluación en tiempo real de los parámetros de perforación y su posterior optimización con ahorro de recursos económicos.
- Se recomienda aplicar el concepto de MSE, como una herramienta para cuantificar la energía, anticipar el cambio de brocas, detectar fallas en el modelo hidráulico y limpieza del hueco, entre otros factores, permitiendo obtener resultados favorables para un rendimiento eficaz en la perforación de futuros pozos.
- Se recomienda ajustar los parámetros de perforación de tal manera que la MSE permanezca lo más bajo y estable posible para que la ROP se mantenga lo más alto posible, ya que un aumento repentino de la MSE indica que algo no está funcionando bien.
- Ya que no hay reglas únicas en las operaciones de perforación, puesto que las ROP no dependen exclusivamente de los factores limitantes analizados, se recomienda un análisis a otros factores que afectan la operación, tales como la litología, la presión de confinamiento de la roca, capacidad de acarreo, la vibración, el torque reactivo, entre otros debido a que la afectación que estos causan a la metodología MSE no está registrada directamente.
- Se recomienda ajustar los parámetros operacionales de datos teóricos a valores medidos operativamente considerando la premisa de que no hay reglas únicas en perforación y un exagerado WOB puede generar torque reactivo con la consiguiente disminución de ROP, al igual que no existe parámetros teóricos que deban seguirse ciegamente, como por ejemplo el galonaje máximo de bomba que teóricamente y como regla de campo debe oscilar entre 40 y 60 veces el diámetro de la broca (en pulgadas) no es siempre óptimo, se recomienda que estos parámetros estén dentro de las condiciones operativas que permitan optimizar la ROP.
- Se recomienda difusión de la documentación ya que la metodología MSE es poco conocida en la industria y por lo tanto poco aplicada.

## CONCLUSIONES

- Se evaluó la Energía Mecánica Especifica (MSE) en tiempo real, de los pozos Mata Negra 92, Mata Negra 93 y Mata Negra 94, donde se dio una rápida reacción operativa a los problemas que se presentaron en la perforación de los pozos reduciendo la aparición de estos inconvenientes.
- Se realizó el estudio específico y detallado de los datos obtenidos en la perforación de los pozos recientes Mata Negra 92, Mata Negra 93 y Mata Negra 94 en el campo Caño Limón.
- Se analizaron los datos obtenidos de MSE en los pozos Mata Negra 92, Mata Negra 93 y Mata Negra 94, donde se identificaron múltiples problemas, de los cuales se seleccionaron los 7 problemas representativos, para ilustrar la aplicación de esta metodología y a cada uno de ellos se le identificó sus limitadores que impidieron un desarrollo normal de la operación.
- Se analizó cada limitador y se identificó la solución inmediata que se le dio al problema, también se notó que el tiempo para la detección, análisis y solución en tiempo real de estos problemas operativos, para los casos analizados no superó los 2 minutos, lo que indica que la aplicación de la metodología MSE es una herramienta versátil, que permite al encargado de la perforación tener una detección y atención inmediata de los inconvenientes que se presentan en el transcurso de la perforación.
- OXY MSE y MSE TEALE, tienen un comportamiento gráfico idéntico, sin embargo OXY MSE es más acertado a la realidad, puesto que los parámetros que se tienen en cuenta en dicha ecuación son medidos directamente en fondo de pozo

## BIBLIOGRAFIA

- ACGGP. (1985). *Campo caño limon, Llanos orientales de colombia*. Occidental de colombia.
- Aldeman, N. J. (1988). High Pressure rheology of water-based muds. *Paper SPE 18035*, 2-5.
- ANH. (2007). *Colombia Sedimentary Basins*.
- ANH. (2017). *PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE PETRÓLEO POR CAMPO EN SUPERFICIE*.
- C, P. (1 de mayo de 2017). Quantifying Common Drilling Problems With Mechanical Specific Energy and a Bit-Specific Coefficient of Sliding Friction. *Journal of petroleum science research*. Obtenido de [www.dpi-journals.com/index.php/JPSR/article/download/.../855](http://www.dpi-journals.com/index.php/JPSR/article/download/.../855)  
<https://doi.org/10.2118/24584-MS>
- Chambre, N. (1982). Drilling mud and cement slurry rheology manual. *Gulf Publishing*, 100.
- Dupriest, F. E. (2005). Maximizing Drill Rates with Real-Time Surveillance of Mechanical Specific Energy. *Society of Petroleum Engineers*. Obtenido de <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-92194-MS>
- Ecopetrol. (octubre de 2003). *Carta petrolera*. Obtenido de <http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta/actualidad.htm>
- Eltiempo. (2004). *El hombre que vendió caño limon*. Bogota: El tiempo.
- Evans, L., Hawker, D., & Mejia, R. D. (2001). *Monitoreo de la vibracion en superficie*. Alberta, Canada: Datalog.
- Galvis, L. v., Ochoa, C. A., Arguello, H., Carvajal, J. M., & Calderon, Z. H. (2011). Estimacion de propiedades mecanicas de roca utilizando inteligencia artificial. *Ingenieria y ciencia*, 7(14), 83-103. Obtenido de <http://www.scielo.org.co/pdf/ince/v7n14/v7n14a05.pdf>
- Hamilton, B. A. (1995). *impacto economico campo caño limon*.
- Hawker, D., Vogt, K., & Robinson, A. (2001). *Procedimientos y operaciones en pozo*. Alberta, Canada: Datalog.
- Joapetrol. (4 de Febrero de 2013). *Hidraulica de perforacion*. Obtenido de <https://es.slideshare.net/JOAPETROL1/hidraulica-de-perforacin>

- McDonald Gonzalez, J. C., & Cedro Resendiz, Y. O. (2010). *Vibracion en la sarta de perforacion*. Mexico Df.
- Moreno, M. (24 de Junio de 2013). *Exposicion Petroleros*. Obtenido de Campo caño limon: <https://es.scribd.com/presentation/149615670/EXPOSICION-PETROLEOS>
- Perfoblogger. (2012). Obtenido de <http://perfob.blogspot.com.co/2012/02/revoluciones-totales-en-mecha-cuando-se.html>
- Perfoblogger. (8 de julio de 2015). *¿Que es el punto cedente?* Obtenido de <http://perfob.blogspot.com.co/2015/07/que-es-el-punto-cedente.html>
- Perfoblogger. (8 de 12 de 2015). *Prevencion de pegas: Torque y arrastre*. Obtenido de <http://perfob.blogspot.com.co/2015/12/prevencion-de-pegas-torque-y-arrastre.html>
- Perfoblogger. (4 de julio de 2015). *Viscosidad plástica*. Obtenido de <http://perfob.blogspot.com.co/2015/07/viscosidad-plastica.html>
- Petrolera, I. (25 de Agosto de 2015). *Ingenieria en petroleo*. Obtenido de Perforando el pozo, cambios en la rata de perforacion y chequeos de flujo: [http://ingenieraenpetroleo.blogspot.com.co/2015/08/perforando-el-pozo-cambios-en-la-rata\\_25.html](http://ingenieraenpetroleo.blogspot.com.co/2015/08/perforando-el-pozo-cambios-en-la-rata_25.html)
- Portilla, H. E., Suarez, D. F., & Corzo, R. (2012). Metodologia para la optimizacion de parametros de perforacion a partir de las propiedades geomecanicas. *Fuentes, el reventon energetico*, 10, 5-11.
- Rotacan. (2014). *Terminologia y aspectos basicos de la perforacion*. Obtenido de <http://www.rotacan.com/es/technical/terminolog%C3%ADa-y-aspectos-b%C3%A1sicos-de-la-perforaci%C3%B3n>
- Schlumberger. (2017). *Oilfield Glossary*. Obtenido de [http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/f/formation\\_pressure.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/f/formation_pressure.aspx)
- Schlumberger. (2017). *Oilfield Glossary*. Obtenido de [http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/c/carrying\\_capacity.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/c/carrying_capacity.aspx)
- Schlumberger. (2017). *Oilfield Glossary*. Obtenido de [http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/shear\\_stress.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/shear_stress.aspx)

Teale, R. (marzo de 1965). The Concept of Specific Energy in Rock Drilling. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts* 2, 57-73. doi:[https://doi.org/10.1016/0148-9062\(65\)90022-7](https://doi.org/10.1016/0148-9062(65)90022-7)

Wild Well Control. (2012). *Conceptos Basicos de Presion*. Obtenido de <http://wildwell.com/literature-on-demand/literature/training-tools/pressure-basics-and-concepts-esp.pdf>

Zhongying, W. a. (1982). Casson Rheological Model in Drilling Fluid Mechanics. *Paper SPE 10564* , 17-24.

## ANEXO A

DATA DE PARAMETROS DE PERFORACION PARA EL EJEMPLO PROBLEMA 1 POZO MATA NEGRA 92													DATOS CALCULADOS	
Date Time	OXY MSE	MSE TEALE	Top Drive Torque (ft.lbf)	Top Drive RPM	ROP – Average (ft/hr)	Bit Weight (klb)	Bit Size (in)	Max Motor Diff Pressure (psi)	Flow In Rate (galUS/min)	Max Motor Torque (ft.lbf)	Diff Press (psi)	RPM/GPM (Ratio)	RPM bit (RPM)	Torque bit (ft.lbf)
9/05/17 13:19:30	2,14	1,42	2479	99,2	1150,4	4	8,5	1395	703	8750	103,44	0,36	352,3	1014,9
9/05/17 13:20:00	3,48	2,79	4676	102,6	1140,4	4,7	8,5	1395	695	8750	143,38	0,36	352,8	1654,6
9/05/17 13:20:30.	13,75	7,13	4277	105,3	419,4	14,9	8,5	1395	685	8750	311,83	0,36	351,9	2420,1
9/05/17 13:21:00	17,75	10,73	5852	102,6	371,8	14,4	8,5	1395	684	8750	326,04	0,36	348,8	2806,5
9/05/17 13:21:30	9,96	4,62	7007	86,3	869,1	20,1	8,5	1395	685	8750	472,77	0,36	332,9	3773,7
9/05/17 13:22:00	5,64	3,81	4805	93	779,5	9,7	8,5	1395	693	8750	181,94	0,36	342,5	1874,0
9/05/17 13:22:30	14,87	10,79	5910	98,4	358,2	11	8,5	1395	689	8750	219,69	0,36	346,4	2284,4
9/05/17 13:23:00	17,30	9,83	6846	97,6	451,7	16	8,5	1395	685	8750	397,15	0,36	344,2	3362,1
9/05/17 13:23:30	22,48	17,10	3738	106,2	154,2	6,1	8,5	1395	694	8750	141,61	0,36	356,0	1458,2
9/05/17 13:24:00	16,23	8,14	5266	100	429,9	17,1	8,5	1395	698	8750	374,95	0,36	351,3	2934,7
9/05/17 13:24:30	10,42	6,23	4659	102,6	510	14,2	8,5	1395	704	8750	251,29	0,36	356,0	2192,7
9/05/17 13:25:00	9,71	6,75	6948	92,3	631	13,5	8,5	1395	696	8750	245,87	0,36	342,9	2623,4
9/05/17 13:25:30	14,63	10,54	4884	94,5	290,9	9,8	8,5	1395	698	8750	170,16	0,36	345,8	1830,7
9/05/17 13:26:00	10,08	9,46	5125	95,8	344,9	2,3	8,5	1395	698	8750	95,09	0,36	347,1	1502,1
9/05/17 13:26:30	16,30	15,24	4949	94,5	203,9	8,2	8,5	1395	704	8750	86,80	0,36	347,9	1425,3
9/05/17 13:27:00	9,62	7,27	7589	91,6	635,4	13,3	8,5	1395	696	8750	220,14	0,36	342,2	2622,4
9/05/17 13:27:30	19,58	13,21	7294	94,5	346,6	15,3	8,5	1395	693	8750	292,82	0,36	344,0	2928,1
9/05/17 13:28:00	7,38	5,03	6965	90,2	829,2	18,7	8,5	1395	696	8750	237,01	0,36	340,8	2582,3
9/05/17 13:28.30	12,28	9,08	6459	96,8	457,5	7,1	8,5	1395	695	8750	223,26	0,36	347,0	2412,1
49/05/17 13:29:00	2,72	2,10	4451	100	1407,9	10,8	8,5	1395	699	8750	126,81	0,36	351,6	1526,5
9/05/17 13:29:30	15,42	9,42	6940	96,8	473,7	18,6	8,5	1395	683	8750	349,05	0,36	342,7	3139,5

## ANEXO B

DATA DE PARAMETROS DE PERFORACION PARA EL EJEMPLO PROBLEMA 2 POZO MATA NEGRA 92													DATOS CALCULADOS	
Date Time	OXY MSE	MSE TEALE	Top Drive Torque (ft.lbf)	Top Drive RPM	ROP– Average (ft/hr)	Bit Weight (klb)	Bit Size (in)	Max Motor Diff Pressure (psi)	Flow In Rate (galUS/min)	Max Motor Torque (ft.lbf)	Diff Press (psi)	RPM/GPM (Ratio)	RPM bit (RPM)	Torque bit (ft.lbf)
9/05/17 22:05:00	52,73	28,03	6313	92,3	138,1	13,2	8,5	1395	693	8750	384,70	0,36	341,8	3193,0
9/05/17 22:05:30	53,38	38,42	6245	93,8	101,3	7,8	8,5	1395	700	8750	218,96	0,36	345,8	2347,7
9/05/17 22:06:00	38,14	19,66	4686	93,8	148,5	15,2	8,5	1395	699	8750	301,57	0,36	345,4	2450,5
9/05/17 22:06:30	46,78	28,78	4412	96,8	98,6	13,6	8,5	1395	700	8750	218,78	0,36	348,8	1980,2
9/05/17 22:07:00	45,87	29,68	4043	100	90,5	18,2	8,5	1395	701	8750	189,75	0,36	352,4	1760,8
9/05/17 22:07:30	48,36	30,67	3146	100,8	68,7	6,2	8,5	1395	708	8750	154,17	0,36	355,7	1402,8
9/05/17 22:08:00	55,74	34,46	5047	96,8	94,2	10	8,5	1395	700	8750	248,95	0,36	348,8	2258,6
9/05/17 22:08:30	35,78	21,89	5100	102,6	158,8	17,9	8,5	1395	701	8750	272,69	0,36	355,0	2388,4
9/05/17 22:09:00	52,61	28,23	4020	98,4	93,1	18,8	8,5	1395	701	8750	255,97	0,36	350,8	2088,4
9/05/17 22:09:30	60,58	42,49	6545	89,6	91,7	16,9	8,5	1395	702	8750	223,56	0,36	342,3	2430,8
9/05/17 22:10:00	42,82	30,40	5595	93,8	114,7	21,6	8,5	1395	705	8750	197,04	0,36	347,6	2107,7
9/05/17 22:10:30	41,55	33,20	7214	94,5	136,4	14,6	8,5	1395	705	8750	197,54	0,36	348,3	2434,0
9/05/17 22:11:00	31,00	20,95	6197	90,9	178,6	17,6	8,5	1395	703	8750	231,02	0,36	344,0	2398,6
9/05/17 22:11:30	27,13	16,93	6304	86,3	213,5	19,4	8,5	1395	703	8750	254,32	0,36	339,4	2536,9
9/05/17 22:12:00	32,96	30,66	6168	98,4	131,5	18,5	8,5	1395	706	8750	119,32	0,36	352,6	1832,4
9/05/17 22:12:30	20,43	15,32	6404	96	266,7	32	8,5	1395	704	8750	199,47	0,36	349,4	2281,7
9/05/17 22:13:00	25,37	17,75	8441	96	303,3	27,6	8,5	1395	704	8750	311,37	0,36	349,4	3250,6
9/05/17 22:13:30	8,82	7,17	4634	95,7	410,9	19,9	8,5	1395	711	8750	112,18	0,36	351,7	1489,7
9/05/17 22:14:00	11,10	9,62	5855	89	359,7	25,3	8,5	1395	710	8750	100,32	0,36	344,6	1674,4
9/05/17 22:14:30	13,12	11,36	6172	90,2	325,6	26,6	8,5	1395	706	8750	112,78	0,36	344,4	1800,3
9/05/17 22:15:00	18,45	14,49	6576	96	289,4	31,5	8,5	1395	703	8750	182,99	0,36	349,1	2233,4

### ANEXO C

DATA DE PARAMETROS DE PERFORACION PARA EL EJEMPLO PROBLEMA 3 POZO MATA NEGRA 92													DATOS CALCULADOS	
Date Time	OXY MSE	MSE TEALE	Top Drive Torque (ft.lbf)	Top Drive RPM	ROP – Average (ft/hr)	Bit Weight (klb)	Bit Size (in)	Max Motor Diff Pressure (psi)	Flow In Rate (galUS/min)	Max Motor Torque (ft.lbf)	Diff Press (psi)	RPM/GPM (Ratio)	RPM bit (RPM)	Torque bit (ft.lbf)
10/05/17 12:05:00	31,36	21,474 59778	5789	106,2	190,2	11,5	8,5	1395	645	8750	294,51	0,36	338,4	2635,6
10/05/17 12:05:30	40,81	24,68	6960	104,3	195,4	19,1	8,5	1395	637	8750	433,59	0,36	333,6	3567,7
10/05/17 12:06:00	34,27	18,75	5706	98,4	198,9	31,2	8,5	1395	626	8750	393,90	0,36	323,8	3117,8
10/05/17 12:06:30	43,56	23,36	5689	105,3	170,4	30,8	8,5	1395	631	8750	434,69	0,36	332,5	3319,1
10/05/17 12:07:00	50,59	29,71	6362	100,8	143,4	22,4	8,5	1395	634	8750	402,65	0,36	329,0	3292,8
10/05/17 12:07:30	38,36	16,87	4892	100	192,7	22,3	8,5	1395	632	8750	475,18	0,36	327,5	3363
10/05/17 12:08:00	34,96	22,12	6390	102,6	196,9	16,5	8,5	1395	634	8750	364,30	0,36	330,8	3106
10/05/17 12:08:30	22,97	15,38	7107	106,2	326,1	16,1	8,5	1395	643	8750	373,95	0,36	337,7	3298
10/05/17 12:09:00	10,07	7,80	5147	98,4	431,6	22,3	8,5	1395	647	8750	173,16	0,36	331,3	1898
10/05/17 12:09:30	42,80	18,18	12765	62,5	291,6	30,3	8,5	1395	632	8750	765,89	0,36	290,0	6396
10/05/17 12:10:00	63,42	36,70	5366	105,3	102,3	15,2	8,5	1395	685	8750	336,81	0,36	351,9	2763
10/05/17 12:10:30	55,88	32,71	6666	107,1	145	13,9	8,5	1395	672	8750	427,64	0,36	349,0	3479
10/05/17 12:11:00	42,13	23,70	6959	100,8	196,6	19,6	8,5	1395	672	8750	441,59	0,36	342,7	3608
10/05/17 12:11:30	40,29	19,82	6707	100	224,8	23,5	8,5	1395	670	8750	520,71	0,36	341,2	3954
10/05/17 12:12:00	49,50	23,23	6723	94,5	181,7	18,6	8,5	1395	674	8750	526,98	0,36	337,1	3989
10/05/17 12:12:30	25,36	11,97	7073	93	365,1	19,8	8,5	1395	671	8750	536,76	0,36	334,6	4108
10/05/17 12:13:00	16,47	8,86	3824	90,9	260,7	8,2	8,5	1395	688	8750	224,61	0,36	338,6	1892
10/05/17 12:13:30	0	0	3625	85,7	0	0	8,5	1395	694	8750	154,10	0,36	335,5	1498
10/05/17 12:14:00	0	0	55	2,3	0	0	8,5	1395	693	8750	177,42	0,36	251,8	901
10/05/17 12:14:30	0	0	60	0,3	0	0	8,5	1395	23	8750	-2390,73	0,36	8,6	-11984
10/05/17 12:15:00	0	0	284	10,8	0	0	8,5	1395	8	8750	-2384,12	0,36	13,7	-11907
10/05/17 12:15:30	0	0	871	48,4	0	0	8,5	1395	5	8750	-2378,57	0,36	50,2	-11761

## ANEXO D

DATA DE PARAMETROS DE PERFORACION PARA EL EJEMPLO PROBLEMA 4 POZO MATA NEGRA 93													DATOS CALCULADOS	
Date Time	OXY MSE	MSE TEALE	Top Drive Torque (ft.lbf)	Top Drive RPM	ROP – Average (ft/hr)	Bit Weight (klb)	Bit Size (in)	Max Motor Diff Pressure (psi)	Flow In Rate (galUS/min)	Max Motor Torque (ft.lbf)	Diff Press (psi)	RPM/GPM (Ratio)	RPM bit (RPM)	Torque bit (ft.lbf)
20/02/17 4:23:30	35,42	14,03	5147	92,3	224,9	27,70	8,50	600	692	8750	411,07	0,16	203,0	5825,2
20/02/17 4:24:00	27,53	15,45	6618	96,8	275,4	19,80	8,50	600	692	8750	352,02	0,16	207,5	5430,4
20/02/17 4:24:30	21,89	11,79	6121	96,0	331,0	25,10	8,50	600	691	8750	338,53	0,16	206,6	5173,7
20/02/17 4:25:00	17,21	9,77	5629	91,6	350,5	19,90	8,50	600	693	8750	280,01	0,16	202,5	4392,5
20/02/17 4:25:30	20,65	13,64	5348	100,8	262,5	15,40	8,50	600	693	8750	234,31	0,16	211,7	3803,2
20/02/17 4:26:00	29,95	15,83	5564	95,2	222,3	25,20	8,50	600	693	8750	315,23	0,16	206,1	4790,5
20/02/17 4:26:30	39,57	15,32	4487	93,0	181,0	27,60	8,50	600	695	8750	370,06	0,16	204,2	5214,8
20/02/17 4:27:00	32,49	11,97	3702	102,6	210,9	19,90	8,50	600	694	8750	345,82	0,16	213,6	4775,0
20/02/17 4:27:30	12,20	8,10	4042	100,8	334,1	10,80	8,50	600	699	8750	174,21	0,16	212,6	2840,8
20/02/17 4:28:00	15,35	7,78	4414	101,7	383,3	13,90	8,50	600	700	8750	273,88	0,16	213,7	4078,1
20/02/17 4:28:30	9,59	7,64	4431	97,6	376,0	11,20	8,50	600	699	8750	141,48	0,16	209,4	2536,8
20/02/17 4:29:00	5,51	3,82	4163	94,5	684,3	7,50	8,50	600	700	8750	158,57	0,16	206,5	2682,6
20/02/17 4:29:30	21,92	12,22	2752	110,1	164,7	3,80	8,50	600	703	8750	161,44	0,16	222,6	2433,8
20/02/17 4:30:00	10,80	5,79	5370	95,2	586,8	17,90	8,50	600	698	8750	291,80	0,16	206,9	4478,4
20/02/17 4:30:30	15,42	7,74	4002	100,8	346,2	12,30	8,50	600	695	8750	251,78	0,16	212,0	3737,9
20/02/17 4:31:00	15,16	5,88	3675	106,2	441,0	11,40	8,50	600	696	8750	328,11	0,16	217,6	4563,0
20/02/17 4:31:30	15,24	6,34	4520	103,4	490,0	23,30	8,50	600	694	8750	359,71	0,16	214,4	5100,7
20/02/17 4:32:00	15,82	6,59	4912	93,0	460,80	23,90	8,50	600	694	8750	364,61	0,16	204,0	5236,2
20/02/17 4:32:30	30,19	17,62	4855	101,7	186,20	23,40	8,50	600	697	8750	252,23	0,16	213,2	3913,7
20/02/17 4:33:00	7,99	6,33	2827	85,1	252,60	7,20	8,50	600	701	8750	81,44	0,16	197,3	1515,5
20/02/17 4:33:30	0	0	3226	88,9	0,00	0,00	8,50	600	705	8750	127,38	0,16	201,7	2131,2

## ANEXO E

DATA DE PARAMETROS DE PERFORACION PARA EL EJEMPLO PROBLEMA 5 POZO MATA NEGRA 93													DATOS CALCULADOS	
Date Time	OXY MSE	MSE TEALE	Top Drive Torque (ft.lbf)	Top Drive RPM	ROP – Average (ft/hr)	Bit Weight (klb)	Bit Size (in)	Max Motor Diff Pressure (psi)	Flow In Rate (galUS/min)	Max Motor Torque (ft.lbf)	Diff Press (psi)	RPM/GPM (Ratio)	RPM bit (RPM)	Torque bit (ft.lbf)
20/02/17 5:33:30	15,51	5,25	5705	93	671	25,7	8,5	600	676	8750	550,08	0,16	201,2	7558,6
20/02/17 5:34:00	23,64	8,47	4622	96	348	29,2	8,5	600	680	8750	427,65	0,16	204,8	5913,7
20/02/17 5:34:30	17,74	7,88	6182	84,5	440,7	21,5	8,5	600	683	8750	403,56	0,16	193,8	5944,6
20/02/17 5:35:00	16,66	6,57	4313	100,8	439,4	24,1	8,5	600	684	8750	363,90	0,16	210,2	5108,1
20/02/17 5:35:30	19,69	9,11	4945	103,4	373	28,8	8,5	600	682	8750	349,69	0,16	212,5	5068,7
20/02/17 5:36:00	14,77	6,62	5007	88,2	443	27,2	8,5	600	686	8750	326,76	0,16	198,0	4813,6
20/02/17 5:36:30	32,88	14,78	6909	100	310,6	29,2	8,5	600	683	8750	501,25	0,16	209,3	7229,7
20/02/17 5:37:00	16,84	10,36	6854	97,6	428,8	30,6	8,5	600	688	8750	316,74	0,16	207,7	5066,1
20/02/17 5:37:30	15,99	6,74	5166	107,1	545,7	26,3	8,5	600	687	8750	415,23	0,16	217,0	5877,5
20/02/17 5:38:00	23,92	9,98	3866	103,4	266,1	27,5	8,5	600	690	8750	309,98	0,16	213,8	4389,6
20/02/17 5:38:30	25,97	23,01	4397	113,2	143,7	10,3	8,5	600	694	8750	137,87	0,16	224,2	2487,9
20/02/17 5:39:00	16,49	14,84	1887	108,1	91,3	6,8	8,5	600	699	8750	55,34	0,16	219,9	1023,1
20/02/17 5:39:30	42,40	34,62	3494	102,6	68,8	7,7	8,5	600	696	8750	115,43	0,16	214,0	2045,5
20/02/17 5:40:00	46,81	30,57	2690	108,1	63,2	6,5	8,5	600	696	8750	127,37	0,16	219,5	2024,0
20/02/17 5:40:30	56,00	37,54	2554	106,2	48	5,6	8,5	600	697	8750	115,23	0,16	217,7	1855,2
20/02/17 5:41:00	36,24	30,89	2019	107,1	46,5	3,5	8,5	600	699	8750	64,54	0,16	218,9	1156,7
20/02/17 5:41:30	28,34	24,25	1485	114,3	46,5	3,4	8,5	600	700	8750	49,51	0,16	226,3	874,6
20/02/17 5:42:00	21,24	50,11	1609	111,1	23,7	3,4	8,5	600	700	8750	1,44	0,16	223,1	338,6
20/02/17 5:42:30	8,59	5,20	6075	93	722	16,6	8,5	600	690	8750	275,77	0,16	203,4	4432,3
20/02/17 5:43:00	15,97	7,31	5538	100,8	507,1	29,1	8,5	600	684	8750	386,12	0,16	210,2	5612,3
20/02/17 5:43:30	18,41	5,73	5364	93,8	583	33	8,5	600	683	8750	568,50	0,16	203,1	7705,3

## ANEXO F

DATA DE PARAMETROS DE PERFORACION PARA EL EJEMPLO PROBLEMA 6 POZO MATA NEGRA 94													DATOS CALCULADOS	
Date Time	OXY MSE	MSE TEALE	Top Drive Torque (ft.lbf)	Top Drive RPM	ROP – Average (ft/hr)	Bit Weight (klb)	Bit Size (in)	Max Motor Diff Pressure (psi)	Flow In Rate (galUS/min)	Max Motor Torque (ft.lbf)	Diff Press (psi)	RPM/GPM (Ratio)	RPM bit (RPM)	Torque bit (ft.lbf)
25/05/2017 19:15	40,23	26,33	6215	73,2	114,8	6,3	8,5	1395	524	8750	279,93	0,36	261,8	2647,7
25/05/2017 19:15	31,44	18,13	8213	67,4	202,9	14,1	8,5	1395	523	8750	415,18	0,36	255,7	3725,9
25/05/2017 19:16	30,16	17,18	5952	74,1	170,6	7,8	8,5	1395	520	8750	350,80	0,36	261,3	2950,7
25/05/2017 19:16	25,87	16,99	6717	71,9	188,9	7,5	8,5	1395	522	8750	293,57	0,36	259,8	2816,5
25/05/2017 19:17	32,03	21,20	7291	76,4	174,6	7,1	8,5	1395	522	8750	341,50	0,36	264,3	3171,8
25/05/2017 19:17	34,83	23,85	6466	80	144,1	7,2	8,5	1395	523	8750	301,46	0,36	268,3	2805,9
25/05/2017 19:18	40,56	21,68	6998	75	160,8	12,3	8,5	1395	523	8750	460,21	0,36	263,3	3708,9
25/05/2017 19:18	37,45	17,49	5702	63,2	136,9	10,4	8,5	1395	517	8750	386,60	0,36	249,3	3080,3
25/05/2017 19:19	46,92	28,16	7323	69	119,2	11,5	8,5	1395	521	8750	359,19	0,36	256,6	3267,0
25/05/2017 19:19	40,47	21,90	7311	73,6	163,2	11,9	8,5	1395	515	8750	469,50	0,36	259,0	3818,1
25/05/2017 19:20	63,29	51,30	6995	83,9	76	7,8	8,5	1395	529	8750	245,98	0,36	274,3	2633,3
25/05/2017 19:20	46,26	32,68	6908	94,5	132,7	14,4	8,5	1395	521	8750	373,94	0,36	282,1	3258,0
25/05/2017 19:21	55,11	37,82	8972	77,4	122	12,8	8,5	1395	521	8750	400,48	0,36	265,0	3804,0
25/05/2017 19:21	45,53	28,84	7749	80,5	143,7	12	8,5	1395	515	8750	425,87	0,36	265,9	3686,8
25/05/2017 19:22	50,21	33,08	7983	82,2	131,8	17,7	8,5	1395	519	8750	415,14	0,36	269,0	3679,7
25/05/2017 19:22	53,08	31,09	6410	82,8	113,4	13,8	8,5	1395	520	8750	410,12	0,36	270,0	3340,0
25/05/2017 19:23	47,75	31,95	7797	84,5	137	14,6	8,5	1395	522	8750	405,67	0,36	272,4	3595,0
25/05/2017 19:23	63,13	48,79	7807	95,2	101,2	18,3	8,5	1395	522	8750	362,31	0,36	283,1	3379,4
25/05/2017 19:24	62,70	45,21	7711	90,9	103	11,9	8,5	1395	516	8750	390,59	0,36	276,7	3502,1
25/05/2017 19:24	54,88	38,67	7449	85,1	108,9	11,6	8,5	1395	520	8750	358,99	0,36	272,3	3291,2
25/05/2017 19:25	50,41	34,76	7222	82,8	114,3	19,3	8,5	1395	522	8750	346,25	0,36	270,7	3181,9
25/05/2017 19:25	55,26	38,92	7375	92,3	116,2	12,3	8,5	1395	522	8750	390,70	0,36	280,2	3435,5

## ANEXO G

DATA DE PARAMETROS DE PERFORACION PARA EL EJEMPLO PROBLEMA 7 POZO MATA NEGRA 94													DATOS CALCULADOS	
Date Time	OXY MSE	MSE TEALE	Top Drive Torque (ft.lbf)	Top Drive RPM	ROP – Average (ft/hr)	Bit Weight (klb)	Bit Size (in)	Max Motor Diff Pressure (psi)	Flow In Rate (galUS/min)	Max Motor Torque (ft.lbf)	Diff Press (psi)	RPM/GPM (Ratio)	RPM bit (RPM)	Torque bit (ft.lbf)
25/05/2017 16:52	52,29	38,084 05554	8809	100,8	154,9	20,3	8,5	1395	649	8750	370,36	0,36	334,4	3620,2
25/05/2017 16:52	53,48	32,17	7846	106,2	172,1	21,2	8,5	1395	642	8750	500,10	0,36	337,3	4078,7
25/05/2017 16:53	42,75	29,16	8291	107,1	202,3	18,5	8,5	1395	647	8750	426,71	0,36	340,0	3799,4
25/05/2017 16:53	44,89	31,22	8818	109,1	204,7	15,9	8,5	1395	644	8750	451,94	0,36	340,9	4031,4
25/05/2017 16:54	32,35	21,65	7934	115,4	280,9	14,7	8,5	1395	644	8750	462,55	0,36	347,2	3907,8
25/05/2017 16:54	36,04	22,28	9461	97,6	275,4	26,6	8,5	1395	642	8750	516,80	0,36	328,7	4485,5
25/05/2017 16:55	39,42	24,23	8168	95,2	213,2	20,7	8,5	1395	646	8750	436,58	0,36	327,8	3824,3
25/05/2017 16:55	45,90	30,21	8114	101,7	181,5	9,8	8,5	1395	645	8750	422,22	0,36	333,9	3741,5
25/05/2017 16:56	46,04	28,98	8712	99,2	198,1	16,7	8,5	1395	642	8750	475,79	0,36	330,3	4129,9
25/05/2017 16:56	0	0	5821	102,6	0	0	8,5	1395	658	8750	111,70	0,36	339,5	1724,7
25/05/2017 16:59	0	0	5931	96	0	0	8,5	1395	521	8750	28,28	0,36	283,6	1328,1
25/05/2017 16:59	54,84	48,64	7017	89	85,3	5	8,5	1395	514	8750	231,56	0,36	274,0	2565,3
25/05/2017 17:00	29,06	25,87	8587	93	205,1	19,9	8,5	1395	510	8750	296,22	0,36	276,6	3203,8
25/05/2017 17:00	46,94	42,66	7705	94,5	113,4	13,8	8,5	1395	510	8750	264,11	0,36	278,1	2866,3
25/05/2017 17:01	40,36	35,51	6885	89,6	115,4	3,7	8,5	1395	518	8750	230,84	0,36	276,1	2535,3
25/05/2017 17:01	41,91	35,63	7533	98,4	138,2	8,2	8,5	1395	515	8750	309,81	0,36	283,8	3061,2
25/05/2017 17:02	68,58	59,21	7032	100	78,9	9,2	8,5	1395	525	8750	280,03	0,36	289,0	2811,6
25/05/2017 17:02	42,76	37,34	7819	98,4	136,9	11	8,5	1395	515	8750	304,26	0,36	283,8	3090,6
25/05/2017 17:03	51,73	44,37	7248	91,6	99,4	11,3	8,5	1395	517	8750	264,35	0,36	277,7	2776,1
25/05/2017 17:03	65,05	59,15	7215	92,3	74,8	7,9	8,5	1395	515	8750	236,92	0,36	277,7	2631,8

## ANEXO H

Demostración de la ecuación (24) para obtener la tasa de penetración ROP en función de la eficiencia mecánica y la Resistencia a la compresión de la roca bajo confinamiento.

Se parte de la ecuación (17)

$$MSE = \frac{480 * T * RPM}{D^2 * ROP} + \frac{4WOB}{\pi D^2}$$

Despejando ROP

$$\left( MSE - \frac{4WOB}{\pi D^2} \right) = \frac{480 * T * RPM}{D^2 * ROP}$$

$$ROP = \frac{480 * T * RPM}{D^2 * \left( MSE - \frac{4 * WOB}{\pi D^2} \right)}$$

Se reemplaza el torque en función de WOB, ecuación (19)

$$ROP = \frac{480 * \frac{\mu * D * WOB}{36} * RPM}{D^2 * \left( MSE - \frac{4 * WOB}{\pi D^2} \right)}$$

$$ROP = \frac{480 * \mu * D * WOB * RPM}{36 * D^2 * \left( MSE - \frac{4 * WOB}{\pi D^2} \right)}$$

Luego de cancelar términos semejantes se tiene:

$$ROP = \frac{13.33 * \mu * WOB * RPM}{D * \left( MSE - \frac{4 * WOB}{\pi D^2} \right)}$$

Se multiplica y divide el denominador por WOB

$$ROP = \frac{13.33 * \mu * WOB * RPM}{D * \left[ MSE - \frac{4 * WOB}{\pi D^2} \right] * \frac{WOB}{WOB}}$$

$$ROP = \frac{13.33 * \mu * RPM}{\frac{D}{WOB} * \left[ MSE - \frac{4 * WOB}{\pi D^2} \right]}$$

Se reemplaza MSE en términos de eficiencia mecánica ecuación (22)

$$ROP = \frac{13.33 * \mu * RPM}{\frac{D}{WOB} * \left[ \frac{CCS}{EFF_M} - \frac{4 * WOB}{\pi D^2} \right]}$$

$$ROP = \frac{13.33 * \mu * RPM}{D * \left[ \frac{CCS}{EFF_M * WOB} - \frac{4 * \cancel{WOB}}{\pi D^2 * \cancel{WOB}} \right]}$$

$$ROP = \frac{13.33 * \mu * RPM}{D * \left[ \frac{CCS}{EFF_M * WOB} - \frac{4}{\pi D^2} \right]}$$

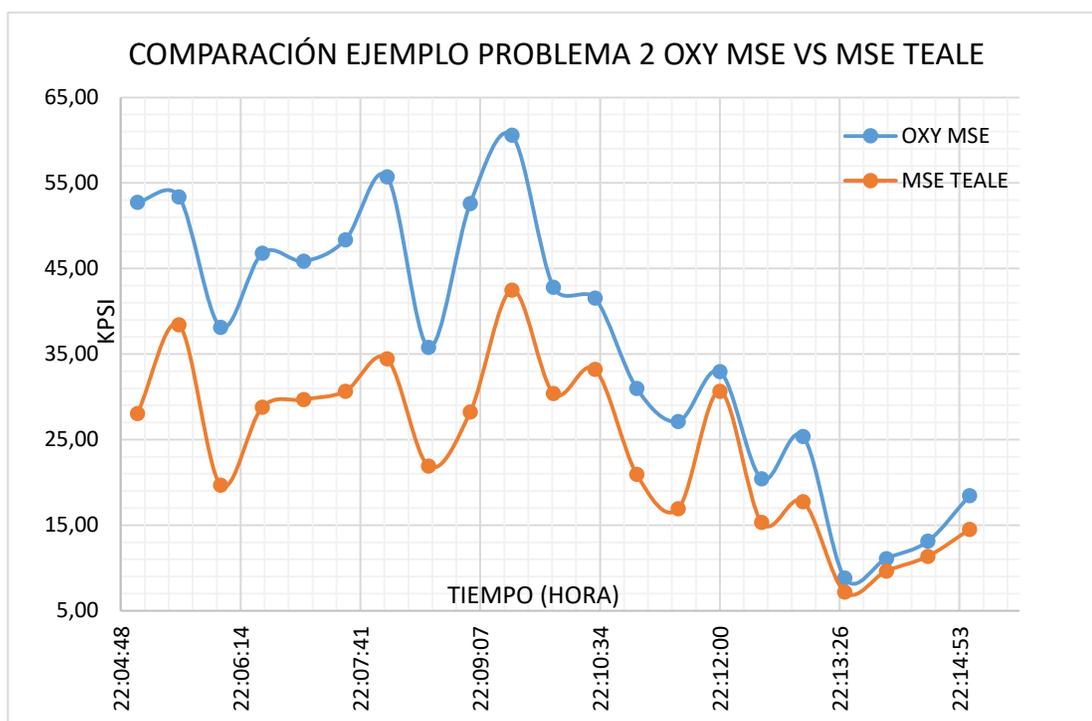
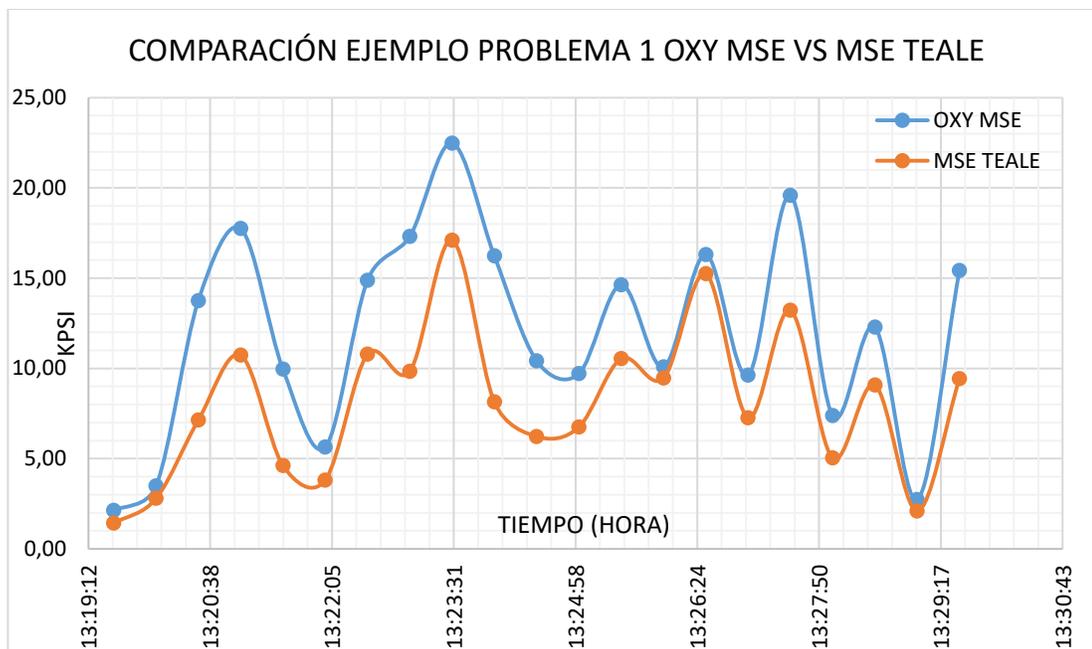
$$\text{Como área de la broca (AB)} = \frac{\pi * D^2}{4} \quad \frac{1}{AB} = \frac{4}{\pi * D^2}$$

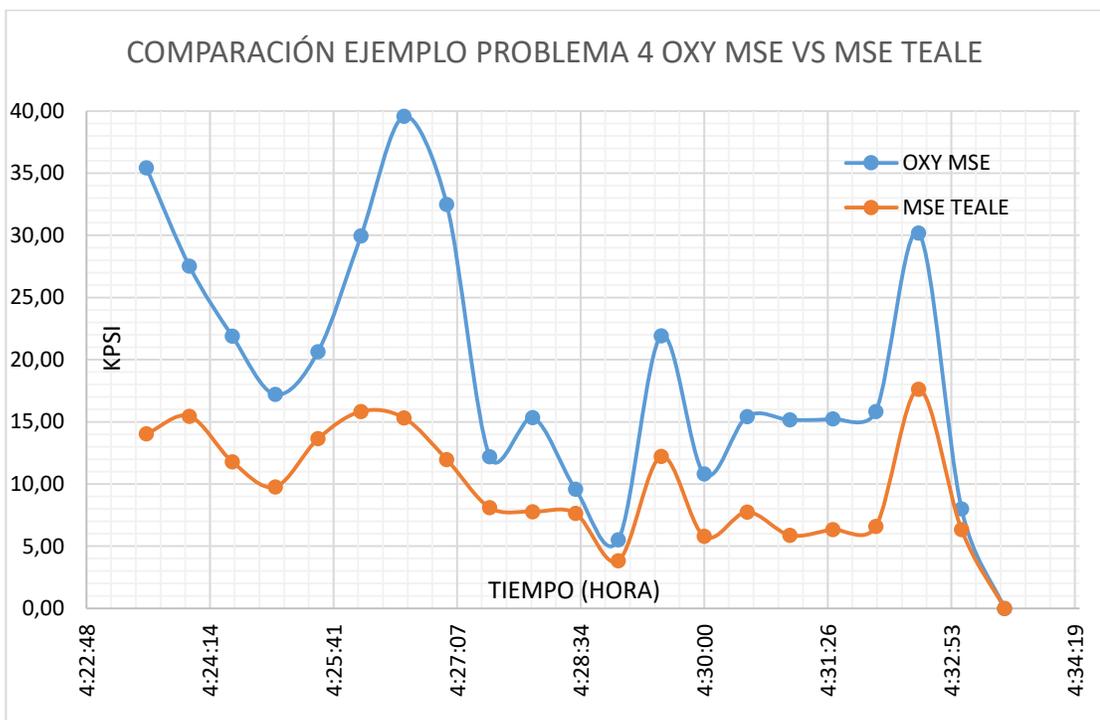
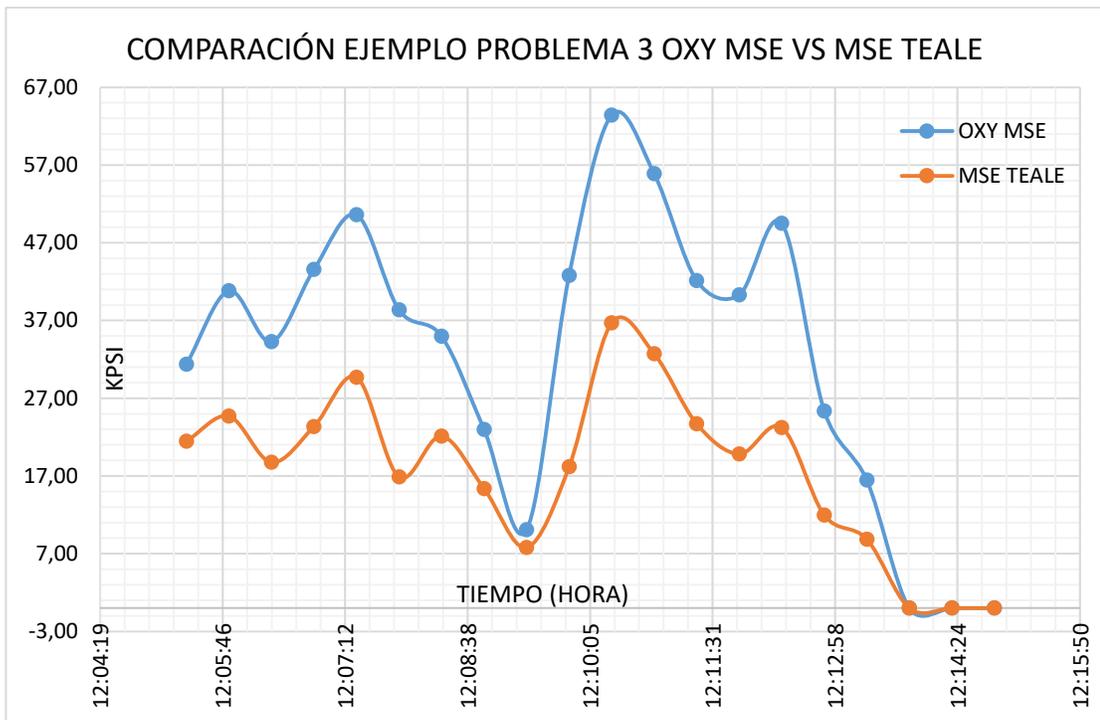
Finalmente se llega a la ecuación (24)

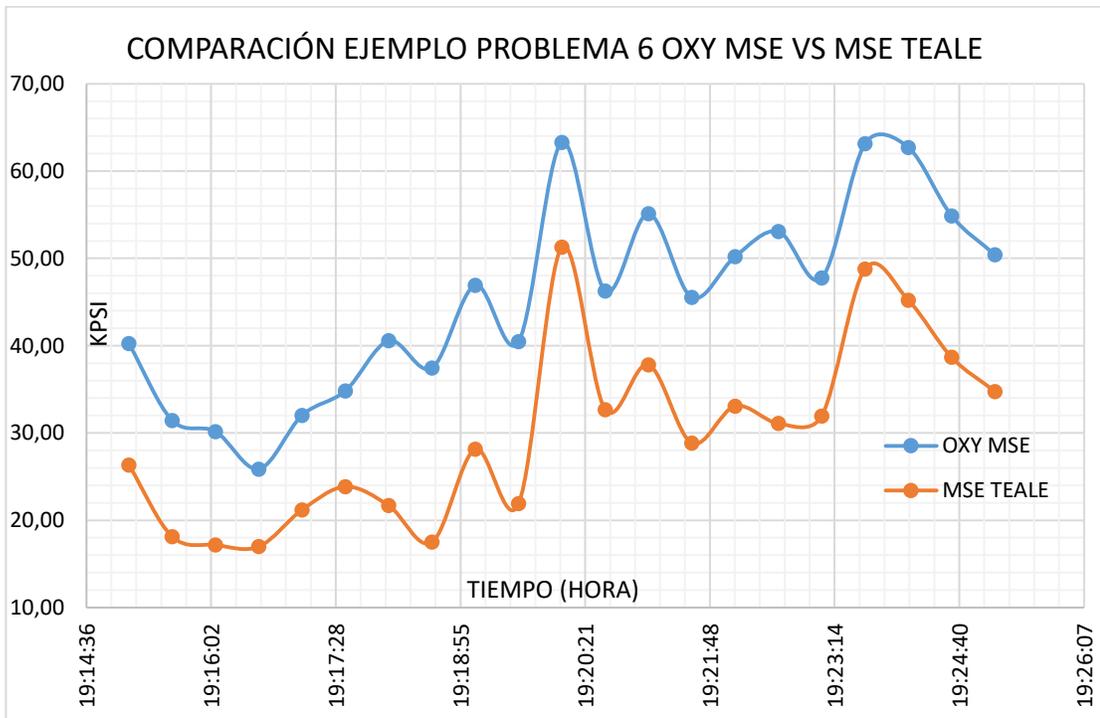
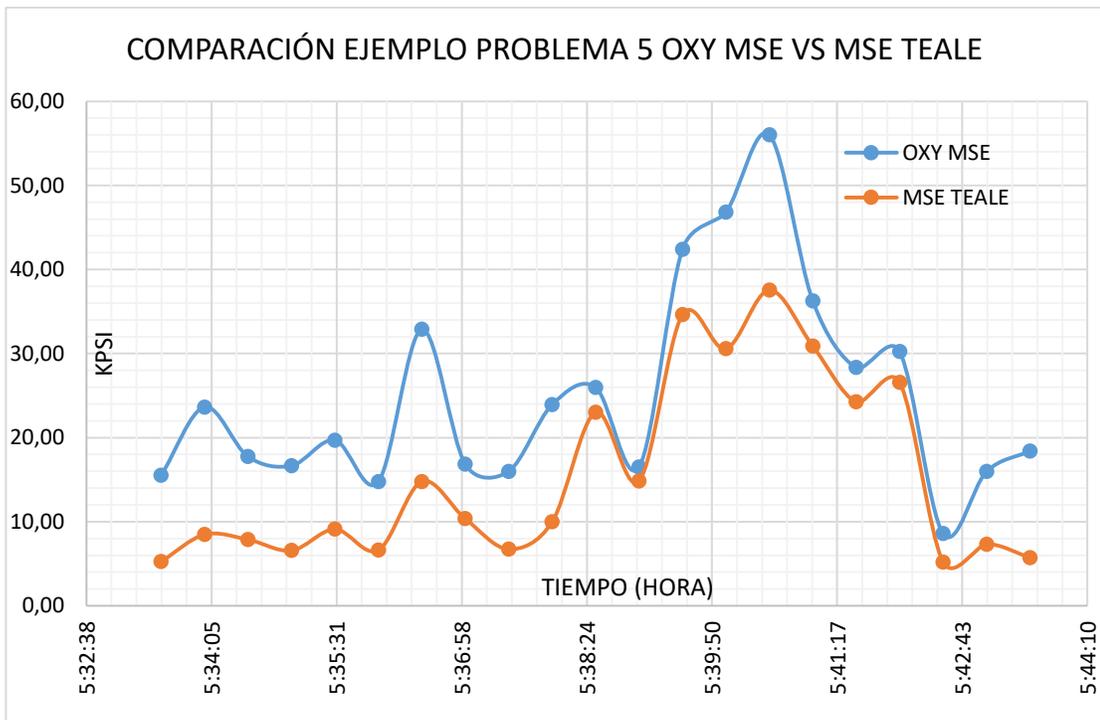
$$ROP = \frac{13.33 * \mu * RPM}{D * \left[ \frac{CCS}{EFF_M * WOB} - \frac{1}{AB} \right]}$$

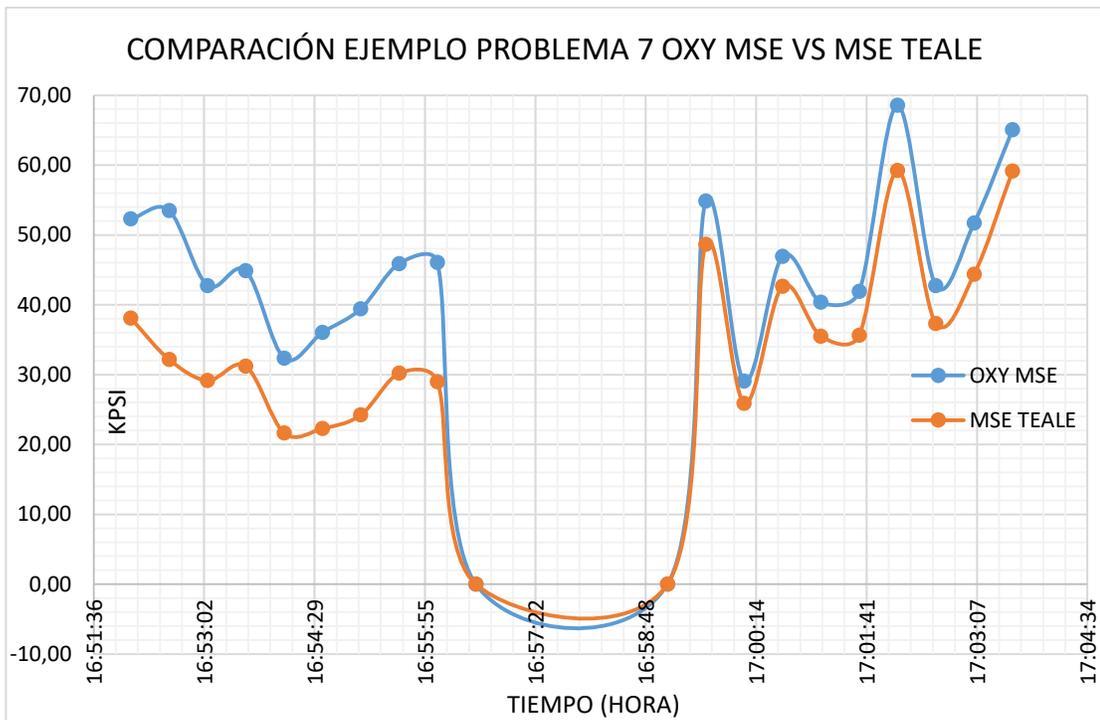
## ANEXO I

Graficas de comparación MSE TEALE vs OXY MSE









## ANEXO J

### Gráficas de comportamiento OXY MSE vs ROP

