

**PERFORACIÓN CON LA TÉCNICA MPD (MANAGED PRESSURE DRILLING),  
PROCEDIMIENTOS Y BUENAS PRÁCTICAS DE OPERACIÓN.**

**JAVIER ENRIQUE GUERRERO ARRIETA  
SILVIA JULIANA NARANJO SIERRA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2017**

**PERFORACIÓN CON LA TÉCNICA MPD (MANAGED PRESSURE DRILLING),  
PROCEDIMIENTOS Y BUENAS PRÁCTICAS DE OPERACIÓN.**

**JAVIER ENRIQUE GUERRERO ARRIETA  
SILVIA JULIANA NARANJO SIERRA**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de  
Ingeniero de Petróleos**

**Director:**

**WILSON RAUL CARREÑO VELASCO  
Ingeniero de Petróleos**

**Co-director:**

**HENRY BASTOS DELGADO  
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2017**

## DEDICATORIA

*A Dios, por bendecirme, amarme y ser el eje fundamental en mi vida.*

*A mis padres, Martha Sierra y Jorge Naranjo, porque con su amor, dedicación, apoyo incondicional, esfuerzo, y educación han hecho de mi la mujer que soy, y siempre serán merecedores de todos mis triunfos. Los amaré siempre.*

*A mi hermano Santiago Naranjo, por sacarme una sonrisa en todo momento y regalarme hermosos recuerdos en esta vida juntos. Eres parte de mí y siempre serás mi bebé.*

*A mi compañero de vida Carlos Rodríguez, no existen palabras para agradecer todo lo que me has brindado, tu amor incondicional me ha enseñado que el verdadero amor si existe.*

*A mis abuelos Waldina Argüello, Tulía Trujillo, Ciro Naranjo y Gabriel Sierra, y demás familiares que con su cariño y apoyo son parte de este gran camino.*

*A mis amigos de la universidad, especialmente Paola Charry, July Galvis y Javier Guerrero, que con su comprensión y compañía hemos culminado juntos este gran sueño.*

*A los ingenieros Wilson Carreño y Henry Bastos, por contribuir en la realización de este excelente proyecto de grado, con una de las mejores experiencias que he tenido en mi vida y que siempre quedará en mi memoria.*

*Al personal de Equion Energía, Weatherford, Schlumberger, H&P y demás compañías que hicieron parte de esta operación y gratificante experiencia.*

*A los docentes de la Universidad Industrial de Santander, que con su vocación hicieron parte de esta anhelada meta.*

*Silvia Juliana Naranjo Sierra.*

## DEDICATORIA

*Primeramente, a Dios todopoderoso, por permitirme desarrollar este trabajo, por todos los dones brindados y la fortaleza de, en los momentos difíciles, saber que estaba allí para mí.*

*A mi madre, Gloria Arrieta, porque sacó adelante un anesthesiólogo, una ingeniera de sistemas, una diseñadora de interiores y ahora un ingeniero de petróleos, tres nietos, dos hermanos, cinco sobrinos, un batallón de policías, sus padres y muchas personas más con su incansable trabajo, vendiendo Whisky, que no solo me enseñó a sumar, restar, multiplicar y dividir, sino que también me enseñó que, por más difícil que sea el camino, siempre va a estar allí para dar su último esfuerzo. Te amo mamita hermosa.*

*A mis hermanos de madre, padre y crianza, Roy, Oladys y Estella Guerrero, quienes con su incansable apoyo permitieron el desarrollo de mi proyecto de vida, quienes me enseñaron a leer (con cocotazos) a escribir (con correazos) y a pensar (y casi me desarman en el proceso). Gracias por su paciencia y su incansable trabajo, no tengo como pagarles.*

*A mi familia, todos y cada uno de ustedes, en especial a mis primos Diego, Martin, Hernando, Carlos, Oscar, Gustavo y Paola, con quienes he compartido momentos inolvidables y han estado ahí en cada momento difícil de mi vida. Nunca olvidaré las veces que les gané en Monopolio, cuando los tenía de hijos en el PES 2006 y los millones de jarrones y focos que partimos e intentamos pegar con silicona.*

*A mi novia, amiga, confidente y psicóloga personal, Licet Hernández, por estar conmigo estos 3 años y contando, por ser mi apoyo y mi polo a tierra, por ser la voz de ayuda en cada momento difícil. No tengo palabras para agradecer cada instante a tu lado. Te amo.*

*A todos mis compañeros de GRM, en especial a los ingenieros Jesús, Raúl, Yohan, María Isabel, María Paula, Max, Daniel, Ángel y demás, quienes me permitieron ser parte de esa gran familia. A los ingenieros Samuel Muñoz Navarro y Astrid Xiomara Rodríguez y a mis líderes Janeth Sánchez y Paola Dávila.*

*A mis amigos de carrera, Sebastián Álvarez, Daniel Calvache, Jadier Aristizabal, Jhon Flórez, Jesús Bermúdez, Mitchell Amaya, Luis Cantillo, Paola Charry, Daniela Mojica y a todo aquel que se me escapa de momento; gracias por compartir conmigo estos últimos años.*

*A todo aquel que aportó un granito de arena en la consecución de mi proyecto de vida, en especial a mis profesores de infancia y adolescencia Georgina Robayo, Alex Martínez Panetta, Alfredo Gutiérrez Martínez, Germán Belmonte, Luis Carlos Sierra, Rubén e Iván Pérez, Alberto Manjarrez, Omar, por sus sabios aportes morales y académicos.*

*Javier Guerrero*

## **AGRADECIMIENTOS**

A nuestro Director Wilson Carreño, por ser un excelente ser humano. Gracias ingeniero por su dedicación, confianza, disciplina y guía para culminar el presente trabajo de grado.

A nuestro Co-Director Henry Bastos, por su amabilidad, disponibilidad, conocimiento y sabiduría, que conllevaron al desarrollo del trabajo de grado, y a la culminación exitosa de la operación en Floreña IP15.

A la Universidad Industrial de Santander y la escuela de Ingeniería de Petróleos, por contribuir al desarrollo de los conocimientos de los estudiantes, por medio de convenios para realizar proyectos de grado con las compañías petroleras.

Al equipo de Equion Energía Limited, Weatherford, Schlumberger, H&P y demás compañías que hicieron parte de la perforación en Floreña IP15, que nos colaboraron y acompañaron de la mejor manera en toda la operación.

A Equion Energía Limited, por la oportunidad y confianza para realizar este proyecto de grado.

## CONTENIDO

|   | Pag. |
|---|------|
| INTRODUCCIÓN .....  | 19   |
| 1. GENERALIDADES DE LA PERFORACIÓN: Perforación Sobre Balance (OBD Overbalanced Drilling), Perforación Bajo Balance (UBD Underbalance Drilling), y la Perforación a Presión Controlada (MPD Managed Pressure Drilling)..... | 20   |
| 1.1 CONCEPTO DE PERFORACIÓN A PRESIÓN CONTROLADA MPD: MANAGE PRESSURE DRILLING .....  | 24   |
| 1.2 CATEGORIAS DE PERFORACIÓN CON LA TÉCNICA MPD .....  | 26   |
| 1.3 VARIACIONES DE LA TÉCNICA MPD.....  | 27   |
| 1.4 HERRAMIENTAS USADAS PARA LA PERFORACIÓN CON LA TÉCNICA MPD .....  | 33   |
| 1.5 METODOLOGÍA DE PERFORACIÓN CON RISER (RISERLESS DRILLING).....  | 48   |
| 2. PERFORACION CON LA TECNICA MPD .....   | 49   |
| 2.1 CAMPO No. 1 .....   | 49   |
| 2.2 CAMPO No. 2 .....   | 52   |
| 2.3 CAMPO No. 3 .....   | 55   |
| 2.4 POZOS OFFSET .....  | 60   |
| 3. REPORTE DE LA PERFORACIÓN CON LA TÉCNICA MPD EN UN CAMPO COLOMBIANO: CASO DE ESTUDIO, POZO FLOREÑA IP15. ....  | 64   |
| 4. EJECUCIÓN.....   | 102  |
| 4.1. INTRODUCCIÓN .....   | 102  |
| 4.2. OBJETIVOS.....   | 104  |
| 4.3. OPERACIÓN .....  | 104  |
| 5. AFTER ACTION REVIEW .....  | 133  |
| 6. MANUAL DE PROCEDIMIENTOS Y BUENAS PRÁCTICAS PARA PERFORAR CON LA TECNICA MPD .....   | 148  |

|                          |     |
|--------------------------|-----|
| 7. CONCLUSIONES.....     | 162 |
| 8. RECOMENDACIONES ..... | 164 |
| BIBLIOGRAFÍA.....        | 165 |

## LISTA DE FIGURAS

|   | Pag. |
|---|------|
| Figura. 1. Ventana de lodo operacional de las diferentes técnicas usadas en perforación.....      | 24   |
| Figura. 2. Grafica Profundidad vs Presión para método CBHP. ....                                  | 29   |
| Figura. 3. Grafica de profundidad vs presión del método de PMCD. ....                             | 31   |
| Figura. 4. Grafica de Profundidad vs Presión para el Método DGD.....                              | 32   |
| Figura. 5. Unidad RCD para perforación en zonas marinas.....                                      | 34   |
| Figura. 6. Unidad RCD para perforación con la técnica MPD. ....                                   | 35   |
| Figura. 7. Compresor centrífugo, descripción y sus partes. ....                                   | 36   |
| Figura. 8. Compresor Sullair 1170 .....   | 38   |
| Figura. 9. Unidad generadora de nitrógeno tipo membranas.....                                     | 39   |
| Figura. 10. Booster LAO-01. ....  | 40   |
| Figura. 11. Válvula de compuerta. ....  | 42   |
| Figura. 12. Spacer spool.....   | 44   |
| Figura. 13. BOP. ....   | 45   |
| Figura. 14. MD vs Factor de seguridad de Colapso, Para el Revestimiento intermedio - 11 3/4"..... | 65   |
| Figura. 15. MD vs Factor de seguridad de Colapso, Para el Liner de perforación 9 5/8".....        | 65   |
| Figura. 16. Inflow / Mirador Miche Gas Rate.....  | 66   |
| Figura. 17. Inflow Mirador Miche / Condesate Rate .....   | 67   |
| Figura. 18. Kick Tolerance Mirador / MW8.0 ppg.....   | 68   |
| Figura. 19: Kick Tolerance Mirador / MW8.2 ppg.....   | 69   |
| Figura. 20: Kick Tolerance Mirador / MW8.4 ppg.....   | 69   |
| Figura. 21. Propiedades a TVD.....  | 72   |
| Figura. 22: Gas-liquid Relation Teco 252 Well 6-1/2" Section .....                                | 73   |

|   |     |
|---|-----|
| Figura. 23. Flujo para caudales de DownLink aceptables bajo condiciones normales de perforación.....  | 79  |
| Figura. 24. Surveying diagram.....  | 81  |
| Figura. 25. Simulación con inyección N <sub>2</sub> .....   | 83  |
| Figura. 26. Simulación con la herramienta Welflo.....   | 84  |
| Figura. 27. Simulación Welflo 1 .....   | 85  |
| Figura. 28. Pruebas de mojabilidad sobre salmuera, diésel y una mezcla 50% V/V.<br>.....  | 91  |
| Figura. 29. Tensión interfacial Vs. Tiempo.....   | 92  |
| Figura. 30. Muestra de crudo del campo Floreña. ....  | 93  |
| Figura. 31. Equipo de prueba cloud and pour point bacht.....  | 93  |
| Figura. 32. Muestra de crudo del campo Floreña y medición de la temperatura mínima de movilidad del crudo. ....   | 94  |
| Figura. 33. Arreglo experimental para la prueba Carbo-Drill de inyección de nitrógeno.....  | 95  |
| Figura. 34. Arreglo experimental para la prueba chek flow de inyección de nitrógeno<br>.....  | 96  |
| Figura. 35. Estado mecánico pozo FLOREÑA IP15 .....   | 99  |
| Figura. 36. Rig 900 .....   | 103 |
| Figura. 37. Rig up de la Cabeza Rotatoria Modelo 780 de 13- 5/8", Línea de flujo y accesorios.....  | 106 |
| Figura. 38. Rig Up de Separador atmosférico de 2 fases .....  | 106 |
| Figura. 39. Rig Up de Equipo de compresión e inyección de Nitrógeno .....   | 107 |
| Figura. 40. Rig Up Choke MPD.....   | 108 |
| Figura. 41. ECD y ganancia PVT durante el Dummy Run. ....   | 110 |
| Figura. 42. Variación del ECD durante el Dummy Run test .....   | 111 |
| Figura. 43 .Comportamiento del QN <sub>2</sub> , Qlodo, Piny N <sub>2</sub> , SPP, ROP, ECD, vs tiempo durante la perforación con fluido nitrogenado y con fluido monofásico..... | 118 |
| Figura. 44. ROP registrada desde 15393 ft hasta 15479 ft.....   | 119 |
| Figura. 45. Avance de la perforación desde 15393 ft hasta 15479 ft.....   | 120 |

|   |     |
|---|-----|
| Figura. 46. Parámetros de Perforación MPD en el intervalo de 15479 ft – 15544 ft BHA # 46.....  | 122 |
| Figura. 47. ROP & ECD registrados en el intervalo de 15479 ft – 15544 ft.....   | 123 |
| Figura. 48. FEL, análisis de la ROP.....  | 124 |
| Figura. 49. Comparación de la ROP entre (15530 ft – 15544 ft) (14 ft) con Nitrógeno y entre (15544 ft – 15558 ft) (14 ft) sin Nitrógeno. .... | 125 |
| Figura. 50. Modelo base de Simulación Wellflo con correlación “OLGAS”. ....   | 129 |
| Figura. 51. combinaciones de correlaciones en el wellflo. ....  | 131 |
| Figura. 52. Layout planteado para la operación MPD Floreña IP15. ....   | 134 |
| Figura. 53. Sección del Layout del sistema de circulación/separación. ....  | 137 |
| Figura. 54. Sistema de separación de gas/liquido .....  | 140 |
| Figura. 55. Gráfica ROP Vs tiempo.....  | 144 |

## LISTA DE TABLAS

|  | Pag. |
|--|------|
| Tabla 1 Características de pozo exploratorio en Tibú, Norte de Santander.....    | 49   |
| Tabla 2 Características de fluido de perforación de la sección 6 ½” .....        | 50   |
| Tabla 3 Características de la perforación de pozo en Acacias, Meta .....         | 52   |
| Tabla 4 Características de la perforación en Yondo, Antioquia .....              | 56   |
| Tabla 5 Información de la sección Rosa Blanca .....                              | 59   |
| Tabla 6 Información de Cupiagua XW37L2 .....                                     | 61   |
| Tabla 7 Información de Cupiagua U9L1 .....                                       | 62   |
| Tabla 8 Información de Liria YB3Z.....   | 62   |
| Tabla 9 Información de Liria YR5.....  | 63   |
| Tabla 10 Información de la perforación planeada en un pozo mexicano .....        | 70   |
| Tabla 11 Información obtenida para la prueba de fluido .....                     | 86   |
| Tabla 12 Información de porcentajes utilizados en la prueba .....                | 86   |
| Tabla 13 Resultados obtenidos de la formación de emulsiones .....                | 87   |
| Tabla 14 Componentes del demulsificante utilizado .....                          | 87   |
| Tabla 15 Porcentajes utilizados para dos pruebas, relación de fluidos.....       | 88   |
| Tabla 16 Resultados prueba A.....  | 88   |
| Tabla 17 Resultados de la prueba B.....  | 89   |
| Tabla 18 Resultados obtenidos de la prueba de mojabilidad visual.....            | 91   |
| Tabla 19 Resultados de la prueba Carbo-Drill de inyección de nitrógeno .....     | 96   |
| Tabla 20 Resultados de la prueba Carbo-Drill de inyección de nitrógeno .....     | 97   |
| Tabla 21 Información del yacimiento .....  | 98   |
| Tabla 22 Información de las propiedades reológicas del crudo .....               | 100  |
| Tabla 23 Registro de ejecución de actividades.....                               | 109  |
| Tabla 24 Parámetros usados en la perforación de los 30 ft de hueco abierto ..... | 112  |
| Tabla 25 Parámetros en la homogenización del lodo .....                          | 113  |

|   |     |
|---|-----|
| Tabla 26 Lecturas en superficie de la herramienta direccional a diferentes caudales de lodo y n2. ....  | 114 |
| Tabla 27 Parámetros en la perforación bifásica – (15393 ft – 15427 ft).....   | 115 |
| Tabla 28 Parámetros en la perforación bifásica – (15427 ft – 15460 ft).....   | 116 |
| Tabla 29 Parámetros de perforación con fluido monofásico – (15460 ft – 15479 ft) - 19 ft.....   | 117 |
| Tabla 30 Parámetros de perforación con fluido nitrogenado – (15479 ft – 15544 ft) - 65 ft.....  | 121 |
| Tabla 31 Comparación de ROP en la zona masiva de mirador miche.....   | 125 |
| Tabla 32 Fracción de Gas dentro de la tubería a las diferentes combinaciones de gas y liquido usado en la perforación del intervalo 15393-15479 ft con BHA #45126   |     |
| Tabla 33 Fracción de Gas dentro de la tubería a las diferentes combinaciones de gas y liquido usado en la perforación del intervalo 15479-15544 ft con BHA #46..... | 128 |
| Tabla 34 Resultados de la simulacion WellFlo.....   | 130 |
| Tabla 35 Comparación de datos de fluido monofásico vs. Bifásico .....   | 145 |

## RESUMEN

**TÍTULO:** PERFORACIÓN CON LA TÉCNICA MPD (MANAGED PRESSURE DRILLING), PROCEDIMIENTOS Y BUENAS PRÁCTICAS DE OPERACIÓN.<sup>1</sup>

**AUTORES:** JAVIER ENRIQUE GUERRERO ARRIETA, SILVIA JULIANA NARANJO SIERRA.<sup>2</sup>

**PALABRAS CLAVES:** MPD (Managed Pressure Drilling), Perforación, Manual de buenas prácticas.

**DESCRIPCIÓN:** La perforación es la etapa de todo proceso de extracción de hidrocarburos en la cual se incurren con la mayor cantidad de recursos y costos operacionales. Adicionalmente, los nuevos desafíos para perforar pozos cada vez más complejos y profundos resaltan por experiencia que los principales problemas operativos se presentan por situaciones derivadas de una inadecuada implementación de las diferentes técnicas operacionales. La técnica Managed Pressure Drilling – MPD surge como una alternativa para mejorar la perforación de pozos, optimizando parámetros que permiten mejorar la ROP y reducir los tiempos no productivos, entre otros; obteniendo resultados seguros y eficientes en la mayoría de los casos donde fue aplicada la misma.

La correcta planeación que incluye parámetros físicos, de laboratorio y simulaciones, permiten analizar de manera clara el planteamiento de procedimientos, que especifiquen paso a paso lo que es necesario para ejecutar el plan operacional y tener resultados seguros y eficientes acorde con lo esperado y que permitan conseguir los objetivos visualizados. Realizar simulaciones basadas en Modelos y Sistemas de Fluidos que generen escenarios extremos en la búsqueda del ECD objetivo para el trabajo, permitirá definir los equipos óptimos para la aplicación de la técnica MPD. Por ende, este documento plantea diseñar un manual de buenas prácticas operacionales al implementar la metodología MPD en un campo Colombiano donde se aplicó la técnica, documentando los principales parámetros de planeación, procedimientos, ejecución y lecciones aprendidas derivadas de la ejecución del proyecto, así como información propia de la operación, que sirva como base para fortalecer el diseño de los procedimientos y ejecución de la perforación con la técnica MPD en futuros proyectos, contemplando las mejores herramientas, equipos, preparación de personal y pruebas/simulaciones derivadas de las lecciones aprendidas.

---

<sup>1</sup> Tesis de grado

<sup>2</sup> Facultad de ingeniería fisicoquímicas. Escuela de ingeniería de petróleos. Director: M.Sc. Wilson Raúl Carreño Velasco.

## ABSTRACT

**TITLE: DRILLING WITH MPD TECHNIQUE (MANAGED PRESSURE DRILLING), PROCEDURES AND GOOD OPERATING PRACTICES.<sup>3</sup>**

**AUTHORS:** JAVIER ENRIQUE GUERRERO ARRIETA, SILVIA JULIANA NARANJO SIERRA.<sup>4</sup>

**KEYWORDS:** MPD (Managed Pressure Drilling), Drilling, Good Practice Manual.

**DESCRIPTION:** The drilling is the section of all hydrocarbon extraction process in which are incurred with the greatest amount of expenses and costs. Additionally, the main operational problems are presented by situations derived from a poor implementation of the different operational techniques. The managed pressure drilling technique emerges as an alternative to improve well drilling, optimizing parameters such as non-productive times, ROP, among others; obtaining efficient results in many of the cases where it was applied.

The correct planning, which includes physical, laboratory and simulation parameters, allows to analyse in a clear way the approach of a procedure that specifies step by step what is necessary so that, when executing the operational plan, optimal results are obtained, according to what expected and with the achieved achievements. Therefore, this document proposes to design a manual of good operational practices when applying the MPD methodology in a Colombian field where it was carried out, documenting the main parameters of planning, procedures, execution and lessons learned, with evidences of the execution of the project, information specific to the operation, which serves as a basis for the preliminary design of the procedures and execution of a drilling with the MPD technique, with the best tools, equipment, personnel preparation and tests / simulations observed and analysed in the lessons learned.

---

<sup>3</sup> Thesis degree.

<sup>4</sup> Physicochemical engineering department. Engineering of petroleum School. Director: M.Sc. Wilson Raúl Carreño Velasco.

## INTRODUCCIÓN

Las operaciones de perforación están sujetas a variaciones de diferentes parámetros: presiones, temperaturas, tipos de formaciones, estructuras geológicas, etc., y la variación mínima de cualquiera de los parámetros nombrados podría generar tiempos no productivos, lo cual se refleja en incrementos de los costos operativos e incluso el cierre de pozos por inviabilidad en los proyectos.

Las practicas operacionales de perforación con técnicas tradicionales consisten en mantener una diferencial de presión a favor de la presión hidrostática en el espacio anular para evitar que los fluidos de formación ingresen al pozo. Idealmente, cuando se hace circular el fluido de perforación, o lodo, en forma descendente por la sarta de perforación y ascendente por el espacio anular, por la condición dinámica del fluido se crea una densidad de circulación equivalente que por diseño debe ser mayor a la presión de poro, pero menor a la presión de fractura.

La perforación con presión controlada MPD es un proceso de perforación que genera un circuito cerrado usado para controlar en forma precisa el perfil anular de presión a lo largo del pozo mientras se perfora el hueco. Los objetivos son determinar los límites reales de presión de fondo y manejar el perfil hidráulico de presión de acuerdo con estos límites. MPD busca evitar que se presente un flujo continuo de fluidos a superficie. Todo influjo imprevisto que se presente durante la operación será contenido con seguridad con los procedimientos necesarios para el mismo de acuerdo a la política de la compañía operadora. MPD es una técnica que está directamente dirigida a mejorar la “perforabilidad” del pozo - ROP y a reducir significativamente los tiempos no productivos con los cual se mejora el control del pozo al disminuir los riesgos asociados a la perforación como los son las pérdidas de fluidos y pegas de tubería entre otros.

La culminación de nuestra investigación permitió diseñar un manual de buenas prácticas para la implementación de un proceso MPD, describiendo la implementación de la técnica de perforación MPD a grosso modo, destacando equipos, aspectos de planeación, ejecución que deberían utilizarse y recomendaciones que pueden contribuir a mejorar, y optimizar el proceso.

**1. GENERALIDADES DE LA PERFORACIÓN: Perforación Sobre Balance (OBD Overbalanced Drilling), Perforación Bajo Balance (UBD Underbalance Drilling), y la Perforación a Presión Controlada (MPD Managed Pressure Drilling).**

En el transcurso del tiempo se ha tenido que trabajar con diferentes metodologías y tecnologías para poder perforar los pozos que surgen de la demanda del petróleo a nivel mundial, así descubriendo y perfeccionando nuevas prácticas de operación que buscan los mejores resultados.

La perforación tradicional consiste en prácticas que buscan mantener la presión hidrostática en el espacio anular para evitar que los fluidos de la formación entren al pozo. Cuando circulamos el lodo o fluidos de perforación de forma descendente por la sarta de perforación y de forma ascendente por el anular, se crea una densidad de circulación equivalente Equivalent Circulating Drilling (ECD) que debe mantenerse por encima de la presión de poro de la formación para evitar influjos de fluidos de la formación, y por debajo de la presión de fractura para evitar pérdidas de lodo hacia la formación.

La ECD es la densidad efectiva ejercida por un fluido de circulación contra la formación, cuya función matemática se expresa de la siguiente manera:

$$ECD = d + \frac{P}{0,052 * h}$$

Donde:

- d es la densidad de lodo en (ppg).
- P es la caída de presión (psi) producida en el espacio anular entre la profundidad y la superficie.
- h es profundidad vertical verdadera (ft).

Si la ECD sobrepasa los límites, entonces los operadores deben asentar la tubería del revestimiento y continuar con la perforación con un tamaño de pozo menor.

En la perforación tradicional la presión de fondo de pozo se puede definir como:

$$BHP = MW + F$$

Donde:

- BHP es Bottom Hole Pressure (Presión de fondo de pozo)
- MW es Mud Weight (Peso del lodo)
- F es la fricción generada por el peso del fluido mientras las bombas se encuentran en funcionamiento.

Si la BHP debe mantenerse por encima de la presión de poro y por debajo de la presión de iniciación de fractura que es el margen de perforación, o la ventana de presión de gradiente de fractura como se mencionó anteriormente. Si se sale por exceso de presión se puede tener pérdidas de lodo y daño en la formación; y si se sale del rango por falta de presión tenemos influjos o entradas al pozo de fluidos o gas desde la formación con riesgo de explosiones.

La perforación sobre balance Overbalance Drilling (OBD), es la perforación que mantiene una presión del pozo superior al gradiente de presión de poro y por debajo de la presión de iniciación de fractura; éste ha sido el método por el cual se han perforado la mayoría de pozos desde las últimas décadas. Este método tiene sus desventajas, unas de las más importantes es la utilización de múltiples sartas de revestimiento para prevenir perdidas de fluidos a medida que aumenta la densidad del fluido que se requiere para contener la presión de formación y la ECD puede aproximarse a la presión de iniciación de fractura. El resultado puede ser un diámetro muy pequeño en la TD o profundidad total del pozo, y por consiguiente puede obstaculizar la entrada de la tubería de producción necesaria para producir los volúmenes rentables de hidrocarburos. El hecho de agregar sartas de

revestimiento adicionales puede aumentar los costos finales del pozo. Cuando se perfora por el método OBD, se puede tener el riesgo de tener filtrado de lodo y los sólidos de éste pueden dañar la formación, bajar la productividad del lodo y reducir la recuperación final; además problemas de atascamiento diferencial y de limpieza del pozo, y todo esto traduce a aumentar el tiempo no productivo (NPT). En el peor de los casos, se puede tener un atascamiento permanente de la sarta de perforación, lo que puede llevar a la pérdida del pozo o se debe trabajar en una desviación de su trayectoria.

En pozos o secciones de pozos con márgenes de perforación muy limitados, se presenta constantemente el problema de pérdida de fluido, los operadores buscaron solución a éste por medio de la perforación bajo balance Underbalanced Drilling (UBD), en este método, la ECD se mantiene por debajo de la presión de poro de la formación que se está perforando y mayor que la presión requerida para tener estabilidad del pozo; lo anterior permite que el fluido que viene de la formación entre al interior del pozo durante la perforación y no se regresen a ésta, además esto evita que los fluidos de perforación ingresen en zonas subpresionadas.

La industria no solo se enfrentó con la perforación tradicional a los problemas de pérdida de fluidos, también lo hizo con los problemas relacionados con la presión los cuales se conectan con los problemas de inestabilidad y control del pozo. Todos estos esfuerzos por solucionar los inconvenientes llevaron al desarrollo de la técnica MPD. Esta técnica es usada para la perforación de pozos donde no se adecua la perforación de sobre balance o de bajo balance, en la cual se usa una contrapresión desde superficie para poder mantener una presión de fondo constante y así

controlar los influjos del yacimiento, al tiempo que se mantiene la presión de fondo de pozo por debajo de la presión de fractura.<sup>5</sup>

Con la tecnología MPD apareció un nuevo término que se añade a la fórmula de BHP el cual amplía el rango de perforación, este término me representa una contrapresión de superficie o Surface Back Pressure SBP, por lo tanto, el modelado matemático que representa la BHP sería:

$$BHP = MW + \text{Fricción} + SBP$$

Donde:

- BHP es Bottom Hole Pressure (Presión de fondo de pozo).
- MW es Mud Weight (Peso del lodo).
- Fricción es la fricción generada por el peso del fluido mientras las bombas se encuentran en funcionamiento.
- SBP es surface Back Pressure.

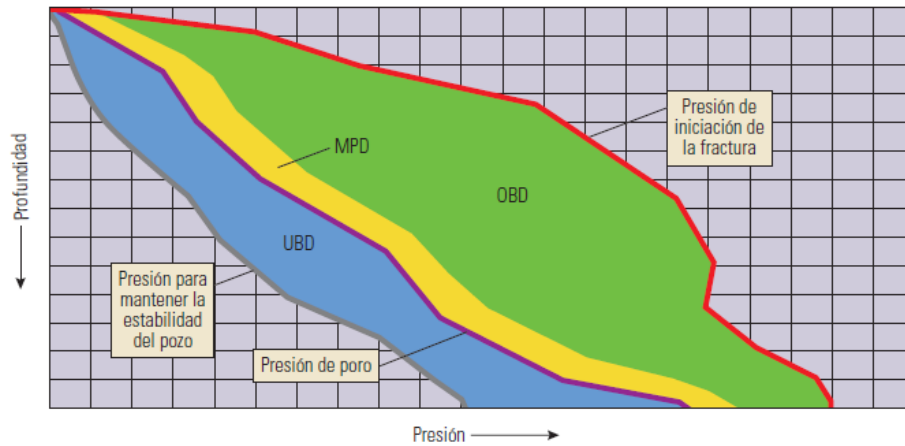
La SBP se puede manipular manualmente o automáticamente, permitiendo a los operadores un control de la presión ejercida en el fondo de pozo con el fin de mantenerse en la ventana de perforación.

En la figura 1 se presenta la Ventana de lodo operacional de las diferentes técnicas usadas en perforación.

---

<sup>5</sup> Elliott, D; Montilva, J; Francis, P; Reitsma, D; Shelton, J; Roes, V. EL MANEJO DE LA PRESION DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACION. Oilfield Review, primavera de 2011:23, no.1, Copyright Schlumberger. Recuperado de [www.slb.com](http://www.slb.com).

**Figura. 1.** Ventana de lodo operacional de las diferentes técnicas usadas en perforación.



Tomado de. EL MANEJO DE LA PRESIÓN DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACION, Oilfield Review 2011.

### **1.1 CONCEPTO DE PERFORACIÓN A PRESIÓN CONTROLADA MPD: MANAGE PRESSURE DRILLING**

La perforación a presión controlada Managed Pressure Drilling (MPD), está definida según la International Association of Drilling Contractors (IADC) como un proceso de perforación adaptable, usada para controlar el perfil de presión anular con precisión, a través del pozo. Los objetivos son determinar los límites reales de presión en el fondo y manejar el perfil hidráulico de presión de acuerdo a estos límites. MPD busca evitar que se presente un influjo continuo de fluidos de la formación hacia la superficie. Todo influjo inesperado que se presente durante la operación será contenido con seguridad usando los procesos adecuados, mejorando el desempeño de la perforación, la seguridad, el control del pozo, reduciendo costos y tiempos no productivos.

El proceso de MPD puede:

- Mitigar los riesgos y costos asociados con la perforación de pozos que tienen límites estrechos en el fondo del pozo, manejando la presión hidráulica anular, empleando una colección de herramientas y técnicas adecuadas.
- Puede incluir control de contrapresión, densidad del lodo, reología del lodo, nivel de fluido anular, fricción circulante y geometría de hueco, o combinaciones.
- Permite realizar acciones correctivas más rápidas para tratar las variaciones de presión observadas. La capacidad de controlar dinámicamente las presiones anulares, facilita la perforación de lo que de otro modo podrían ser perspectivas económicamente inalcanzables.

Este método se usa para prevenir influjos provenientes de la formación. Es un método avanzado de control primario que se logra usando un sistema de circulación del fluido de perforación cerrado y presurizado, permitiendo un control preciso del perfil de presión anular del pozo, que evita la dependencia de los ajustes en la densidad y en el gasto de bombeo del lodo para lograr una variación en el perfil.<sup>6</sup>

La tecnología MPD busca:

- Disminuir los tiempos no productivos, Non Productive Time (NPT).
- Evitar las pérdidas de lodo, ya que se perfora con un fluido más ligero que el convencional.
- Reducir los costos del lodo asociado con perforaciones donde se ha tenido pérdidas significativas o totales y los problemas resultantes en el control de pozos.
- Tener una posibilidad de llegar a la TD o profundidad total del pozo con un diámetro adecuado para la producción rentable del pozo.

---

<sup>6</sup> Monroy, B; Bautista, J.E; (2010). Métodos para de perforación con manejo de presión en el espacio anular (MPD), tesis de pregrado. Recuperado de [www.ptolomeo.uma.mx](http://www.ptolomeo.uma.mx).

- Mejorar las condiciones de seguridad, salud y consecuencias ambientales de la perforación con un sistema de lodo cerrado y presurizado.
- Aumentar la tasa de penetración, RATE OF PENETRATION (ROP) y por consiguiente la reducción de costos de perforación.
- Tener un programa de perforación más corto.
- Evitar las pegas de tubería o tubería atrapada en la formación.
- Minimizar el daño a la formación, permitiendo un incremento en la actividad futura.<sup>7</sup>

## **1.2 CATEGORIAS DE PERFORACIÓN CON LA TÉCNICA MPD**

**1.2.1 MPD Reactiva.** Cuando se planea perforar con la sabiduría convencional los puntos de ajuste de la sarta y el programa de fluidos, la plataforma está equipada con al menos un RCD, estrangulador y taladro; las válvulas de no retorno como medio reaccionan de manera más eficiente y con mejor control de pozo si sucede un evento no planeado en el régimen de presión.<sup>8</sup>

**1.2.2 MPD Proactivo.** El plan de perforación está diseñado desde el principio con un programa de tuberías, fluidos y hueco abierto que aprovecha al máximo la capacidad de gestionar con mayor precisión los perfiles de presión en todo el pozo.

Se espera que esta categoría de tecnología MPD ofrezca los mayores beneficios a la perforación en costa afuera de cantidades convencionales de petróleo, gas y cantidades comerciales de hidratos de metano. Los objetivos de profundidad total

---

<sup>7</sup> HANNEGAN, D; FISHER, K; MANAGED PRESSURE DRILLING IN MARINE ENVIRONMENTS. International Petroleum Technology Conference, IPTC 10173, Noviembre 2005.

<sup>8</sup> Monroy, B; Bautista, J.E; (2010). Métodos para de perforación con manejo de presión en el espacio anular (MPD), tesis de pregrado. Recuperado de [www.ptolomeo.uma.mx](http://www.ptolomeo.uma.mx).

se pueden alcanzar con menos tamaños de sarta de revestimiento, menos NPT de perforación. Menos cambios en la densidad del lodo y con mayor control del pozo.<sup>9</sup>

### 1.3 VARIACIONES DE LA TÉCNICA MPD

Algunas aplicaciones del sistema MPD usan como motor del método herramientas de la técnica UBD. Uno de los más comunes es el sistema *hydraulic flow modeling*, el cual en muchos de los casos vale la pena aplicarlo por la información sobre estimación de presión, desarrollo de programas de fluido, determinación de tipo y cantidad de casing y proporciona pruebas para el manejo en superficie.

A continuación, se muestran algunas otras pruebas destacadas que permiten caracterizar mejor el uso de la técnica MPD en campos petrolero:

- Caracterización de yacimientos.
- Nitrogen production units.
- Drilling with casing.

Algunas variaciones de la prueba, permiten usar uno u otro mecanismo dependiendo, básicamente, de las condiciones presentadas tanto de yacimiento como la posibilidad de instalar facilidades de superficie.

**1.3.1 Presión de fondo de pozo constante (CBHP).** Es considerada atractiva cuando un pozo offset haya presentado patadas de fluido y pérdidas masivas de circulación con perforación dentro de algo relativamente desconocido o un ambiente de presión de pozo estrecho.

Normalmente, una ventana de perforación tan apretada se manifiesta, primero, por la pérdida de circulación casi inmediatamente de reanudar circulación después de

---

<sup>9</sup> Monroy, B; Bautista, J.E; (2010). Métodos para de perforación con manejo de presión en el espacio anular (MPD), tesis de pregrado. Recuperado de [www.ptolomeo.uma.mx](http://www.ptolomeo.uma.mx).

una conexión de juntas. Si el pozo no presenta patadas en condiciones estáticas durante los tiempos de conexión, esto puede indicar que la Annulus Friction Pressure o que la ECD añadida a la presión de fondo o EMW; como resultado, al reanudar las perforaciones, las bombas de lodo podrían exceder la presión de fractura de la formación en alguna parte de la sección de hueco abierto.<sup>10</sup>

Entonces, si se reduce la densidad del fluido hasta un punto en donde se evita la presión de fractura, podría suceder un influjo mientras el pozo este estático.

$$BHP = Mud\ Weight\ Hy. + AFP$$

La única forma que pueda cambiar la BHP efectiva con el peso de lodo es mediante la regulación de las bombas de lodo. El método de variación de la CBHP, para determinar la BHP, adiciona una dimensión importante que se refiere en lo siguiente:

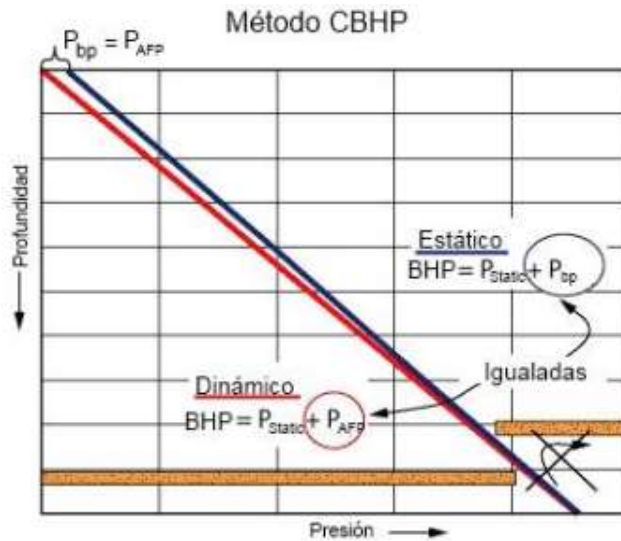
$$BHP = Mud\ Weight\ Hy. + AFP + backpressure$$

A continuación, observamos en la Figura 2 la gráfica de Profundidad vs Presión para método CBHP.

---

<sup>10</sup> Monroy, B; Bautista, J.E; (2010). Métodos para de perforación con manejo de presión en el espacio anular (MPD), tesis de pregrado. Recuperado de [www.ptolomeo.uma.mx](http://www.ptolomeo.uma.mx).

**Figura. 2.** Grafica Profundidad vs Presión para método CBHP.



Tomado de. Monroy, B; Bautista, J.E; (2010). Métodos para de perforación con manejo de presión en el espacio anular (MPD), tesis de pregrado. Recuperado de [www.ptolomeo.uma.mx](http://www.ptolomeo.uma.mx).

**1.3.2 Perforación con capa de lodo presurizada (PMCD).** Esta variación ha evolucionado en perforaciones en tierra. Esto beneficia la práctica de este método en casos donde los pozos offset con zonas gravemente depletadas y en donde se han producido pérdidas de lodo por perforaciones horizontales dentro de fracturas inducidas.<sup>11</sup>

Este método, también llamado Capa de Lodo Ligero Anular o Perforación con Circulación en hueco cerrado, coloca una columna de lodo en el espacio anular, siendo esta columna más ligera que lo requerido para balancear la presión de formación, con el objetivo de evitar la pérdida de fluido anular; dicha columna cuenta con el apoyo de una contrapresión superficial que permite mantener la presión requerida en el fondo del pozo. La mayoría de las veces se busca diseñar una

<sup>11</sup> Monroy, B; Bautista, J.E; (2010). Métodos para de perforación con manejo de presión en el espacio anular (MPD), tesis de pregrado. Recuperado de [www.ptolomeo.uma.mx](http://www.ptolomeo.uma.mx).

columna de fluido anular con los mínimos requerimientos de contrapresión superficial.

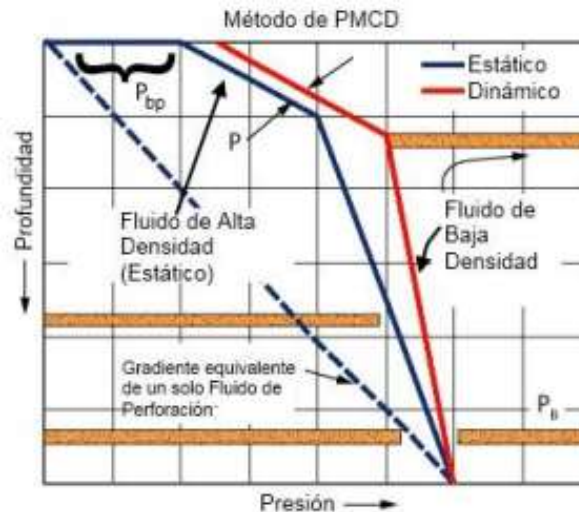
La perforación es realizada a través de un RCD con el pozo cerrado en superficie y la presión superficial del espacio anular es utilizada como un indicador de lo que está sucediendo en el fondo del. El fluido de perforación de sacrificio (preferentemente algo económico y compatible con la formación, comúnmente agua) es bombeado por la sarta de perforación, y todo el fluido y los recortes son canalizados hacia el interior de las fracturas. Al mantener el pozo lleno con una columna de fluido más o menos estática, las pérdidas de lodo son reducidas y se mantiene constante el contacto con el yacimiento. La presión estática superficial del espacio anular es la diferencia entre la presión de yacimiento en la parte superior de la fractura y la presión hidrostática ejercida por el fluido en el espacio anular. La contrapresión que debe bombearse en el espacio anular es generalmente un poco más alta que la presión estática, en una cantidad determinada por la presión por fricción requerida para bombear el fluido de sacrificio y los recortes dentro de las fracturas. Si ocurre migración de gas, la presión del espacio anular se eleva conforme el fluido que lo llena es remplazado por el gas y conforme el gas se eleva a la superficie y se expande, la presión del espacio anular se incrementa de manera correspondiente.<sup>12</sup>

En la Figura 3 se presenta la Grafica de profundidad vs presión del método de PMCD con base en el peso de lodo de perforación.

---

<sup>12</sup> Monroy, B; Bautista, J.E; (2010). Métodos para de perforación con manejo de presión en el espacio anular (MPD), tesis de pregrado. Recuperado de [www.ptolomeo.uma.mx](http://www.ptolomeo.uma.mx).

**Figura. 3.** Grafica de profundidad vs presión del método de PMCD.



Tomado de. Monroy, B; Bautista, J.E; (2010). Métodos para de perforación con manejo de presión en el espacio anular (MPD), tesis de pregrado. Recuperado de [www.ptolomeo.uma.mx](http://www.ptolomeo.uma.mx).

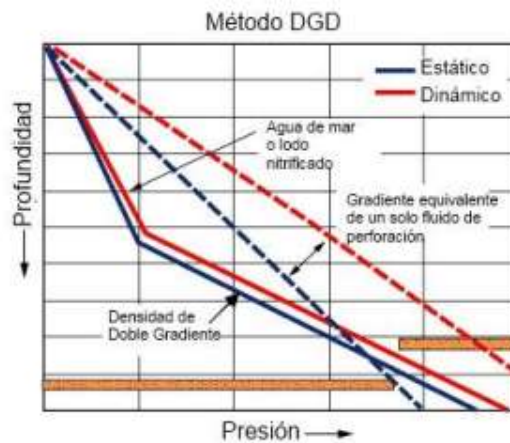
**1.3.3 Perforación con doble gradiente (DGD).** El método de Perforación con Doble Gradiente (Dual Gradient Drilling, DGD) hace referencia a las operaciones de perforación de pozos costa afuera donde el retorno del lodo de perforación del pozo no viaja a través de un riser de perforación convencional (tubería de gran diámetro que conecta el BOP submarino con la plataforma de perforación en superficie). El retorno del fluido de perforación o es vertido en el lecho marino (Bombear y Verter) o es llevado de vuelta a la plataforma a través de una o más líneas de retorno de fluidos de diámetro pequeño. La mayoría de los trabajos publicados acerca de DGD consideran que el método es utilizado posteriormente al asentamiento de la tubería de revestimiento superficial, sin embargo, existen métodos de DGD, como Bombear y Verter y Recuperación de Lodo sin riser, que pueden ser utilizados actualmente para perforar la sección superior de los pozos costa **afuera**.

Además de ser útil para el asentamiento de la tubería de revestimiento superficial, los métodos actuales de DGD están diseñados para que los recortes y el lodo de perforación retornen a la plataforma a través de líneas de retorno de diámetro

pequeño. Una bomba submarina de levantamiento toma el lodo de retorno del espacio anular del pozo en el lecho marino y lo bombea de regreso a la superficie. Al ajustar la presión de entrada de la bomba en un valor cercano a la presión hidrostática del tirante de agua, se ejerce un doble gradiente de presión en el espacio anular del pozo, de la misma manera que en la perforación sin riser se impone la presión hidrostática del tirante de agua en el espacio anular del pozo.<sup>13</sup>

En la Figura 4 se presenta la Grafica de profundidad vs presión del método de DGD con base en el peso de lodo de perforación.

**Figura. 4.** Grafica de Profundidad vs Presión para el Método DGD.



Tomado de. Monroy, B; Bautista, J.E; (2010). Métodos para de perforación con manejo de presión en el espacio anular (MPD), tesis de pregrado. Recuperado de [www.ptolomeo.uma.mx](http://www.ptolomeo.uma.mx).

<sup>13</sup> Monroy, B; Bautista, J.E; (2010). Métodos para de perforación con manejo de presión en el espacio anular (MPD), tesis de pregrado. Recuperado de [www.ptolomeo.uma.mx](http://www.ptolomeo.uma.mx).

## **1.4 HERRAMIENTAS USADAS PARA LA PERFORACIÓN CON LA TÉCNICA MPD**

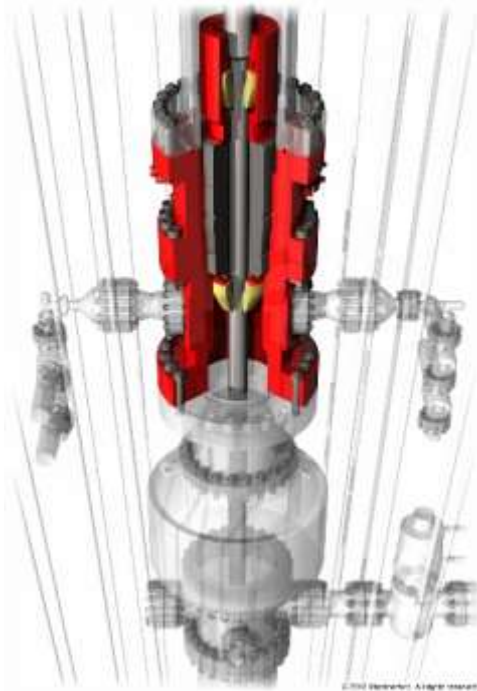
**1.4.1 Dispositivo de control de rotación (RCD).** Definida como un sistema de gomas y sellos que se ajustan al cuerpo de la tubería de perforación. Las gomas son diseñadas para que a medida que se aumenta la presión en el anular del pozo perforado haya más sello con la tubería de perforación. Principalmente, es usado con el propósito de hacer sello alrededor de la sarta de perforación mientras está rotando. La RCD está destinado a contener hidrocarburos u otros fluidos de yacimiento y prevenir su emisión a la atmosfera. Su función es crear una barrera hermética a la presión en el anular del pozo que permite la contención y desviación segura del fluido, una defensa vital contra los peligros de perforación. Como elemento crítico de los sistemas de perforación por presión controlada (MPD), los RCD proporcionan una línea adicional de defensa para proteger al personal, además de tener beneficios ambientales, de costo y de seguridad. Se puede utilizar tanto en onshore como offshore, el costo de usarla es insignificante en comparación de no usar una.

Debido a que el pozo necesita estar como sistema cerrado en todo momento, un Dispositivo de Control Rotatorio instalado en la parte superior del preventor anular desvía el flujo proveniente del pozo hacia el múltiple de perforación. El criterio para la selección del tamaño y la presión de operación del RCD depende de las contrapresiones superficiales requeridas en el pozo y del espaciamento disponible entre el arreglo de preventores y el piso de perforación<sup>14</sup>. En la figura 5 se observa una unidad RCD para perforación en zonas marinas.

---

<sup>14</sup> Monroy, B; Bautista, J.E; (2010). Métodos para de perforación con manejo de presión en el espacio anular (MPD), tesis de pregrado. Recuperado de [www.ptolomeo.uma.mx](http://www.ptolomeo.uma.mx).

**Figura. 5.** Unidad RCD para perforación en zonas marinas.



Tomado de. Don Hannegan, Azfar Mahmood, Weatherford, Advanced MPD control system builds in 'what-if' visualization to facilitate real-time decisions.

### **¿Cuándo se debe usar una RCD?**

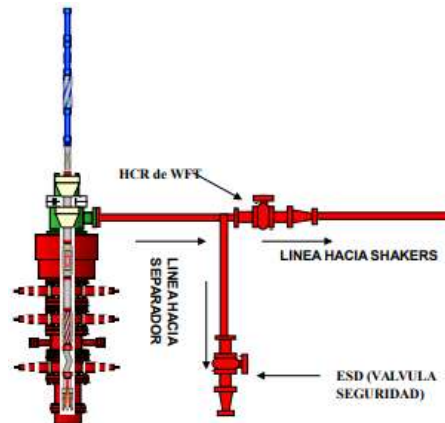
- El riesgo de patada de pozo es predeterminado.
- Está presente el gas poco profundo.
- El perfil de presión de pozo tiene un alto grado de incertidumbre.
- Aseguradores o reguladores lo requieran.<sup>15</sup>

En la figura 6 se presenta la unidad RCD para perforación con la técnica MPD.

---

<sup>15</sup> Rotating Control Devices (RCDs), Weatherford, 2011.

**Figura. 6.** Unidad RCD para perforación con la técnica MPD.



Tomado de. Weatherford, Secure drilling services.

**1.4.2 Compresor.** Un compresor es una máquina de fluido que está construida para aumentar la presión y desplazar cierto tipo de fluidos llamados compresibles, tales como gases y vapores. Esto se realiza a través de un intercambio de energía entre la máquina y el fluido, en el cual el trabajo ejercido por el compresor es transferido a la sustancia que pasa por él convirtiéndose en energía de flujo, aumentando su presión y energía cinética impulsándola a fluir.<sup>16</sup>

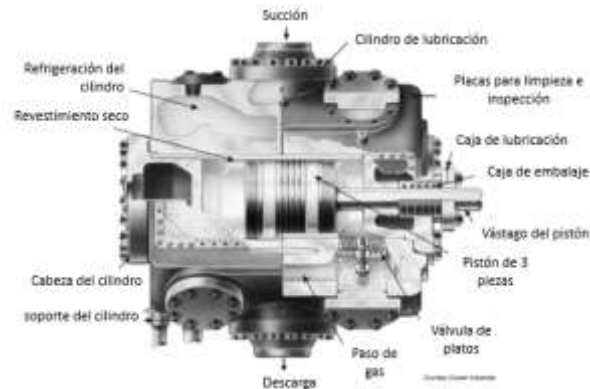
Al igual que las bombas, los compresores también desplazan fluidos, pero a diferencia de las primeras que son máquinas hidráulicas, éstos son máquinas térmicas, ya que su fluido de trabajo es compresible, sufre un cambio apreciable de densidad y, generalmente, también de temperatura; a diferencia de los ventiladores y los sopladores, los cuales impulsan fluidos, pero no aumentan su presión, densidad o temperatura de manera considerable<sup>17</sup>. En la figura 7 se puede observar un ejemplo de compresor centrífugo.

---

<sup>16</sup> Gas Processors Association, 2004; Gas Processors Suppliers Association; Tulsa, Oklahoma, EE.UU. Editorial: Gas Processors Suppliers Association

<sup>17</sup> Wales, J; Sanger, L. 2011; Compresor (máquina). Recuperado de [www.grupovirtus.org](http://www.grupovirtus.org)

**Figura. 7.** Compresor centrífugo, descripción y sus partes.



Tomado de. GPSA modificado.

Dependiendo de la aplicación, un compresor puede ser de tipo dinámico, de desplazamiento positivo o de tipo térmico. Los compresores de desplazamiento positivo se dividen en dos categorías: centrífugos y rotativos. Los compresores centrífugos son dispositivos que constan de un motor que gira dentro de una carcasa provista de aperturas para el ingreso y salida del fluido. El rotor es el elemento que convierte la energía mecánica del eje en cantidad de movimiento o energía cinética transferida al fluido. Dependiendo del diseño, en la carcasa puede encontrarse incorporado un elemento para convertir la energía cinética en energía potencial de presión, lo que se conoce con el nombre de difusor, el cual puede ser de paletas o de tipo caracol.

Los rotores pueden ser de doble entrada, y también pueden tener una cubierta sobre los bordes de las paletas. En la descarga la paleta puede ser radial o parcialmente radial, cuya característica principal es la inclinación, la cual puede ser hacia adelante o hacia atrás (dependiendo el sentido del flujo)<sup>18</sup>.

---

<sup>18</sup> Gas Processors Association, 2004; Gas Processors Suppliers Association; Tulsa, Oklahoma, EE.UU. Editorial: Gas Processors Suppliers Association

En un compresor centrífugo, tal como lo define Salazar (2001), se produce la presión al aumentar la velocidad del gas que pasa por el impulsor (rotor), después se recupera en forma controlada para producir el flujo a la presión deseada.

De igual manera, el sello es una de las partes más importantes del conjunto que conforma el compresor; en el mercado se pueden encontrar de tipo laberinto, anillo de carbón, contacto mecánico y película de aceite, entre otros. Los sellos tipo laberinto proporciona holgura, sin piezas ni rozamiento, lo cual lo hace el más sencillo y económico, su principal desventaja radica en las fugas que se generan cuando se trabaja con este tipo de sellos, lo cual no permite trabajar con gases. Los de tipo anillo de carbón se utilizan cuando el gas está limpio o hay un medio amortiguador que incluya un lubricante ya que el contacto genera un desgaste considerable. Los sellos de tipo contacto mecánico constan de una película de aceite que cubre la sección intermedia entre la parte estacionaria y giratoria, la cual debe ser monitoreada constantemente ya que la falta de aceite en esta sección puede ocasionar el deterioro del equipo. Por último, el sello de tipo película de aceite se utiliza para sellar el gas comprimido de la atmósfera, lo cual requiere un diferencial mínimo entre la presión de succión y la presión sellante, para minimizar las fugas de aceite.

Por otra parte, la carcasa actúa como soporte de todos los componentes y se construyen en fundición perlática de grano fino con el fin de evitar espesores excesivos y eliminar fugas. Sus características lo clasifican en carcasas divididas o partidas y horizontales o verticales, según la posición del eje. La carcasa horizontal permite un acceso más fácil para limpieza o mantenimiento; sin embargo, tiene limitaciones en cuanto a la presión que resiste, debido a la superficie tan grande en la unión<sup>19</sup>. El material de la carcasa y los rotores depende del gas que se comprime,

---

<sup>19</sup> Greene, R, 2009; Manual de selección, uso y mantenimiento de compresores; Scribd. Recuperado de: [es.scribd.com](https://es.scribd.com)

por lo cual el fabricante debe tener conocimiento sobre el mismo al igual que de la composición del gas a comprimir y de las condiciones de operación.

En la figura 8 se presenta el compresor Sullair 1170 utilizado para la operación en campo de Floreña IP15

**Figura. 8.** Compresor Sullair 1170



**1.4.3 Unidad de generación de nitrógeno.** El nitrógeno se genera suministrando aire a presión en una membrana de fibra hueca de poliamida. La tasa de permeabilidad del CO<sub>2</sub>, O<sub>2</sub> y vapor de agua es más rápido, debido al tamaño de molécula de cada uno en comparación con el nitrógeno, lo cual hace que el nitrógeno se difunda rápidamente a través de la fibra. Posteriormente el nitrógeno se recoge y se purifica (valores normales de 95%). En la figura 9 se observa la unidad generadora de nitrógeno usada en la operación MPD en el campo Floreña IP15.

**Figura. 9.** Unidad generadora de nitrógeno tipo membranas.



La selección correcta de la presión de funcionamiento y el número de membranas implicadas en el proceso, garantizan una que se obtendrá la pureza deseada de nitrógeno en el producto.

Normalmente, se disponen de dos tipos básicos de unidades de nitrógeno, una de conversión de nitrógeno que bombea el mismo en estado líquido a alta presión a través de un intercambiador o convertidor de calor para suministrar gas de alta presión a temperatura ambiente, y otra de generación que comprime y separa el aire para proveer un suministro de gas nitrógeno a alta presión<sup>20</sup>.

Los factores las significativos que afectan la eficiencia del motor y compresor que compone la unidad de nitrógeno son la temperatura, la presión atmosférica y la humedad del ambiente, por lo tanto, es importante destacar los cuidados que deben tenerse al trabajar con condiciones que pueden afectar el medio.

---

<sup>20</sup> Oilfield Glossary en español, 2011; Unidad de nitrógeno. Recuperado de <http://www.glossary.oilfield.slb.com>

**1.4.4 Compresor BOOSTER.** Consiste en un pistón neumático oscilante de diámetro grande acoplado directamente por una pieza de enlace a un pistón más pequeño en la sección de gas. El pistón de gas trabaja dentro de un cilindro de gas de alta presión, cada capicete del cilindro lleva válvulas anti-retorno de entrada y salida de alta presión. La sección de pilotaje neumático lleva una válvula de camisa y de pilotaje que permiten un movimiento continuo de vaivén cuando se presión de aire a la entrada del cilindro. La hermeticidad entre las cámaras de compresión de gas y la sección neumática se consigue por medio de 3 juegos de juntas dinámicas. La unión intermedia entre las dos cámaras (aire y gas) lleva una zona de venteo a la atmósfera, lo cual impide que el aire pueda contaminar el flujo de gas. La refrigeración se consigue reconduciendo el aire frío del escape de pilotaje a través de una camisa que rodea al cilindro de gas y también por medio de un interenfriador ("intercooler") en la línea interetapa (en modelos de doble etapa solamente).<sup>21</sup> En la figura 10 se puede observar el Booster LAO-01 utilizado en la operación de perforación con MPD en Floreña IP15.

**Figura. 10.** Booster LAO-01.



---

<sup>21</sup> Oilfield Glossary en español, 2011; Booster. Recuperado de <http://www.glossary.oilfield.slb.com>

La selección del booster apropiado para cualquier aplicación comienza decidiendo cual es la "serie" de booster que será capaz de ofrecer el caudal requerido, esto se puede determinar según las curvas de caudal y presión de cada modelo. Las posibles relaciones de amplificación se determinan examinando las curvas de rendimiento de los booster según la presión y caudal de pilotaje disponible. La capacidad del booster de generar presión va en función de la presión de pilotaje, de la relación nominal de amplificación, y de la máxima relación de compresión (entrada-salida del gas). La capacidad de generar caudal va en función de la cantidad de aire de pilotaje disponible, del desplazamiento por ciclo de la bomba, y de la eficacia volumétrica.

**1.4.5 Válvulas.** Son dispositivos que permiten la regulación o el control de un determinado flujo de fluidos. A través de una válvula, es posible permitir o interrumpir el paso de algo gracias a una pieza que se mueve para liberar o bloquear un conducto. Las válvulas industriales son aquellas que se utilizan en máquinas, como una válvula de compuerta, una válvula de asiento o una válvula de retención, entre otras.<sup>22</sup>

Una válvula de seguridad es aquella que actúa si un fluido supera el nivel de presión considerado adecuado, evitando que el sistema explote por la presión excesiva. La finalidad de estas válvulas, por lo tanto, es aliviar la presión. En la figura 11 se presenta un ejemplo de válvula de compuerta.

---

<sup>22</sup> Pérez, J; Merino, M. 2015; Definición de válvula. Recuperado de <https://definicion.de/valvula>

**Figura. 11.** Válvula de compuerta.



Tomado de. Valvías. Whitman controls.

Dentro del ámbito industrial tenemos que exponer que juegan un papel fundamental las llamadas válvulas de bola. Estas cuentan con una larga lista de ventajas y señas de identidad relevantes que las han convertido en un referente. Se trata de las siguientes:

- Son muy fáciles de abrir y de cerrar, ya que lo único que hay que hacer es mover la manivela de la que disponen unos 90° grados en uno u otro sentido.
- Ofrecen una larga durabilidad.
- Disminuyen de manera contundente lo que es el riesgo de que se pueda producir una fuga.

No obstante, también están las llamadas válvulas de globo. Estas se suelen encontrar de manera muy habitual en lo que son los controles de caudales, tienen

forma de “S” y poseen la particularidad de que permiten una caída de presión mayor que en otros tipos de válvulas.<sup>23</sup>

**1.4.6 Unidad de potencia hidráulica (HPU).** Una unidad de potencia hidráulica AC, como su nombre lo sugiere, emplea corriente alterna como fuente de energía. Los componentes principales de la unidad de potencia hidráulica AC incluyen un motor eléctrico, bombas de combustible, válvulas hidráulicas, acumuladores de energía, y más.

Hablando en general, los paquetes de potencia hidráulica son ligeros en peso y pequeños en tamaño comparado con las unidades de potencia convencional. También se caracterizan por su gran eficiencia y precios bajos.<sup>24</sup>

**1.4.7 Carrete espaciador (spacer spool).** Los Spacer Spools son secciones de cabeza de pozo que tiene conexiones finales, se usa debajo o entre el equipo de perforación, principalmente en operaciones de bajo balance para ajustar la altura y los componentes en el montaje y para aumentar o disminuir la altura de la línea de flujo. De acuerdo con la API 6A, tiene conectores finales del mismo tamaño, presión nominal de trabajo y diseño.<sup>25</sup> En la figura 12 se tiene un carrete espaciador o spacer spool.

---

<sup>23</sup> Pérez, J; Merino, M. 2015; Definición de válvula. Recuperado de <https://definicion.de/valvula>

<sup>24</sup> Fabricante de Unidad de Potencia Hidráulica, Cilindro Hidráulico en China, 2011; Unidad de potencia hidráulica AC. Recuperado de <http://www.wtcylinder.es>

<sup>25</sup>Tasman Oil Tools, API 6A spacer spool. Recuperado de <https://www.tasmanoiltools.com/wp-content/uploads/Spacer-Spool.pdf>

**Figura. 12.** Spacer spool.



Tomado de. Tasman Oil Tools. API 6A spacer spool. Recuperado de <https://www.tasmanoiltools.com/wp-content/uploads/Spacer-Spool.pdf>.

**1.4.8 Preventora (BOP).** Una válvula grande instalada en el extremo superior de un pozo, que puede cerrarse si la brigada de perforación pierde el control de los fluidos de formación. Mediante el cierre de esta válvula (operada generalmente en forma remota a través de accionadores hidráulicos), la brigada de perforación generalmente retoma el control del yacimiento, y se pueden iniciar los procedimientos para incrementar la densidad del lodo hasta que es posible abrir el BOP y mantener el control de la formación en términos de presión. Los BOPs se comercializan en una diversidad de estilos, tamaños y presiones nominales. Algunos pueden cerrar efectivamente un agujero descubierto, otros están diseñados para cerrarse alrededor de los componentes tubulares del pozo (columna de perforación, tubería de revestimiento o tubería de producción), y otros cuentan con superficies de rotura de acero templado que pueden atravesar concretamente la columna de perforación. Dado que los BOPs revisten una importancia crítica para la seguridad de la brigada, el equipo de perforación y el pozo en sí, son inspeccionados, probados y remozados a intervalos regulares determinados por una combinación de procesos de evaluación de riesgos, prácticas locales, y requisitos legales y de tipos de pozos. Las pruebas de los BOPs incluyen desde la

verificación diaria de sus funciones en pozos críticos hasta verificaciones mensuales o menos frecuentes en pozos con bajas probabilidades de problemas de control.<sup>26</sup> En la figura 13 se presenta la preventora utilizada en la operación de MPD en Floreña IP15.

**Figura. 13.** BOP.



**1.4.9 Herramienta bearing assembly.** Es una herramienta para uso de perforación de pozos, cuya forma es cilíndrica con una superficie interna. También puede incluir una extensión acoplada configurada para unirse a un eje giratorio de la herramienta de perforación.<sup>27</sup>

**1.4.10 Ensamble de fondo de pozo (bottom hole assembly).** La porción inferior de la sarta de perforación, que consiste (desde el fondo hacia la superficie de un pozo vertical) en la broca, la reducción para la broca, un motor de lodo (en ciertos

---

<sup>26</sup> Oilfield Glossary en español, 2011; BOP. Recuperado de <http://www.glossary.oilfield.slb.com>

<sup>27</sup> Google patentes, 2011; Bearing Assembly for a Drilling Tool. Recuperado de [www.google.com/patents](http://www.google.com/patents)

casos), los estabilizadores, la columna de perforación pesada, los dispositivos que operan por golpes ("tijeras o percutores") y los cruces para las diversas formas de roscas. El arreglo de fondo de pozo debe proporcionar la fuerza para que la barrena fracture la roca (peso sobre la barrena), sobreviva en un ambiente mecánico hostil y proporcione al perforador el control direccional del pozo. A menudo, el arreglo incluye un motor de lodo, el equipo de medición y de perforación direccional, las herramientas de adquisición de mediciones durante la perforación, las herramientas de adquisición de registros durante la perforación y otros dispositivos especiales. Un BHA simple, compuesto por una broca, varios cruces, puede ser relativamente barato (menos de USD100 000 en 1999), en tanto que uno complejo puede costar aproximadamente diez veces más.<sup>28</sup>

**1.4.11 Herramienta bell nipple.** Una tubería expandida, en la parte superior de una sarta de revestimiento, que sirve como embudo para guiar las herramientas de perforación hacia el extremo superior de un pozo. El objetivo de la campaña está generalmente por una salida lateral para permitir los fluidos de perforación fluyan de vuelta hasta el equipo de tratamiento del piso de superficie a través de otra tubería inclinada.<sup>29</sup>

**1.4.12 Choke manifold.** Es un conjunto de válvulas de alta presión y tuberías asociadas que normalmente incluyen al menos dos ahusadores ajustables, dispuestos de tal manera que se puede aislar un estrangulador ajustable y sacarlo de servicio para su reparación y remodelación mientras el flujo del pozo se dirige a través del otro.

---

<sup>28</sup> Oilfield Glossary en español, 2011; BHA. Recuperado de <http://www.glossary.oilfield.slb.com>

<sup>29</sup> Oilfield Glossary en español, 2011; Bell Nipple. Recuperado de <http://www.glossary.oilfield.slb.com>

**1.4.13 Bomba de compresión (DAPC).** Utilizada para crear una presión negativa o positiva dependiendo del tipo de variante que utilice el sistema MPD.

**1.4.14 Válvula anti retorno (NVR).** Válvula Anti Retorno, su principal función es evitar el retorno de los fluidos de control por la tubería de perforación.

**1.4.15 Shakers.** El dispositivo principal, y quizás más importante, del equipo de perforación para remover los sólidos perforados del lodo. Este tamiz vibratorio es simple en cuanto a un concepto, pero un poco más complicado para usarlo en forma eficiente. Un cedazo (filtro) de tela mecánica vibra mientras el fluido de fluye sobre este. La fase líquida del lodo y los sólidos más pequeños que la tela metálica pasó a través del cedazo, en tanto que los sólidos más grandes fueron retenidos en este y finalmente fueron por la parte posterior del dispositivo y son descartados. Obviamente, las aberturas más pequeñas del cedazo eliminan más sólidos de todo el lodo, pero sí se observa una reducción en la tasa de flujo por unidad de área de la tela metálica. En consecuencia, la brigada de la aprobación de la certeza de la tela metálica, lo más fino posible, sin descargar la totalidad del lodo fuera de la parte posterior de la zaranda. Si bien, en algún momento, una era común que los equipos de perforación contaran con una o dos zarandas vibratorias, los equipos de perforación modernos son de alta tecnología, están provistos a menudo de cuatro o más zarandas, lo que proporciona más superficie de tela metálica para usar otorga a la brigada la flexibilidad para correr cedazos cada vez más finos.<sup>30</sup>

**1.4.16 Otros equipos de trabajo en la implementación de mpd para perforación.**

1. DAPC bomba de contrapresión de contingencia
2. Flujometro

---

<sup>30</sup> Oilfield Glossary en español, 2011; Shakers. Recuperado de <http://www.glossary.oilfield.slb.com>

3. Subway stack
4. Drilling Sting server
5. Rig manifold
6. DAPC integrated pressure manager

### **1.5 METODOLOGÍA DE PERFORACIÓN CON RISER (RISERLESS DRILLING)**

Este índice particular se aplica a un programa de perforación en aguas poco profundas sin un riser, específicamente perforando las primeras secciones. La perforación riserless en comparación con otros tipos de programas de perforación tiene menos riesgo involucrado. No obstante, MPD puede aplicarse de muchas maneras.

El foco principal en esta sección sería los peligros poco profundos, y la inestabilidad bien. Con MPD estos flujos poco profundos (es decir, gas, agua, etc.) se pueden contener con seguridad. MPD también puede tener grandes beneficios para un programa que se ve obligado a perforar en una estrecha ventana operacional<sup>31</sup>.

---

<sup>31</sup> Monroy, B; Bautista, J.E; (2010). Métodos para de perforación con manejo de presión en el espacio anular (MPD), tesis de pregrado. Recuperado de [www.ptolomeo.uma.mx](http://www.ptolomeo.uma.mx).

## 2. PERFORACION CON LA TECNICA MPD

Con el fin de identificar las principales características a tener en cuenta para el diseño, planeación y planteamiento de procedimientos en la implementación de la técnica MPD para la perforación de pozos, se hizo la revisión bibliográfica de diferentes campos en donde se tuvo aplicación exitosa de la misma.

**Tabla 1.**Características de pozo exploratorio en Tibú, Norte de Santander

| <b>DATOS OBTENIDOS EN LAS OPERACIONES EN CAMPO</b> |                    |                                    |                     |                       |             |                     |                 |                |                     |
|--|--------------------|------------------------------------|---------------------|-----------------------|-------------|---------------------|-----------------|----------------|---------------------|
|  | <b>Profundidad</b> | <b>Fluido</b>                      | <b>ECD</b>          | <b>QN<sub>2</sub></b> | <b>Qlod</b> | <b>SBP</b>          | <b>SP</b>       | <b>Presión</b> | <b>ROP</b>          |
| <b>Datos Iniciales</b>                             | 9190'              | Bifásico<br>WBM+<br>N <sub>2</sub> | Desde<br>6.8<br>ppg | 500<br>scfm           | 220<br>gpm  | 200 y<br>150<br>psi | 190<br>0<br>psi | 4279<br>psia   | 25 a<br>30<br>ft/hr |
| <b>Datos finales</b>                               | 10020'             | Bifásico<br>WBM+<br>N <sub>2</sub> | 6.8<br>ppg          | 900<br>scfm           | 150<br>gpm  | 50 a<br>60<br>psi   | 155<br>0<br>psi | 3536<br>psia   | 5 a<br>10<br>ft/hr  |

### 2.1 CAMPO No. 1

Clasificación: Exploratorio

Localización: Tibú, Norte de Santander

**2.1.1. Introducción.** A continuación, se mencionarán algunos detalles operacionales y técnicos para la perforación con MPD Under/Near Balance Drilling en el presente pozo. Se perforó con la técnica MPD Under/Near Balance la sección 6-1/2” las formaciones Mercedes y Tibú con el objetivo de poder caracterizarlas y tener más claridad en el tren de presiones.

**2.1.2. Objetivos**

- Caracterizar las formaciones Mercedes y Tibú detectando y controlando cualquier influjo y/o pérdida de fluido durante la operación.
- Validar la presión de poro de las formaciones Mercedes y Tibú.
- Minimizar el daño a la formación por excesivo peso de la columna hidrostática.
- Permitir la continuidad de las operaciones de perforación en el evento de un influjo.
- Perforar la sección hasta la TD programada minimizando los NPTs.

**2.1.3. Perforación sección 6 1/2”**

**Tabla 2**

Características de fluido de perforación de la sección 6 1/2”

| <b>DATOS OBTENIDOS POR SIMULACION</b> |                                |            |                       |              |            |
|---------------------------------------|--------------------------------|------------|-----------------------|--------------|------------|
| <b>Profundidad</b>                    | <b>Fluido</b>                  | <b>ECD</b> | <b>QN<sub>2</sub></b> | <b>Qlodo</b> | <b>SBP</b> |
| 9190' MD                              | Bifásico<br>WBM+N <sub>2</sub> | 9 ppg      | 500 scfm              | 220 gpm      | 200 psi    |

- Durante la perforación se observaron intercalaciones de arena que aumentaron los valores de la ROP en comparación con los pozos offset, se evidenció limpieza correcta del hueco.
- Durante las conexiones se mantiene la BHP constante, reemplazando las pérdidas por fricción con la contrapresión en choque MPD en superficie.
- Debido al aumento de lectura de los cloruros de 2000 a 3500 ppm se decide parar la perforación a una profundidad de 10020’.

#### **2.1.4. Conclusiones**

- La sección 6-1/2” se perforó con la técnica mencionada, las formaciones Mercedes y Tibú con un ECD de 7.9 ppg y 6.8 ppg respectivamente sin ningún inconveniente desde 9190’ a 10020’.
- A 10020 ft en la base de la formación Tibú, un aumento significativo del PVT y el análisis de los cloruros nos indicaron un contacto con agua.
- Con un ECD de 6.8 ppg, parando bombas y perdiendo la fricción se presentó un influjo lo que se concluyó que la presión de yacimiento está entre 6.3 ppg y 6.8 ppg.
- En esta perforación se pudo evidenciar el éxito de la técnica MPD con una disminución de **2.2 ppg**, ya que era de gran importancia poder tener un ECD cercano a la presión de poro con el fin de cumplir los objetivos planteados.
- La limpieza durante la perforación utilizando la técnica MPD Under/Near Balance con fluido Nitrogenado es óptima dada la gran velocidad alcanzada al transportar los cortes a superficie.

## 2.2 CAMPO No. 2

Clasificación: Desarrollo - Direccional tipo "S"

Localización: Acacias, Meta.

**Tabla 3** Características de la perforación de pozo en Acacias, Meta

| DATOS OBTENIDOS DE LAS OPERACIONES DE CAMPO |             |                |       |                 |           |         |     |       |                |
|---|-------------|----------------|-------|-----------------|-----------|---------|-----|-------|----------------|
| Sección                                     | Profundidad | Fluido         | ECD   | QN <sub>2</sub> | Qlod<br>o | SP<br>P | ELV | ROP   | TQ (56<br>RPM) |
| <b>8-1/2"</b>                               | 7541'-      | Bifásico       | 6,5   | 160             | 275       | 806     | 359 | 18    | 2 k-           |
| <b>Formación</b>                            | 7557'       | WBM            | ppg   | 0               | gpm       | psi     | gpm | ft/hr | lb/ft          |
| <b>lutitas</b>                              |             | (9ppg)+        |       | scf             |           |         |     |       | fuera          |
| <b>E4</b>                                   |             | N <sub>2</sub> |       | m               |           |         |     |       | de<br>fondo    |
| <b>8-1/2"</b>                               | 7557'-      | Bifásico       | 6.1   | 160             | 250       |         | 322 | 35    |                |
| <b>Formación</b>                            | 7925'       | WBM            | ppg   | 0               | gpm       |         | gpm | ft/hr |                |
| <b>San</b>                                  |             | (9ppg)+        |       | scf             |           |         |     |       |                |
| <b>Fernando;</b>                            |             | N <sub>2</sub> |       | m               |           |         |     |       |                |
| <b>Unidad</b>                               |             |                |       |                 |           |         |     |       |                |
| <b>T2</b>                                   |             |                |       |                 |           |         |     |       |                |
| <b>8-1/2"</b>                               |             | Bifásico       | 6 ppg | 160             | 250       | 39      | 322 | 65ft/ |                |
| <b>Formación</b>                            | 7925'-      | WBM            |       | 0               | gpm       | psi     | gpm | hr    |                |
| <b>ón K1</b>                                | 7975'       | (9ppg)+        |       | scf             |           |         |     |       |                |
| <b>superior</b>                             |             | N <sub>2</sub> |       | m               |           |         |     |       |                |

**2.2.1. Introducción.** A continuación, se mencionarán los detalles operacionales y técnicos para la perforación con MPD Under/Near Balance Drilling en el presente pozo.

Se perforó con la técnica MPD Under/Near Balance la sección 8-1/2” la formación unidad T2, con un total de 434 ft, con el propósito de mitigar las pérdidas de circulación totales, hasta 36.000 barriles de lodo presentadas en los pozos offset, reducir los tiempos de perforación y perforar una zona altamente depletada.

### **2.2.2. Objetivos**

- Perforar 474 ft de una sección del hueco altamente depletado de la cuenca de los llanos orientales en Colombia.
- Mitigar/reducir la pérdida de lodo en la unidad T2 de la formación San Fernando con el fin de reducir los tiempos no productivos y los costos operativos.
- Incrementar la seguridad en el piso de perforación mediante la incorporación de un sistema de circulación cerrado en superficie.
- Mejorar el desempeño y ejecución de las operaciones de perforación

### **2.2.3. Perforación sección 8-1/2”**

- Bajo las condiciones de ECD de 6,0-6,1 ppg se perforó todo el intervalo correspondiente a la formación “T2” y se profundizó el hueco en 50 ft dentro del Fm K1 Superior sin observar pérdidas de fluido hacia la formación, contrario a lo obtenido en pozos offset de la misma formación. Cumplimiento del objetivo en un cien por ciento.

- El desarrollo de la perforación con la técnica MPD desde 7541' hasta 7975', entre las formaciones E4, san Fernando unidad T2 y K1 superior, siendo esta sin inconvenientes, reduciendo tiempo no productivos y costos asociados a los mismos. Dicha perforación cumplió con los objetivos planteados.
- Al observar datos finales de la perforación se presenta pérdida total de circulación (SPP= 39 psia), debido a una fractura de la unidad K1 superior en el proceso de desnitrógeno de lodo, si el pozo hubiera permitido circular el circuito completo de 5200 strokes, se hubiera llegado a un ECD de 9,4 ppg, tan solo faltaron 1250 strokes para completar el ciclo.
- No se presentaron NPT's asociados a la aplicación de la técnica MPD.

#### **2.2.4. Conclusiones**

- Se realizó la perforación exitosamente en los 434 ft y se realizó en el tiempo esperado (alrededor de 15 horas de perforación).
- Usando la técnica MPD, se realizó la perforación exitosamente entre la zona depletada con cero pérdidas de fluido y cero incidentes de HSE.
- La técnica de MPD ayudo a la compañía operadora a rediseñar la densidad del lodo para poder perforar otros pozos productores en este campo.
- Sobre el problema de las pérdidas totales de circulación fue evidente que la técnica de fluido nitrogenado en los valores de ECD trabajados es la solución correcta y segura para implementar en este campo.
- Se tuvo un efecto positivo en el parámetro de ROP, al permitir avanzar la perforación con buenas ratas (hasta 65 ft/hr).

## **2.3 CAMPO No. 3**

Clasificación: Exploratorio.

Localización: Yondo, Antioquia.

**2.3.1 Introducción.** Perforación de las formaciones tablazo y paja. Primeramente, con una sección de 8-1/2" usando MPD con ROP entre 20 y 30 ft/hr. Posteriormente, la sección 6-1/8" fue desarrollada y perforada con MPD (lodo/nitrógeno), para caracterizar zonas.

### **2.3.2 Objetivos de la sección 8-1/2"**

#### **Objetivo principal**

Perforar con MPD para reducir el peso de lodo usado convencionalmente para minimizar el daño a la formación e identificar los influjos de la formación.

#### **Objetivos secundarios**

1. Caracterizar el yacimiento, identificando el ECD requerido para perforar la zona.
2. Mantener la presión de fondo constante (CBHP) durante la perforación para reducir efectos de hueco apretados, ballooning, etc.
3. Minimizar costos por tratamiento de fluidos de perforación, materiales densificantes en exceso, materiales LCM, etc.
4. Permitir continuar con las operaciones de perforación en el evento de recibir algún influjo.

### 2.3.3 Perforación 8-1/2"

**Tabla 4** Características de la perforación en Yondo, Antioquia

| Sección                         | Perforado       | Lodo | Densidad | QN2 | Q <sub>bomba</sub> | ECD                 | SPP                      | ROP               | TQ                      | RPM |
|---------------------------------|-----------------|------|----------|-----|--------------------|---------------------|--------------------------|-------------------|-------------------------|-----|
| 8-1/2";<br>Formación<br>Tablazo | 8180'           | WBM  | 8.6 ppg  | -   | 600<br>gpm         | 9.1 -<br>9.9        | 2500-<br>2900<br>ppg psi | 30<br>ft/h        | 4-7<br>k-<br>lb/ft      | 55  |
| 8-1/2";<br>Formación<br>paja    | 9118'-<br>9575' | WBM  | 8.7 ppg  | -   | 600<br>gpm         | 9.1 -<br>9.9<br>ppg | 2500-<br>2900<br>psi     | 25-<br>35<br>ft/h | 3-<br>16<br>k-<br>lb/ft |     |

#### Formación Tablazo

- El zapato del casing de 9-5/8" se sentó a la profundidad de 8175' quedando revestida una longitud de 135' dentro de la formación Tablazo, debido al sobre balance generado por el peso del lodo y el excesivo caudal de la bomba propuesto para esta fase (600 gpm) no se pudo obtener y caracterizar muestras de los fluidos de formación.

- A 9205' MD, 9118' TVD se definió el tope de la formación Paja.

#### Formación Paja

- Según lo establecido en la planificación y el árbol de decisiones esta formación debió ser intervenida con un lodo de 11 ppg, sin embargo, se continuó con los parámetros de la formación Tablazo.

- Al entrar a la formación Paja, se observa en las lecturas del gas HC en el GC Tracer una disminución. Se obtuvo un Back Ground de gas de 12.6%.

### **2.3.4 Objetivos de la sección 6-1/8”**

#### **Objetivo principal**

Perforar con la técnica Near/Under Balance con inyección de Nitrógeno con el fin de reducir el ECD y poder caracterizar los fluidos de la formación Rosa Blanca.

#### **Objetivos secundarios**

1. Evitar daño a la formación por excesivo peso de la columna hidrostática.
2. Detectar, controlar y circular de forma inmediata cualquier influjo permitiendo
3. continuar con la perforación hasta TD.
4. Perforar sección hasta TD minimizando los NPTs.

### **2.3.5 Perforación 6-1/8”**

- A 9720' aumentó el volumen de los tanques (PVT) e incremento en la presión anular (WHP), según análisis de cloruros y salinidad debido a un aporte de agua salada proveniente de formación.
- Se continuó perforando Rosa Blanca monitoreando el Volumen activo, pérdidas y ganancias ejerciendo contrapresión (SBP) del orden de 100 – 400 psi para evitar la entrada de influjo, reduciendo progresivamente la inyección de Nitrógeno desde 600 scfm hasta 400 scfm.
- A 9746' con SBP de 700 psi, se corta la inyección de Nitrógeno y se cierra el pozo con el choke manifold de MPD. Durante el cierre la WHP fue de 920 psi, y se circuló un fluido de 8.6 ppg con 180 gpm, hasta tener una columna monofásica quedando en condiciones estables
- A 10220' no se observó aporte de fluido de formación ni contrapresión en superficie, se decide continuar con la perforación de fluido bifásico con inyección de

Nitrógeno, se comenzó la perforación con 600 scfm y 250 gpm con un ECD de 7.9 ppg.

- Tras un aumento de la presión anular (WHP) hasta 1400 psi y un aporte constante de fluido de formación, se decidió cortar la inyección de Nitrógeno y densificar el lodo a 8.8 ppg con el fin de bajar la contrapresión y alcanzar condiciones de control.

- A 10254' la WHP= 1500 psi, ECD=11.5 ppg. Se detiene la perforación y cerró el pozo contra choke MPD. Presión de cierre = 1600 psi, se densifica el lodo a 9.6 ppg.

- La perforación continúa con WHP=1300 – 1400 psi, con ECD= 12,7 ppg – 12,9 ppg e influjo continuo de la formación.

- A 10425' con aporte de fluidos se densifico el lodo a 10 ppg. A partir de 10561' con aporte de fluido la WHP = 1450 – 1500 psi, parámetros que permitían tener ECD= 13,2 ppg. Bajo esos valores se llevó hasta 10716' y en esta profundidad se decidió homogenizar el lodo con un MW= 13,4 ppg y no seguir más con MPD.

**Tabla 5** Información de la sección Rosa Blanca

| <b>DATOS OBTENIDOS DE LAS OPERACIONES DE CAMPO</b> |                    |                |                 |                       |              |            |            |            |
|--|--------------------|----------------|-----------------|-----------------------|--------------|------------|------------|------------|
| <b>Sección</b>                                     | <b>Profundidad</b> | <b>Fluido</b>  | <b>Densidad</b> | <b>QN<sub>2</sub></b> | <b>Qlodo</b> | <b>ECD</b> | <b>SBP</b> | <b>ROP</b> |
| <b>6-1/8" Formación Rosa Blanca</b>                | 9586'              | Bifásico       | 8,7 ppg         | 400 -                 | 250          |            | 80 psi     | 10-20      |
|  |                    | WBM+           |                 | 600                   | gpm          | 7,5 –      |            | ft/hr      |
|  |                    | N <sub>2</sub> |                 | scfm                  |              | 7,6        |            |            |
|  |                    |                |                 |                       |              | ppg        |            |            |
|  | 9720'              | Bifásico       | 8,8 ppg         | 400                   | 250          |            | 100 –      |            |
|  |                    | WBM+           |                 | scfm                  | gpm          | 9,92       | 400        |            |
|  |                    | N <sub>2</sub> |                 |                       |              | ppg        | psi        |            |
|  | 10220'-            | Bifásico       | 8,6 ppg         | 600                   | 250          | 7,9        | 80 PSI     |            |
|  | 10716'             | WBM+           |                 | scfm                  | gpm          | ppg        |            |            |
|  |                    | N <sub>2</sub> |                 |                       |              |            |            |            |

### 2.3.6 Conclusiones

- La implementación de la técnica MPD y el uso de los equipos adecuados de superficie ha permitido perforar con una densidad de 8.6 ppg desde 8180' hasta 9575'; eso incluye la formación tablazo y parte de la formación paja sin contratiempos ni NPTs.
- El funcionamiento óptimo de las herramientas MPD, minimizaron la tasa de tiempos no productivos.
- En la Formación Paja, se evidenció el beneficio de usar fluido Nitrogenado, ya que se pudo reducir los valores de ECD desde 8.7 ppg hasta 7.5 ppg sin variar ni interferir con las propiedades del lodo.

- Mediante el uso de la técnica, se validó el valor de la presión de poro de la formación que es 7,9 ppg.
- Gracias al uso de fluido Nitrogenado y del sistema de control de presiones en superficie se perforó con valores de ECD que estuvieron en el orden de 7.4 ppg hasta 7,9 ppg en la formación Rosa Blanca hasta 10220' reduciendo los tiempos de operación por viajes, cierres de pozo y densificaciones.
- Se pudo observar un aporte de la formación, el cual fue controlado con los equipos MPD hasta pasar a fluido monofásico a 13,2 ppg.

## **2.4 POZOS OFFSET**

Los pozos offset fueron perforados para la aplicación de la técnica MPD, de los cuales se obtuvo información para la perforación del pozo Floreña IP15 comparable y significativa con lo requerido, la cual se presentará a continuación:

**Tabla 6** Información de Cupiagua XW37L2

| <b>CUPIAGUA XW37L2</b> |                 |            |            |              |                       |   |                   |
|------------------------|-----------------|------------|------------|--------------|-----------------------|---|-------------------|
| <b>Profundidad</b>     | <b>Longitud</b> | <b>ROP</b> | <b>ECD</b> | <b>Qlodo</b> | <b>QN<sub>2</sub></b> | <b>Problemas</b>  | <b>Resultados</b> |
| <b>16,287'-</b>        | 98'             | 23,9       | 6,8        | 250          | 1400                  | -Falla PWD  | -Operación        |
| <b>16,385'</b>         |                 |            | ppg        | gpm          | scfm                  | -   | cancelada.        |
|                        |                 |            |            | OBM          |                       | Restricciones para llegar a fondo, operación cancelada por riesgo de pega sin entender lo que estaba pasando. |                   |
| <b>16,385'-</b>        | 106'            | 35,3       | 6,8        | 250          | 1400                  |   |                   |
| <b>16,491'</b>         |                 |            | ppg        | gpm          | scfm                  |   |                   |
|                        |                 |            |            | OBM          |                       |   |                   |

Como se puede observar en la tabla anterior, Cupiagua XW37L2 presento problemas operacionales graves, los cuales llevaron a la suspensión de la perforación. Sin embargo, fue útil para la perforación nuevo pozo, como lecciones aprendidas.

**Tabla 7** Información de Cupiagua U9L1

| <b>CUPIAGUA U9L1</b> |                 |            |            |  |                   |
|----------------------|-----------------|------------|------------|--|-------------------|
| <b>Profundidad</b>   | <b>Longitud</b> | <b>ROP</b> | <b>ECD</b> | <b>Problemas</b>                         | <b>Resultados</b> |
| <b>15,781'-</b>      | 68'             | 12,6       | 6.8 ppg    | -Stuck pipe                              | -Abandono         |
| <b>15,849'</b>       |                 |            | Diésel     | -Perdida de conos<br>-Sidetrack mecánico | de pozo           |

Para el caso del pozo offset anteriormente nombrado, ocurrieron diferentes problemas operacionales relacionados con la inestabilidad de la formación y el peso del lodo, por lo cual se tomó la decisión de abandonar el pozo.

**Tabla 8** Información de Liria YB3Z

| <b>LIRIA YB3Z</b>     |                    |                 |                                   |              |                       |                                    |  |
|-----------------------|--------------------|-----------------|-----------------------------------|--------------|-----------------------|------------------------------------|--|
| <b>Sección</b>        | <b>Profundidad</b> | <b>Longitud</b> | <b>ECD</b>                        | <b>Qlodo</b> | <b>QN<sub>2</sub></b> | <b>Problemas</b>                   | <b>Resultados</b>  |
| <b>6"</b>             | 17,725'-           | 59'             | 6,8 – 7                           | 248          | 1400                  | - Basura en el                     | - Paro la  |
| <b>Fm Los cuervos</b> | 17,784''           |                 | ppg<br>Diésel y<br>N <sub>2</sub> | gpm          | scfm                  | hueco<br>- Falla de motor y<br>MWD | operación debido<br>a poca evidencia<br>de HC                            |
| <b>6"</b>             | 17,784' -          | 66'             | 6,8 – 7                           | 248          | 1400                  |                                    | - Corrió un  |
| <b>Fm Los cuervos</b> | 17,850'            |                 | ppg<br>Diésel y<br>N <sub>2</sub> | gpm          | scfm                  |                                    | registro e<br>interpreto que<br>estaba en la<br>formación los<br>Cuervos |

**Tabla 9** Información de Liria YR5

| LIRIA YR5      |             |          |       |                  |       |                 |             |                     |
|----------------|-------------|----------|-------|------------------|-------|-----------------|-------------|---------------------|
| Sección        | Profundidad | Longitud | TQ    | ECD              | Qlodo | QN <sub>2</sub> | Problemas   | Resultados          |
| <b>8-1/2"</b>  | 18,191' –   | 342'     | 17-   | 6.8              | 400   | 1700            | -Stuck pipe | -Proyecto           |
| <b>Fm</b>      | 18,533'     |          | 29    | ppg              | gpm   | –               | -Presencia  | suspendido          |
| <b>Mirador</b> |             |          | klbs- | Diésel           |       | 2000            | de          | debido a basura     |
|                |             |          | ft    | y N <sub>2</sub> |       | scfm            | parafinas   | "junk" dejada en el |
|                |             |          |       |                  |       |                 | -Dejo en el | pozo.               |
|                |             |          |       |                  |       |                 | pozo        | -Continúo           |
|                |             |          |       |                  |       |                 | partes de   | perforando de       |
|                |             |          |       |                  |       |                 | LWD         | forma               |
|                |             |          |       |                  |       |                 |             | convencional.       |
|                |             |          |       |                  |       |                 |             | -Baja producción    |
|                |             |          |       |                  |       |                 |             | asociado al daño    |
|                |             |          |       |                  |       |                 |             | durante la          |
|                |             |          |       |                  |       |                 |             | perforación.        |

### **3. REPORTE DE LA PERFORACIÓN CON LA TÉCNICA MPD EN UN CAMPO COLOMBIANO: CASO DE ESTUDIO, POZO FLOREÑA IP15.**

#### **3.1 PLANEACIÓN DE LA PERFORACIÓN CON MPD EN FLOREÑA IP15**

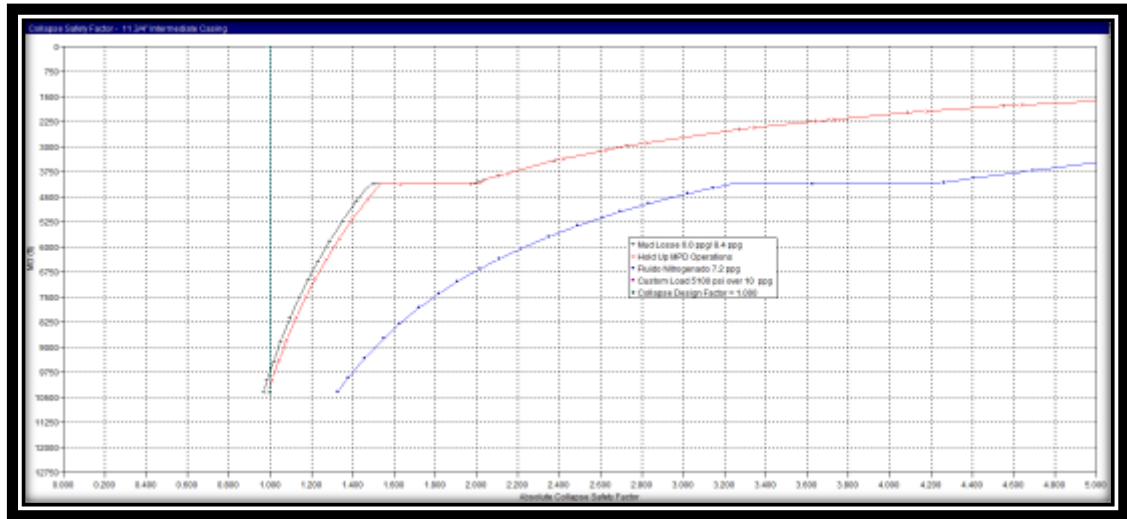
**3.1.1. Diseño del casing 11 3/4” y 9 5/8”.** Para realizar el diseño del casing, se grafica MD (ft) vs Factor de seguridad de colapso absoluto del Casing, en este caso en particular se usó un factor de diseño de colapso igual a 1 para un lodo con densidad entre 6,0 ppg y 8,4 ppg y además para un lodo nitrogenado de 7,2 ppg que es a la densidad de trabajo a la que se llegó en la simulación.

**HOLD UP MPD OPERATIONS:** Fluid Level 4,000 ft, altura del fluido cuando se desocupa el pozo del Nitrógeno, es un punto crítico al realizar la homogenización.

**MAXIMUM ALLOWANCE WEAR:** 30%

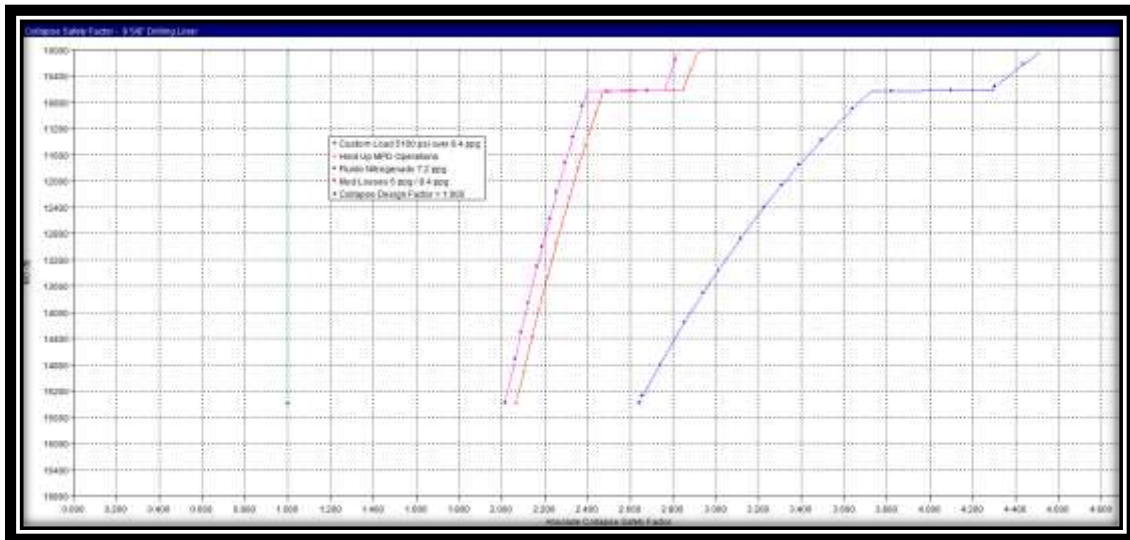
En la figura 14 se tiene la gráfica de MD vs Factor de seguridad de Colapso para el casing intermedio 11-3/4”. Y en la figura 15 se tiene la gráfica de MD vs Factor de seguridad de Colapso para el liner de perforación 9-5/8”.

**Figura. 14.** MD vs Factor de seguridad de Colapso, Para el Revestimiento intermedio - 11 3/4"



Tomado de. Información suministrada por Equion Energía Limited.

**Figura. 15.** MD vs Factor de seguridad de Colapso, Para el Liner de perforación 9 5/8".



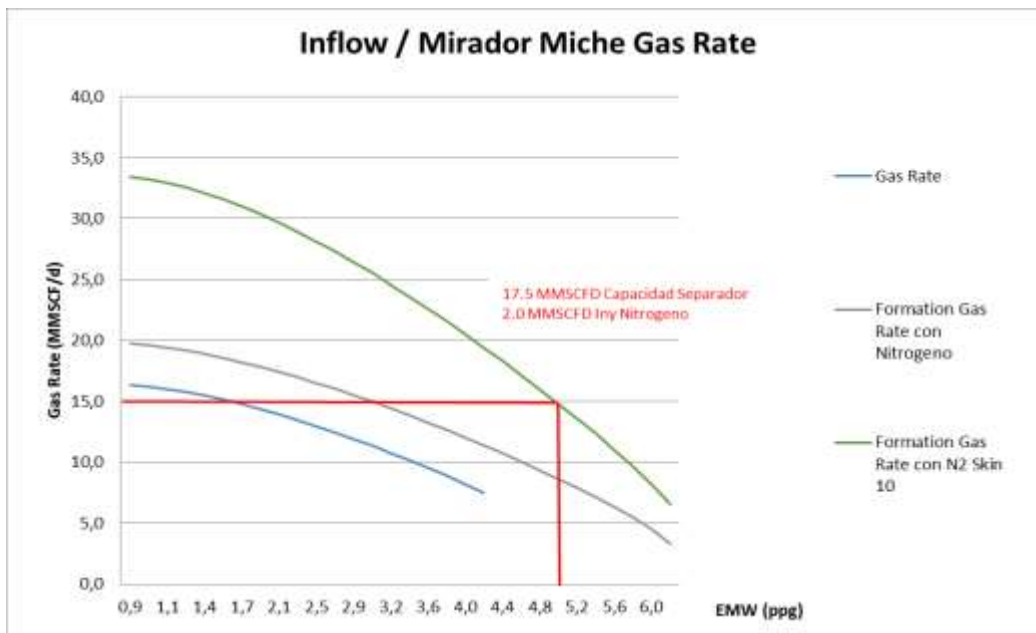
Tomado de. Información suministrada por Equion Energía Limited.

Como se evidencia en la gráfica para un fluido nitrogenado se tiene una menor presión dentro del casing y la Presión de la Formación tiene más opción de colapsar la Tubería, por lo tanto, se debe diseñar el casing con un Factor de seguridad de colapso absoluto mayor en comparación con el factor de seguridad de colapso absoluto cuando se trabaja con un fluido monofásico.

A 15.400 ft tenemos un factor de seguridad de colapso absoluto para el fluido monofásico de 6,0 ppg y 8,4 ppg de 2.00 y un factor de seguridad de colapso absoluto para el fluido Nitrogenado de 2,65.

**3.1.2. Curvas inflow.** Estas curvas se analizan con el objetivo de tener conocimiento de las características de los influjos que se pueden manejar en superficie de una forma segura y sin riesgos con los equipos que se disponen. En la figura 16, se presenta la curva de inflow que puede tratarse con los separadores del campo.

**Figura. 16.** Inflow / Mirador Miche Gas Rate

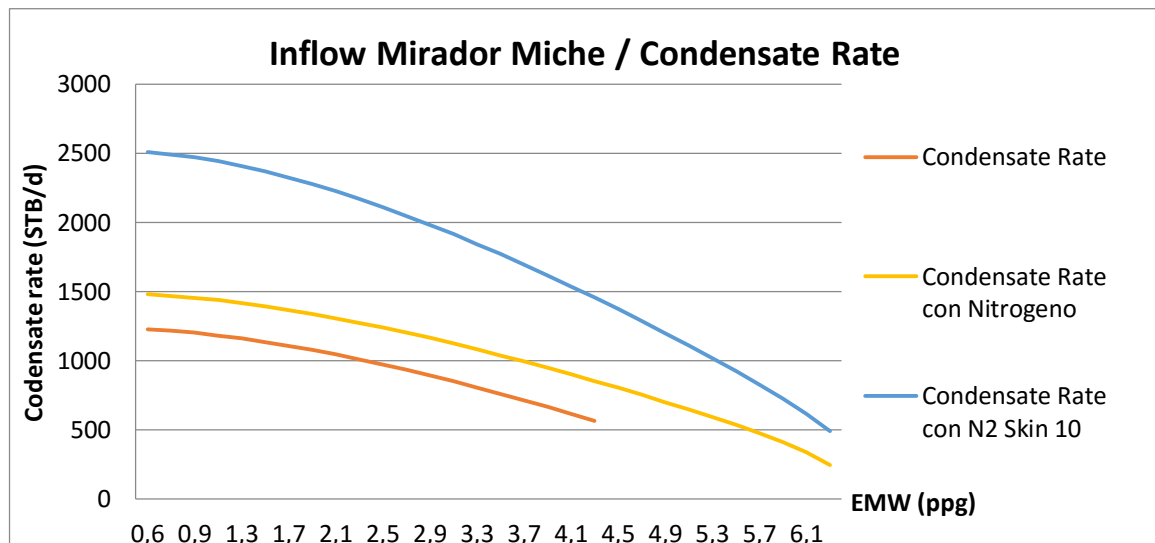


Tomado de. Información suministrada por Equion Energía Limited.

Se tiene principalmente como referencia la capacidad del separador de superficie, para este caso el separador puede almacenar 17,5 MMSCFD, restando la tasa de inyección de Nitrógeno que es 2,0 MMSCFD y aplicando un factor de seguridad, leemos en la gráfica una tasa de gas de 15,0 MMSCFD, este valor corta la curva de tasa de gas de formación con una inyección de fluido nitrogenado de 2,0 MMSCFD y un daño (skin) de 10, el valor de 5,0 ppg de EMW. Lo anterior significa que nuestros equipos soportarán un influjo de 15 MMSCFD que es generado por un EMW de 5,0 ppg y no se presentará ningún riesgo.

En la figura 17, se muestra el mismo esquema para el líquido, el cual no tenemos restricciones ya que el taladro Rig 900 tiene un separador en superficie de 1500 GPM es decir 51428 STB/d, y la tasa de fluido condensado máximo que podemos tener de la formación es de 2500 STB/d.

**Figura. 17.** Inflow Mirador Miche / Condensate Rate



Tomado de. Información suministrada por Equion Energy Limited.

**3.1.3. Control de influjo sin romper el zapato (kick tolerance).** El kick tolerance es el volumen máximo de influjo que puede ser controlado en el pozo con éxito y se puede circular fuera del pozo sin romper la formación a la profundidad del zapato. El valor de la densidad que soporta la formación se halla con la prueba de integridad LOT (Leak off test). Este valor es muy importante para el diseño del pozo y la operación de perforación. En las figuras 18, 19 y 20 se expresan los valores requeridos para el cálculo del Kick Tolerance.

**Figura. 18.** Kick Tolerance Mirador / MW8.0 ppg

| Kick Tolerance Mirador Miche / MW 8.0 ppg |   |
|---|---|
| Hole Size (in)=                           | 8,5   |
| id Casing Previous Casing (in)=           | 8,535   |
| Max Mud Weight (ppg)=                     | 8   |
| PP (ppg)=                                 | 8,5 Influx Pore pressure                        |
| TVD (ft)=                                 | 14.800 Influx Depth                             |
| Gas Grad (psi/ft)=                        | 0,1 Grad Gas                                    |
| PF (ppg)=                                 | 6541,6 Formation Pressure                       |
| DCL=                                      | 300 BHA Lenght                                  |
| OD Drill Collars (in)=                    | 6,5 BHA OD                                      |
| OD Drill Pipe (in)=                       | 5 BHA DP  |
| AOHB=                                     | 0,029 Open Hole - BHA Annulus                   |
| AOHDP=                                    | 0,046 Open Hole - DP Annulus                    |
| ACHDP=                                    | 0,046 Cased Hole - DP Annulus                   |
| LOT (ppg)=                                | 10,5 EMW LOT                                    |
| Prev. Casing Depth (TVD)=                 | 14354   |
| Max Pressure LOT (psi)=                   | 7837,284  |
| Ps (psi)=                                 | 185,536 Hyd Press from Shoe to TD               |
| H (ft)=                                   | 4687,41 Height of Influx                        |
| Lenght Influx BHA (ft)=                   | 300,00 Height of Influx in front of BHA         |
| Lenght Influx DP (ft)=                    | 4387,41 Height of Influx in front of DP         |
| V1=                                       | 210,13 Bottom Hole Volume at shut in conditions |
| Vwp=                                      | 215,15 Hole Volume Below Shoe                   |
| V2=                                       | 257,77  |

Para hallar el kick tolerance se necesita saber el kick intensity, que es la diferencia entre la presión de formación máxima prevista (con la patada de pozo) y el peso del lodo planeado y el kick volumen, que es un volumen de gas de la formación que entra al pozo. La patada de gas es usada siempre para el cálculo de control de los pozos porque es el peor de los casos. El volumen del influjo es un valor real que el personal puede detectar en los tanques de retorno.

**Figura. 19. Kick Tolerance Mirador / MW8.2 ppg**

| Kick Tolerance Mirador Miche / MW 8.2 ppg |          |  |
|---|----------|--|
| Hole Size (in)=                           | 8,5      |  |
| id Casing Previous Casing (in)=           | 8,535    |  |
| Max Mud Weight (ppg)=                     | 8,2      |  |
| PP (ppg)=                                 | 8,7      | Influx Pore pressure                     |
| TVD (ft)=                                 | 14.800   | Influx Depth                             |
| Gas Grad (psi/ft)=                        | 0,1      | Grad Gas                                 |
| PF (ppg)=                                 | 6695,52  | Formation Pressure                       |
| DCL=                                      | 300      | BHA Lenght                               |
| OD Drill Collars (in)=                    | 6,5      | BHA OD                                   |
| OD Drill Pipe (in)=                       | 5        | BHA DP                                   |
| AOHB=                                     | 0,029    | Open Hole - BHA Annulus                  |
| AOHDP=                                    | 0,046    | Open Hole - DP Annulus                   |
| ACHDP=                                    | 0,046    | Cased Hole - DP Annulus                  |
| LOT (ppg)=                                | 10,5     | EMW LOT                                  |
| Prev. Casing Depth (TVD)=                 | 14354    |  |
| Max Pressure LOT (psi)=                   | 7837,284 |  |
| Ps (psi)=                                 | 190,1744 | Hyd Press from Shoe to TD                |
| H (ft)=                                   | 4080,69  | Height of Influx                         |
| Lenght Influx BHA (ft)=                   | 300,00   | Height of Influx in front of BHA         |
| Lenght Influx DP (ft)=                    | 3780,69  | Height of Influx in front of DP          |
| V1=                                       | 182,28   | Bottom Hole Volume at shut in conditions |
| Vwp=                                      | 187,31   | Hole Volume Below Shoe                   |
| V2=                                       | 219,25   |  |

**Figura. 20. Kick Tolerance Mirador / MW8.4 ppg**

| Kick Tolerance Mirador Miche / MW 8.4 ppg |          |  |
|---|----------|--|
| Hole Size (in)=                           | 8,5      |  |
| id Casing Previous Casing (in)=           | 8,535    |  |
| Max Mud Weight (ppg)=                     | 8,4      |  |
| PP (ppg)=                                 | 8,9      | Influx Pore pressure                     |
| TVD (ft)=                                 | 14.800   | Influx Depth                             |
| Gas Grad (psi/ft)=                        | 0,1      | Grad Gas                                 |
| PF (ppg)=                                 | 6849,44  | Formation Pressure                       |
| DCL=                                      | 300      | BHA Lenght                               |
| OD Drill Collars (in)=                    | 6,5      | BHA OD                                   |
| OD Drill Pipe (in)=                       | 5        | BHA DP                                   |
| AOHB=                                     | 0,029    | Open Hole - BHA Annulus                  |
| AOHDP=                                    | 0,046    | Open Hole - DP Annulus                   |
| ACHDP=                                    | 0,046    | Cased Hole - DP Annulus                  |
| LOT (ppg)=                                | 10,5     | EMW LOT                                  |
| Prev. Casing Depth (TVD)=                 | 14354    |  |
| Max Pressure LOT (psi)=                   | 7837,284 |  |
| Ps (psi)=                                 | 194,8128 | Hyd Press from Shoe to TD                |
| H (ft)=                                   | 3511,45  | Height of Influx                         |
| Lenght Influx BHA (ft)=                   | 300,00   | Height of Influx in front of BHA         |
| Lenght Influx DP (ft)=                    | 3211,45  | Height of Influx in front of DP          |
| V1=                                       | 156,15   | Bottom Hole Volume at shut in conditions |
| Vwp=                                      | 161,18   | Hole Volume Below Shoe                   |
| V2=                                       | 184,42   |  |

Tomado de. Información suministrada por Equion Energía Limited.

Por lo anterior, se concluye que para Floreña IP 15 sección 8-1/2 in tenemos tres opciones de lodo de perforación con tres pesos diferentes (8,0 ppg; 8,2 ppg y 8,4 ppg), para cada caso se tienen dos volúmenes hallados, V1 y V2, el menor de estos volúmenes (por seguridad) es el valor que podemos permitir en barriles de in flujo que entre al pozo, que podemos controlar y que no va a generar fractura en la profundidad del zapato.

**3.1.4. MWD, rangos de operación usando perforación con lodo nitrogenado.** A continuación, se revisará una operación en México. El propósito de esta operación es mostrar los resultados obtenidos durante una corrida con MWD perforando con fluido nitrogenado a diferentes relaciones de gas/liquido, buscando el límite máximo.

**Tabla 10** Información de la perforación planeada en un pozo mexicano

| <b>Tipo de pozo</b>         | <b>Direccional (tipo J)</b>  |
|-----------------------------|--|
| <b>TD planeada</b>          | 18536 ft MD (18222 ft TVD)   |
| <b>KOP</b>                  | 12382 ft   |
| <b>Azimut</b>               | 338.7°   |
| <b>Inclinación Máxima</b>   | 20,24°   |
| <b>DLS Máxima</b>           | 1,75 °/30 m  |
| <b>PP estimada</b>          | 0,45 SG  |
| <b>BH temperatura</b>       | 150°   |
| <b>Objetivo</b>             | Crudo de 38 API en <b>Jurásico superior del Kinmeridian</b> , formaciones fracturadas. |
| <b>Litología</b>            | Carbonatos (Caliza y Dolomitas)  |
| <b>Profundidad objetivo</b> | 13845 MD 13664 TVD   |
| <b>Datos del yacimiento</b> | Presión 210,9 kg/cc @ 17486,87 ft – 18044,62 ft  |
| <b>Temperatura</b>          | 150°c – JSK  |
| <b>Lodo</b>                 | OBM  |

## **Resumen**

La sección del hueco de 6 ½ "del pozo fue perforada usando la técnica de perforación con la técnica (MPD) con el objetivo principal de minimizar los problemas operativos de perforación, tales como la circulación de pérdidas, la pega diferencial de tubería y mejorar la tasa de penetración ROP. La presión de fondo del hueco (BHP) fue diseñada para mantenerse entre 3,34 ppg y 5 ppg, y se seguirá la construcción del ángulo propuesto para alcanzar el objetivo, por lo tanto, todo el plan anterior estaba asociado al uso del Down hole motor y MWD.

La herramienta MWD utilizada fue un "SLIMPULSE" (basado en la tecnología de pulso en el lodo que está dentro de la tubería de perforación), en este caso un fluido de perforación de emulsión IE (85/15) de 7,93 ppg nitrificado con un máximo de 2100 scfm tasas de inyección de N<sub>2</sub>. La tecnología de pulso del lodo se vuelve generalmente ineficaz cuando el lodo de perforación es compresible (OBM nitrificado).

## **Perfil del pozo**

La sección de 6 ½" desde 17323 ft a 18406 ft, fue perforado a 32° de inclinación bombeando fluido nitrogenado, con un rango de 6,68 ppg a 5,17 ppg de ECD. Para el motor de lodo de 4-3/4" el rango de funcionamiento de operación máxima es de 250 GPM equivalente de fluido que es un limitante en este caso necesitamos grandes caudales de inyección de Nitrógeno. La caída de presión para un tamaño de hueco de 6-1/2" es de aproximadamente 1950 psi, lo cual es bastante razonable considerando la inclusión de un "Signal Booster" para mejorar la transmisión del pulso de lodo generado por la MWD. Las figuras 21y 22 representan los datos obtenidos con la herramienta.

**Figura. 21.** Propiedades a TVD

| Date      | Hour  | TVD  | Temp (degC) | Liquid (gpm) | SPP (PSI) | WHP (PSI) | N2 (m3/min) | Bit Depth (MD) (Mts) | Hole Depth (MD) (Mts) | Gas Ratio (%) |
|-----------|-------|------|-------------|--------------|-----------|-----------|-------------|----------------------|-----------------------|---------------|
| 18-Jan-08 | 2:00  | 5312 | 124.5       | 220.0        | 1869.04   | 59.80     | 11.66       | 5301.68              | 5422.00               | 10.70         |
|           | 4:08  | 5332 | 121.5       | 220.0        | 1863.19   | 58.09     | 11.38       | 5331.92              | 5422.00               | 10.40         |
|           | 6:04  | 5336 | 123.0       | 220.0        | 1874.41   | 59.57     | 12.86       | 5334.80              | 5422.00               | 11.60         |
|           | 8:09  | 5343 | 126.0       | 220.0        | 1884.12   | 59.11     | 10.95       | 5340.81              | 5422.00               | 9.90          |
|           | 9:59  | 5348 | 126.0       | 220.0        | 1882.80   | 61.96     | 11.82       | 5345.94              | 5422.00               | 10.70         |
|           | 12:00 | 5363 | 126.0       | 220.0        | 1988.42   | 97.95     | 13.13       | 5360.03              | 5422.00               | 11.20         |
|           | 13:59 | 5371 | 127.5       | 220.0        | 1973.43   | 94.08     | 12.43       | 5373.64              | 5422.00               | 10.70         |
|           | 16:01 | 5399 | 127.5       | 220.0        | 1981.68   | 92.30     | 11.54       | 5441.73              | 5441.73               | 10.10         |
|           | 17:59 | 5422 | 127.5       | 220.0        | 2088.00   | 95.90     | 11.27       | 5434.55              | 5434.55               | 9.30          |
|           | 20:02 | 5427 | 133.5       | 230.0        | 2148.97   | 90.15     | 11.76       | 5448.13              | 5448.13               | 9.20          |
|           | 22:00 | 5437 | 136.5       | 230.0        | 1992.07   | 89.79     | 11.84       | 5459.79              | 5459.79               | 9.80          |
| 19-Jan-08 | 0:01  | 5443 | 135.0       | 231.0        | 2154.39   | 89.41     | 11.98       | 5465.00              | 5465.00               | 9.20          |
|           | 1:59  | 5445 | 132.0       | 231.0        | 2081.59   | 91.92     | 13.93       | 5475.93              | 5475.93               | 10.90         |
|           | 4:00  | 5451 | 133.5       | 231.0        | 2151.94   | 93.17     | 11.89       | 5493.90              | 5493.90               | 10.50         |
|           | 6:05  | 5459 | 135.0       | 231.0        | 2127.23   | 95.85     | 12.88       | 5498.24              | 5498.24               | 10.00         |
|           | 8:02  | 5461 | 136.5       | 231.0        | 2155.93   | 78.14     | 13.16       | 5505.13              | 5505.13               | 10.00         |
|           | 10:05 | 5464 | 133.5       | 231.0        | 2180.04   | 89.30     | 11.61       | 5466.49              | 5466.49               | 8.30          |
|           | 12:05 | 5466 | 132.0       | 231.0        | 2154.66   | 87.25     | 12.65       | 5470.16              | 5470.16               | 9.60          |
|           | 14:03 | 5469 | 132.0       | 231.0        | 2110.63   | 105.93    | 18.10       | 5471.71              | 5472.74               | 13.60         |
|           | 20:02 | 5470 | 133.5       | 231.0        | 2155.52   | 99.78     | 22.45       | 5474.08              | 5474.08               | 16.00         |
|           | 22:00 | 5473 | 132.0       | 220.0        | 2007.28   | 84.17     | 21.40       | 5476.38              | 5476.38               | 16.90         |
| 20-Jan-08 | 0:10  | 5475 | 136.5       | 178.0        | 1716.27   | 69.93     | 16.44       | 5478.83              | 5478.83               | 18.30         |
|           | 2:04  | 5477 | 135.0       | 178.0        | 1462.03   | 75.17     | 16.53       | 5480.60              | 5480.60               | 20.80         |
|           | 4:05  | 5479 | 136.5       | 178.0        | 1401.97   | 66.63     | 19.67       | 5482.93              | 5482.93               | 24.60         |
|           | 6:02  | 5481 | 139.0       | 178.0        | 1268.44   | 71.64     | 19.45       | 5484.59              | 5484.59               | 26.10         |
|           | 8:00  | 5482 | 144.0       | 178.0        | 1260.14   | 70.16     | 19.00       | 5488.78              | 5488.78               | 25.80         |
|           | 10:09 | 5486 | 144.0       | 178.0        | 1238.17   | 73.69     | 18.70       | 5490.93              | 5490.93               | 25.90         |
|           | 12:01 | 5488 | 139.5       | 200.0        | 2027.65   | 84.74     | 34.07       | 5494.71              | 5494.71               | 26.70         |
|           | 14:00 | 5492 | 142.5       | 200.0        | 1476.58   | 137.82    | 33.48       | 5499.98              | 5499.98               | 31.90         |
|           | 17:07 | 5498 | 145.5       | 200.0        | 1497.49   | 142.83    | 32.92       | 5500.24              | 5500.24               | 31.90         |
|           | 19:02 | 5500 | 156.0       | 200.0        | 1071.72   | 117.37    | 16.95       | 5502.60              | 5502.60               | 24.50         |
|           | 20:49 | 5506 | 163.0       | 200.0        | 1346.14   | 73.10     | 17.10       | 5509.03              | 5509.03               | 20.80         |
| 21-Jan-08 | 18:08 | 5543 | 161.5       | 200.0        | 1331.99   | 95.05     | 32.08       | 5548.83              | 5549.00               | 36.80         |
|           | 19:58 | 5547 | 153.0       | 200.0        | 1380.56   | 84.52     | 33.03       | 5552.78              | 5552.78               | 33.00         |
|           | 23:34 | 5549 | 145.5       | 200.0        | 1693.31   | 97.22     | 32.89       | 5551.81              | 5551.81               | 26.70         |
| 22-Jan-08 | 1:00  | 5548 | 147.0       | 250.0        | 1527.25   | 99.73     | 10.91       | 5551.89              | 5553.46               | 10.60         |

Tomado de. Información suministrada por Equion Energía Limited.

### Resultado del análisis

Rimando desde 17392 ft a 17789 ft y continuando la perforación hasta 18219 ft, no se detectó la señal de MWD a más de 26,7% de contenido de nitrógeno dentro de la sarta.

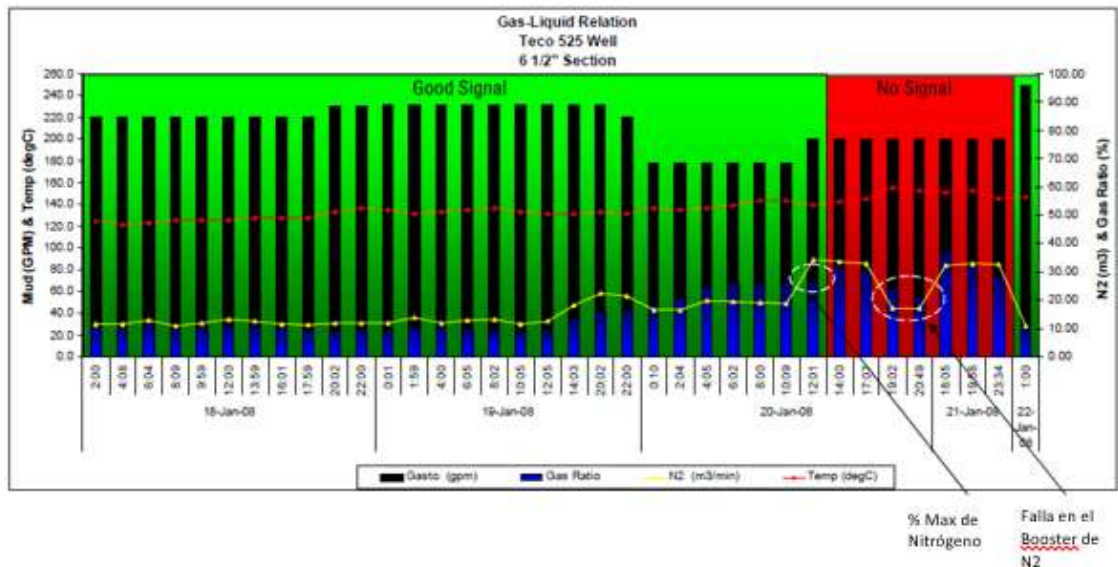
### Conclusiones

- Para el presente caso el máximo contenido de Nitrógeno dentro de la sarta para tener una buena señal de MWD fue 26,7%.
- La mayor compresión del fluido dentro de la sarta de perforación es fundamental para definir el porcentaje de gas en el sistema de fluidos de perforación, por este motivo, la inclusión de un limitador de flujo (Amplificador de señal) instalado debajo de MWD es un factor importante para aumentar el volumen de N2 inyectado, siempre que el área de flujo del limitador de flujo utilizado sea inferior a el área de flujo total en la broca. El efecto conseguido con esta restricción es para mantener

una mayor compresión de fluido multifásico dentro de la sarta de perforación por encima de la MWD.

- La temperatura de fondo de pozo no tiene ningún efecto sobre la eficiencia de la transmisión de la señal del MWD.
- Cuando el alto porcentaje de gas en la cadena de perforación no permite recibir una buena señal de la herramienta MWD, la solución operacional del problema es bombear lodo de perforación solo en periodos cortos de no más de 10 minutos para obtener una señal efectiva de vuelta a superficie, sin embargo no es recomendable hacer esto más de tres veces seguidas ya que existe riesgo de desestabilización (el bache de lodo comenzará a aparecer en la superficie) el sistema multifásico es muy alto y podría tomar aún más tiempo para reestablecer condiciones estables.

**Figura. 22.** Gas-liquid Relation Teco 252 Well 6-1/2" Section



Tomado de. Información suministrada por Equion Energía Limited.

- La tecnología MWD de pulso en el lodo es una limitación seria para la aplicación de técnicas multifásicas (compresibles) de fluido de perforación MPD. El uso de

tecnologías de transmisión de señales más avanzadas como la transmisión electromagnética (EM) o la tubería con cable es más adecuada.

**3.1.5. Cupón de corrosión.** Este método describe el procedimiento para limpiar, pesar y evaluar la velocidad de corrosión de los cupones de corrosión utilizados previamente para ensayos en campo o laboratorio. Este procedimiento se basa en el procedimiento ASTM G1 (2011).

#### **Procedimiento estándar**

1. Los cupones de corrosión son utilizados para encontrar la tasa de corrosión general mediante la determinación de su pérdida de peso durante un período de tiempo conocido. Si se produce un ataque localizado o de picadura, puede ser posible determinar su velocidad mediante medición directa de la cantidad de penetración (en un tiempo conocido) usando un medidor de huecos micrométrico u otro método microscópico.

2. Antes de la instalación del cupón, debe anotarse la fecha, número de cupón, peso y ubicación. Durante la instalación, el cupón debe manipularse de modo que se evite la contaminación superficial. Cuando se retire el cupón del sistema, deberán hacerse observaciones sobre el estado del cupón, junto con cualquier dato pertinente, como la fecha de recuperación y los cambios del sistema durante el período de exposición. El cupón debe ser inmediatamente secado, colocado en un sobre a prueba de humedad o químicamente inhibido y enviado a un laboratorio para su limpieza y análisis usando el procedimiento descrito a continuación.

3. Si los cupones son de una ubicación de campo, entonces inicialmente el cupón debe ser verificado para la radiactividad. Los cupones no deben ser manejados antes de que se realice un chequeo inicial.

4. Tenga en cuenta la apariencia original de cada cupón, es útil fotografiarlo antes y después.
5. Retire cuidadosamente cualquier producto de corrosión suelto presente en el cupón, desgrasar el cupón y dejar secar. Cualquier hidrocarburo tenaz debe ser raspado de antemano.
6. Pesar el cupón, en gramos, con cuatro decimales utilizando una balanza analítica.
7. Examine el cupón visualmente.
8. Se encuentra la pérdida de peso ajustada, para el proceso de limpieza mediante la ejecución de un cupón en blanco pre-pesado a través del mismo procedimiento de limpieza y el cálculo de su pérdida de peso. Alternativamente, se puede usar una corrección de 4 mg si no se dispone de un cupón en blanco.

### **Cálculos**

La tasa de corrosión es calculada usando la siguiente ecuación.

$$R = C * \frac{W}{AT} * K \quad (\text{Nota 4})$$

R = Rata de corrosión, mpy (milésimas de pulgada de penetración anual).

C = Factor de conversión de corrosión. (18200 de acero al carbono).

W = Peso ajustado (Masa) Perdida (gramos)

A = Área expuesta del cupón. (cm<sup>2</sup>)

T = Tiempo (días).

K = Factor de densidad. (1 para acero al carbón, Nota 4).

Los valores de las otras constantes C y K para otros metales comunes se dan en el Libro de Referencia del Ingeniero de Corrosión de la NACE.

## Ejemplo

Un cupón estándar de acero suave de área de 39,68 cm<sup>2</sup> tiene una pérdida de peso de 1,6032 g en un período de 80 días.

$$R = 18200 * \frac{1,6032}{39,68 * 80} * 1 = 9,19 \text{ mpy}$$

**3.1.6. Downlink - Procedimiento a la herramienta.** El DownLink es un medio de transmitir información desde la superficie hasta las herramientas de pozo. Los comandos DownLink se envían a las herramientas en forma de pulsos de flujo de presión. Cada comando DownLink tiene un patrón específico de pulsos que la herramienta reconoce a través de su velocidad de rotación de la turbina. El comando DownLink se puede enviar durante la perforación o fuera de fondo si es necesario.

El proceso de enviar un comando Fast Downlink a la herramienta consta de los siguientes pasos:

1. Seleccione un comando de la lista, dependiendo de la herramienta, del software de fondo de pozo y del modo de herramienta actual.
2. Mire la secuencia de tiempo para el comando.
3. Envíe el comando ajustando el flujo de lodo usando las bombas de lodo o cambiando la rotación de velocidad de la sarta de perforación.
4. Asegúrese de que el comando ha sido aceptado.

### Enviando un comando DLK

Hay dos maneras de enviar el DLK a PowerDrive, con cambios de flujo o RPM (collar): En el caso de Collar DownLink, el usuario puede variar el RPM de la sarta de perforación de superficie entre niveles altos y bajos. Esta es una nueva característica para PowerDrive y sería la opción recomendada para la operación

MPD para evitar variaciones de flujo, sin embargo, es importante que durante esta operación el caudal o el ELV a través de la herramienta sea constante.

### **Collar DownLink (caso base)**

En el caso del Collar DownLink, el usuario puede variar el RPM de la sarta de perforación de superficie entre niveles altos y bajos. Esta es una nueva característica de PowerDrive.

Los pasos siguientes se aplican al collar DownLink.

1. Seleccione la longitud correcta del período de broca para el comando de DownLink, 36 o 60 seg y el comando de DownLink que se enviará a PowerDrive.
2. Visualizar la secuencia de comandos.
3. Arranque las bombas al caudal nominal de perforación y asegúrese de que la presión es constante.
4. Iniciar la rotación del collar a la velocidad de rotación nominal: 40 rpm como mínimo.
5. Espere el tiempo correcto durante el periodo de silencio, antes de iniciar la modulación, el tiempo de silencio es el mismo que en DLK con cambios de flujo, depende del periodo de la broca, la condición de la perforación y el comando a enviar.
6. Realizar la modulación de la velocidad del collar, la diferencia entre las velocidades alta y baja debe ser superior a 40 rpm.

7. Mantenga constante el caudal o la velocidad del collar durante 90 segundos después de enviar el comando de DownLink.

8. Espere a que se confirme el comando de DownLink.

### **Consideraciones específicas del collar de DownLink:**

Las variaciones de la velocidad del collar se pueden realizar en cualquiera de los escenarios siguientes:

- La herramienta fuera de fondo; RPM está encendido y apagado.
- La herramienta está en fondo; La RPM está arriba y abajo entre dos niveles (por lo menos 40 rpm de diferencia).
- La herramienta está fuera de fondo; La RPM está arriba y abajo entre dos niveles (por lo menos 40 rpm de diferencia).

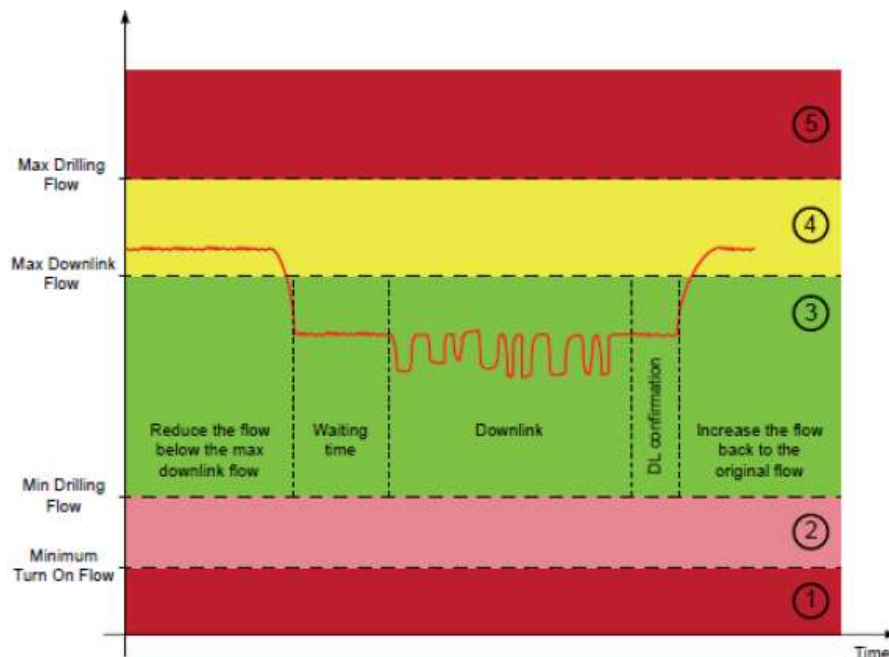
Cuando utilice un collar de DownLink, debe tener en cuenta las siguientes condiciones:

- El collar DownLink tiene prioridad sobre el flujo del DownLink.
- No envíe comandos de collar DownLink y flujo DownLink simultáneamente.
- Mantenga constante el caudal cuando realice un collar DownLink.

### Cambios de flujo de DownLink (Contingencia):

Para este caso, seleccione el Estado Alto y Bajo del Flujo de Lodo, la diferencia entre el estado Alto y Bajo podría estar entre 5 a 20%, sin embargo, para un escenario MPD se recomienda la mayor variación. Para entender la selección de estado Alto-Bajo, se debe conocer que PowerDrive X6 tiene cinco regiones de operación, las cuales se presentan a continuación:

**Figura. 23.** Flujo para caudales de DownLink aceptables bajo condiciones normales de perforación.



Tomado de. Información suministrada por Equion Energía Limited.

La presión del Stand Pipe debe estar estable durante el tiempo de espera. Este tiempo de espera puede variar entre 3 a 5 minutos.

### **Consideraciones adicionales de MPD:**

- Para una de las opciones de DownLink (collar / flujo), utilice Período de la broca de 60 seg para asegurar la aceptación de DLK.
- Realizar todos los DLKs en fondo y en el caso de la variación de flujo DLK, utilice el 20% de los cambios en el caudal.
- Utilice collar DLK para evitar la dependencia de las propiedades del lodo y más de 60 rpm de diferencia de rotación entre estado alto y bajo.
- Evite enviar DLK en entornos de nivel Alto Stick y Slip y / o Shocks.

**3.1.7. PROCEDIMIENTO DE TELESCOPE SURVEY.** Para el procedimiento del survey o sondeo, así como para la operación de DownLink con PowerDrive, en un escenario de MPD se recomienda como caso base considerar la opción de “Disminuir el sondeo en CRPM”.

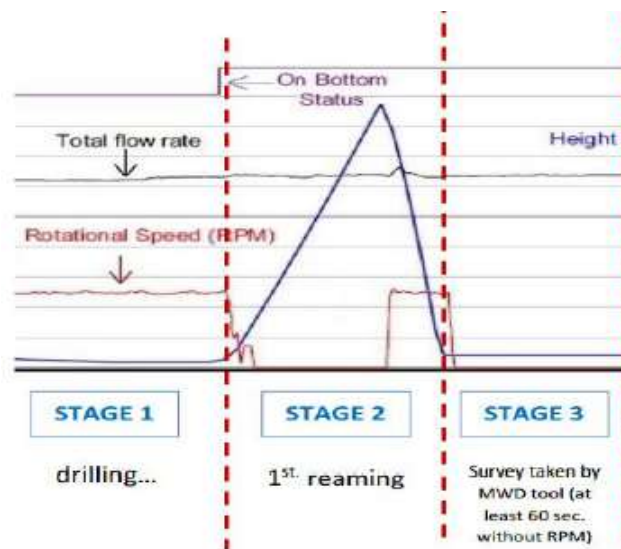
#### **Procedimiento QuikSurvey (Disminuir el sondeo en CRPM).**

QuikSurvey se toma antes de la conexión para reducir el riesgo de pega de tubería y la precipitación de recortes / cavidades. El survey estándar puede tomarse como un plan de respaldo en caso de fallo de QuikSurvey. A continuación, se presentan los procedimientos de QuikSurvey:

1. Después de perforar una parada, Rimar para el acondicionamiento del hueco.
2. Rimar de nuevo a la profundidad de la posición del survey o sondeo.
3. El taladro detiene la rotación en la profundidad del survey y mantiene el bombeo con el mismo caudal (caudal de perforación normal).

4. Tan pronto como el survey llegue a la superficie, la perforación puede comenzar la rotación a 80 rpm.
5. MWD informa al perforador sobre si el survey está (bien/mal).
6. Continúe con la operación.

**Figura. 24.** Surveying diagram



Tomado de. Información suministrada por Equion Energía Limited.

### Consideraciones adicionales de MPD:

1. Comprobar los amortiguadores de pulsación, el manómetro y la tendencia de presión una vez que las bombas se encienden.
2. Use el intervalo mínimo del modulador del Telescope como sea posible.
3. Utilice una telemetría baja, se recomienda 0,5 Hz / 1 bps (hasta 0.625Hz / 0.5bps). El objetivo de esta telemetría es aumentar la fuerza de la señal.

**4.** Porcentaje de Nitrógeno por debajo del 25% y utilice un kit de restricción de flujo (refuerzo de señal) para aumentar la intensidad de la señal. Instalado debajo del MWD es un factor importante para mantener una mayor compresión del fluido multifásico dentro de la sarta de perforación por encima de la MWD.

**5.** Si un alto porcentaje de gas en la sarta de perforación no permite recibir una buena señal de la herramienta MWD, la solución operacional al problema es bombear baches de líquido en períodos cortos para obtener una señal efectiva de vuelta a la superficie, sin embargo no es aconsejable para hacer esto con mucha frecuencia ya que existe riesgo de desestabilización (el lote de lodo comenzará a aparecer en la superficie) el sistema multifásico es muy alto y podría tomar aún más tiempo para restablecer la condición estable. Esto debe ser revisado y estar de acuerdo con el proveedor del sistema MPD.

**3.1.8. Simulaciones wellflo para evaluar efecto del N<sub>2</sub> en la temperatura de fondo con MPD.**

**Figura. 25.** Simulación con inyección N<sub>2</sub>

| SIMULACION PARAMETRICA CON INYECCION DE N2 |                |           |                 |                     |           |           |                             |
|--|----------------|-----------|-----------------|---------------------|-----------|-----------|-----------------------------|
| Run#                                       | Galonaje (GPM) | N2 (SCFM) | Motor ELV (GPM) | Bottom hole Temp °F | ECD (PPG) | SPP (PSI) | Pérdidas por Fricción (PSI) |
| 1  | 380            | 800       | 435             | 244                 | 7.8       | 1880      | 360                         |
| 2  | 380            | 1000      | 442             | 243                 | 7.6       | 1790      | 374                         |
| 3  | 380            | 1200      | 449             | 246                 | 7.4       | 1725      | 388                         |
| 4  | 380            | 1400      | 456             | 247                 | 7.2       | 1667      | 401                         |
| 5  | 400            | 800       | 458             | 248                 | 7.9       | 2050      | 381                         |
| 6  | 400            | 1000      | 464             | 246                 | 7.7       | 1967      | 395                         |
| 7  | 400            | 1200      | 471             | 250                 | 7.5       | 1908      | 410                         |
| 8  | 400            | 1400      | 477             | 247                 | 7.3       | 1861      | 424                         |
| 9  | 420            | 800       | 480             | 252                 | 8.0       | 2231      | 403                         |
| 10   | 420            | 1000      | 486             | 250                 | 7.8       | 2152      | 417                         |
| 11   | 420            | 1200      | 493             | 252                 | 7.6       | 2096      | 431                         |
| 12   | 420            | 1400      | 500             | 253                 | 7.4       | 2057      | 446                         |

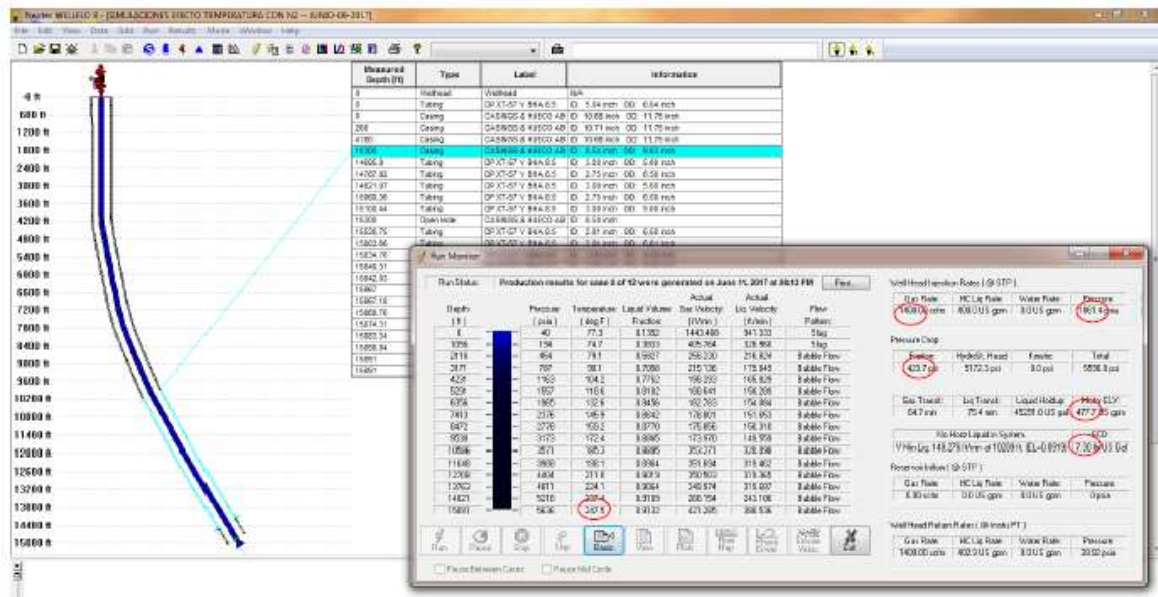
  

| SIMULACIONES SIN INYECCION DE N2 MANTENIENDO CONDICION EQUIVALENTE DE ELV |           |                     |           |           |                             |
|---|-----------|---------------------|-----------|-----------|-----------------------------|
| Galonaje (GPM)  | Motor ELV | Bottom hole Temp °F | ECD (PPG) | SPP (PSI) | Pérdidas por Fricción (PSI) |
| 400   | 435       | 253                 | 8.96      | 2308      | 404                         |
| 405   | 440       | 251                 | 8.97      | 2347      | 406                         |
| 410   | 446       | 255                 | 8.96      | 2390      | 409                         |
| 415   | 452       | 256                 | 8.97      | 2430      | 412                         |
| 420   | 457       | 255                 | 8.97      | 2471      | 415                         |
| 425   | 462       | 253                 | 8.98      | 2511      | 417                         |
| 430   | 469       | 258                 | 8.97      | 2557      | 420                         |
| 435   | 474       | 258                 | 8.98      | 2600      | 423                         |
| 440   | 480       | 260                 | 8.97      | 2644      | 425                         |
| 445   | 484       | 252                 | 9.00      | 2680      | 427                         |
| 450   | 490       | 257                 | 8.99      | 2726      | 430                         |
| 455   | 495       | 253                 | 9.00      | 2768      | 433                         |

Tomado de. Información suministrada por Equion Energía Limited.

Gracias a la simulación de la figura 25 se evidencia que la temperatura se disminuye al inyectar nitrógeno al fluido de perforación. Para un ELV con N<sub>2</sub> de 477 GPM se tiene una temperatura de 247 °F. al cambiar las condiciones, para un ELV sin N<sub>2</sub> de 474 GPM una temperatura de 258 °F, aproximadamente 11°F menos.

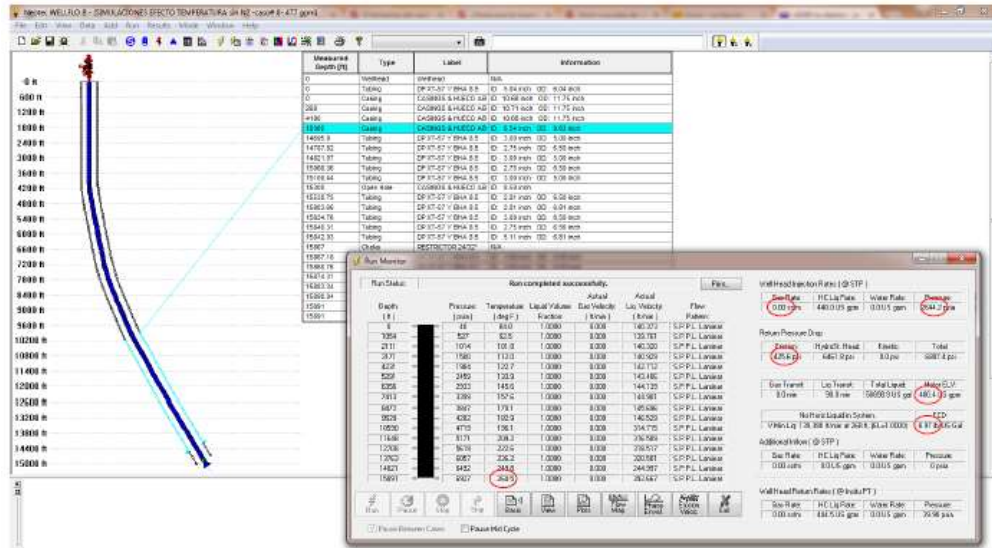
Figura. 26. Simulación con la herramienta Wellflo



Tomado de Información suministrada por Equion Energía Limited.

Simulación Paramétrica @ 15891ft: Se tiene un caudal de N<sub>2</sub> de 1400 scfm, con un caudal de lodo de 400 gpm, un ELV de 477 gpm y un ECD de 7,30 ppg, se obtiene una temperatura de 247,5 °F.

Figura. 27. Simulación Welflo 1



Tomado de. Información suministrada por Equion Energía Limited.

Simulación caso no Paramétrico @ 15891ft: no se tiene caudal de N<sub>2</sub>, con un caudal de lodo de 440 gpm, ELV de 477 gpm y un ECD de 8,97 ppg, se obtiene una temperatura de 260 °F.

### 3.2 PRUEBAS A FLUIDO DE POZO, FLOREÑA UP11: COMPATIBILIDAD, FILTRADO, EMULSIÓN Y TENSIÓN INTERFACIAL

Se realizaron una serie de pruebas con el fin de definir los parámetros anteriormente nombrados, las cuales e presentan a continuación.

### 3.2.1. Prueba de compatibilidad

#### a) Descripción del fluido

**Tabla 11** Información obtenida para la prueba de fluido

| <b>DESCRIPCIÓN</b> | <b>CONDICIONES EXPERIMENTALES</b> |
|--------------------|-----------------------------------|
| <b>Pozo</b>        | FLOREÑA UP11                      |
| <b>BS&amp;W</b>    | 1%                                |
| <b>PRODUCTO</b>    | FILTRADO DE LODO OBM<br>COESGEN   |
| <b>TEMPERATURA</b> | 82°C                              |
| <b>TIEMPO</b>      | 30 MINUTOS                        |
| <b>AGITACION</b>   | 1 MINUTO A 1000 RPM EN ULTRA      |

Tomado de. Información suministrada por Equion Energía Limited.

#### b) Pruebas y relaciones entre fluidos

**Tabla 12** Información de porcentajes utilizados en la prueba

| <b>PRUEBA</b> | <b>FLUIDO</b>                   | <b>PORCENTAJE</b> |
|---------------|---------------------------------|-------------------|
| <b>A</b>      | FLOREÑA UP11                    | 70%               |
| <b>A</b>      | FILTRADO DE LODO<br>OBM COESGEN | 30%               |

Tomado de. Información suministrada por Equion Energía Limited.

### c) Resultados de la prueba

**Tabla 13** Resultados obtenidos de la formación de emulsiones

| <b>MINUTOS</b> | <b>EMULSIÓN (%FASE)</b> | <b>FASE ORGÁNICA (%)</b> |
|----------------|-------------------------|--------------------------|
| 1              | 100                     | 100                      |
| 2.5            | 80                      | 20                       |
| 5              | 40                      | 60                       |
| 7.5            | 5                       | 95                       |
| 10             | 1                       | 99                       |
| 15             | 1                       | 99                       |
| 20             | 1                       | 99                       |
| 30             | 1                       | 99                       |

Tomado de. Información suministrada por Equion Energía Limited.

Con la formación obtenida se presume que hay una emulsión estable del 1% en porcentaje volumétrico. Se decide utilizar OBM con base Coesgen con inyección de nitrógeno.

### 3.2.2. Emulsión; filtrado OBM Coesgen

#### a) Formulación DAX 300 Nalco

**Tabla 14** Componentes del desemulsificante utilizado

| <b>Producto</b> | <b>Descripción</b>   | <b>Concentración</b> |
|-----------------|----------------------|----------------------|
| EC 9610 A       | Solvente Mutual      | 300 gpt              |
| EC 9541 A       | Surfactante          | 2 gpt                |
| Xileno          | Aromático            | 100 gpt              |
| EC 6002 A       | Disolvente Orgánicos | 100 gpt              |
| Diesel Filtrado | Fluido Base          | 498 gpt              |

Tomado de. Información suministrada por Equion Energía Limited.

## b) Pruebas y relaciones entre fluidos

**Tabla 15** Porcentajes utilizados para dos pruebas, relación de fluidos

| <b>PRUEBA</b> | <b>FLUIDO</b>  | <b>PORCENTAJE</b> |
|---------------|--|-------------------|
| <b>A</b>      | DAX 300 NALCO  | 70%               |
| <b>A</b>      | EMULSION FILTRADO DE LODO OBM COESGEN CON INY. NITROGENO | 30%               |
| <b>B</b>      | EMULSION FILTRADO DE LODO OBM COESGEN CON INY. NITROGENO | 50%               |
| <b>B</b>      | DAX 300 NALCO  | 50%               |

Tomado de. Información suministrada por Equion Energía Limited.

## c) Resultados de la prueba

### 1. Prueba A: 30% EMULSION FILTRADO DE LODO OBM COESGEN CON INY. NITROGENO

**Tabla 16** Resultados prueba A

| <b>Minutos</b> | <b>% de fase</b> |                 |
|----------------|------------------|-----------------|
|                | <b>Emulsión</b>  | <b>Orgánica</b> |
| <b>1</b>       | 100              | 0               |
| <b>2.5</b>     | 85               | 15              |
| <b>5</b>       | 8                | 92              |
| <b>7.5</b>     | 2                | 98              |
| <b>10</b>      | 0                | 99              |
| <b>15</b>      | 0                | 99              |
| <b>20</b>      | 0                | 99              |
| <b>30</b>      | 0                | 99              |

Tomado de. Información suministrada por Equion Energía Limited.

Al concluir la prueba, se observa que no se presenta emulsión, lo que presume que el sistema DAX 300 de NALCO rompe totalmente la emulsión en tiempos de interacción cortos (aproximadamente de 7.5 minutos).

## **2. Prueba B: 50% EMULSION FILTRADO DE LODO OBM COESGEN CON INY. NITROGENO**

**Tabla 17** Resultados de la prueba B

| <b>Minutos</b> | <b>% de fase</b> |                 |
|----------------|------------------|-----------------|
|                | <b>Emulsión</b>  | <b>Orgánica</b> |
| <b>1</b>       | 100              | 0               |
| <b>2.5</b>     | 80               | 20              |
| <b>5</b>       | 10               | 90              |
| <b>7.5</b>     | 2                | 98              |
| <b>10</b>      | 0                | 99              |
| <b>15</b>      | 0                | 99              |

Tomado de. Información suministrada por Equion Energía Limited.

### **3.2.3. Prueba de mojabilidad visual**

#### **a) Objetivo de la prueba**

Determinar cualitativamente el cambio de mojabilidad original de la formación debido a la inyección de fluidos externos diferentes a los fluidos propios de producción del pozo.

#### **b) Metodología**

1. Macerar la muestra de roca.

- 2.** Limpiar y secar la muestra de arena de formación representativa.
- 3.** Pasar la arena por los tamices para selección de arena 80-100 y seleccionar la porción retenida e la malla.
- 4.** Llenar la probeta de 250 ml con 100 ml de diesel o crudo y 100 ml de salmuera de formación y llevar a baño María @180°F.
- 5.** Pesar 5 gramos de arena y mezclar con 100 ml de agua de formación; luego llevar a baño María @180°F por 30 minutos, esto con el fin de hacer que la roca tenga una mojabilidad preferente al agua.
- 6.** Separar el agua y la arena y retirar el exceso de fluido con un papel filtro.
- 7.** Una vez la arena ha estado en contacto con el agua de formación y se ha secado parcialmente, esta se mezcla con 100 ml de fluido de prueba y se lleva a baño María @180°F durante 1 hora.
- 8.** Repetir el paso 5.
- 9.** Tomar una pequeña porción de arena y depositarla dentro de la probeta, la cual debe contener crudo/diesel y el agua, observando el comportamiento de los granos y clasificar la mojabilidad de la siguiente forma:

**Tabla 18** Resultados obtenidos de la prueba de mojabilidad visual

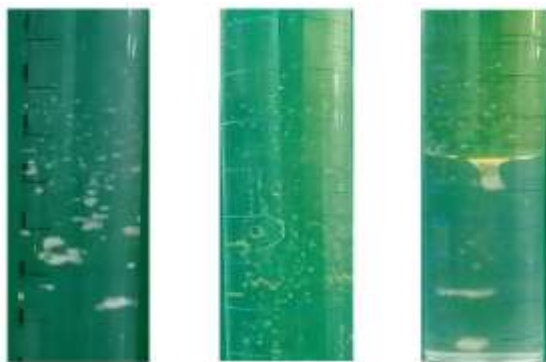
| <b>COMPORTAMIENTO OBSERVADO</b>  | <b>TIPO DE MOJABILIDAD</b> |
|--|----------------------------|
| Si los granos de arena se dispersan en agua de formación                               | Mojabilidad al Agua        |
| Si los granos de arena se dispersan en Diesel o Crudo                                  | Mojabilidad al Aceite      |
| Si los granos de arena se dispersan en las dos fases (Agua y Diesel)                   | Mojabilidad Mixta          |
| Si los granos de arena no se dispersan en las ninguna de las dos fases (Agua y Diesel) | Mojabilidad Neutra         |

Tomado de. Información suministrada por Equion Energía Limited.

### **c) Pruebas con fluido externo OBM Coesgen (filtrado)**

Al analizar los resultados presentados en la figura 28, claramente se observa que la muestra de roca tiene preferencia a ser mojada por el hidrocarburo.

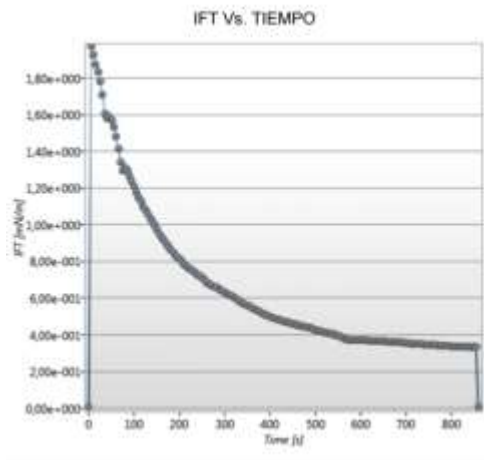
**Figura. 28.** Pruebas de mojabilidad sobre salmuera, diésel y una mezcla 50% V/V.



Tomado de. Información suministrada por Equion Energía Limited.

**3.2.4. Prueba de tensión interfacial.** Al realizarse el experimento de medición de tensión interfacial mediante Spinning drop analysis, obteniendo los siguientes resultados.

**Figura. 29.** Tensión interfacial Vs. Tiempo



Tomado de. Información suministrada por Equion Energía Limited.

Los resultados presentados muestran que al inicio de la prueba se tienen valores de tensión interfacial altos, sin embargo, al finalizar la prueba se observan valores bajos de tensión superficial, lo cual indica separación de fases.

### **3.3 REPORTE DE LA PRUEBA DE POUR POINT POZO FLOREÑA, OFFSET UP11.**

#### **3.3.1. Procedimiento**

a) Se toma una muestra de 50 ml de crudo para dar inicio a la prueba. Cabe destacar que la muestra debe ser fresca, con el fin de que no ocurran alteraciones en los resultados.

**Figura. 30.** Muestra de crudo del campo Floreña.



Tomado de. Información suministrada por Equion Energía Limited.

**b)** Añadir la muestra a la celda de prueba. Verificar el aseguramiento del sello y la eficiencia de los equipos.

**c)** Por último, colocar la muestra en el equipo Cloud and Pour Point Bacht.

**d)** En tramos de tiempos determinados por el investigador, se retira el recipiente del equipo con el fin de revisar visualmente la disminución de la movilidad del crudo en cuestión.

**Figura. 31.** Equipo de prueba cloud and pour point bacht.



Tomado de. Indiamart. Catálogo de equipos Ambala, pour point apparatus.

e) La prueba arroja como resultado la temperatura a la cual el crudo deja de fluir. Este valor debe ser reportado.

**Figura. 32.** Muestra de crudo del campo Floreña y medición de la temperatura mínima de movilidad del crudo.



Tomado de. Información suministrada por Equion Energía Limited.

**3.3.2. RESULTADOS Y ANÁLISIS.** La temperatura medida que representa el Pour Point fue de 12°C, condiciones que deben ser tenidas en cuenta para las operaciones de campo en superficie. Cabe destacar que, a condiciones de yacimiento, debido a la viscosidad del crudo y a la presión del yacimiento, el hidrocarburo no perderá movilidad, sin embargo, a condiciones de superficie y dependiendo del método de transporte y las zonas por donde atraviese el mismo, podrían presentarse valles de temperatura alrededor de 12°C.

### 3.4 REPORTE DE COMPATIBILIDAD DE NITRÓGENO

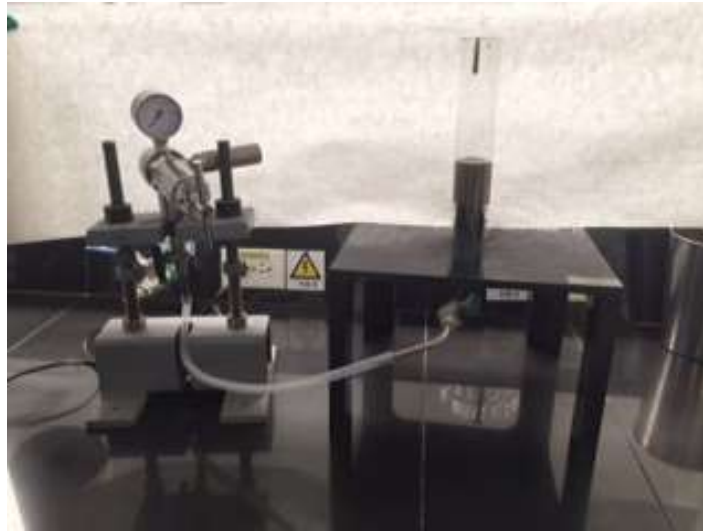
**Figura. 33.** Arreglo experimental para la prueba Carbo-Drill de inyección de nitrógeno



Tomado de. Información suministrada por Equion Energy Limited

Mediante el uso de técnicas con arreglos experimentales, se hizo la evaluación de la compatibilidad del nitrógeno que será inyectado, con una pureza ya determinada y parámetros estándar de presión y temperatura. El primer diseño se realiza con un lodo denominado Carbo-Drill de la compañía Baker Hughes, el cual se muestra en la figura 33 y consiste en inyectar nitrógeno durante 10 minutos y analizar los cambios obtenidos en la reológica del lodo de perforación. Se presenta la información obtenida al realizar la prueba en un lodo base aceite candidato para su uso en la técnica MPD en el campo Floreña IP15.

**Figura. 34.** Arreglo experimental para la prueba chek flow de inyección de nitrógeno



Tomado de. Información suministrada por Equion Energía Limited, reporte de resultados: prueba de compatibilidad nitrógeno-OBM

**Tabla 19** Resultados de la prueba Carbo-Drill de inyección de nitrógeno

| PROPIEDADES       | LODO BASE | LODO BASE LUEGO<br>DEL N |
|-------------------|-----------|--------------------------|
| 600/300           | 67/44     | 68/44                    |
| 200/100           | 35/26     | 35/27                    |
| 6/3               | 22/20     | 22/21                    |
| PV (CP)           | 23        | 24                       |
| YP (LB/100FT2)    | 21        | 20                       |
| GELES (LB/100FT2) | 19/35/39  | 19/35/39                 |
| YS (LB/100FT2)    | 18        | 20                       |

Tomado de. Información suministrada por Equion Energía Limited, reporte de resultados: prueba de compatibilidad nitrógeno-OBM

Para el caso del segundo arreglo se usó el lodo chek-flow de la compañía Halliburton, como se muestra en la figura 34, son un procedimiento similar al anterior.

Al realizar la prueba con este lodo, no se observaron cambios significativos en las propiedades reológicas del mismo luego de 10 minutos de inyección de nitrógeno.

**Tabla 20** Resultados de la prueba Carbo-Drill de inyección de nitrógeno

| <b>PROPIEDADES</b>             | <b>LODO BASE</b> | <b>LODO BASE LUEGO<br/>DEL N2</b> |
|--------------------------------|------------------|-----------------------------------|
| 600/300                        | 76/48            | 78/49                             |
| 200/100                        | 37/26            | 39/28                             |
| 6/3                            | 17/15            | 18/16                             |
| PV (cP)                        | 28               | 29                                |
| YP (lb/100ft <sup>2</sup> )    | 20               | 20                                |
| Geles (lb/100ft <sup>2</sup> ) | 18/25/29         | 19/27/31                          |
| YS (lb/100ft <sup>2</sup> )    | 13               | 14                                |

Tomado de. Información suministrada por Equion Energy Limited, reporte de resultados: prueba de compatibilidad nitrógeno-OBM

### 3.5 CONDICIONES DE YACIMIENTO, PROPIEDADES DE LA ROCA

**Tabla 21** Información del yacimiento

| PROPIEDAD                         | CONDICIONES             |
|-----------------------------------|-------------------------|
| Presión de yacimiento             | 4800 psi                |
| Gradiente de fluido de yacimiento | 0.165 psi/ft            |
| TVD                               | 14367 ft                |
| Calidad de la roca                | 1500 md/ft              |
| Presión de fractura del zapato    | 7840 psi                |
| Máximo ECD perforando             | 10,5 ppg                |
| Kick tolerance                    | Infinito (lodo 8.4 ppg) |
| Presión de colapso max. BO        | 7 ppg                   |

Tomado de. Información suministrada por Equion Energía Limited.

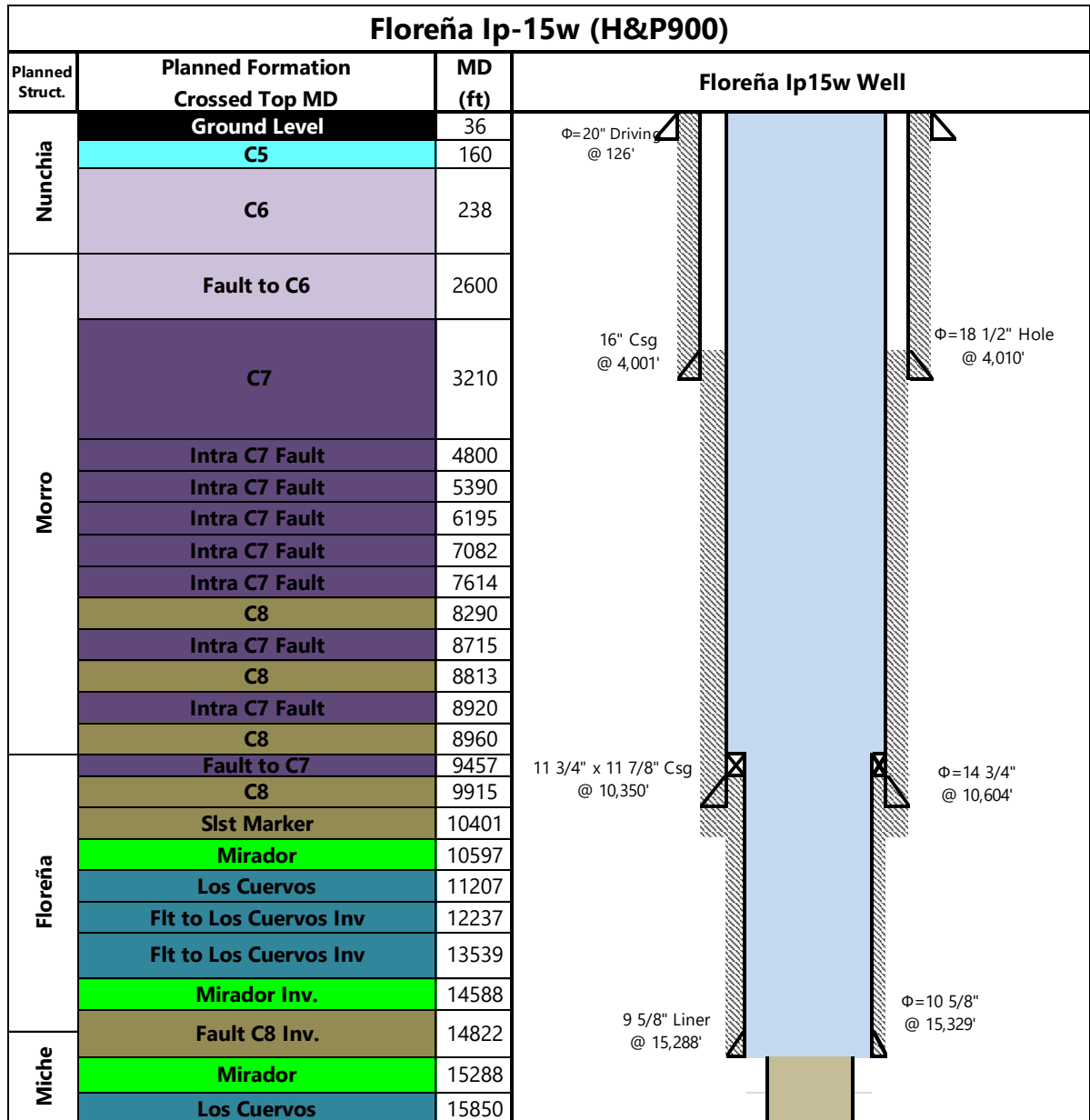
#### 3.5.1. Equipos de superficie

- a. Compresores de descarga de 350 psi.
- b. Booster de 1800 psi y 2400 psi.
- c. Cabeza rotaria RCD 7800, 2400 psi y 6 5/8" DP.
- d. Línea de llenado de 2".
- e. Conexión hidráulica de lubricación.
- f. Instalación válvula HCR 7 1/16" para direccionar el flujo hacia una línea de 6" o hacia el Microflux.
- g. Choke MPD, compuesto por 2 chokes automáticos.
- h. Separador de 120 psi, con capacidad para 17.5 MMPCSD y 1500 GPM.
- i. Conexión hacia la línea de quemado de gas.
- j. Línea de flushing a la salida del separador.
- k. Línea de desfogue conectada desde el separador hacia los catch tank.

### 3.6 PEER REVIEW

#### 3.6.1 Estado mecánico: mirado miche: liner 9 5/8" sentado al tope de mirador

Figura. 35. Estado mecánico pozo FLOREÑA IP15



Tomado de. Información suministrada por Equion Energía Limited, Floreña Ip15w – Peer Review Externo Fluido Nitrogenado/MPD

### 3.6.2 Relación nitrógeno/lodo

**Tabla 22** Información de las propiedades reológicas del crudo

| <b>PROPIEDADES</b>                                | <b>CONDICIÓN</b>  |
|---|---|
| <b>Peso del lodo</b>                              | 8.4 ppg   |
| <b>Relación nitrógeno/OBM</b>                     | 400 gpm/ 1400 PCSD  |
| <b>Capacidad del booster</b>                      | 1800 psi  |
| <b>ECD ideal después de la iny. N<sub>2</sub></b> | 7.2 ppg   |
| <b>Flow Restrictor, para señal de MWD</b>         | 24/23"  |
| <b>INGENIERÍA DE FLUIDO NITROGENADO</b>           |   |
| <b>CTR</b>  | Mayor a 0.55  |
| <b>ROP</b>  | 30 fph  |
| <b>Stand pipe pressure</b>                        | 2200 psi/ 2000 psi  |
| <b>Torque</b>                                     | Factor de fricción OpenHole: 0.2<br>Factor de fricción CasedHole: 0.3 |
| <b>Nivel de fluido, caso más crítico</b>          | 3000 ft, 800 bls de lodo en el anular                                 |

Tomado de. Información suministrada por Equion Energía Limited.

### 3.6.3 Evaluación de riesgo

#### Hazop de operaciones

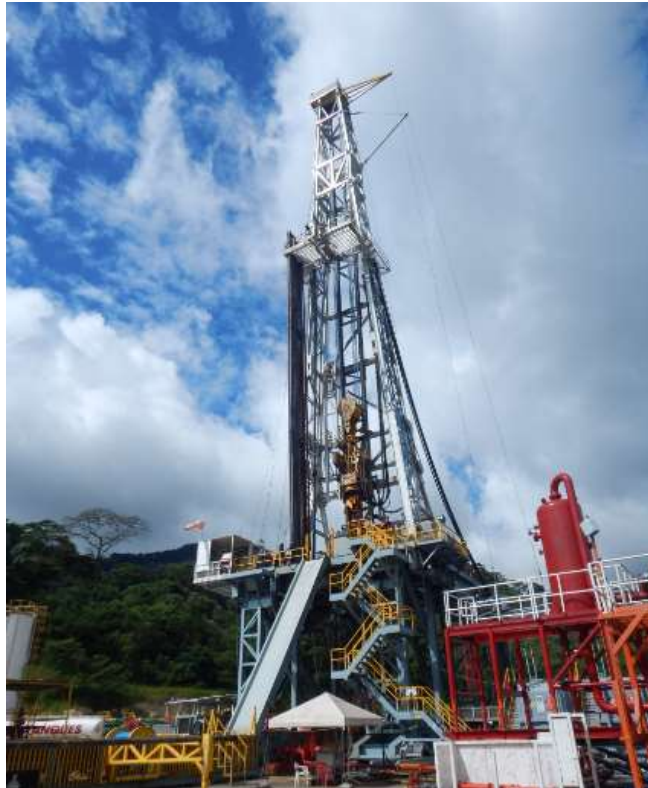
1. Se evaluaron 68 acciones derivadas de los 4 nodos principales (sistema de generación e inyección de nitrógeno, circulación, cabeza rotaria y choke más separadores)
2. Se crearon 4 grupos para la evaluación de riesgos operacionales y seguimiento del cierre de acciones

**3. Objetivos base:**

- a. Identificar sistemas de seguridad en los equipos de generación de nitrógeno, inyección de nitrógeno y equipos de superficie.
- b. Elaborar plan de emergencias.



**Figura. 36.** Rig 900



Con el BHA #46 se perforó de nuevo con la técnica MPD utilizando fluido nitrogenado desde las 11:00 horas del día 19 de Julio hasta las 11:00 horas del día 20 de Julio de 2017 (24 horas), el intervalo de 65 ft desde 15479 ft hasta 15544 ft y posteriormente se paró por causa de una fuga de lodo por desgaste severo de los elementos de sello del bearing en la Cabeza Rotatoria y se decide detener la operación, desnitrogenar el lodo y seguir con lodo Monofásico.

Debido a que no se logró el ECD – ROP objetivo y a los inconvenientes presentados, la compañía Equion Energía decidió continuar la perforación de la Formación Mirador Miche con otro tipo de BHA en condiciones convencionales, por lo cual se dio por terminada la perforación con la técnica MPD con fluido nitrogenado.

## 4.2. OBJETIVOS

El objetivo principal de perforar la sección de 8-1/2" de la formación Mirador Miche con la técnica MPD con fluido nitrogenado es para mejorar la ROP, esta formación perforada convencionalmente tiene un promedio de ROP de 3.5 ft/hr, ya que es altamente dura y abrasiva. La perforación con fluido nitrogenado se planeó según el simulador Wellflo con un ECD objetivo de 7,2 ppg; utilizando un lodo base aceite de 8,0 ppg.

Como objetivos secundarios se tenían:

- Reducir los tiempos No productivos NPT's.
- Reducir los costos operativos.
- Incrementar la seguridad en superficie mediante la incorporación de un sistema de circulación cerrado.
- Mejorar el desempeño y la ejecución de las operaciones de perforación.

Los anteriores objetivos no se pudieron lograr en su totalidad debido a que no se llegó al ECD objetivo de 7,2 ppg simulado, se tenían problemas de torque errático excesivo y además a las fallas presentadas en los equipos no permitieron tener la broca más tiempo perforando en fondo para evaluar de forma más contundente la técnica.

## 4.3. OPERACIÓN

**4.3.1. Rig Up de los Equipos de MPD (Managed Pressure Drilling).** Los equipos de MPD llegaron a la locación del Pozo Floreña IP-15 el día 28 de junio de 2017, fueron descargados y ubicados en los lugares asignados por las autoridades del pozo. Se realizó el arme de los equipos entre el 28 de junio y el 5 de Julio y entre el 11 y 12 de Julio.

El arme e instalación de los equipos se realizó en dos etapas.

**a).** El arme e instalación de los equipos de inyección de aire, compresión y separación en superficie. Estas operaciones se realizaron alternamente con otras operaciones en el taladro "Time Offline".

**b).** El arme e instalación de la Cabeza Rotatoria Modelo 7800 de 13- 5/8" 5K, Líneas de flujo aéreas hacia las Shakers y Tanque de Viajes y la línea que conecta la Cabeza Rotatoria con el Choke MPD; estas actividades se realizaron junto con sus respectivas pruebas de presión hidrostáticas, además para esto por políticas de seguridad de la compañía fue necesario suspender las actividades simultáneas en el área del taladro.

**4.3.2. Rig Up de Cabeza Rotatoria de 13-5/8" y línea de flujo de 6".** Esta actividad se realizó desde el 11 de Julio a las 13:00 horas, hasta el 12 de Julio a las 23:45 horas, teniendo en cuenta que la actividad se suspendió por 7,75 horas ya que se debía realizar una prueba de presión el día 12 de Julio. La prueba de presión positiva se realizó entre el casing de 11-3/4" y el liner de 9-5/8", @ 4200 psi, además también se realizaron las respectivas pruebas hidrostáticas de presión a la Cabeza Rotatoria.

El tiempo asignado a Weatherford para realizar el arme neto de los equipos de MPD era de 24 horas y el tiempo real utilizado fue de 28:25 horas afectando los tiempos del taladro, ya que se tuvieron en las pruebas hidrostáticas fugas que fueron debidamente corregidas.

**Figura. 37.** Rig up de la Cabeza Rotatoria Modelo 780 de 13- 5/8", Línea de flujo y accesorios.



- |    |  |
|----|--|
| 1. | Bowl de Cabeza Rotatoria 7800.                                 |
| 2. | "T" de 7-1/16" 5K.   |
| 3. | X-Over 7-1/16" 5K x 4" Fig 602 Male.                           |
| 4. | Línea de 4" Fig 602 Hacia Choke T3.                            |
| 5. | HCR de 7-1/16" 5K.   |
| 6. | Companion Flange de 7-1/16" 5K x 6" Fig 200 Tipo Male (Ala).   |
| 7. | Spacer Spools para ajustar altura de la salida lateral de RHC. |

A continuación, se puede observar el registro de los tiempos planeados vs los tiempos reales de arme de la Cabeza Rotatoria, y se registran los desfases de tiempo calculados para cada ítem de la operación.

#### 4.3.3.1 Rig Up de Separador atmosférico de 2 fases.

**Figura. 38.** Rig Up de Separador atmosférico de 2 fases



- |    |   |
|----|---|
| 1. | Línea de entrada al separador en 4".  |
| 2. | Tubo en "U" descarga de lodo y recortes en 8" a shakers.                              |
| 3. | Línea bridada ANSI-150 de descarga de gas en "8" x6" con 1 válvula de mariposa de 8". |

### 4.3.3.2 Rig Up de Equipo de compresión e inyección de Nitrógeno.

Figura. 39. Rig Up de Equipo de compresión e inyección de Nitrógeno



Tomado de. Información suministrada por Equion Energía Limited.

#### 4.3.3.3 Rig Up Choke MPD

**Figura. 40.** Rig Up Choke MPD



Nota: A la izquierda – Línea de alta presión desde la RCD, a la derecha – Línea de baja presión a separador MPD

**4.3.3.1 Prueba del Dummy Run.** Esta prueba se realizó el día 15 de Julio de 2017 durante 6 horas desde las 3:15 hasta las 9:15 horas.

#### **Objetivos de la prueba Dummy Run.**

- Verificar que los datos suministrados por el simulador Wellflo con los datos obtenidos en campo coincidieran durante la ejecución de la prueba.
- Confirmar la ejecución y funcionamiento de las herramientas direccionales y además verificar las condiciones mínimas de caudales de inyección a las cuales su señal llega a superficie (máxima GLR).
- Comparar el Lag Time para perforación con condiciones convencionales de fluido Monofásico y con condiciones de la técnica MPD con fluido bifásico nitrogenado.
- Preparar a la cuadrilla para la operación con la técnica MP.

## Desarrollo de la prueba Dummy Run.

La prueba se realizó dentro de hueco revestido a 14900ft con lodo OBM de 8,0 ppg. Inicialmente se realizó la reunión pre-operativa y de seguridad con las compañías involucradas.

Los equipos de generación y compresión de nitrógeno se habían encendido simultáneamente con el retiro de la campana de viajes y el arme del Bearing Assembly en la Cabeza Rotatoria, posteriormente, se alineó el pozo por la flow line de 6" hacia las shakers y se tomaron parámetros de presiones reducidas y de pesos de las sartas, además se alineó el pozo a través de los equipos de MPD con el fin de comenzar la inyección de nitrógeno de forma gradual y bajo los parámetros de operación que se tenían planeados para poder registrar los datos de forma manual que son observados en la siguiente tabla.

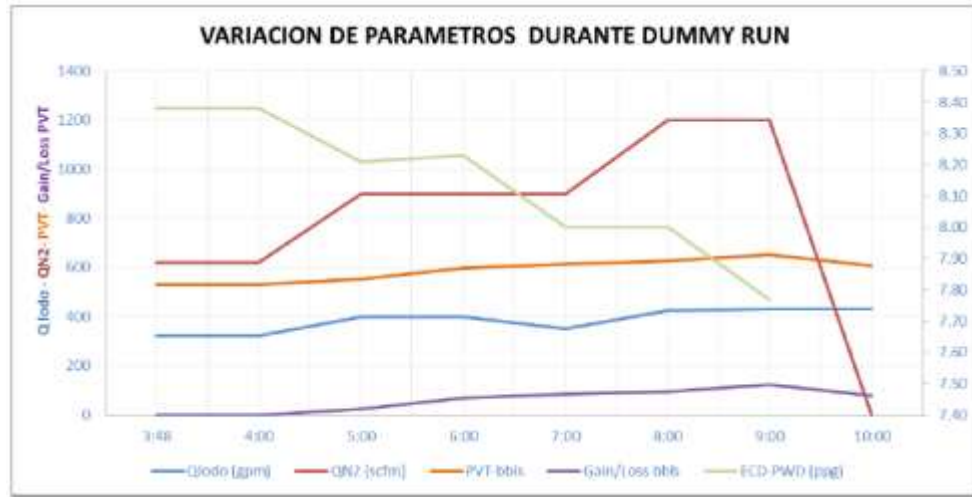
**Tabla 23** Registro de ejecución de actividades

| PRUEBA DE DUMMY RUN TEST    |       |                |               |               |                           |                      |   |
|-----------------------------|-------|----------------|---------------|---------------|---------------------------|----------------------|---|
| FECHA                       | HORA  | Qlodo<br>(gpm) | QN2<br>(scfm) | PVT<br>(bbls) | PVT G/L<br>(cumm<br>bbls) | ECD-<br>PWD<br>(ppg) | COMENTARIOS                                       |
| <b>Julio 15<br/>de 2017</b> | 3:48  | 323            | 620           | 530           | 0                         | 8,38                 | Volumen teórico a                                 |
|                             | 4:00  | 323            | 620           | 530           | 0                         | 8,38                 | desplazar para bajar ECD                          |
|                             | 5:00  | 400            | 900           | 553           | 23                        | 8,21                 | hasta 7,2=196 bbls.                               |
|                             | 6:00  | 400            | 900           | 599           | 69                        | 8,23                 |   |
|                             | 7:00  | 350            | 900           | 614           | 84                        | 8,00                 | Volumen de lodo                                   |
|                             | 8:00  | 425            | 1200          | 626           | 96                        | 8,00                 | desplazado durante la                             |
|                             | 9:00  | 430            | 1200          | 653           | 123                       | 7,77                 | prueba de Dummy Run:                              |
|                             | 10:00 | 430            | 0             | 607           | 77                        |                      | 123 Bbls y el ECD cayó<br>de 8,38 hasta 7,77 ppg. |

Tomado de. Información suministrada por Equion Energía Limited, Datos manuales "Dummy Run test" registrados cada hora.

Los resultados de la tabla anterior ven evidenciados en la gráfica 41, la variación del ECD con variación de la inyección de Lodo-Nitrógeno y con respecto a la ganancia en los tanques.

**Figura. 41.** ECD y ganancia PVT durante el Dummy Run.

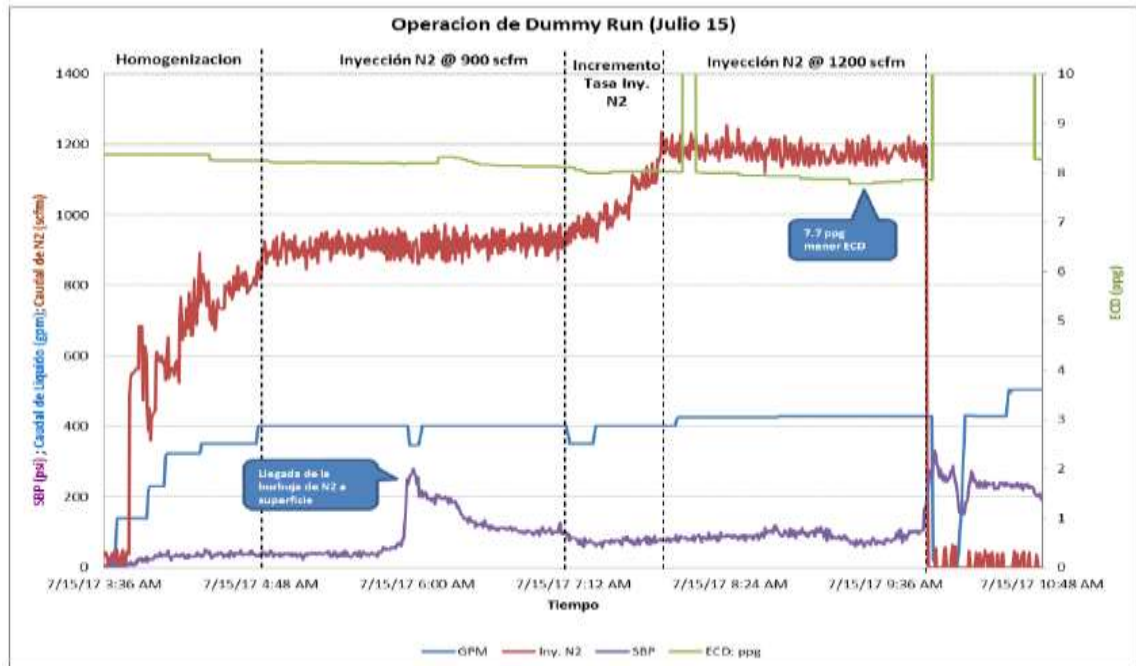


Tomado de. Información suministrada por Equion Energía Limited.

### Resultados de la prueba Dummy Run.

Con la prueba se observó que el valor mínimo de caudal equivalente de Lodo (ELV) para que se activara la herramienta direccional y mantener la transmisión de señal a superficie fue de 367 gpm (350 gpm lodo y 800 scfm de Nitrógeno).

**Figura. 42.** Variación del ECD durante el Dummy Run test



Tomado de. Información suministrada por Equion Energía Limited.

Con una inyección de lodo OBM entre 400 gpm y 430 gpm y de inyección de nitrógeno entre 900 scfm y 1200 scfm, se logró bajar a un ECD desde 8,38 ppg hasta un mínimo de 7,77 ppg y además mantener la telemetría de las herramientas direccionales. El ECD teórico era 7,2 ppg, no fue posible lograrlo, ya que el volumen teórico de desplazamiento del pozo eran 196 bbls y sólo se desplazó 123 bbls, con el cual se alcanzó el ECD de 7,77 ppg. La contrapresión anular SBP (Surface Back Pressure) obtenida fluyendo el pozo a través de los dos chokes con apertura “full open” fue de 80 psi para las condiciones de parámetros estabilizados.

El nitrógeno en superficie se manifestó a las 9000 strokes acumulados en la bomba de lodos contados a partir del momento en el que se comenzó a inyectar nitrógeno al pozo, 2000 strokes menos que para fluido monofásico. La figura 42 ilustra el comportamiento de la ECD con respecto a los caudales de Nitrógeno y lodo. Además, expone el pico de la SBP aplicada al pozo cuando llega la burbuja de

Nitrógeno a superficie para controlar los retornos de lodo a las shakers, después de este evento se tienden a estabilizar los parámetros.

**4.3.4. Perforación con fluido nitrogenado entre 15393 ft y 15460 ft, 67 ft con BHA # 45.** La operación se realizó entre los días 16 y 17 de Julio de 2017, se suspendió posteriormente a la profundidad de 15460 ft por falla de un equipo de compresión en los equipos de MPD, el cuál fue reparado en 2 horas. La compañía de Equion decidió continuar perforando de forma convencional hasta 15479 ft, 19 ft adicionales. Todo el tiempo se presentó torque errático (vibración torsional) y se presentó al final un aumento en la presión de las bombas, entonces se decidió sacar la sarta a superficie y volver a evaluar las condiciones operativas para continuar con la perforación de la formación Mirador Miche.

**Perforación convencional de hueco abierto, primeros 30 ft de la etapa 8-1/2”.**

Después de realizar el Dummy Run a 14900 ft, se continuó con la perforación del moler el cemento y accesorios del liner de 9-5/8” (shoe track), se perforó el zapato a 15358 ft y se continuó perforando 30 ft dentro del hueco abierto, desde 15363 ft hasta 15393 ft, utilizando fluido monofásico OBM de 8,0 ppg, con el fin de verificar la litología de la formación.

**Tabla 24** Parámetros usados en la perforación de los 30 ft de hueco abierto

| <b>Parámetros</b> | <b>Valor</b>   | <b>Parámetros</b> | <b>Valor</b>    |
|-------------------|----------------|-------------------|-----------------|
| <b>Qlodo</b>      | 500 gpm        | <b>QN2</b>        | 0 scfm          |
| <b>P bomba</b>    | 2620 psi       | <b>RPM</b>        | 80              |
| <b>Torque</b>     | 12 – 20 Klb*ft | <b>WOB</b>        | 8,0 – 20,0 Klb  |
| <b>Av ROP</b>     | 8,57 ft/hr     | <b>ECD</b>        | 8,45 – 8,42 ppg |
| <b>MW</b>         | 8,0 ppg        |                   |                 |

Tomado de. Información suministrada por Equion Energía Limited

## Nitrogenización y homogenización del sistema de lodo en el pozo.

Luego de perforar convencionalmente con lodo OBM de 8,0 ppg los 30 ft de la sección de 8-1/2", debajo del zapato de 9 5/8", se alineó el sistema a través de los equipos MPD y se inició la homogenización del sistema con los siguientes parámetros:

**Tabla 25** Parámetros en la homogenización del lodo

| <b>Parámetros</b>                    | <b>Valor</b> | <b>Parámetros</b> | <b>Valor</b>   |
|--------------------------------------|--------------|-------------------|----------------|
| <b>Qlodo</b>                         | 410 gpm      | <b>QN2</b>        | 1100 scfm      |
| <b>SPP</b>                           | 1800 psi     | <b>Piny N2</b>    | 1900 psi       |
| <b>RPM</b>                           | 25           | <b>Torque</b>     | 11 – 17 Klb*ft |
| <b>SBP</b>                           | 20 – 50 psi  | <b>ECD</b>        | 8,36 ppg       |
| <b>Ganancia en el sistema activo</b> | 32 bbls      |                   |                |

Tomado de. Información suministrada por Equion Energía Limited.

Se registraron las siguientes lecturas de la señal de la herramienta direccional recibida en superficie, con variación en los caudales de lodo y de nitrógeno, con su respectiva fracción de volumen de gas dentro de la tubería.

**Tabla 26** Lecturas en superficie de la herramienta direccional a diferentes caudales de lodo y N<sub>2</sub>.

| <b>Q lodo</b> | <b>Q N2 scfm</b> | <b>Señal de superficie<br/>(rpm)</b> | <b>Fracción de Volumen<br/>de Gas en la Tubería</b> |
|---------------|------------------|--------------------------------------|---|
| 400           | 0                | 2030                                 | 0   |
| 410           | 0                | 2070                                 | 0   |
| 410           | 1100             | 2109                                 | 0,13  |
| 400           | 1100             | 2148                                 | 0,14  |
| 400           | 1200             | 2148                                 | 0,14  |

Tomado de. Información suministrada por Equion Energía Limited.

- La señal en superficie es la lectura de la turbina que energiza la herramienta MWD.
- La fracción de volumen de gas dentro de la tubería fue calculada por el simulador Wellflo bajo la correlación de OLGAS y fluido simplificado.

#### **4.3.5. Perforando con fluido nitrogenado con BHA # 45 y BHA # 46.**

##### **Perforación con fluido nitrogenado desde 15393ft hasta 15427 ft, 34 ft con BHA # 45.**

Después de la nitrogenización y la homogenización del lodo, se inició la perforación con la técnica MPD, con fluido nitrogenado a partir de 15393 ft. En 15427 ft se perforaron los primeros 34 ft con lodo nitrogenado y se procedió a realizar la respectiva conexión (conexión húmeda).

**Tabla 27** Parámetros en la perforación bifásica – (15393 ft – 15427 ft)

| <b>PARÁMETROS</b>                    |                 |                |                  |
|--------------------------------------|-----------------|----------------|------------------|
| <b>Qlodo</b>                         | 410 – 400 gpm   | <b>QN2</b>     | 1100 – 1200 scfm |
| <b>SPP</b>                           | 1800 – 1790 psi | <b>Piny N2</b> | 1900 – 1800 psi  |
| <b>RPM</b>                           | 90              | <b>Torque</b>  | 11 – 23 Klb*ft   |
| <b>SBP</b>                           | 90 psi          | <b>ROP</b>     | 13,0 – 5,5 ft/hr |
| <b>WOB</b>                           | 10 – 22 Klb     | <b>ECD</b>     | 8,36 – 8,13 ppg  |
| <b>Ganancia en el sistema activo</b> | 62 bbls         |                |                  |

Tomado de. Información suministrada por Equion Energía Limited.

A 15427 ft se tiene poca ganancia del sistema activo, es decir no se ha desplazado el volumen teórico de 196 bbls de lodo para llegar al ECD de 7,2 ppg deseado, por lo tanto, se decidió realizar variaciones en la inyección de lodo y nitrógeno. Además, es importante mencionar que en estos primeros pies perforados con lodo nitrogenado la ROP fue decreciendo progresivamente desde 13,0 ft/hr hasta 5,5 ft/hr, por esto se decide en la conexión enviar a fondo una píldora trazadora para tratar de calibrar el tiempo de retraso o lag time.

**Perforación con fluido nitrogenado desde 15427 ft hasta 15460 ft, 33 ft con BHA # 45.**

**Tabla 28** Parámetros en la perforación bifásica – (15427 ft – 15460 ft)

| <b>PARÁMETROS</b>                    |                        |                    |                            |
|--------------------------------------|------------------------|--------------------|----------------------------|
| <b>Qlodo</b>                         | 400 – 430 – 400<br>gpm | <b>QN2</b>         | 1200 – 1300 – 1500<br>scfm |
| <b>SPP</b>                           | 1750 – 1900 psi        | <b>Piny<br/>N2</b> | 1760 – 1910 psi            |
| <b>RPM</b>                           | 90 - 110               | <b>Torque</b>      | 10 – 23 Klb*ft             |
| <b>SBP</b>                           | 90 psi                 | <b>ROP</b>         | 4,40 ft/hr                 |
| <b>WOB</b>                           | 20 – 22 Klb            | <b>ECD</b>         | 8,13 – 7,98 ppg            |
| <b>Ganancia en el sistema activo</b> | 89 bbls                |                    |                            |

Tomado de. Información suministrada por Equion Energía Limited.

### **Problemas operacionales a 15460 ft.**

Cuando se estaba perforando a 15460 ft, uno de los equipos de compresión de MPD presentó una falla que obligó a cortar la inyección de nitrógeno al pozo. El personal de la empresa de servicios determinó que al Booster de media presión (2400 psi) se le aflojó una correa del alternador y causó un apagado de protección por falta de carga del sistema eléctrico. La perforación con fluido monofásico continuó hasta 15479 ft (19 ft) sin inyección de nitrógeno con los siguientes parámetros.

**Tabla 29** Parámetros de perforación con fluido monofásico – (15460 ft – 15479 ft)  
- 19 ft

| <b>PARÁMETROS</b>                    |               |                |                 |
|--------------------------------------|---------------|----------------|-----------------|
| <b>Qlodo</b>                         | 450 – 500 gpm | <b>QN2</b>     | 0 scfm          |
| <b>SPP</b>                           | 2600 psi      | <b>Piny N2</b> | 0 psi           |
| <b>RPM</b>                           | 100 - 110     | <b>Torque</b>  | 11 – 23 Klb*ft  |
| <b>SBP</b>                           | 90 - 0 psi    | <b>ROP</b>     | 2,42 ft/hr      |
| <b>WOB</b>                           | 10 – 22 Klb   | <b>ECD</b>     | 8,15 – 8,52 ppg |
| <b>Ganancia en el sistema activo</b> | 62 bbls       |                |                 |

Tomado de. Información suministrada por Equion Energía Limited.

En la figura 43, se evidencia el comportamiento del QN2, Qlodo, Piny N2, SPP, ROP, ECD, vs tiempo durante la perforación con fluido nitrogenado y con fluido monofásico. Si nos centramos en el comportamiento de la ROP, podemos observar que en varios puntos este valor es cero ft/hr debido al resultado de las acciones operativas que se tomaron para intentar controlar o tener manejo del problema de torque errático y de los valores de stick & slips severos. El valor llegaba a cero porque se levantaba la sarta de 5 a 10 ft desde el fondo y se detenía la rotación para intentar controlar y mitigar las vibraciones sin comprometer la integridad de la herramienta MWD.

**Figura. 43 .**Comportamiento del QN<sub>2</sub>, Qlodo, Piny N<sub>2</sub>, SPP, ROP, ECD, vs tiempo durante la perforación con fluido nitrogenado y con fluido monofásico.

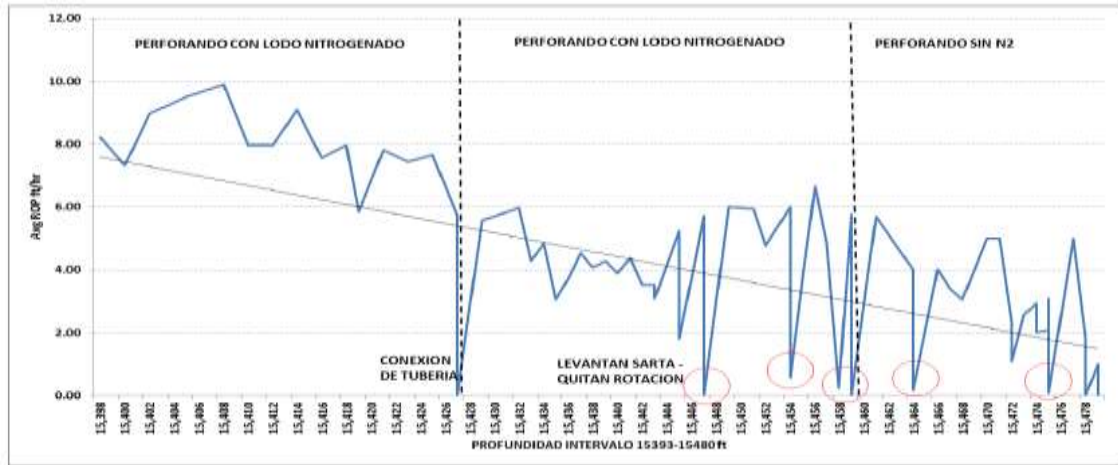


Tomado de. Información suministrada por Equion Energía Limited.

Entre las 22:00 y las 4:55 del 16 y 17 de julio respectivamente, se logró tener una tendencia de ROP alrededor de 6 ft/hr, hasta que falló el Booster de media presión.

En la figura 44, se puede apreciar el comportamiento del parámetro de ROP de una broca que se va desgastando progresivamente a pesar de estar perforando en la parte sucia de la formación Mirador, además con un torque errático y de vibración (stick & slip).

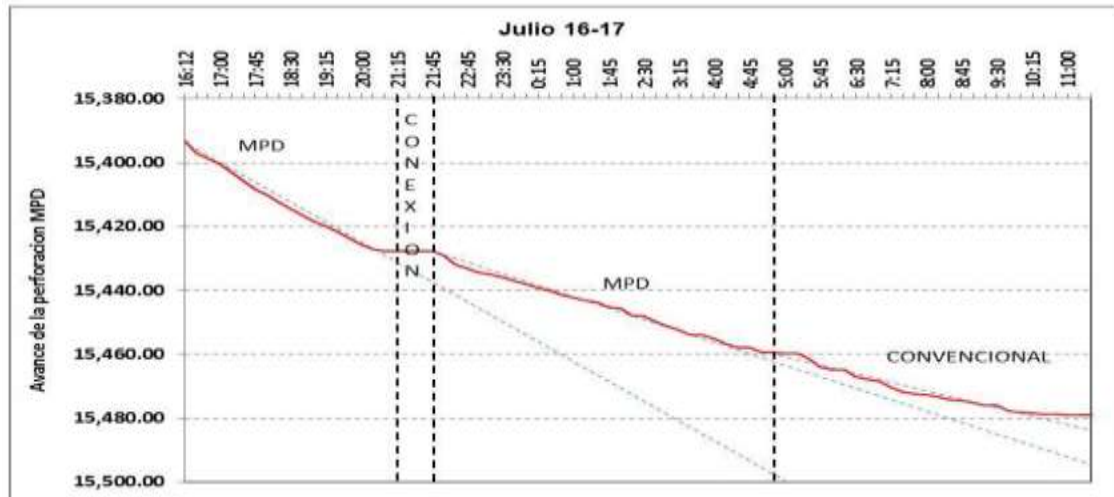
Figura. 44. ROP registrada desde 15393 ft hasta 15479 ft.



Tomado de. Información suministrada por Equion Energía Limited.

En la primera parte que fue perforada con inyección de nitrógeno no se observó ninguna relación directa con el problema de torque errático, con el uso o no de nitrógeno. Después del cambio de lodo nitrogenado a lodo monofásico, se presentó un aumento de presión en el SPP hasta valores de 2800 psi cuando la broca se colocaba en fondo y caía la presión al sacarla de fondo, por lo tanto, se determinó que estaba en Ring out y se realizó el viaje a superficie del BHA # 45 para sacar la broca. La broca salió completamente ring out a pesar de los pocos pies perforados.

**Figura. 45.** Avance de la perforación desde 15393 ft hasta 15479 ft.



Tomado de. Información suministrada por Equion Energía Limited.

**Perforación con fluido nitrogenado desde 15479ft hasta 15544 ft, 65 ft con BHA # 46.**

Esta operación se realizó entre los días 19 y 20 de julio de 2017. Después de viajar y cambiar el BHA direccional #45 por el BHA #46, se llegó a la profundidad de 15240 ft (Hueco revestido) y la compañía de servicios retiro la campana de viaje, instaló el Bearing en la sarta y se ubicó en la Cabeza Rotatoria. En la sarta de perforación se instaló una válvula anti retorno recuperable (NVR-XT-57).

Se bajó lavando y rimando con 500 gpm, 2580 psi, 80 rpm y Torque 11 – 16 klb-ft desde la profundidad de 15339 ft hasta 15479 ft. A la profundidad de 15430 (Hueco revestido) se alineó el pozo con el equipo de MPD.

**Tabla 30** Parámetros de perforación con fluido nitrogenado – (15479 ft – 15544 ft)  
- 65 ft

| <b>PARÁMETROS</b>                    |                 |                |                             |
|--------------------------------------|-----------------|----------------|-----------------------------|
| <b>Qlodo</b>                         | 390 - 400 gpm   | <b>QN2</b>     | 900 – 1300 – 1500<br>scfm   |
| <b>SPP</b>                           | 1600 - 1700 psi | <b>Piny N2</b> | 1650 – 1750 psi             |
| <b>RPM</b>                           | 60 - 100        | <b>Torque</b>  | 11 – 23 Klb*ft              |
| <b>SBP (WHP)</b>                     | 70 – 90 psi     | <b>ROP</b>     | 4,90 – 2,16 – 2,42<br>ft/hr |
| <b>WOB</b>                           | 20 – 30 Klb     | <b>ECD</b>     | 8,54 – 7,80 ppg             |
| <b>Ganancia en el sistema activo</b> | 130 bbls        |                |                             |

Tomado de. Información suministrada por Equion Energía Limited.

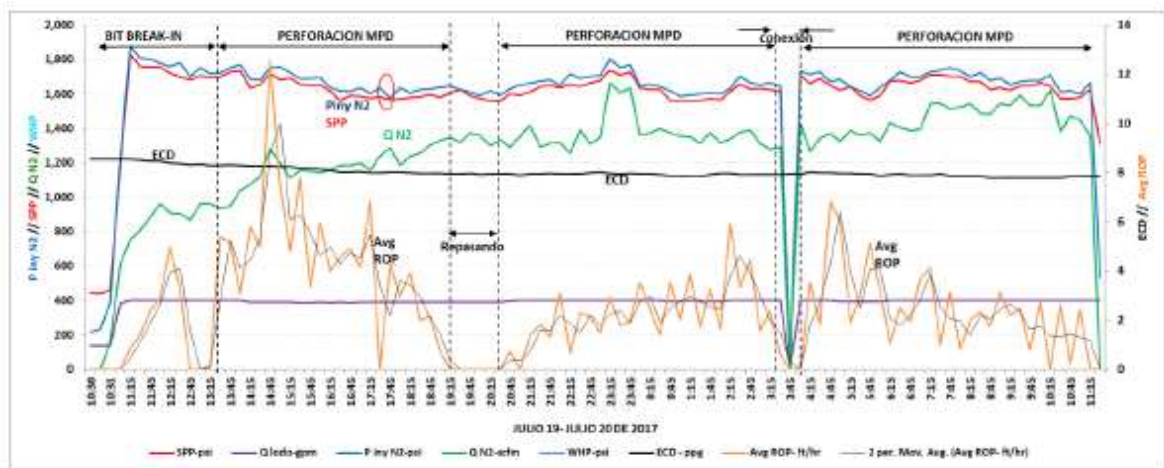
A 15479 ft se inició la homogenización del sistema bifásico con la inyección de nitrógeno al lodo OBM de 8,0 ppg. Al mismo tiempo que se estaba homogenizando el lodo, estabilizando las presiones (SPP – WHP) y los niveles de los tanques de lodo, se realizó el “bit break-in” a la nueva broca PDC de 8-1/2”, perforando entre 15479 ft y 15482 ft.

A 15544 ft, las gomas del elemento del sello de la Cabeza Rotatoria manifestaron fuga de fluido nitrogenado, razón por la cual se cortó la inyección de nitrógeno y se circuló el lodo monofásico en el pozo. Equion decidió no seguir más la perforación con MPD y pasar a la perforación convencional. En la siguiente figura se observa la Data registrada en la perforación con MPD con el BHA direccional #46. Se enfatiza en la variación de ROP debido al alto torque errático que no permitió una perforación continua, ya que a lo largo de ésta se necesitaba levantar y detener la rotación para corregir el problema.

El Torque errático tenía una severidad de 110 – 160% y de vibración torsional (stick & slip) se manejó levantando la sarta 2 – 3 ft de fondo cada 25 minutos y se detenía la rotación por 5 minutos; además se cambiaba el rpm y el peso sobre la broca (WOB), buscando la mejor combinación. A pesar de los problemas mencionados, la broca salió en buen estado.

En la siguiente gráfica se observa la perforación con fluido bifásico que tuvo tasas de penetración promedio durante toda la operación con el BHA # 46 de 2,95 ft / hr (63 ft perforados en 21,3 horas netas de perforación con fluido nitrogenado para el intervalo de 15481 – 15544 ft), pero esta ROP promedio no es representativa para concluir algo, ya que el tope de arenas masivas de Mirador Miche inicia en 15530 ft y es la formación en la que queremos estudiar el comportamiento de la ROP con fluido nitrogenado vs la ROP con fluido monofásico. Después de terminar la perforación con fluido nitrogenado, se sigue perforando de forma convencional hasta 15558 ft, 14ft adicionales en 12,8 horas netas, bajo condiciones de torque errático y vibración torsional.

**Figura. 46.** Parámetros de Perforación MPD en el intervalo de 15479 ft – 15544 ft BHA # 46.



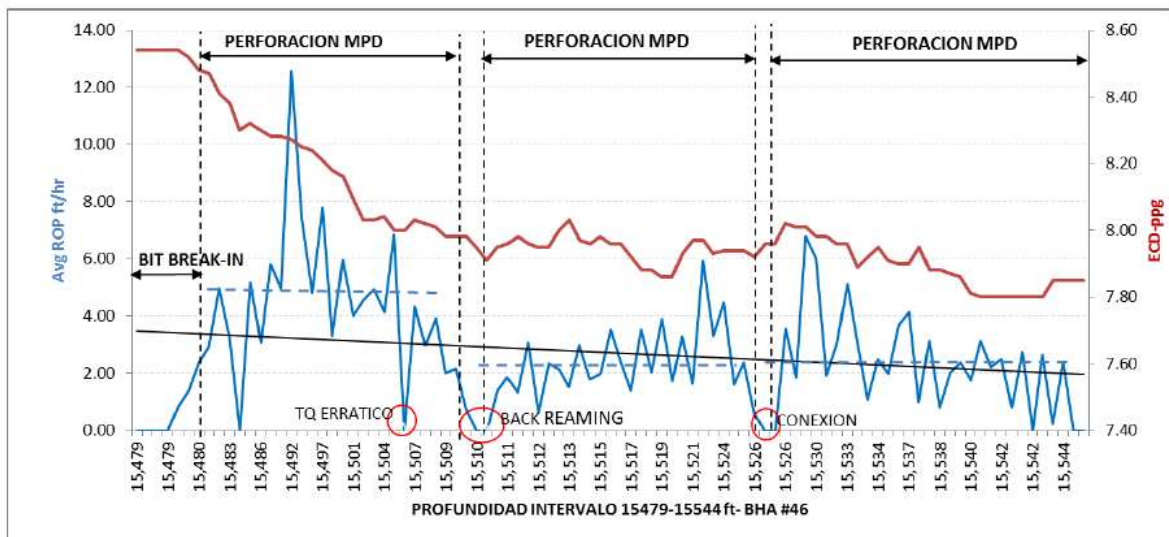
Tomado de. Información suministrada por Equion Energía Limited.

Dado las perforaciones con las dos técnicas y al analizar los registros de rayos gamma que se tomaron posterior al trabajo MPD, al FEL de la sección 8-1/2, se encontró que la sección de arenas masivas inició a la profundidad de 15530 ft. Desde este punto de vista, la comparación de la ROP se debe realizar en las siguientes profundidades:

1. Con Nitrógeno: 15530 ft – 15544 ft (14 ft).
2. Sin Nitrógeno: 15544 ft – 15588 ft (14 ft).

A 5530 ft es el tope de las masivas, a 15544 ft fue a la profundidad que se dañó el balero y a 15588 ft es a la profundidad a la que se terminó la corrida del BHA # 46.

**Figura. 47.** ROP & ECD registrados en el intervalo de 15479 ft – 15544 ft.

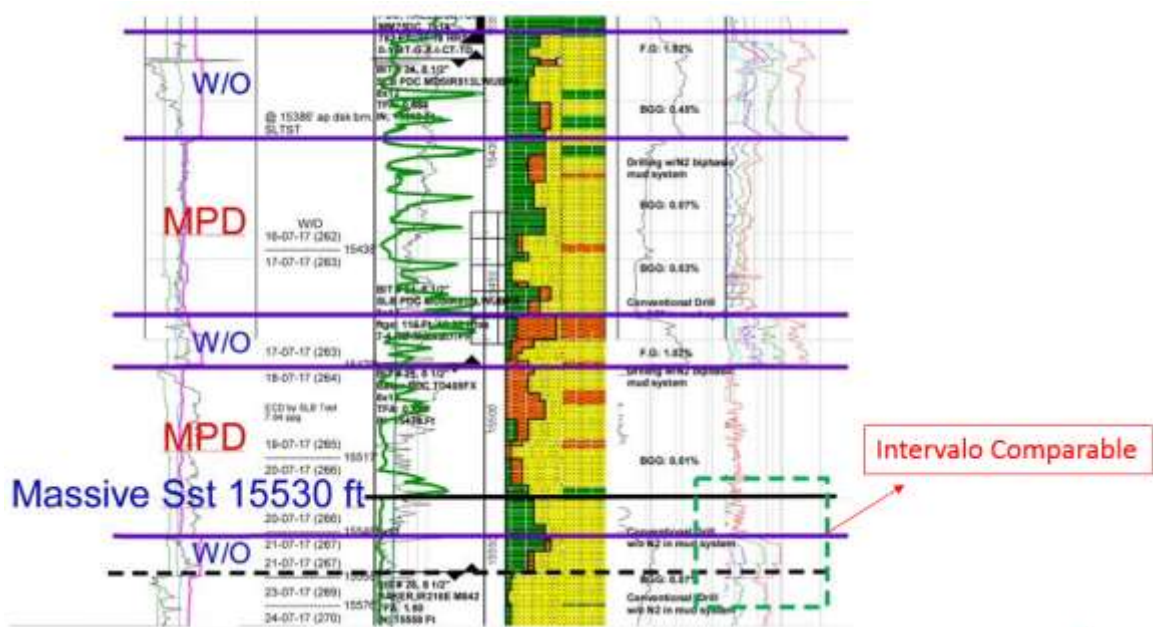


Tomado de. Información suministrada por Equion Energía Limited.

Para obtener una conclusión, se hizo una depuración de datos de ROP incluidos antes de llegar a fondo que están en un intervalo de descalibración de la

profundidad. Se usó una corrección de media aritmética, realizando un análisis de sensibilidad y determinando el valor óptimo.

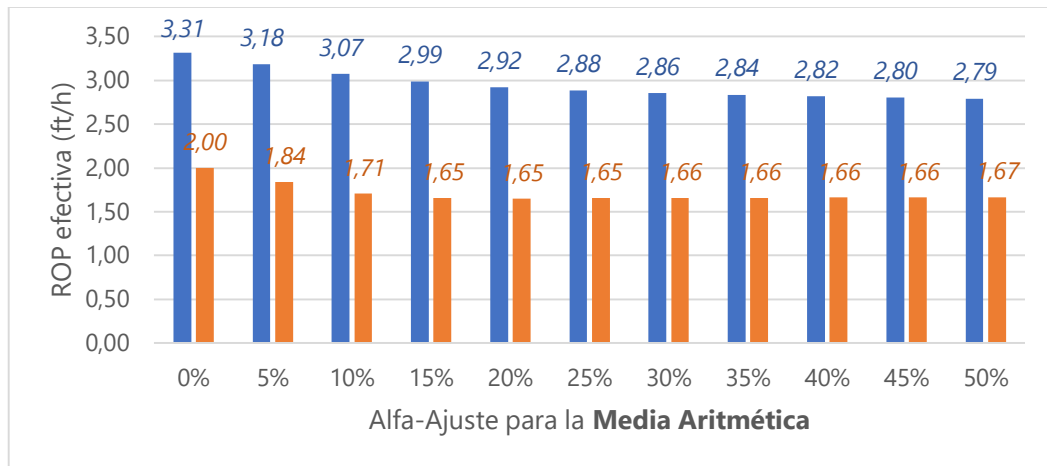
**Figura. 48.** FEL, análisis de la ROP.



Tomado de. Equion Energía Limited.

Esta corrección omite valores de un porcentaje en específico llamado (factor alfa) de valores por encima y por debajo del valor máximo y mínimo. Si se tiene en cuenta la sensibilidad, el valor estándar de los valores remanentes empieza a ser constante y allí es donde se puede pensar que está el valor óptimo a tener en cuenta. En la figura 49 se observa lo mencionado anteriormente.

**Figura. 49.** Comparación de la ROP entre (15530 ft – 15544 ft) (14 ft) con Nitrógeno y entre (15544 ft – 15558 ft) (14 ft) sin Nitrógeno.



Tomado de. Información suministrada por Equion Energía Limited.

Utilizando una corrección a la medida aritmética del 15%, llegamos a la siguiente conclusión:

**Tabla 31** Comparación de ROP en la zona masiva de mirador miche

| <b>COMPARACIÓN DE ROP EN LA ZONA MASIVA DE MIRADOR MICHE</b> |                     |                     |
|--|---------------------|---------------------|
| <b>MEDIDA</b>  | <b>Con MPD</b>      | <b>Sin MPD</b>      |
|  | 15530 ft – 15544 ft | 15544 ft – 15558 ft |
| <b>MEDIA ALFA –<br/>RECORTADA</b>                            | 2,99                | 1,65                |
| <b>ALFA USADA</b>  | 15%                 | 15%                 |

Tomado de. Información suministrada por Equion Energía Limited.

Como se puede apreciar en la anterior tabla, existe una mejora de la ROP de 1,34 ft/hr con la técnica MPD en la formación de Mirador Miche.

Lo anterior se logró sin llegar al ECD objetivo de 7,2 ppg y sin desplazar la columna de fluido de 196 bbl, entonces es evidente que la técnica funciona; lo interesante y retador es analizar a que resultado llegaríamos de ROP y demás parámetros, si partiendo del ajuste y una mayor confiabilidad del SIMULADOR se utilizan equipos de mayor capacidad de generación de N<sub>2</sub> en superficie, herramientas MWD de mayores rangos de medición de señal en fondo (GLR) y otras estrategias.

Al comparar un intervalo tan corto y que el desgaste de la broca no fue excesivo, se puede pensar que el componente de reducción de ROP asociado al desgaste de la broca es mínimo y podemos atribuir esta reducción de ROP al uso de fluido monofásico.

#### **Lecturas de la herramienta MWD:**

Las combinaciones controladas de inyección del fluido lodo – nitrógeno utilizadas en la operación no interfirieron en la lectura de la herramienta direccional MWD. A continuación, podemos apreciar que, aunque con una señal muy débil, llegamos hasta un 20 % de gas en la tubería calculado por el simulador Wellflo bajo el método OILGAS y Fluido Simplificado.

**Tabla 32** Fracción de Gas dentro de la tubería a las diferentes combinaciones de gas y líquido usado en la perforación del intervalo 15393-15479 ft con BHA #45

| <b>FECHA</b> | <b>HORA</b> | <b>HOLE<br/>DEPTH ( ft)</b> | <b>Q LODO<br/>(gpm)</b> | <b>Q N2</b> | <b>FRACIÓN<br/>DE GAS<br/>EN LA<br/>TUBERIA</b> |
|--------------|-------------|-----------------------------|-------------------------|-------------|---|
| 16-Jul       | 16:12       | 15393,3                     | 411                     | 1,215       | 0,13  |
| 16-Jul       | 17:00       | 15400,7                     | 411                     | 1,153       | 0,13  |
| 16-Jul       | 18:00       | 15410,3                     | 402                     | 1,151       | 0,14  |
| 16-Jul       | 19:00       | 15418,4                     | 402                     | 1,126       | 0,14  |
| 16-Jul       | 20:00       | 15425,6                     | 402                     | 1,341       | 0,14  |
| 16-Jul       | 21:17       | 15427,7                     | 0                       | 0           | 0,00  |
| 16-Jul       | 21:28       | 15427,7                     | 0                       | 0           | 0,00  |
| 16-Jul       | 22:00       | 15429,1                     | 402                     | 1,360       | 0,14  |
| 16-Jul       | 23:00       | 15434,3                     | 402                     | 1,239       | 0,14  |
| 17-Jul       | 0:00        | 15438,2                     | 402                     | 1,195       | 0,14  |
| 17-Jul       | 1:00        | 15442,2                     | 430                     | 1,392       | 0,14  |
| 17-Jul       | 2:00        | 15445,6                     | 430                     | 1,232       | 0,14  |
| 17-Jul       | 3:00        | 15451,3                     | 402                     | 1,378       | 0,15  |
| 17-Jul       | 4:00        | 15455,1                     | 402                     | 1,376       | 0,15  |
| 17-Jul       | 5:00        | 15459,9                     | 402                     | 0           | 0,00  |
| 17-Jul       | 6:00        | 15464,8                     | 452                     | 0           | 0,00  |
| 17-Jul       | 7:00        | 15468,6                     | 503                     | 0           | 0,00  |
| 17-Jul       | 8:00        | 15472,8                     | 503                     | 0           | 0,00  |
| 17-Jul       | 9:00        | 15475,2                     | 503                     | 0           | 0,00  |
| 17-Jul       | 10:00       | 15478,3                     | 503                     | 0           | 0,00  |
| 17-Jul       | 11:00       | 15479,0                     | 503                     | 0           | 0,00  |
| 17-Jul       | 11:15       | 15479,1                     | 503                     | 0           | 0,00  |

Tomado de. Información suministrada por Equion Energía Limited

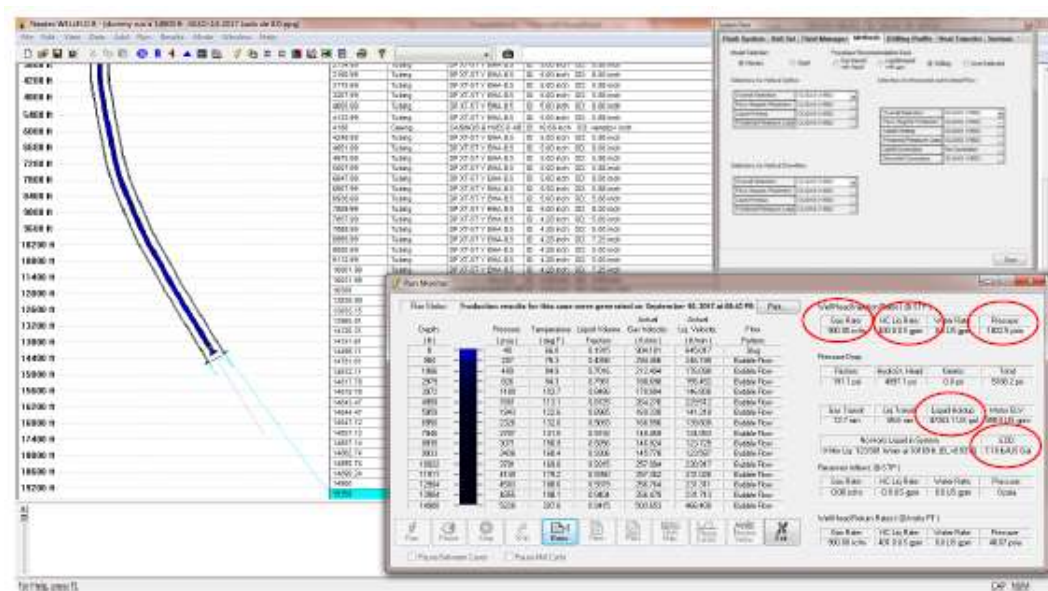
**Tabla 33** Fracción de Gas dentro de la tubería a las diferentes combinaciones de gas y liquido usado en la perforación del intervalo 15479-15544 ft con BHA #46.

| FECHA  | HORA  | HOLE DEPTH<br>( ft) | Q LODO<br>(gpm) | Q N2 | FRACIÓN DE<br>GAS EN LA<br>TUBERIA |
|--------|-------|---------------------|-----------------|------|------------------------------------|
| 20-Jul | 10:30 | 15,479.1            | 139             | 0    | 0,00                               |
| 20-Jul | 10:30 | 15,479.1            | 139             | 0    | 0,00                               |
| 20-Jul | 11:00 | 15,479.1            | 382             | 618  | 0,00                               |
| 20-Jul | 12:00 | 15,481.0            | 402             | 963  | 0,13                               |
| 20-Jul | 13:00 | 15,483.0            | 402             | 962  | 0,13                               |
| 20-Jul | 14:00 | 15,486.5            | 402             | 1039 | 0,13                               |
| 20-Jul | 15:00 | 15,494.2            | 389             | 1196 | 0,19                               |
| 20-Jul | 16:00 | 15,499.6            | 389             | 1144 | 0,19                               |
| 20-Jul | 17:00 | 15,504.0            | 389             | 1201 | 0,19                               |
| 20-Jul | 18:00 | 15,507.6            | 389             | 1186 | 0,19                               |
| 20-Jul | 19:00 | 15,509.8            | 389             | 1331 | 0,20                               |
| 20-Jul | 20:00 | 15,509.8            | 389             | 1358 | 0,20                               |
| 20-Jul | 21:00 | 15,509.8            | 402             | 1355 | 0,18                               |
| 20-Jul | 22:00 | 15,511.8            | 402             | 1319 | 0,18                               |
| 20-Jul | 23:00 | 15,513.5            | 403             | 1348 | 0,18                               |
| 21-Jul | 0:00  | 15,516.1            | 403             | 1363 | 0,18                               |
| 21-Jul | 1:00  | 15,518.4            | 393             | 1355 | 0,18                               |
| 21-Jul | 2:00  | 15,521.0            | 393             | 1316 | 0,18                               |
| 21-Jul | 3:00  | 15,524.9            | 402             | 1313 | 0,18                               |
| 21-Jul | 4:00  | 15,525.6            | 402             | 1426 | 0,18                               |
| 21-Jul | 5:00  | 15,530.2            | 393             | 1324 | 0,18                               |
| 21-Jul | 6:00  | 15,533.5            | 394             | 1322 | 0,18                               |
| 21-Jul | 7:00  | 15,535.8            | 402             | 1397 | 0,18                               |
| 21-Jul | 8:00  | 15,538.0            | 403             | 1522 | 0,20                               |
| 21-Jul | 9:00  | 15,540.3            | 402             | 1544 | 0,20                               |
| 21-Jul | 10:00 | 15,542.4            | 403             | 1533 | 0,20                               |
| 21-Jul | 11:00 | 15,543.7            | 403             | 1450 | 0,18                               |
| 21-Jul | 11:15 | 15,543.7            | 403             | 1359 | 0,18                               |
| 21-Jul | 11:30 | 15,543.7            | 403             | 0    | 0,00                               |

Tomado de. Información suministrada por Equion Energía Limited

**4.3.6. Modelamiento Hidráulico.** Durante el Dummy Run Test y los intervalos perforados con lodo nitrogenado, no se logró llegar al ECD objetivo que era 7,2 ppg con un desplazamiento teórico de 193 bbls. Se logró llegar a un ECD de 7,78 ppg con la inyección máxima generada por los equipos de MPD utilizados que fue de 1500 scfm.

**Figura. 50.** Modelo base de Simulación Wellflo con correlación “OLGAS”.



Tomado de. Información suministrada por Equion Energía Limite.

Las correlaciones del modelo hidráulico del simulador Wellflo con la correlación OLGAS, utilizado en la planeación, mostraban resultados teóricos para el ECD 7,2 ppg, un caudal de nitrógeno entre 900 – 1000 scfm, un caudal de lodo de 400 gpm de lodo de 8,0 ppg, presiones alrededor de 1800 psi con un volumen de lodo desplazado teórico de 193 bbls.

Debido a que los valores obtenidos en la operación difieren tanto de los valores teóricos simulados, se llevó a cabo unos ajustes al modelo hidráulico y se estableció el perfil del ECD para varias correlaciones. Los ingenieros en campo realizaron una

simulación con la correlación LIQUID BASED WITH GAS, en la cual se presentó un valor de ECD más bajo, pero no se ajustó a los valores reales obtenidos en la operación.

Después de la operación de MPD con inyección de nitrógeno al pozo, el grupo de ingeniería tomó los datos reales del pozo y revisaron diferentes sistemas de fluidos y métodos de correlaciones en el simulador Wellflo para determinar qué modelo se adapta mejor al escenario real. Los datos reales obtenidos en pozo son:

**Tabla 34** Resultados de la simulación WellFlo

| <b>Fecha</b>    | <b>Profundidad (ft)</b> | <b>QN2 (scfm)</b> | <b>Qlod (gmp)</b> | <b>SB P (psi)</b> | <b>Pbomba (psi)</b> | <b>ECD (ppg)</b> | <b>Liquid holdup (bbls)</b> | <b>Volumen Desplazado (bbls)</b> |
|-----------------|-------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|---------------------|------------------|-----------------------------|----------------------------------|
| <b>19-07-17</b> | 15479                   | 0                 | 421               | 35                | 1850                | 8,55             | 1360                        | 0                                |
| <b>19-07-17</b> | 15509                   | 1300              | 390               | 65                | ~1600               | 7,96             | 1260                        | ~ 87                             |

Tomado de. Información suministrada por Equion Energía Limited.

En la figura 51, se pueden observar los resultados de las simulaciones a diferentes sistemas de fluido y métodos, donde se expone que la combinación de Sistema de Fluido “BLACK OIL” y Método “OLGAS” son las que más se adaptaron a los valores reales.

**Figura. 51.** combinaciones de correlaciones en el wellflo.

| Configuración Wellflo |                   |                |                      |                        |           |                     |                          |
|-----------------------|-------------------|----------------|----------------------|------------------------|-----------|---------------------|--------------------------|
| Sistema Fluido        | Métodos           | Iny. N2 (scfm) | Caudal Líquido (gpm) | Presión de Bomba (psi) | ECD (ppg) | Liquid holdup (bbh) | Volumen Desplazado (bbh) |
| Simplified            | OLGAS             | 0              | 400                  | 1429                   | 8.56      | 1360                | 0                        |
| Simplified            | OLGAS             | 1300           | 400                  | 1844                   | 6.97      | 1093                | 267                      |
| Simplified            | Liquid Base w Gas | 0              | 400                  | 1429                   | 8.56      | 1360                | 0                        |
| Simplified            | Liquid Base w Gas | 1300           | 400                  | 2650                   | 7.37      | 1158                | 202                      |
| Black Oil             | OLGAS             | 0              | 400                  | 1366                   | 8.67      | 1360                | 0                        |
| Black Oil             | OLGAS             | 1300           | 400                  | 1793                   | 7.88      | 1288                | 72                       |
| Black Oil             | Liquid Base w Gas | 0              | 400                  | 1366                   | 8.67      | 1360                | 0                        |
| Black Oil             | Liquid Base w Gas | 1300           | 400                  | 1905                   | 8.03      | 1311                | 49                       |

Tomado de. Información suministrada por Equion Energía Limited, Resultados de las diferentes combinaciones de correlaciones en el wellflo.

El modelo “BLACK OIL” se usa la mayoría de veces para simular cuando el gas se inyecta y éste se disuelve en el fluido líquido, así como sucede con el gas de formación disuelto en el aceite, que se libera en superficie si originalmente se encuentra a altas profundidades o si tiene que llegar a superficie pasando por una trayectoria de geometría compleja (algo ángulo); éste fue el que más se adaptó comparando el ECD y el Volumen desplazado con el comportamiento en el anular, Nodo “producción”.

#### 4.3.7. Conclusiones

En la planeación y arme de los equipos utilizados se concluye:

- Las visitas técnicas realizadas a campo con las compañías involucradas en la operación, ayudaron a acordar y a mejorar la instalación de los equipos de compresión, generación de nitrógeno, choke “T3”, equipos de separación y Cabeza Rotatoria.

- Se adelantaron trabajos “Offline” realizando trabajos simultáneos con las operaciones de corrida y cementación de liner de 9-5/8”.

- Los trabajos de rig-up de la Cabeza Rotatoria y de pruebas hidrostáticas, requirieron un total de 28.5 horas. El tiempo previamente planeado era de 24 horas.

Perforación con la técnica MPD, con BHA #45 y BHA #46 se concluye:

- Comparando los valores más significativos para la ROP utilizando un alfa de 15% en la perforación de la formación Mirador Miche con inyección de nitrógeno y sin ésta, se puede concluir que la ROP mejoró en 1,34 ft/hr pasando 2,99 ft/hr (con MPD entre 15530 ft a 15544 ft) a 1,65 ft/hr (sin MPD entre 15544 ft a 15588 ft).

- La broca del BHA #45 salió castigada y la broca del BHA #46 salió en buena condición, esto es muy llamativo ya que las dos corridas, la #45 y la #46 estuvieron bajo el mismo torque severo y de vibración (stick & slip), más aún cuando la primera perforó una zona sucia de Mirador y en ese intervalo tan reducido.

- La perforación con la técnica MPD se vio afectada en el primer intervalo perforado debido a que se presentó una falla con el Booster del equipo de elevación presión del Nitrógeno, y posteriormente de nuevo se vio afectada por causa de una fuga de lodo en el bearing de la Cabeza Rotatoria; debido a estos eventos no se pudo perforar más ft de la formación objetivo, por lo tanto no se cumplieron los objetivos como se planearon inicialmente, pero se pudo confirmar que la técnica MPD para la mejora de la ROP si funciona y es una buena alternativa para la reducción de costos operativos a pesar de todos los contratiempos presentados.

## 5. AFTER ACTION REVIEW

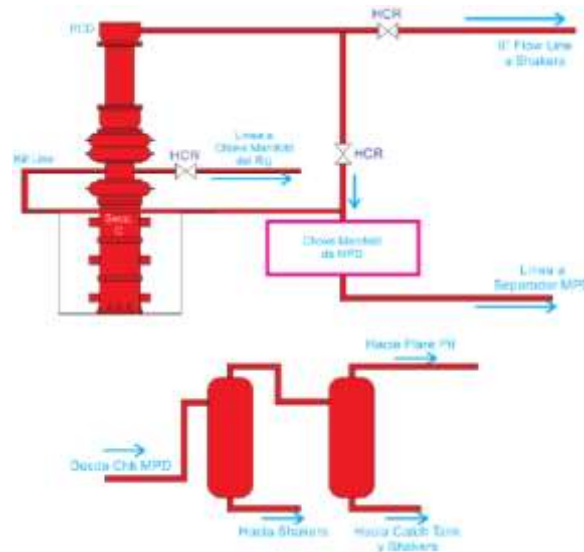
### 5.1. LECCIONES APRENDIDAS

#### 5.1.1. HSE

- **Soporte HSE:** Es necesario contar con el apoyo de la compañía contratista HSE para la realización de las operaciones de manera adecuada y segura, teniendo en cuenta que el riesgo debido a la misma es constante y dinámico. Cabe destacar que el apoyo de la compañía debe ser constante y actuar de inmediato al presentarse una calamidad, haciendo parte del proyecto desde su origen.
- **Visitas HSE:** Es importante el registro de actividad de visitas gerenciales y de seguridad en la zona mediante actas de los riesgos o peligros encontrados, debido a que permiten mejorar la seguridad de la operación y hacer seguimiento de las condiciones de la misma.
- **Entrenamiento HSE:** El personal que hará las operaciones en campo debe estar capacitado para lo mismo, con entrenamiento en manejo de planes de emergencia, además del requerido para realizar las distintas operaciones MPD, incluyendo las prácticas con CoW. Este entrenamiento en CoW (Control of Work) debe hacerse con la debida anticipación para evitar que este interfiera con la ejecución del trabajo.
- **Certificación de puntos de anclaje y sujeción:** La compañía contratista debe asegurar tener certificación actualizada de puntos de anclaje y sujeción de los equipos y herramientas a ser usados, dado que el levantamiento de cargas es una tarea crítica.
- **HAZOP:** El HAZOP debe ser un registro constantemente actualizado para llevar control de las operaciones y los cambios realizados.

- **Simulacros:** La frecuencia de los simulacros de evacuación y Well control debe ser la suficiente como para garantizar que, al presentarse una situación crítica, el personal será capaz de responder a la misma, aplicando el procedimiento correcto y ubicando puntos de referencia.
- **Aseguramiento del área:** Conociendo de antemano el Layout planeado, se debe tener en cuenta las diferentes consideraciones para una operación segura y eficiente, por ejemplo, la instalación de pisos antideslizantes, aislamiento de zonas de altas presiones y/o temperaturas, zonas de protección auditiva. La figura 52 representa una guía del área de operación. Cabe destacar que esta misma figura puede verse con mayor detalle en el P&ID.

**Figura. 52.** Layout planteado para la operación MPD Floreña IP15.



Tomado de. Información suministrada por Equion Energía Limited.

- **Anti Chispas:** La instalación en los diferentes equipos de generación y boosters de sistemas anti chispas en los exhostos permite realizar operación asegurándose que no habrá puntos calientes que generen igniciones en el proceso.

### 5.1.2. RIG UP EQUIPOS MPD

- **Soportes:** Debe destacarse la correcta instalación de las diferentes conexiones de líneas, válvulas y equipos de superficie, con el fin de evitar detener las operaciones de campo por fallas, fugas o vibraciones durante las homogenizaciones a fluido bifásico.

- **Instalación de Mud Catcher:** Aun cuando se vaya a utilizar RCD todo el tiempo, no debe descartarse en ningún momento la posibilidad y necesidad de desmontar el bearing assembly para instalar la campana. Siendo así, esta campana debe tener la posibilidad de adjuntarse con el Mud Catcher y así mejorar las condiciones operativas del equipo.

- **Aseguramiento de los equipos:** Se presentan, a continuación, condiciones operativas para asegurar el mantenimiento óptimo de trabajo de los equipos:

1. Inspección total en la base del contratista.
2. Pruebas de funcionamiento y carga en la base del contratista.
3. Preparación de lista de verificación de repuestos críticos.
4. Aseguramiento de los Backup de los equipos.

- **MAR:** Equion Energía Limited diseño un plan para a verificación del MAR durante el Rig Up de equipos, con el fin de que se cumplan las delimitaciones del mismo.

- **Punto de inyección de N<sub>2</sub>:** Para el diseño de la línea de inyección a la Mud Line que lleva el Stand Pipe se debe garantizar que la corriente que viene de los compresores no impacte directamente con las paredes del Mud Line, esto con el fin de reducir la abrasión.

- **Válvula cheque Mud Line:** Se recomienda la instalación de una válvula cheque aguas arriba del Manifold de inyección de nitrógeno con el fin de asegurar que el nitrógeno no se canalizara hacia las bombas de lodo.
- **Mamparas anti ruido:** La instalación de las mamparas anti ruido para aislar la zona de comprensión de nitrógeno permitió mejorar la eficiencia de la operación, evitando inconvenientes con las poblaciones aledañas.
- **Inspección de mangueras:** Debido a la presión que se maneja en los equipos para la operación de MPD, es muy importante la inspección de las mangueras de trabajo, con el fin de asegurar su integridad. Debe contar con mangueras de repuesto.
- **Sinergia en Rig Up:** La sinergia establecida en el arme de a RCD y los demás equipos de MPD con el equipo del rig fue fundamental para optimizar el tiempo consumido en esto, incluyendo el pre arme del espaciador utilizado entre el preventor anular y la RCD.
- **Acompañamiento vial:** Es deber del contratista asegurar la movilización de los equipos, con el fin de evitar afectaciones a la comunidad o daño a la infraestructura.
- **Pruebas de presión:** Al realizar la distribución de los equipos MPD, con la ayuda del P&ID se puede optimizar la ejecución de las pruebas de presión contemplando equipos y líneas de alta y baja presión.
- **Válvula HCR del Manifold MPD:** esta válvula debe tener un tamaño y peso adecuado que permita su montaje a la salida de la desviación hacia el manifold MPD, esto con el fin de eliminar el riesgo de línea señalada, como se muestra en a continuación.



- **Simulador de flujo bifásico:** El simulador usado fue WellFlo, del cual se obtuvo información que permitió realizar la operación con parámetros primarios. Las siguientes fueron las recomendaciones a la hora de simular si se desea implementar la técnica MPD:

1. En lo posible deben usarse modelos transientes y no modelos estables.
2. Analizar sensibilidad con todas las correlaciones que se ofrecen para cálculos empíricos dentro del modelo. **Correlación:** OLGAS
3. Adquisición de paquete para simulación in-house y corroboración de información, entrenamiento y habilitación de paquete fluido bifásico para Decisión Space.
4. Revisión exhaustiva de la simulación realizada.
5. Implementar factores de corrección que apliquen para ajustar los resultados simulados a la realidad del campo.

- **Hold up:** Se realizaron varios procedimientos para intentar lograr el liquid hold up, desocupar el anular (200 bbls esperados) y poder lograr el ECD deseado.

1. Durante el dummy run, se intentó con parámetros pasivos desde el inicio (900 scfm/400 gpm) y se progresó en inyección de N<sub>2</sub> lentamente, hasta lograr 98 bbls.
2. Durante la corrida del BHA #45, se fue a parámetros agresivos de inyección de N<sub>2</sub> (1200 scfm/400 gpm) desde un principio y se logró descargar 78 bbls.
3. Durante la corrida del BHA #46, se inició con parámetros pasivos de inyección (900 scfm/400 gpm) y se avanzó rápidamente hasta los 1300 scfm/400 gpm. Luego se usó procedimiento de inyección de baches de 1600 scfm (baches de 5 minutos espaciados 10 minutos). Se descargaron 130 bbls.
4. Por lo anterior, la LL capturada es la mejor forma para lograr un rápido descargue del pozo, resulta iniciar el desplazamiento a fluido bifásico con los parámetros

pasivos y luego avanzar rápidamente a una inyección agresiva. Si aún no se logra descargar el anular o el ECD objetivo se debe contemplar

5. No obstante, con lo visto en campo para lograr el ECD objetivo se requieren mayores relaciones de inyección de gas y líquido sin perder la señal del MWD. Esto implica contar con equipos de compresión y generación de N<sub>2</sub> de una mayor capacidad, para lograr el descargue anular deseado que coincida con la ECD objetivo.

- **Falla del packer RCD:** Tan pronto haya presencia de fuga por el packer del bearing Assy de la RCD, debe pensar en cambiarse. Durante la falla del packer con el BHA #46 se intentó continuar operando, tratando de aumentar el sello del packer sobre el cuerpo del tubo mediante la estrangulación en el choke MPD. Sin embargo, se observó que la fuga era constante.

- **Cuidado del packer del bearing Assy de la RCD:** La aplicación de grasa a los tool joints permitió minimizar la afectación a la goma al paso por la RCD fue una técnica que resulto efectiva para proteger los equipos.

- **Alineación:** Es muy importante reportar cualquier indicio de desalineación y tomar medida oportuna para minimizar el desgaste que pueda generarse por esta causa al packer del RCD.

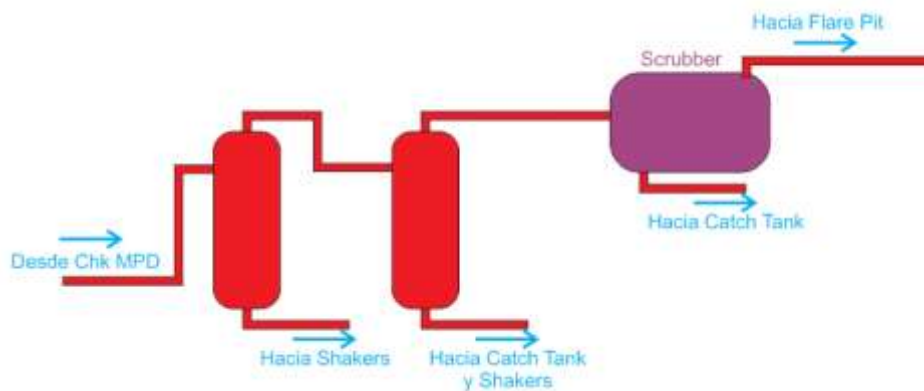
- **Línea adicional:** En caso de daño severo del packer del RCD, el procedimiento establece cerrar el preventor anular y proceder a desplazar a través de la línea habilitada, que en este caso es la Kill line. No obstante, la Kill line es una línea de 2", la cual genera contrapresión importante que limita el caudal de desplazamiento. Es importante tener una línea secundaria que pueda trabajarse en paralelo para disminuir esta contrapresión y el tiempo de desplazamiento del fluido nitrogenado a lodo monofásico.

- **Lectura de presión choke MPD:** Debido a la oscilación normal del sensor de presión del choke MPD cuando se desplazó a fluido monofásico por daño del balero, se recomienda que se instale sensor de presión adicional en salida hacia manifold MPD. Otra solución es habilitar la CoFlex abriendo la HCR hacia choke manifold del rig y leer la presión.

- **Medición de N<sub>2</sub>:** Es necesario auditar el caudal inyectado de nitrógeno mediante la verificación del diferencial de presión que se genera por la platina de orificio o cono, cualquier sea el restrictor usado. Para esto, se usó un medidor barton y se realizó el cálculo del caudal de acuerdo a las correcciones planteadas en la teoría aproximando el nitrógeno a un gas muy parecido al comportamiento ideal. Adicionalmente se instaló un meterRun (medidor de orificio) en la línea de desfogue para verificar el N<sub>2</sub> que se alivia por el choke de inyección.

- **Instalación de scrubber adicional:** Debido a trazas de aceite observadas en el flare pit, se concluye que al ser un scrubber tan grande, el separador permite el paso del líquido suspendido en el nitrógeno hacia el quemadero. Otro punto en el cual se pudo drenar hasta 3 bbls de crudo desde le separador del rig.

**Figura. 54.** Sistema de separación de gas/liquido



Tomado de. Información suministrada por Equion Energía Limited.

- **Procedimiento de Desnitrogenación:** posterior a la desnitrogenación del fluido de perforación, asegurar circular mínimo 1.5 vueltas completa del lodo monofásico y por seguridad pasarlo a través del separador, para evitar o disminuir el burbujeo o liberación del N<sub>2</sub> y enmascarar un tema de Well control.

#### 5.1.4. MUD LOGGING

- **Medidor de flujo salida:** Se recomienda instalar un sensor de Flow/Out en la línea de 6" (Blooney Line), con el fin de tener la posibilidad de monitorear flujo para el caso de desplazar a monofásico por cualquier motivo. Adicionalmente, se recomienda calibrar muy bien tanto este sensor como el Flow/Out instalado a la salida de líquido del separador MPD para tener una información confiable todo el tiempo.

- **Recuperación de muestra:** Debido a lo fino de la muestra con la operación MPD, se observa que la muestra pasa del scalper hacia el catch tank y no logra identificarse para muestreo. Esto genera que se requiera contabilizar el volumen del catch tank y de esa manera tener referencia de lo que se recupera. Debido al tamaño del catch tank, esta labor se hace tediosa e inexacta:

1. Instalar tanques aforados pequeños que permitan una medición más fácil del corte recuperado.
2. Instalación de mallas finas para los scalpers, las cuales podrían ser del tipo API 170.
3. Realizar flushing de la línea de descarga del separador MPD a las shakers con frecuencia.

- **Recuperación de Mudstone:** Se observa que, durante la operación con fluido monofásico, luego de perforar pequeñas capas arcillosas, el mudstone desaparece

de la muestra. Con fluido bifásico, la muestra de mudstone permaneció presente, indicando posible estimulación del fluido bifásico al derrumbe de los niveles pequeños de arcilla. No obstante, el volumen fue muy bajo todo el tiempo.

- **Lag time:** Se bombeó píldora de arroz y se ajustó el lag time de acuerdo a la mayor velocidad anular generada con el fluido bifásico. Se encontró una diferencia de 4 minutos con el lag time teórico, siendo menor el fluido bifásico. Se recomienda hacer calibraciones posteriores de acuerdo con los ajustes de volumen de nitrógeno.

- **Control de volumen:** La comunicación constante y la rigurosidad en el seguimiento del balance del volumen del sistema activo es fundamental para entender el fenómeno de descarga de líquido durante el MPD. Lo anterior, debido a que, simultáneamente al trabajo, se hacen necesarias muchas transferencias, por ejemplo, desde y hacia el activo a tratar o hidratar el lodo y actividad de las centrifugas decantadoras.

- **Prueba de pureza de N<sub>2</sub>:** Es muy importante realizar la prueba de N<sub>2</sub> generada por la unidad generadora con el fin de asegurar que se evitara la generación de celdas galvánicas que puedan comprometer la integridad de los elementos en superficie y pozo.

#### 5.1.5. Direccional & Bit

- **Signal booster:** Se usó un signal booster de 24/32" y se logró tener señal hasta con 18.81% de relación gas/líquido. La máxima inyección con señal fue de 1500 scfm con 400 gpm. La relación óptima de encontrada fue de 1300 scfm con 400 gpm, lo que daba una relación gas líquido de 16.4%. Para poder aumentar la tasa de inyección de N<sub>2</sub>, se puede pensar en usar un restrictor de 22/32" y mayor capacidad de equipos de compresión. Con 900 scfm y 400 gpm, se observó una señal más fuerte. Otro punto a resaltar es que, durante el trabajo con lodo, la presión

cambiaba mucho con el torque errático y, por lo tanto, generaban demasiado ruido en la señal de MWD. Este fenómeno no ocurría con fluidos bifásicos porque la presión se comportaba de manera más uniforme.

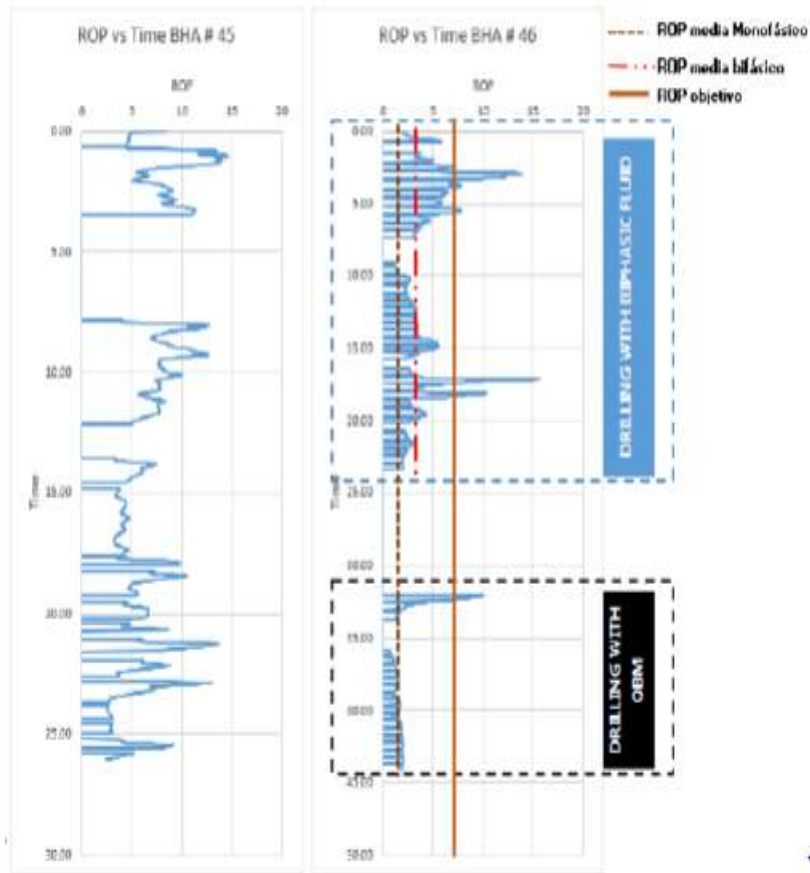
- **MWD Turbine:** Se observa que, a altas tasas de inyección, el RLV teórico se acercaba mucho a las revoluciones esperadas en la turbina. No ocurría lo mismo con valores bajos de nitrógeno.

- **Velocidad de datos:** Se logró la mejor combinación de intensidad/velocidad de datos, usando 1 Hz/0.5 bps. Se tenía un lag de 6 minutos (para D&I y vibraciones) y para el APWD de 3 minutos.

- **Toma de surveys:** Aunque entraba de manera tardía (6 minutos de lag), se lograba obtener surveys correctos solo con la puesta de la bomba después de la conexión. En este caso, se lograron ambos: con quitar rotación antes de la conexión y con la bomba después.

- **Performance:** Analizando las siguientes gráficas obtenidas a partir de la ROP instantánea para cada momento de la corrida con BHA #45 y #46

**Figura. 55.** Gráfica ROP Vs tiempo



Tomado de. Información suministrada por Equion Energía Limited.

De lo anterior, puede comentarse lo siguiente:

1. La corrida con el BHA #45; como se puede observar, se perforó con fluido monofásico los primeros 30 ft. Aquí se vieron ROPs de 10 a 15 ft/h. Lo que presume que el resto de la corrida la ROP tuvo influencia tanto de la poca dureza de la zona sucia de mirador, como del fluido bifásico, por lo cual no es recomendable tomar esta corrida para concluir algo acerca de la ROP. El componente formacional hace imposible poder tener una referencia clara.

2. La corrida con BHA #46; perforó la zona masiva de mirador tanto con fluido monofásico como con nitrogenado. Además, debido a la condición de torque y a las pruebas que hicimos (buscando la mejor combinación WOB/RPM), se trabajó casi todo el tiempo con 22 a 25 klbs WOB, buscando tener la menor severidad de S/S. Esto nos pone el escenario ideal para comparar las ROPs entre fluidos.

3. La gráfica:

- ✓ La ROP con fluido bifásico dobla a la ROP con fluido monofásico.
- ✓ Debido a que los dos tipos de perforaciones (bifásica y monofásica) fueron secuenciales y no simultaneas, es posible que en la ROP para fluido monofásico haya un componente de desgaste de la broca, pero entendiendo que, como se observa en la gráfica, la ROP fue incrementando hasta el final de la corrida.
- ✓ El hecho que se doble la ROP no implica el alcance del objetivo. Se recomienda analizar la viabilidad de asumir el costo y tiempo para obtener la ROP alcanzada.

4. Si bien no se logró el objetivo, se pudo disminuir el ECD a 7.8 ppg, con lo cual se obtiene una ROP que dobla el valor inicial con fluido monofásico. Se recomienda realizar un análisis a partir de cálculos y ajustes empíricos, con el fin de generar un planteamiento que produzca números atractivos a la inversión.

5. Datos comparativos:

**Tabla 35** Comparación de datos de fluido monofásico vs. Bifásico

| DESCRIPCIÓN                | MONOFÁSICO      | BIFÁSICO        |
|----------------------------|-----------------|-----------------|
| <b>PESO</b>                | 25 Klbs         | 25 Klbs         |
| <b>CONDICIÓN DE TORQUE</b> | 10 a 21 Klbs/ft | 11 a 21 Klbs/ft |
| <b>STICK SLIP</b>          | Severo (>100%)  | Severo (>100%)  |
| <b>ROP AV.</b>             | 1.73 ft/h       | 2.88 ft/h       |

Tomado de. Información suministrada por Equion Energía Limited.

6. Se resalta que el tiempo perdido generado por la condición de torque y vibración fue muy relevante para ambas corridas, logrando distanciar las ROPs Av y eff. Hasta en 0.6 ft/h.

7. El rendimiento con el BHA #45 no puede tomarse para referencia la ventaja del uso de fluido bifásico debido a la ROP tan alta obtenida por tratarse de la parte sucia de Mirador. Costo aproximado de ILT por vibraciones de BHA #45 y #46: US\$70.000.

- **Vibraciones tipo S/S:** Se tuvo un S/S continuó todo el tiempo de perforación y rimado. Se levantó la sarta cada 25 minutos de perforación parando la rotación por 3 o 5 minutos para la vibración. Este posiblemente generó un daño importante en ambas brocas que no se hubiera generado sin esta vibración. La causa de este fenómeno es clara luego de que apareciera el cambio del lodo 10 ppg a 8 ppg. Al ser un lodo con baja concentración de sólidos, el lodo de 8 ppg da paso a que se generen estas vibraciones torsionales. Durante los primeros 40 ft del BHA #45, no se tuvo lectura de S/S, por lo que no se tomó acción para mitigarlo. El MWD del BHA #46 sufrió algunos lapsos de desconexión hacia el final de la corrida y al intentar descargar la información en superficie se observa parte electrónica con daños importantes.

#### 5.1.6. Fluidos

- **Medición del peso del lodo:** Fue muy importante establecer claro el procedimiento de medida del MW con balanza convencional y presurizada para determinar si el lodo era o no cortado por el N<sub>2</sub>. Durante todo el tiempo se encontró una diferencia máxima de 0.1 ppg entre MW in/out.

- **MW:** Con el fin de eliminar o mitigar el problema del torque que se observa para ambas corridas, se recomienda evaluar aumentar un poco el MW para iniciar la

sección. De esta manera se elimina o reduce significativamente el ILT generado por S/S. Adicional a esto, tener en cuenta que se logró señal de la herramienta MWD con relación GL sobre el 18%, por lo cual podría pensarse en un MW de 8.4 ppg sin problema.

## **6. MANUAL DE PROCEDIMIENTOS Y BUENAS PRÁCTICAS PARA PERFORAR CON LA TECNICA MPD**

Para el aseguramiento de una perforación exitosa con la técnica MPD (Managed Pressure Drilling), se recomienda seguir las siguientes buenas prácticas que surgen de una recopilación de información y además de las lecciones aprendidas de una operación de perforación realizada con esta técnica; desde la etapa de planeación, ejecución y AAR (After Action Review).

Los temas de Ingeniería, HSE, Integridad, procedimientos, guías de trabajo y check lists entre otros, deben abordarse y discutirse con gran intensidad entre los grupos de trabajo para asegurar un adecuado manejo del cambio del proyecto alineado a las políticas de la compañía operadora.

El manual está dividido en tres capítulos o secciones. El primer capítulo está enfocado a la fase de planeación para una perforación con la técnica MPD, donde se recomiendan algunos pasos que se deben seguir para tener un adecuado plan de perforación; en el segundo capítulo tenemos las buenas prácticas que se deben seguir en la ejecución de un proyecto; y en el tercer y último capítulo tenemos el AAR, que es la recopilación de buenas prácticas y lecciones aprendidas en la perforación de la sección 8 ½" con la técnica MPD en Floreña IP15 que fueron de gran importancia para poder tener procedimientos óptimos y un resultado positivo en los procedimientos con altos estándares de seguridad.

### **6.1 CAPITULO 1: PLANEACIÓN DE LA PERFORACIÓN CON LA TÉCNICA MPD**

#### **1. SIMULADOR DE FLUIDO BIFÁSICO.**

- Realizar las simulaciones correspondientes durante la planificación, basadas en Modelos y Sistemas de Fluidos que generen parámetros de operación variados en la búsqueda del ECD objetivo para poder planificar los escenarios más extremos y

poder determinar los equipos de superficie necesarios para alcanzar el objetivo del trabajo. Se debe tener una segunda opción de validación de dichas simulaciones por partes de un tercero como doble aseguramiento.

## **2. DISEÑO DE CASING**

- Realizar un análisis gráfico de los factores de colapso del casing al trabajar las diferentes relaciones de lodo-nitrógeno en el anular del pozo, partiendo de un valor estándar, comparable con los valores de densidad de lodo establecidos previamente mediante simulación y correlaciones de pozos offset.

## **3. CURVAS INFLOW**

- Para el análisis y la selección de los equipos MPD de superficie, se debe tener en cuenta un estimado de la producción de pozo con los IPR de los pozos offset. Las curvas inflow permiten tener una referencia de la capacidad de los equipos necesarios, así como tener conocimiento de las características de los influjos que se pueden manejar en superficie de forma segura y sin riesgos.

## **4. KICK TOLERANCE**

- Para tener un estimado de los equipos MPD requeridos en superficie, es necesario prever la cantidad de fluidos que se puede circular fuera de pozo en caso de generarse un influjo. El kick tolerance es el volumen máximo de influjo que puede ser controlado en el pozo con éxito y se puede circular fuera de pozo sin romper la formación a la profundidad del zapato. Para su diseño, se debe tener en cuenta el kick intensity, el kick volume y con la diferencia de ambos se obtiene un valor estimado de volumen de fluidos en superficie. Esta relación debe ser calculada con

un mínimo error para tener control y manejo eficiente del influjo en caso de presentarse.

## **5. MWD RANGOS DE OPERACIÓN USANDO PERFORACIÓN CON LODO NITROGENADO**

- Es importante revisar las condiciones y rangos de trabajo bajo las cuales las herramientas funcionan de manera adecuada, en especial la herramienta MWD, que es de vital importancia para realizar seguimiento al ECD durante la perforación. Se recomienda solicitar evidencia al contratista y/o realizar pruebas para determinar la relación gas/liquido óptima a la cual la herramienta emite señal de ECD a superficie y los tiempos de adquisición.
- Una mayor compresión del fluido dentro de la sarta de perforación es fundamental para definir el porcentaje de gas en el sistema de fluidos de perforación, por este motivo, la inclusión de un limitador de flujo (Amplificador de señal) instalado debajo de MWD es un factor importante para poder aumentar el volumen de N<sub>2</sub> inyectado, siempre que el área de flujo del limitador de flujo utilizado sea inferior a el área de flujo total en la broca. El efecto conseguido con esta restricción es mantener una mayor compresión de fluido multifásico dentro de la sarta de perforación por encima de la MWD y garantizar lecturas del MWD dentro de los rangos seguros de la herramienta.

## **6. CUPONES DE CORROSIÓN**

- Es indispensable para la operación determinar los efectos del fluido Bifásico (Lodo – N<sub>2</sub>) sobre los materiales de la sarta de Perforación, casing, liner y equipos de superficie expuestos a la mezcla. Los cupones de corrosión son utilizados para encontrar la tasa de corrosión general mediante la determinación de la pérdida de peso/diámetro. El uso de la técnica de cupones de corrosión es adecuado para la

determinación de los puntos de corrosión, los cuales podrían generar problemas de integridad para el proceso normal de una operación.

## **7. SIMULACIONES PARA EVALUAR EFECTO DEL N<sub>2</sub> EN TEMPERATURA DE FONDO MPD**

- Una simulación adecuada permite una visión preliminar de los procesos que se realizarán en el pozo. Es importante evaluar los efectos que tiene la temperatura sobre la inyección de nitrógeno y viceversa, para determinar las relaciones máximas y mínimas de inyección sin que se afecten los componentes electrónicos de las herramientas de fondo.

## **8. PRUEBAS A FLUIDO DE POZO, FLOREÑA UP11: COMPATIBILIDAD, FILTRADO, EMULSIÓN Y TENSIÓN INTERFACIAL**

- Compatibilidad:

- ✓ Se recomienda realizar las pruebas de compatibilidad bajo tres condiciones: fluido de perforación en exceso, fluido de yacimiento en exceso y condiciones estándares de la prueba, con el fin de verificar los resultados obtenidos en bajo todos los escenarios posibles.

- ✓ De igual forma, se sugiere analizar diferentes familias de fluidos de perforación para un diseño de un plan de perforación, realizar las pruebas pertinentes y analizar la formación de emulsiones, todo con el fin de tratar fluidos en superficie.

- Emulsión; filtrado OBM COESGEN:

- ✓ La prueba de filtrado permite no solo analizar la calidad del filtrado, sino también, usando diferentes solventes, analizar la formación de emulsiones en el pozo cuando se mezclan fluidos con el lodo de perforación (sobre todo en casos de lodo base aceite). Se recomienda analizar la dosificación, la formulación y el tipo de solvente

utilizado en las diferentes pruebas. Adicionalmente, se recomienda hacer pruebas con diferentes porcentajes de fluidos para analizar la concentración óptima del mismo.

- Prueba de mojabilidad visual:

- ✓ Es importante analizar el comportamiento, en las diferentes formaciones, del lodo que se plantea utilizar. Se recomienda extender las pruebas a formaciones de arcilla y composición mixta, además de realizarla con fluidos de yacimiento.

- Prueba de Pour Point:

- ✓ Se recomienda realizar la prueba de pour point para analizar las condiciones de transporte en superficie y las condiciones de trabajo de los equipos.

- ✓ También se recomienda analizar el error de equipo con el que se realiza la misma, debido a que puede variar la temperatura hasta en 1°C. Revisar el fluido de enfriamiento.

- Compatibilidad del nitrógeno:

- ✓ Primeramente, se recomienda analizar el tiempo de inyección de nitrógeno, el cual dará un indicio para la homogenización del fluido de perforación.

- ✓ Se recomienda realizar tabulaciones a diferentes intervalos de tiempo, con el fin de determinar los cambios en cada sección. Igualmente, registrar los valores obtenidos en los cambios reológicos.

- Equipos en superficie:

- ✓ Realizar un listado tipo inventario de los equipos que serán utilizados en la operación, para realizar inspección periódica de condición y/o reparación. Reportar las condiciones de trabajo.

- Evaluación de riesgos:
  - ✓ Evaluar los probables acontecimientos para predecir las soluciones.
  - ✓ Identificar sistemas de seguridad en los equipos de generación de nitrógeno, inyección de nitrógeno y equipos de superficie.
  - ✓ Elaborar plan de emergencias.

## **9. HAZOP**

- Un HAZOP debe ser realizado para evaluar por nodos o sistemas los riesgos y controles operativos durante la ejecución de la Perforación MPD.

Cuatro Sistemas fueron evaluados:

- a). Sistema de Aire, Generación e Inyección de Nitrógeno.
- b). Sistema de Circulación con fluido Bifásico - Equipo de Perforación.
- c). Sistema Cabeza Rotativa.
- d). Sistema líneas y equipos MPD de superficie, Choke MPD/Separador MPD.

## **6.2 CAPÍTULO 2: EJECUCIÓN DE LA OPERACIÓN CON LA TÉCNICA MPD.**

### **10. CHARLAS DE SEGURIDAD:**

- Realizar charlas de seguridad y operacionales con el personal de las compañías involucradas en cada operación con el fin de comunicar de manera detallada los procedimientos que se realizarán durante el trabajo MPD.

### **11. PROCEDIMIENTOS DE WELL CONTROL:**

- El perforador, supervisor, tour pusher y rig manager deben tener claro los procedimientos de Well control para operaciones MPD y sus roles y responsabilidades mediante capacitación antes de iniciar la operación MPD.

## **12. PRUEBA DUMMY RUN**

- Se recomienda realizar una prueba de Dummy Run con el objetivo de:
  - ✓ Verificar que los datos suministrados por el simulador coincidan con los datos reales obtenidos en la prueba en campo.
  - ✓ Confirmar el funcionamiento y el desempeño de los equipos de MPD utilizados en la operación.
  - ✓ Confirmar el funcionamiento de las herramientas direccionales y las condiciones para tener una señal óptima en superficie.
  - ✓ Comparar el tiempo de retraso (Lag Time) para la perforación convencional con fluido monofásico y la perforación con la técnica MPD con fluido nitrogenado.
  - ✓ Preparar la cuadrilla para la operación con la técnica MPD.

## **13. EQUIPOS Y HERRAMIENTAS**

- Las BOP deben ser probadas antes de iniciar los trabajos MPD.
- Garantizar la ejecución del plan de mantenimiento de los equipos (Service Quality Plan) de la empresa de servicio, mediante su intervención y seguimiento continuo.
- Todos los equipos y herramientas para Well control deben ser probados y verificados en las compañías que los suministran antes de moverse al pozo.
- Inspeccionar el estado de los equipos de superficie y líneas que trabajen con altas presiones consideradas de riesgo. Además, realizar certificaciones HSE de los mismos.
- Verificar que todos los equipos cuenten con la estampilla donde se encuentra el peso de cada carga para tener un adecuado manejo de levantamiento de cargas y

evitar inconveniente de tiempos de retraso, ya que se necesitan para cálculos de planes de izaje por el operador de la grúa.

- Realizar prueba de funcionamiento de los Booster en la base de la compañía de servicios por 2 horas mínimo, antes de ser llevados a la locación.
- Dado que la operación MPD es crítica, se recomienda la instalación de sensores de presión redundantes para tomar decisiones teniendo un doble chequeo de la lectura.
- Se recomienda instalar las válvulas NVR de acuerdo a la norma (500 ft) ya que MPD es una operación de alto riesgo y éstas son necesarias porque se están manejando altas presiones de circulación y en fondo.
- Siempre incluir un sistema redundante de medición que permita verificar el caudal y la presión de inyección del nitrógeno al pozo.
- La rotación de los Bearing Assembly se debe garantizar desde la base de la compañía de servicios, previamente a la prestación de un servicio.
- Creación de un taller de evaluación y reparación de un Bearing Assemblies en Colombia.
- Si se tiene problemas de torque errático y vibraciones severas (stick & slip) durante la perforación, se recomienda analizar la mejor opción para mitigar los daños en las herramientas en fondo, por ejemplo, con tiempos óptimos de levantamiento de la sarta de acuerdo a instrucciones del personal de MWD, cambios en las RPM y peso sobre la broca (WOB).

- Considerar una línea de tamaño considerable que comunica la kill line con el choke de MPD, con el fin de tiempo extra de circulación en un caso de realizar deshomogenización del fluido bifásico por esta vía.

## **14. SIMULACIONES**

- Siempre incluir en la operación un ingeniero de campo, asignado a realizar las simulaciones en sitio y ajustar las mismas en base a los datos reales en superficie (SPP, WHP, WHT, Reología del lodo, etc.) y de fondo (BHP, BHT leída por APWD).

### **6.3 CAPÍTULO 3: AFTER ACTION REVIEW.**

## **15. HSE**

- Soporte HSE:

- ✓ Se debe contar con un soporte constante del HSE de la compañía de servicio como apoyo en todas las actividades realizadas y que esté involucrado desde el proceso de planeación del trabajo.

- Visitas gerenciales:

- ✓ Las visitas técnicas al campo donde se realizará la operación de las compañías involucradas son de gran importancia para poder acordar de la mejor forma la ubicación de los equipos de MPD, definición de mantenimiento, entre otros aspectos en la locación.

- ✓ Es importante el registro de actividades de visitas gerenciales y de seguridad en la zona, mediante actas o registros de seguimiento, debido a que permiten mejorar la seguridad de la operación y hacer seguimiento a la misma.

- Entrenamiento HSE:

- ✓ El personal que hará las operaciones en campo debe estar capacitado para lo mismo, con entrenamiento en manejo de planes de emergencia, adicional al requerido por las operaciones MPD.

- Simulacros:

- ✓ La frecuencia de los simulacros de evacuación y well control debe ser la suficiente como para garantizar que, al presentarse una situación crítica, el personal sea capaz de responder a la misma.

## **16. RIG UP EQUIPOS MPD**

- Soportes:

- ✓ Por los eventos de vibración durante la homogenización y Perforación con fluido bifásico, las líneas MPD de superficie deben contar con la soportaría necesaria para evitar fallas o fugas de las mismas.

- Aseguramiento de los equipos:

- ✓ Se presentan, a continuación, condiciones operativas para asegurar el mantenimiento óptimo de trabajo de los equipos:

- Inspección total en la base del contratista.

- Pruebas de funcionamiento y carga en la base del contratista.

- Preparación de lista de verificación de repuestos críticos.

- Aseguramiento de los Backup de los equipos.

- Válvula cheque en descarga bombas de lodo:

- ✓ Se recomienda la instalación de una válvula cheque aguas abajo de la salida de las bombas al stand pipe, justo antes del punto de inyección de nitrógeno para evitar la canalización del nitrógeno hacia las bombas de lodo.

- Mamparas anti ruido:

- ✓ Se sugiere su instalación para mitigar el ruido producido por los equipos de generación de nitrógeno In-situ. Se debe disminuir la exposición del personal a este riesgo y molestias a las comunidades aledañas

- Acompañamiento vial:

- ✓ Es deber del contratista asegurar la movilización de los equipos con el protocolo de escoltas ya conocido, con el fin de evitar afectaciones a la comunidad o daño a la infraestructura.

- Flare pit:

- ✓ Se debe considerar el uso de un mecanismo seguro y efectivo para la activación del piloto de quemadero, reevaluando y considerando las diferentes condiciones de operación.

- Ubicación flow line:

- ✓ Se recomienda evaluar minuciosamente la ubicación de la flow line, para no tener posteriores inconvenientes en cuanto a movilidad y reparación de equipos en superficie, que puedan incurrir en tiempos no operativos.
- ✓ Igualmente, se sugiere la revisión y reorganización del espacio

## **17. EQUIPOS Y PROCEDIMIENTOS**

- Simulaciones:

- ✓ En lo posible deben usarse modelos transientes y no modelos estables.
- ✓ Analizar sensibilidad con todas las correlaciones que se ofrecen para cálculos empíricos dentro del modelo. Correlación: OLGAS
- ✓ Revisión exhaustiva de la simulación realizada.

✓ Implementar factores de corrección que apliquen para ajustar los resultados simulados a la realidad del campo.

▪ Hold up:

✓ Se requiere determinar la relación de gas líquido máxima con la que se puede trabajar sin perder la señal de MWD, teniendo en cuenta factores de generación de nitrógeno, compresión de fluidos y separadores de superficie.

▪ Packer del Bearing Assembly:

✓ La aplicación de grasa a los tool joints asegura minimizar el deterioro de la goma al paso por la RCD. Esta técnica permite aumentar el periodo útil de las herramientas.

✓ Se debe tener la trazabilidad de las gomas o rubbers a usar en el trabajo para garantizar que están en condiciones de soportar el trabajo y rotación permanentes durante las horas recomendadas por la compañía de servicios.

▪ Lectura de presión choke MPD:

✓ Debido a que se pueden presentar inconvenientes a la hora de tomar lectura de la presión del choke, se recomienda instalar un sensor de presión adicional en salida hacia manifold MPD.

▪ Medición de N<sub>2</sub>:

✓ Es necesario auditar el caudal inyectado de nitrógeno mediante la verificación del diferencial de presión que se genera por la platina de orificio o cono, cualquier sea el restrictor usado. Se sugiere usar un reloj barton para dicha medición.

▪ Instalación de scrubber:

✓ Se recomienda evaluar el diseño de los equipos de separación en superficie para evitar presencia de fluidos aguas abajo de las salidas.

## 18. MUD LOGGING

- Medidor de flujo de salida:

- ✓ Se recomienda evaluar la instalación de un sensor de Flow/Out, calibrado y monitoreado para tener información confiable todo el tiempo.

- Recuperación de muestra:

- ✓ Para la recuperación de las muestras, se recomienda tener en cuenta los siguientes ítems:

- Instalar tanques aforados pequeños que permitan una medición más fácil del corte recuperado.

- Instalación de mallas finas para los scalpers, las cuales podrían ser del tipo API 170

- Realizar flushing de la línea de descarga a las shakers con frecuencia

- Lag time:

- ✓ Se recomienda hacer calibraciones posteriores de acuerdo con los ajustes de volumen de nitrógeno.

- Prueba de pureza de N<sub>2</sub>:

- ✓ Es muy importante realizar la prueba de N<sub>2</sub> generada por la unidad generadora con el fin de asegurarse que se evitara la generación de celdas galvánicas que puedan comprometer la integridad de los elementos en superficie y pozo.

## 19. FLUIDOS

- Medición del peso del lodo:

- ✓ Es importante establecer claro procedimiento de medida del MW con balanza convencional y presurizada para determinar si el lodo era o no cortado por el N<sub>2</sub>.

- MW:

✓ Con el fin de eliminar o mitigar el problema del torque que se observa para ambas corridas, se recomienda evaluar aumentar un poco el MW para perforar la sección y usar relaciones más altas de  $N_2$  para buscar el ECD objetivo.

## 7. CONCLUSIONES

La técnica para perforación MPD se presenta como una alternativa estratégica para perforación de pozos tanto convencionales como aquellos que presentan variaciones (sobrepresión, costa afuera, etc.). Adicionalmente, permite, en algunos casos, el desarrollo de proyectos de perforación en campos que son económica y técnicamente mucho más complejos de perforar que pozos convencionales.

La técnica MPD permite la reducción de los tiempos no productivos en la mayoría de los casos donde fue aplicada. Cabe destacar que se debe tener el equipo adecuado, la planeación, el personal y las condiciones para lograr una ejecución óptima de la técnica y así obtener los máximos beneficios.

La principal ventaja de la técnica es que es un proceso de perforación adaptable, es decir, permite ser utilizada bajo cualquier condición de campo, presión, temperatura y otras variables operacionales de yacimiento. Es recomendable realizar los estudios adecuados y significativos con los cuales se tenga claro la viabilidad técnica del proceso.

Si bien es cierto que la técnica MPD presenta importantes ventajas técnicas, económicas y de planeación; depende de que los lodos de alta densidad ahoguen el pozo durante los viajes de tubería. Estas operaciones se realizan en un delicado equilibrio. Un desbalance puede ocasionar que se pierda el control del pozo durante la ejecución.

El desarrollo de nuevos procedimientos y la curva de aprendizaje obtenida con la implementación de la técnica MPD aumentan las posibilidades de tener perforaciones con un menor costo, comparado con perforaciones en una sección/campo similar.

Es importante que haya una comunicación fluida, continua y documentada entre las compañías que se dispongan para realizar la operación; esto con el fin de alcanzar los objetivos planteados sin percances mayores.

## 8. RECOMENDACIONES

Se recomienda realizar en trabajos posteriores, una valoración técnico económica para la implementación de la técnica MPD en diferentes tipos de formaciones y comparando la misma con un proceso convencional de perforación y con la técnica UBD, con el fin de determinar, bajo ciertas condiciones, la disminución de los costos operacionales y así tener una base del costo de los procesos y realizar una nueva versión, la cual incluya un análisis económico y de viabilidad de la implementación de la técnica MPD

Igualmente, se recomienda realizar un Screening técnico de las condiciones operacionales y los equipos utilizados con los cuales la técnica MPD se ha desarrollado eficientemente, para tener una idea sobre la planeación y los procedimientos que deben ser utilizados. De igual forma, documentar la investigación para próximas perforaciones

Se sugiere revisar las diferentes técnicas de simulación y pruebas de laboratorio que se llevan a cabo para el desarrollo de un proceso de perforación MPD para conocer una mejor implementación de los mismos

## BIBLIOGRAFÍA

B. DEMIRDAL, J. C. CUNHA, NEW IMPROVEMENTS ON MANAGED PRESSURE DRILLING, 2007.

D. HANNEGAN, K. FISHER, Managed pressure drilling in marine environments; copyright, 2005, Weatherford intl. Inc.

ELLIOTT, D; MONTILVA, J; FRANCIS, P; et al. El manejo de la presión durante las operaciones de perforación. Oilfield review, primavera de 2011:23, no.1, copyright schlumberger.

GARCES, LEIDY; ORREGO, JORGE. Análisis comparativo de los criterios de selección entre taladros convencionales y hidráulicos para perforación de pozos.

GOOGLE PATENTES, 2011. Recuperado de [WWW.GOOGLE.COM/PATENTS](http://WWW.GOOGLE.COM/PATENTS).

GREENE, R, 2009; Manual de selección, uso y mantenimiento de compresores; SCRIBD. Recuperado de: ES.SCRIBD.

HANNEGAN, D; FISHER, K; Managed Pressure Drilling in Marine Environments. International Petroleum Technology Conference, IPTC 10173, noviembre 2005.

HECHEM, J; Experiencias en perforación bajo balance/MPD, desde 2009 hasta 2012 en cuenca neuquina, república Argentina. Congreso latinoamericano de perforación. 2012.

IAN C. COKER, (2004), TEXAS A&M, managed pressure drilling applications index, copyright, Offshore Technology Conference.

MELLENDEZ. M, SERRANO. M, Optimización de la perforación con fluido aireado de la fase de 26" en el pozo Yopal 5 mediante el análisis en implementación de las lecciones aprendidas en 4 pozos de correlación, 2016.

MONROY, B; BAUTISTA, J.E; Métodos para de perforación con manejo de presión en el espacio anular (MPD), Tesis de pregrado. 2010. Recuperado de [WWW.PTOLOMEO.UMA.MX](http://WWW.PTOLOMEO.UMA.MX)

OILFIELD GLOSSARY EN ESPAÑOL, 2011. Recuperado de [HTTP://WWW.GLOSSARY.OILFIELD.SLB.COM](http://WWW.GLOSSARY.OILFIELD.SLB.COM).

PÉREZ, J; MERINO, M. 2015. Recuperado de [HTTPS://DEFINICION.DE/VALVULA](https://definicion.de/valvula)  
ROTATING CONTROL DEVICES (RCDS), WEATHERFORD, 2011.

SPE, (2006), ASSESSING MANAGED-PRESSURE DRILLING.

TASMAN OIL TOOLS, API 6A. Recuperado de [HTTPS://WWW.TASMANOILTOOLS.COM/WP-CONTENT/UPLOADS/SPACER SPOOL.PDF](https://www.tasmanoiltools.com/wp-content/uploads/spacer-spool.pdf).

WALES, J; SANGER, L. 2011; COMPRESOR (MÁQUINA). Recuperado de [WWW.GRUPOVIRTUS.ORG](http://WWW.GRUPOVIRTUS.ORG)