

**EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA PARA DISMINUIR TIEMPOS NO
PRODUCTIVOS EN POZOS DIRECCIONALES
APLICACIÓN CAMPO CASABE**

**YURGIN ALEJANDRO CABEZAS DUQUE
PEDRO JAVIER SALAZAR VELANDIA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISIOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2015**

**EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA PARA DISMINUIR TIEMPOS NO
PRODUCTIVOS EN POZOS DIRECCIONALES
APLICACIÓN CAMPO CASABE**

**YURGIN ALEJANDRO CABEZAS DUQUE
PEDRO JAVIER SALAZAR VELANDIA**

Monografía para optar el título de
Especialista en Gerencia de Hidrocarburos

Directora:
Phd. ZULY CALDERÓN CARRILLO
Doctora en Ingeniería

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISIOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2015**

DEDICATORIA

A Dios por cada día, cada oportunidad y cada enseñanza, a mis padres y mi familia por su apoyo y por ser el motor de mi vida, a Marcy Barrera por ser tal cual como es... maravillosa!!

Yurgin Alejandro

A Dios por todo lo que me ha dado en la vida, a mis padres y a mi familia por compartir todos los momentos de felicidad, a Claudia por su apoyo incondicional y por estar ahí siempre.

Pedro Javier

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

La Doctora Zuly Calderón Carrillo por su dirección y colaboración incondicional en esta Monografía.

Al programa de Especialización en Gerencia de hidrocarburos y a todos los docentes por compartir su conocimiento para nuestra vida y beneficio.

A las chicas de la oficina de Posgrados de Ingeniería de Petróleos: Sylvia, Sindy y Mónica por su invaluable colaboración.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	124
1. DESCRIPCIÓN CAMPO CASABE	15
2. PROBLEMAS EN OPERACIONES DE PERFORACIÓN	19
2.1 PEGA DE TUBERÍA	19
2.1.1 Recomendaciones para prevenir Pegas de tubería.	22
2.2 INFLUJOS.....	27
2.2.1 Principales Causas de Influjos	28
2.3 PÉRDIDAS DE FLUIDO DE PERFORACIÓN.	30
2.3.1 Detección de pérdidas de fluidos:	31
2.3.2 Problemas relacionados con la pérdida de fluidos:.....	32
3. ADQUISICIÓN DE PARÁMETROS DE PERFORACIÓN Y SU INTERRELACIÓN.	34
3.1 PRINCIPALES PARÁMETROS DE PERFORACIÓN.	34
3.2 INTERRELACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE PERFORACIÓN.....	36
3.3 OBJETIVOS DEL MUDLOGGING	40
4. POZO TIPO PARA ANÁLISIS DE ADQUISICIÓN DE DATOS	41
4.1 ERRORES O PERDIDAS EN BASES DE DATOS	41
4.1.1 Causas.....	41
4.1.2 Soluciones a los problemas de adquisición	42
4.2 CORRECCION BASES DE DATOS	50
4.2.1 Tiempos no productivos en unidad de Mud Logging por corrección de bases de datos.	50
4.3 RIESGOS POR CORREGIR BASES DE DATOS DURANTE LA OPERACIÓN.....	52
5. DESARROLLO TABLA DINÁMICA PARA CORRECCIÓN DE BASES DE DATOS.	53
5.1 CORRELACIONES Y PRUEBAS LÓGICAS.....	53
5.1.1 Datos de entrada.	53

5.1.2 Condiciones lógicas iniciales.	54
5.1.3 Correlaciones secundarias.....	56
6. RESULTADOS APLICACIÓN TABLA DINÁMICA A POZO TIPO	66
6.1 RESULTADOS CORRECCIÓN TORQUE Y TABLE RPM MIENTRAS SE ESTÁ ROTANDO.....	66
6.2 RESULTADOS CORRECCIÓN TORQUE Y TABLE RPM MIENTRAS SE ESTÁ DESLIZANDO.....	68
6.3 RESULTADOS CORRECCIÓN PESO SOBRE LA BROCA (WOB).....	70
6.4 RESULTADOS CORRECCIÓN CAUDAL Y RELACIÓN ENTRE BOMBAS (SPM1, SPM2, SPM3).	72
7. ANÁLISIS COSTO – BENEFICIO DE LA APLICACIÓN DE LA TABLA DINÁMICA PARA MINIMIZAR TIEMPOS NO PRODUCTIVOS DE LA UNIDAD DE MUD LOGGING.....	74
7.1 COSTOS DE DESARROLLO DE LA TABLA DINÁMICA PARA CORREGIR BASES DE DATOS.....	75
7.2 COSTOS ASOCIADOS AL RIESGO DURANTE LA PERFORACIÓN.	75
7.3 ANÁLISIS DE COSTO - BENEFICIO.....	78
8. CONCLUSIONES	80
9. RECOMENDACIONES.....	79
BIBLIOGRAFIA	82

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Ambiente estructural del Campo Casabe.....	18
Figura 2. Pega de tubería por empaquetamiento.....	20
Figura 3. Pega de tubería por presión diferencial.	21
Figura 4. Reventón pozo Terra 123 por influjo de gas en Nacajuca, Tabasco. México.	27
Figura 5. Sensor digital Encoder	43
Figura 6. Sensor digital de proximidad.....	43
Figura 7. Sensor para presión de Stand pipe.....	45
Figura 8. Sensor de carga en el gancho	46
Figura 9. Sensor de torque eléctrico	47
Figura 10. Resultado corrección Torque y Table RPM rotando.	67
Figura 11. Resultado corrección Torque y Table RPM deslizando.	70
Figura 12. Resultados corrección Peso sobre la broca (WOB).....	72
Figura 13. Resultados corrección Caudal y Golpes de bomba.	74
Figura 14. Análisis comparativo de costos.....	78

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Mecanismos de pega.....	19
Tabla 2. Causas de tubería pegada Mecánicamente.	21
Tabla 3. Parámetros relacionados con el torque mientras se perfora rotando.	37
Tabla 4. Parámetros relacionados con el torque mientras se perfora deslizando.	38
Tabla 5. Parámetros relacionados a perforación rotando.	38
Tabla 6. Parámetros relacionados a perforación deslizando.	39
Tabla 7. Parámetros relacionados con el Peso la Broca (WOB).	39
Tabla 8. Resultados encuesta de Tiempos no productivos en unidad de Mud Logging por corrección de bases de datos.	51
Tabla 9. Posibilidad de que ocurra un problema operacional mientras se corrige una base de datos.	52
Tabla 10. Parámetros a correlacionar en la tabla dinámica.....	54
Tabla 11. Condiciones lógicas básicas en la tabla dinámica.....	55
Tabla 12. Condiciones lógicas respecto al WOB en la tabla dinámica.	56
Tabla 13. Resultados condiciones lógicas básicas en la tabla dinámica.	56
Tabla 14. Resultados condiciones lógicas respecto al WOB en la tabla dinámica.	56
Tabla 15. Condiciones lógicas secundarias respecto al Torque y Table RPM en perforación rotando en la tabla dinámica.	58
Tabla 16. Resultado Condiciones lógicas secundarias respecto al Torque y 58	58
Tabla 17. Condiciones lógicas secundarias respecto a la perforación deslizando en la tabla dinámica.	60
Tabla 18. Resultados condiciones lógicas secundarias a la perforación deslizando en la tabla dinámica.	60
Tabla 19. Condiciones lógicas secundarias respecto al Torque y Table RPM en perforación deslizando en la tabla dinámica.	60
Tabla 20. Resultados condiciones lógicas secundarias respecto al Torque y Table RPM en perforación deslizando tabla dinámica.	60
Tabla 21. Condiciones lógicas secundarias respecto al peso sobre la broca en tabla dinámica.....	62
Tabla 22. Resultado de las condiciones lógicas secundarias respecto al peso sobre la broca en tabla dinámica.	62
Tabla 23. Condiciones lógicas secundarias respecto al caudal en tabla dinámica.	64
Tabla 24. Condiciones lógicas secundarias respecto a los golpes de la bomba (strokes) en tabla dinámica.....	64
Tabla 25. Condiciones lógicas secundarias respecto a los golpes de la bomba (strokes) y el caudal en tabla dinámica.....	65

Tabla 26. Resultados condiciones lógicas secundarias respecto al caudal en tabla dinámica.	65
Tabla 27. Resultados condiciones lógicas secundarias respecto a los golpes de la bomba (strokes) en tabla dinámica.	65
Tabla 28. Resultado condiciones lógicas secundarias respecto a los golpes de la bomba (strokes) y el caudal en tabla dinámica.	65
Tabla 29. Tabla dinámica indicando errores en torque y table RPM rotando.	66
Tabla 30. Tabla dinámica con torque y table RPM rotando corregida.	67
Tabla 31. Conteo de pies perforados rotando.	68
Tabla 32. Conteo de pies perforados deslizando.	68
Tabla 33. Tabla dinámica indicando errores en tipo de pie perforado, torque y table RPM deslizando.	69
Tabla 34. Tabla dinámica corregida, tipo de pie perforado, torque y table RPM deslizando.	70
Tabla 35. Tabla dinámica indicando errores del peso sobre la broca y su corrección.	71
Tabla 36. Tabla dinámica mostrando los errores respecto a las bombas y el caudal.	73
Tabla 37. Tabla dinámica mostrando correcciones respecto a las bombas y el caudal.	74
Tabla 38. Costos de desarrollo de la tabla dinámica para corregir bases de datos.	75
Tabla 39. Costos Caso B, Pozo con Influjo de Gas.	76
Tabla 40. Costos Caso C, costos por pérdida de pozo.	77
Tabla 41. Análisis comparativo de costos Desarrollo tabla Vs. Costos riesgos.	78

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA PARA DISMINUIR TIEMPOS NO PRODUCTIVOS EN POZOS DIRECCIONALES APLICACIÓN CAMPO CASABE.

AUTORES: ALEJANDRO CABEZAS DUQUE.
PEDRO SALAZAR VELANDIA.

PALABRAS CLAVE: Tabla dinámica, Pruebas lógicas, Perforación, Parámetros, Pega, Influjos, Pérdidas, Costo, Beneficio.

DESCRIPCIÓN:

El presente trabajo de monografía presenta una evaluación técnica y económica del desarrollo de una tabla dinámica cuyo objetivo es disminuir los tiempos no productivos de la unidad de mud logging mientras se perfora, esta tabla dinámica realiza la evaluación, interrelación, advertencia de errores y en caso de ser posible la corrección de parámetros de perforación en la base de datos de un pozo perforado direccionalmente.

Se inicia con una descripción del campo Casabe y los problemas más habituales en las operaciones de perforación tales como pega de tubería, influjos y pérdidas de fluido de perforación, después se describen los principales parámetros de perforación y su interrelación, posteriormente se describe el pozo tipo para el análisis de adquisición de datos, las causas de las pérdidas de información y la solución de las mismas, se muestra una estadística de los tiempos perdidos por la corrección de bases de datos en la unidad de mud logging y los riesgos que esto conlleva en tres escenarios, optimista, medio y pesimista.

Posterior a esto se describe paso a paso el desarrollo de las correlaciones, las pruebas lógicas iniciales y secundarias que integran la tabla dinámica, las cuales son sometidas a prueba y entregan una serie de resultados que se describen en el documento, finalmente se realiza un análisis costo beneficio que compara el costo del desarrollo de la tabla dinámica con el costo de tres escenarios de riesgo (optimista, medio y pesimista) durante la perforación.

* Monografía

** Especialización en Gerencia de Hidrocarburos, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Universidad Industrial de Santander.
Director: Dra. Zuly Calderón Carrillo.

SUMMARY

TITLE: TECHNICAL AND ECONOMIC EVALUATION TO REDUCE TIME NOT PRODUCTIVE IN DIRECTIONAL WELL FIELD APPLICATION CASABE.

AUTHORS: ALEJANDRO CABEZAS DUQUE
PEDRO SALAZAR VELANDIA.

KEYWORDS: Dynamic Table, Logical Tests, Drilling, parameters, Paste, Influx, Loss, Cost, Benefit.

DESCRIPTION:

This working paper presents a technical and economic assessment of the development of a dynamic table which aims to reduce non-productive time unit mud logging while drilling, this Dynamic Table conduct assessment, interrelation, warning, error and if possible the correction of drilling parameters in the database of a directionally drilled well.

It begins with a description of Casabe field and the most common problems in drilling operations such as stuck pipe, influences and loss of drilling fluid after major drilling parameters and their interrelationships are described, then the well is described for the analysis of data acquisition, the causes of data loss and the solution thereof, a statistic of time lost due to the correction of databases mud logging unit and the risks involved in shows three scenarios, optimistic, medium and pessimistic.

Following this step by step development of correlations, initial and secondary logical tests that make up the Dynamic Table, which are tested and delivered a series of results described in the document, described finally an analysis is performed cost benefit that compares the cost of developing the Dynamic Table with the cost of three risk scenarios (optimistic, medium and pessimistic) during drilling.

* Monografía

** Especialización en Gerencia de Hidrocarburos, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Universidad Industrial de Santander.
Director: Dra. Zuly Calderón Carrillo.

INTRODUCCION

La operación de perforación es una de las más importantes, ya que en esta se tiene el primer contacto real con el yacimiento. La información obtenida es de vital importancia para el desarrollo del mismo en el futuro, de allí la importancia de bases de datos y registros confiables los cuales son una base sólida a futuras intervenciones.

La pérdida parcial de uno o varios parámetros de perforación debido a daños en los sensores, incorrecta calibración o daños en las conexiones de los mismos generan errores o ausencia de parámetros en las bases de datos, que posteriormente se convertirán en registros e informes de pozo en campo.

La dificultad para hallar y corregir este tipo de errores o ausencias se debe a la gran cantidad de datos tomados en intervalos de tiempo cortos. Para esto los ingenieros de campo deben invertir tiempo a la corrección de bases de datos, generando pérdida de tiempo, división de esfuerzo y distracciones continuas en la operación, la cual demanda monitoreo y atención constante. Al final todo este tiempo se convierte en tiempo no productivo ya que no es propio de la operación.

No existe una herramienta de cálculo eficiente, ni un procedimiento que permita solventar estos inconvenientes de forma rápida, eficiente y confiable, dejando al criterio del ingeniero a cargo la corrección y validación de estos datos. En particular esta monografía de grado se concentrará en desarrollar una tabla dinámica para la detección y corrección de errores en las bases de datos, así como un análisis costo-beneficio de la implementación de dicha tabla en las operaciones de Mud logging para reducir tiempos no productivos que podrían ocasionar problemas operacionales o incluso la pérdida del pozo en el caso más pesimista.

1. DESCRIPCIÓN CAMPO CASABE

El Campo Casabe está localizado en el Municipio de Yondó, Departamento de Antioquia, sobre el margen occidental del Río Magdalena, frente a la ciudad de Barrancabermeja, Departamento de Santander, en la parte central de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Se encuentra limitado al Este por el Río Magdalena, al Oeste por la vereda El Cóndor, al Norte por la vereda San Miguel del Tigre y el Río Magdalena y al Sur por el Municipio de Yondó, donde se encuentran las instalaciones para su manejo operativo¹.

Casabe fue descubierto en 1941 e inició su producción oficialmente cuatro años después. Su pico lo alcanzó hace casi 50 años (1956), con 46 mil barriles por día. La declinación lo llevó a producir 4.400 diarios a finales de los 70, cuando se decidió realizar una inversión de más de US\$300 millones para recuperar 70 millones de barriles adicionales.

Casabe no ha sido ajeno a las labores de recuperación secundaria. Desde principios de los 80, este campo logró aumentar su producción gracias a un programa de inyección de agua.

Dos décadas después de ese primer proyecto de recuperación secundaria, Ecopetrol vislumbró una segunda posibilidad incorporando nueva tecnología y por eso decidió incluirlo en la ronda de negocios 2000. Sin embargo, no se recibieron ofertas definitivas.

En 2001, Ecopetrol y Schlumberger realizaron un estudio del campo y determinaron que era posible construir las bases para celebrar un contrato que tuviera por objeto llevar a cabo un proyecto de aplicación tecnológica que permita incrementar el factor de recobro.

Los estudios llevaron a que se suscribiera una carta de intención en 2002 para definir las condiciones de un acuerdo comercial.

Casabe se caracteriza por un bajo nivel de recobro (24%) y la disponibilidad de infraestructura de almacenamiento, tratamiento e inyección de agua, sin contar que se encuentra a unos seis kilómetros de la Refinería de Barrancabermeja².

¹ ECOPETROL S.A. Reporte final Casabe 0024D, 0024D ST1, informe elaborado por: Gutierrez Julián. Et al. DATALOG COLOMBIA S.A.S. Noviembre 2012.

² ECOPETROL S.A. Carta Petrolera, Edición 108 Abril – Mayo 2003.
http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera108/rev_produccion2.htm.

En el año 2004, cuando se formó la Alianza Casabe, las tasas de producción eran de 5,200 bbl/d. A comienzos de febrero de 2010, estas tasas se habían incrementado hasta alcanzar más de 16,000 bbl/d.

El campo se encontraba subsaturado cuando comenzó la producción en 1945, y durante la recuperación primaria los mecanismos de producción fueron el agotamiento natural y el empuje de un acuífero débil. A fines de la década de 1970, concluido el período de empuje natural, el operador había obtenido un factor de recuperación primaria del 13%. No obstante, para esa época, la declinación de la producción era significativa, habiéndose reducido a casi 5,000 bbl/d. Para revertir esta tendencia, Ecopetrol SA (Empresa Colombiana de Petróleos SA) efectuó pruebas de inyección de agua durante varios años antes de establecer dos programas principales de recuperación secundaria, entre mediados y fines de la década de 1980.

Durante el período de recuperación secundaria, la existencia de complejidades estructurales, lutitas sensibles, areniscas heterogéneas y petróleos viscosos conspiró contra la efectividad del programa de inyección de agua. Y si bien resultó inicialmente exitosa en cuanto al incremento de la producción, el agua inyectada irrumpió en forma prematura en los pozos de producción. La producción de arena se observó en un alto porcentaje de pozos, lo cual contribuyó a su colapso y causó la falla de los equipamientos de fondo de pozo. Las tasas de inyección de agua se redujeron gradualmente en un intento para superar estos problemas, y el proceso de inyección perdió efectividad en cuanto al mejoramiento de la recuperación de petróleo; desde 1996 en adelante, las tasas de producción declinaron entre 7% y 8% por año.

En el año 2004, Ecopetrol S.A y Schlumberger forjaron una alianza para revitalizar el Campo Casabe. Utilizando métodos actualizados de manejo de yacimientos de alta complejidad, la alianza logró revertir la declinación de la producción.

Desde marzo de 2004 hasta febrero de 2010, la producción de petróleo se incrementó, pasando de 5,200 a más de 16,000 bbl/d. Además, el factor de recuperación final estimado aumentó, pasando de 16% a 22% del petróleo original en sitio (OOIP).

Las formaciones Colorado, Mugrosa y La Paz, que conforman el Campo Casabe, fueron depositadas durante el Período Paleógeno. Estas formaciones se encuentran a profundidades que oscilan entre 670 y 1,700 m [2,200 y 5,600 pies].

Las areniscas prospectivas del campo se clasifican en tres grupos principales: A, B y C, las cuales se subdividen en unidades operacionales. Las areniscas se encuentran habitualmente aisladas por sellos impermeables de arcilita y exhiben tamaños de granos que varían de limosos a arenosos y a guijarrosos.

Estructuralmente, el Campo Casabe corresponde a un anticlinal de 8 km [5 millas] de largo con un cierre en las tres direcciones, un flanco este bien definido y una inclinación sur. La inclinación norte se encuentra fuera del área del Campo Casabe, en el Campo Galán. Una falla de desplazamiento de rumbo NE-SO, de alto ángulo, cierra el lado oeste de la trampa. Ver figura 1.

Las fallas asociadas, perpendiculares a la falla principal, compartimentalizan el campo en ocho bloques. Las operaciones de perforación se limitan habitualmente a pozos verticales o desviados, dentro de cada bloque, debido a la intensidad del fallamiento y la compartimentalización³.

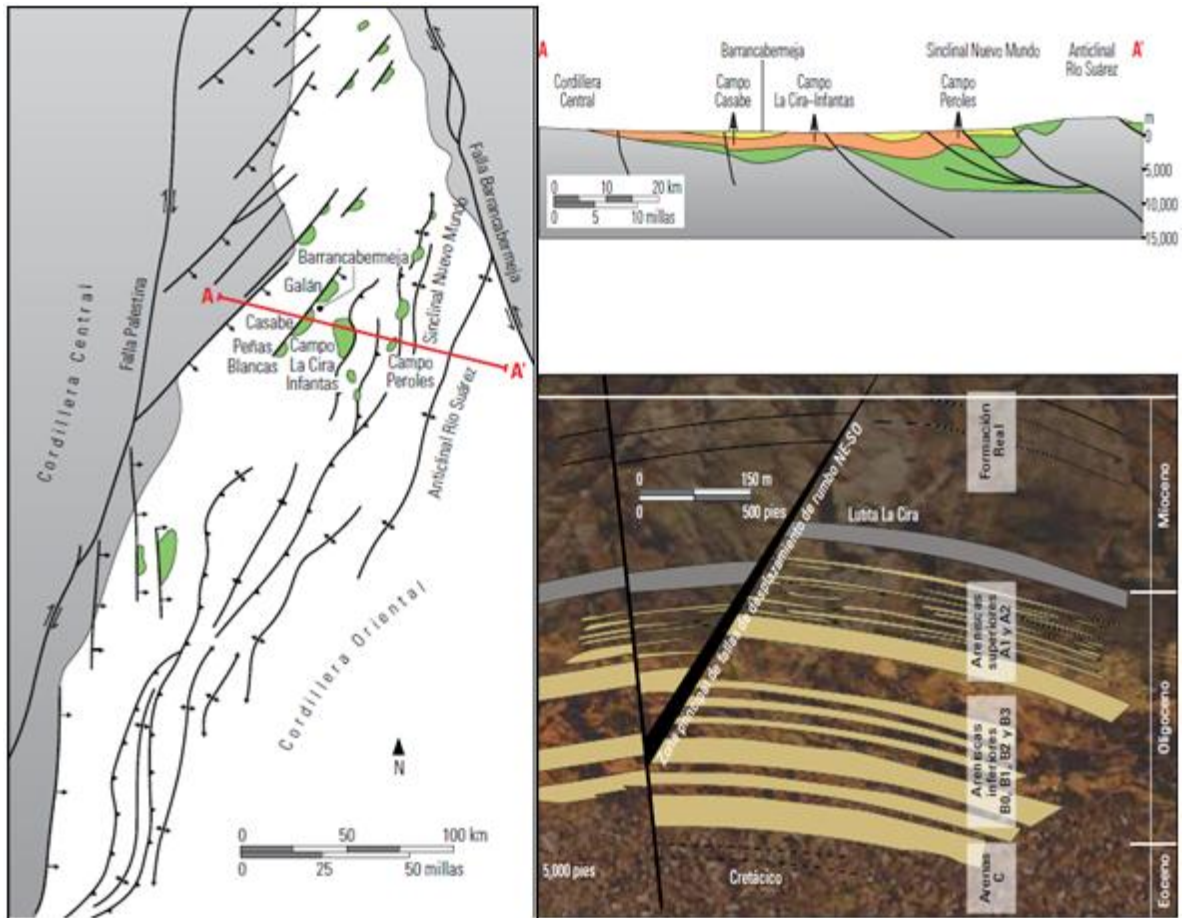
El campo casabe se ha caracterizado por tener distintos problemas operacionales durante la perforación tales como pegas de tubería, influjo de fluidos (agua), pérdidas de fluido de perforación, los cuales requieren acciones y procedimientos remediales.

El Campo Casabe se encuentra ubicado al oeste del Campo La Cira–Infantas, en la Cuenca del Valle Medio del Río Magdalena (Figura 1, izquierda). Las estructuras principales de la Cuenca MMVB y los campos productores se muestran en la sección transversal estructural generalizada A a A' (Figura 1, extremo superior derecho).

El Campo Casabe se encuentra intensamente estratificado, como se observa en la sección transversal estructural detallada (Figura 1, extremo inferior derecho).

³ AMAYA , Mauro.; AMAYA, Raúl, et al. Casabe: Revitalización de un campo maduro. Traducción del artículo publicado en inglés en Oilfield Review Primavera de 2010: 22, no. 1. 2010 Schlumberger.

Figura 1. Ambiente estructural del Campo Casabe.



Fuente: Figura tomada de Casabe: Revitalización de un campo maduro. Traducción del artículo publicado en inglés en Oilfield Review Primavera de 2010: 22, no. 1. 2010 Schlumberger.

2. PROBLEMAS EN OPERACIONES DE PERFORACIÓN

2.1 PEGA DE TUBERÍA

La pega de tubería es la causa más común de pérdida de tiempo en operaciones de perforación, terminación y reacondicionamiento de pozos. Puede constituir un problema menor que incrementa ligeramente los costos, o un gran problema que ocasione la pérdida de la sarta o del pozo completo.⁴

La pega de tubería ocurre cuando las fuerzas del hueco no permiten que la sarta se mueva hacia afuera.

Una señal de advertencia común de pega de tubería es un hueco apretado, que se da cuando las fuerzas del hueco restringen el movimiento de la sarta a un nivel más alto de las condiciones operativas normales.⁵

Entre los mecanismos de pega de tubería están:

- Tubería pegada mecánicamente
- Tubería pegada diferencialmente.

Tabla 1. Mecanismos de pega

TUBERÍA PEGADA MECÁNICAMENTE	TUBERÍA PEGADA DIFERENCIALMENTE
Causa: Obstrucción o restricción física.	Causa: Diferencial de presión entre la columna de fluido actuando sobre la formación.
Cuando: Durante el movimiento de la sarta.	Cuando: La sarta está estática.
Clasificación: 1.Empaquetamiento 2.Pega Geométrica	

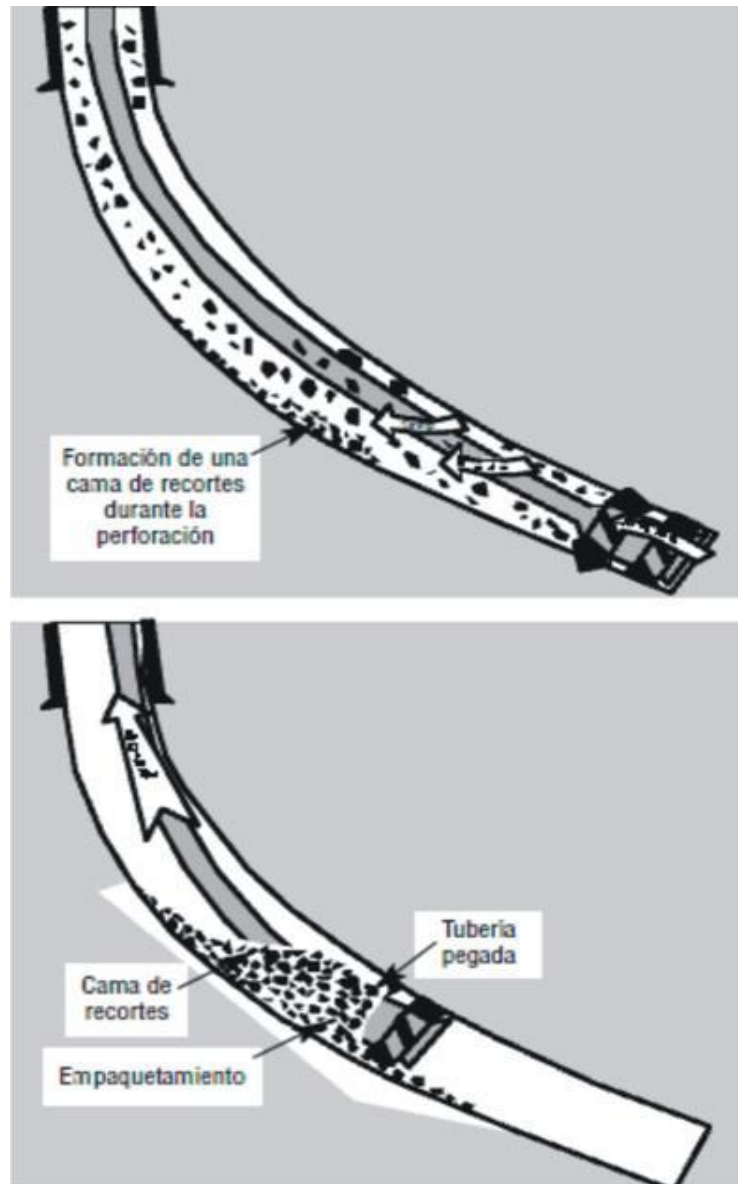
Fuente: Manual de prevención de pega de tubería Technical Formation Center.

La principal causa de una pega de tubería por empaquetamiento (Figura 2) es una mala limpieza del pozo, esto ocurre por perforar más rápido de lo que se puede limpiar el hueco debido a que la reología del lodo es muy pobre e incapaz de remover de forma adecuada los recortes de perforación; algunas veces también sucede esto por utilizar bombas de baja capacidad que no llegan a ofrecer el caudal apropiado para limpiar el hueco.

⁴ WELL CONTROL INTERNATIONAL.WCI. Manual de prevención de pega de tubería. 2014. 9 p.

⁵ MOODY INTERNATIONAL. Training to reduce unscheduled events Manual. 2008. 22-54 p.

Figura 2. Pega de tubería por empaquetamiento.



Fuente: <http://geologyanddrillingproblems.wikispaces.com>

Otras causas de tubería pegada mecánicamente (Pega por empaquetamiento o Pega geométrica) se presentan en la Tabla 2.

Tabla 2. Causas de tubería pegada Mecánicamente.

PEGA POR EMPAQUETAMIENTO	PEGA GEOMÉTRICA
1. Recortes depositados (Mala limpieza del hueco). Ver figura 2.	1. Ojos de llave
2. Inestabilidad de las Lutitas	2. Pozos por debajo de calibre (Hueco Apretado)
3. Formaciones No Consolidadas	3. Ensamblaje / BHA rígido
4. Cemento o Chatarra en el pozo	4. Formaciones móviles
	5. Altos Dog Legs / Patas de perro
	6. Roptura del Casing / Colapsos

Fuente: Manual de prevención de pega de tubería Technical Formation Center.

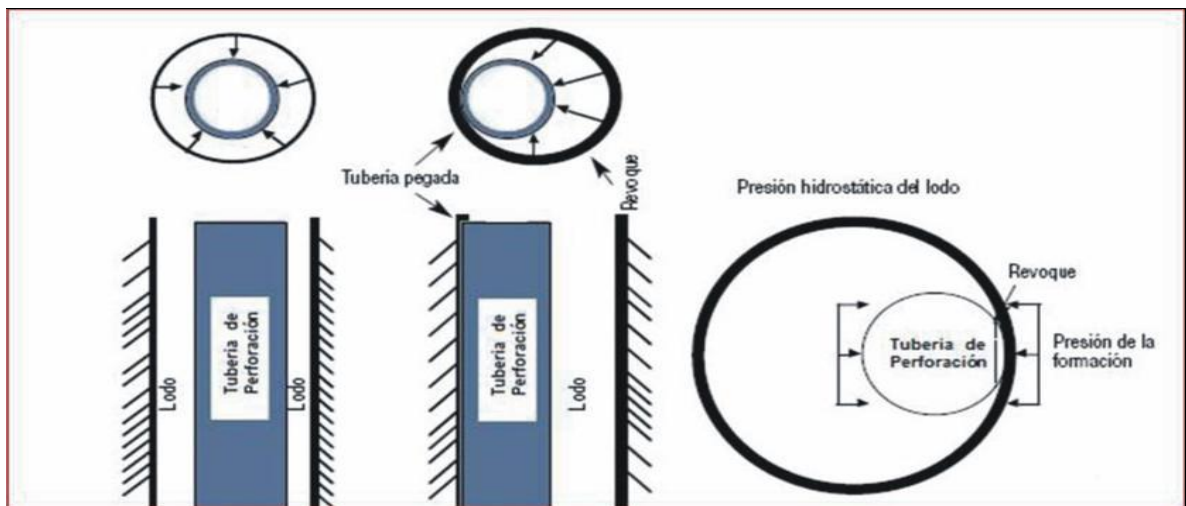
Tubería pegada diferencialmente.

La fuerza de pega diferencial es generada por la presión hidrostática de sobrebalance al empujar a la sarta contra el revoque grueso frente a la formación permeable. (Ver figura 3).

Para que pueda ocurrir una pega diferencial, se debe cumplir con las siguientes condiciones fundamentales:

- La sarta debe estar en contacto con la pared del hueco y permanecer estacionaria por algún tiempo.
- Debe desarrollarse un revoque estacionario grueso mientras la sarta no se movía.⁶

Figura 3. Pega de tubería por presión diferencial.



Fuente: <http://geologyanddrillingproblems.wikispaces.com>

⁶ TECHNICAL FORMATION CENTER. Manual de prevención de pega de tubería, Bogotá , 2014. 98 p.

2.1.1 Recomendaciones para prevenir Pegas de tubería⁷.

Estas recomendaciones dependerán del tipo de pega que se puede presentar:

Pegas por Cortes o Sedimentos.

Es indispensable mantener el caudal de circulación y la reología del lodo, de acuerdo con la tasa de perforación y el tamaño del hueco. Cuando se sospeche que una de estas condiciones no está funcionando como debería, ya sea por cavernas, cambios de diámetros en las sartas y los revestimientos, inclinación del hueco, implementar una de las siguientes soluciones:

- Incrementar el caudal de circulación.
- Bombear píldoras de baja viscosidad seguidas por píldoras de alta viscosidad y algo más pesadas (0.1 - 0.3 lpg).
- Incrementar reología: punto de cedencia, viscosidad, geles, etc.
- Circular para los viajes, no sólo el tiempo de los fondos, sino el necesario para despejar los cortes del anular, mover la tubería arriba y abajo y rotarla suavemente; los retornos en la rumba darán el verdadero tiempo de circulación.
- Usar tuberías de perforación de acuerdo con los diámetros del hueco programados, con el ánimo de incrementar las velocidades anulares.
- Cuando por alguna circunstancia, no sea posible mantener una buena limpieza, detenga la perforación y circule o controle la tasa de penetración, hasta corregir la causa originaria.
- Revisar la eficiencia de las bombas, no siempre el número indicado de golpes corresponde al caudal requerido.
- Si se perfora cemento fraguado y utiliza agua (no se recomienda), el caudal debe ser suficiente para levantar los cortes, puesto que normalmente son grandes; perfore unos pies y observe los retornos.
- Si hay experiencia en pozos vecinos de zonas de hueco grande, averigüe la causa y prevéngase contra ello.

⁷ ECOPEPETROL S.A. Manual de Operaciones de Perforación. Bogotá, 2010. 197-199 p

Caída o Desestabilización del Hueco.

La prevención comienza con el diseño mecánico y del lodo, escogiendo los pesos adecuados y cubriendo las zonas problema.

En huecos desestabilizados, como no se debe circular a ratas que aumenten el problema, trabajar sobre la reología para ayudar a despejar los cortes del anular, manteniendo la sarta en movimiento, arriba, abajo y en rotación suave. Si es una caída continua, ayudarse con píldoras viscosas permanentemente. Limpiar por lo menos tres juntas antes de llegar al fondo y circular antes de reiniciar la perforación.

Mantener siempre el hueco lleno, si es necesario colocar la bomba durante el viaje, evitar suabeos y surgencias que provoquen pérdidas de circulación.

Es importante analizar los indicios que se presenten en cada conexión, ellos pueden indicar la acción a tomar. Cuando el sencillo sale con bomba, pero no sin ella, es indicio de sobrecarga de cortes.

Cuando el pozo viene mostrando problemas, el ingeniero interventor debe permanecer en la mesa de perforación durante las quince primeras y últimas paradas del viaje, para tomar cualquier decisión inmediata. También en las partes donde haya problema.

Pega por Cemento Fresco.

Estos casos no son muy frecuentes, pero ocurren. Después de una cementación, squeeze, tapón, etc., reverse suficientemente para sacar el cemento de la tubería y estime la cantidad retornada. Permita suficiente tiempo de frague (observar los testigos) antes de bajar la sarta. Al bajar, circule unas juntas arriba del tope teórico; si la tubería tranca, no descargue peso instantáneamente, colocar peso (10000 lb) y levantar, repetir con más peso cada vez, hasta asegurarse que el cemento está duro.

Al realizar squeeze o taponos, asegurarse de sacar la tubería del cemento para reversar por lo menos dos veces la capacidad interna de la tubería de trabajo.

Chatarra.

Evitar su caída al pozo, colocando el empaque protector en la tubería, la tapa del pozo, la tapa de la tubería, cerrar el ariete ciego tan pronto saque la sarta. Revisar todos los elementos de trabajo en superficie (cuñas, llaves, muelas, pines, etc.). Cuando se calibre tubería, tener cuidado con el conejo.

La chatarra producida en el pozo proviene de las brocas, los estabilizadores, el equipo de flotación, etc. Para evitar producir chatarra, se debe mantener buena supervisión sobre estos elementos, teniendo en cuenta que es más económico retirarlos en buen estado que tener que pescarlos. Utilizar alto punto de cedencia al moler chatarra y pescar residuos metálicos en operaciones de reacondicionamiento.

Ojos de Llave.

Estos son formados por cambios abruptos en el ángulo o en la dirección en formaciones de mediana a duras. La alta tensión de la sarta y la rotación de la tubería desgastan la formación creando una ranura. Mientras se está sacando la tubería del hueco, los drill collars se atascan en la ranura.

La mejor precaución es evitar formarlos, así: rimar las zonas de pateperros (dog legs), no aplicar excesivo peso en formaciones blandas; cuando sea necesario construir pateperros, hacerlos lo menos severos posible, no dejar demasiado hueco abierto bajo el zapato.

Si ya existen, lo más importante es la precaución durante el viaje de sacada cuando las botellas lleguen al punto crítico. Los viajes de sacada en hueco abierto deben hacerse lentamente y evitar ocasionar tensiones instantáneas altas (30000 lbs pueden pegar una sarta).

Cuando se presente tensión, bajar la sarta para quitarla y sacar rotando con tensión de hasta 5000 lb, o la que permita rotar, hasta pasar el ojo de llave.

Reducción del Diámetro del Pozo.

Identificar las arcillas problemáticas en pozos vecinos, con el fin de recomendar el tipo de lodo que más las inhiba y/o encapsule. Persiga el MBT, él le dará información útil.

Si la tubería tranca bajando, no aplicar peso, rimar con alta RPM y bajo peso, circulando a alto caudal.

En los viajes de salida, entrar muy despacio en las zonas hinchadas, sacar trabajando arriba (máximo el 70% del peso en el lodo de las botellas) y abajo y/o rotando, de esta forma puede ir tensionando cada vez un poco más, evaluando el avance y comprobando hacia abajo que esté libre.

Otras recomendaciones para evitar pegas en huecos apretados son:

- Repase los tubos durante la perforación con altas RPM.

- Registre las máximas tensiones y las profundidades, para rimar cuando baje la tubería.
- Realice viajes cortos sacando y entrando en las últimas secciones de arcillas perforadas.
- Cuando se saque con arrastre severo, colocar la bomba para llenar el pozo y ayudar a empujar.
- No utilice ensamblajes de fondo muy largos, ni cambie de conjuntos flexibles a rígidos sin la debida precaución.
- Calibrar las brocas y los estabilizadores cuando salgan del pozo, para conocer la precaución que ha de tomarse bajando, rimar si es necesario toda la sección recién perforada.
- Al sacar tubería con conjuntos rígidos, debe hacerse lentamente y permitirles que roten (naturalmente) y se acomoden al pozo.

Revestimiento Colapsado.

No hay que descuidarse al bajar tubería en hueco revestido, porque si está colapsado ocurre una pega. Esto es crítico en pozos viejos donde se hayan utilizado revestimientos débiles; un correcto diseño de revestimiento es de vital importancia. También es recomendable, minimizar el desgaste del revestimiento y asegurar una buena cementación.

Pegas Diferenciales.

Como no se sabe dónde estarán las zonas permeables, las mejores recomendaciones son:

- Utilizar tantas botellas acanaladas como sea posible, esto para disminuir el área de exposición entre las paredes del pozo y la sarta.
- Mantener buena lubricidad en el lodo. Usar de ser posible lodo base aceite.
- Mantener bajo contenido de sólidos (LGS) y pérdida de filtrado.
- Una torta delgada, plástica y consistente.
- Perforar con el mínimo peso de lodo necesario.
- No dejar quieta la tubería y circular siempre.

- Usar los estabilizadores de la parte superior, con diámetro un poco menor (1/8" - 1/4") que el estándar.
- Rote suavemente en las cuñas mientras hace la conexión.
- Monitorear continuamente la presión de poro del exponente "D", para evitar crear diferenciales de presión muy altos (mayores de 500 psi presentan riesgo).
- Utilizar el peso de lodo para matar el pozo sin margen de seguridad.
- Disponer en la localización del pozo de los materiales químicos necesarios para despegar, sobre todo aquellos que han dado buen resultado en el área.

Prevención de Otras Causas de Pesca.

Se refiere a aquellas causadas por fallas en los materiales, ya sea por mala calidad, desgaste natural o sometimiento a esfuerzos superiores a su diseño.

Las recomendaciones para evitar problemas de pesca, se basan en el conocimiento que el usuario tenga de las resistencias, capacidades y forma de uso de los materiales y herramientas que va a utilizar.

Es muy importante la inspección regular (de acuerdo con su uso) de tuberías, cuñas, equipo de levante, anclas, torre, equipo de manejo de tuberías, control de trabajo del martillo, calibrar continuamente los instrumentos de medición, control de trabajo del cable y desechar lo que no cumpla con los requerimientos y/o normas establecidas.

Cuando se tiene conocimiento de un pateperro (dog legs) y hay baja tasa de perforación, es conveniente instalar tubería nueva de alta resistencia en ese punto y cambiarla de lugar en cada viaje.

Es recomendable en los viajes de salida, desconectar cada vez por una conexión diferente.

Asegurar con collares las botellas, y el revestimiento hasta cuando tenga suficiente peso (muchas veces la flotación hace que no se ajuste en las cuñas y cualquier golpe lo suelta).

La caída de un objeto sobre la broca, sobre todo en hueco revestido, puede ocasionar una pega grave por acuífamiento y el trabajo de recuperación puede romper el revestimiento.

2.2 INFLUJOS

La seguridad del equipo, el personal y el entorno, implica un proceso continuo de control de flujos durante la perforación para mantener la presión hidrostática en el pozo mayor que la presión de formación, mecanismo primario de control que se inicia con la planeación del pozo.

Cuando se perfora con retorno normal de lodo a superficie, es imposible que ocurra un amago de reventón sin presentar una indicación o aviso, asociado con cualquiera de las causas principales de amago.

De ahí se deriva lo importante que es el conocimiento de los indicadores y las causas de amago de reventón, la oportuna detección y el control antes que el hecho aumente en intensidad. Todo amago se presenta cuando la presión de la formación excede la presión hidrostática del fluido en el pozo, y es para ese momento cuando todo el personal involucrado en la operación de perforación debe estar entrenado para actuar inmediatamente. Cuando un amago no se controla se convierte en reventón.⁸

Figura 4. Reventón pozo Terra 123 por influjo de gas en Nacajuca, Tabasco, México.



Fuente: <http://www.cronica.com.mx>

⁸ RANDY SMITH WELL CONTROL. Manual de control de pozos: Control de pozos en perforación. 2012. 43-50 p.

2.2.1 Principales Causas de Influjos⁹

Falta de cuidado en mantener el hueco lleno.

El hueco se debe llenar cada vez que se cause una caída de presión de 75 psi o que se saquen cinco (5) paradas de tubería o tres (3) botellas de perforación, lo que produzca menor reducción de la presión sobre el fondo. Es de mandato obligatorio utilizar el tanque de viaje, para tener un mejor control sobre los volúmenes de desplazamiento y llenado.

Reducción de presión por succión del pozo (swabbing).

Ocurre cuando se saca tubería a velocidades altas, ocasionando una reducción en la presión de fondo del pozo. Se han de tener en cuenta los programas de velocidades máximas de bajada y sacada de tubería. Este efecto es mayor cuando la broca está cerca del fondo, con broca y estabilizadores embotados y altos geles en el lodo. Sacar las primeras 15 paradas lentamente.

Pérdida de circulación.

La pérdida de circulación disminuye el nivel de fluido en el hueco, causando una reducción en la presión hidrostática sobre el fondo del pozo. Esto debe ser detectado por los medidores de volúmenes en las piscinas y el medidor de caudal de retorno.

Perforación de una zona de alta presión.

Al perforar una zona de alta presión, la cual es mayor que la presión hidrostática del lodo, se producirá un amago de reventón por el mayor empuje de la presión de formación, lo que induce la entrada de fluido al pozo. Para su detección existen varios métodos de predicción, con los cuales se pueden determinar las presiones anormales de formación.

2.2.2 Indicadores o Identificadores de Influjos.

Aunque la alta presión anormal parece ser el gran peligro, la mayoría de los reventones han ocurrido en zonas con presiones normales y durante los viajes de tubería.

Los principales indicadores sobre los cuales se debe ejercer observación permanente son:

- **Aumento de volúmenes en los tanques:** Cualquier aumento en el volumen en los tanques es una indicación de amago, que generalmente se

⁹ ECOPEPETROL S.A. Manual de Operaciones de Perforación. Bogotá, 2010. 143-145 p

convierte en la primera confirmación, cuando hay un control estricto en la medición del flujo de retorno.

Debe ser detectado rápidamente por los indicadores del nivel comunicados con la Unidad de Registro Continuo de Hidrocarburos y por los sensores PVT instalados en los tanques del fluido de perforación y transmitido al equipo de medición en la casa del perro. Las alarmas deben ser activadas inmediatamente. Comprobar que el aumento no es producto de preparación o movimientos de lodo de reservas.

- **Aumento de la tasa de flujo de retorno:** Debe ser la primera confirmación de un amago, siempre y cuando sea producido por causas diferentes al aumento en la rata de bombeo al pozo. El instrumento de medición debe instalarse en la línea de flujo de retorno, para detectar cualquier cambio de flujo por leve que sea. La confiabilidad de estos instrumentos se basa en la calibración.
- **Flujo del pozo con las bombas paradas:** El pozo fluye o circula sin estar operando las bombas, conduciendo a un aumento en el nivel de las piscinas. Si hay sospecha de un flujo se revisa el pozo visualmente en la rumba.
- **Disminución de la presión de circulación con aumento en el número de golpes:** Cuando se produce un amago y el fluido del yacimiento penetra al pozo, se genera una disminución de la presión hidrostática, que junto con la expansión, hace que la presión de bombeo disminuya y los golpes de la bomba aumenten. Sin embargo, estos factores pueden producirse por causas diferentes a amagos de reventón (taponamiento de la succión de la bomba, aire en las líneas, falla en algún componente de las bombas, caída de boquillas, hueco en la tubería, etc.). De todas formas, siempre está asociado a otros indicios que hacen determinante la detección. Siempre es mejor asumir que hay un amago y revisar flujo. Puede estar asociado con un aumento en el peso de la sarta.
- **Aumento de la rata de perforación:** Es uno de los primeros indicadores y más fáciles de detectar. Ocurre cuando se incrementa considerablemente la rata de penetración sin variar las condiciones de perforación que se traen; suele suceder después de una corta frenada. Generalmente el perforador es el primero en detectarla y debe estar instruido en las acciones inmediatas a tomar.
- **Lodo cortado con gas, aceite o agua salada:** Cuando el gas, el aceite o el agua entran al pozo, se mezclan con el lodo produciendo una reducción en su peso. El gas es detectado en la trampa de vacío instalada en el bolsillo de la rumba. El crudo y el agua salada se detectan, ya sea

visualmente por el cambio de apariencia física del lodo o por las pruebas de cloruros.

- **Cambios de temperatura en el lodo de retorno:** Cuando ha habido una entrada de fluido al pozo, hay un cambio de temperatura (descenso) que puede ser detectado cuando se lleva un control estricto sobre este parámetro.
- **Apariencia de los ripsos de perforación:** Conociendo la forma y cantidad de los cortes generados por la perforación normal de la broca, se puede detectar un amago de reventón identificando la variación hacia cortes más grandes y más angulares, producidos por el desbalance. Cuando las lutitas se derrumban por desbalance a favor de la formación, los cortes tienen apariencia grande y angular.

2.3 PÉRDIDAS DE FLUIDO DE PERFORACIÓN.

La pérdida de circulación, es decir la pérdida de fluido hacia la formación, es uno de los problemas más críticos que se pueden encontrar durante la perforación convencional.

La pérdida de circulación se produce cada vez que la presión ejercida por el fluido contra la formación excede la resistencia de la formación. Fluidos con alta densidad pueden dar como resultado presiones excesivas, igualmente alta viscosidad y gran resistencia al gel pueden crear presiones demasiado elevadas en el interior del pozo durante la circulación, al iniciarla o mientras se está efectuando un viaje en el pozo.

Una pérdida parcial de lodo a la formación no tiene necesariamente consecuencias inmediatas que impidan continuar con la perforación. Sin embargo las consecuencias pueden ser más severas si la rata de pérdidas aumenta o si se pierde completamente la circulación.

- Una pérdida en la cabeza hidrostática puede hacer que entren al pozo fluidos provenientes de otras formaciones (reventón subterráneo).
- Daño a la formación (pérdida a la permeabilidad por los sólidos del lodo y quizás cortes se depositen, lo cual no sólo impediría tomar unos buenos registros, sino también dañar el potencial productor de la zona de interés).
- El incremento en los costos por la pérdida de lodo el cual debe ser reemplazado con sus componentes.

- Problemas asociados de perforación.

Hay varias situaciones, de ocurrencia natural o bien inducida por la perforación que pueden llevar a una pérdida de circulación:

- Arenas superficiales frágiles e inconsolidadas.
- Formaciones cavernosas o fracturadas naturalmente.
- Reservorios depletados o formaciones presionadas sub-normalmente, donde la densidad del lodo supera a la de formación.
- Formaciones que se han debilitado o fracturado por operaciones de perforación incorrectas (Excesiva densidad del lodo, excesiva presión de circulación, presiones de surgencia o incrementos de presión al bajar tubería o al cerrar el pozo).

2.3.1 Detección de pérdidas de fluidos¹⁰:

Una alerta por una zona de pérdida puede ser dada por un aumento en la rata de perforación, esto puede ser debido que la formación encontrada es frágil, inconsolidada, cavernosa o extremadamente porosa.

La pérdida de circulación en formaciones normalmente presurizadas bajo el nivel del revestimiento de superficie puede ser ocasionada por fracturas naturales en formaciones con una presión subnormal de poro. Si a medida que avanza la perforación, no hay retorno de fluido o de cortes, es muy probable que se esté perdiendo en una zona fracturada.

Las fracturas pueden ser detectadas por un incremento súbito en la rata de penetración acompañada por torque alto y errático.

La pérdida de circulación inicialmente será detectada por una reducción de flujo de lodo hacia la superficie, acompañada de una pérdida de presión. Si la situación continúa o empeora, el nivel del lodo en el tanque de succión bajará a medida que se pierde el lodo. En una situación aún más severa, habrá una total ausencia de retornos del pozo.

¹⁰ UNIVERSIDAD DEL ZULIA. Memorias seminario de petróleo: Problemas fluidos de perforación. Maracaibo, 2012.

2.3.2 Problemas relacionados con la pérdida de fluidos:

El costo total de un pozo se ve afectado por la existencia de pérdidas de circulación del fluido de perforación, aumentando el costo del mismo y originando una situación de arremetida.

En el peor de los casos es cuando se pierde fluido a la formación, cae la altura de la columna de lodo dentro del anular y se reduce en consecuencia la presión hidrostática. Esta caída de presión hidrostática puede permitir que entren al pozo fluidos de otras formaciones (es decir una patada).

En este caso, el pozo está fluyendo a una profundidad y perdiendo en otra. Los fluidos de formación pueden fluir entre los dos intervalos, resultando en un reventón subterráneo. Este flujo incontrolable de fluidos bajo la superficie, es una situación muy crítica y muy difícil de resolver.

Otras consecuencias que originan las pérdidas de fluidos pueden ser:

- Daño a la formación.
- Incremento en los costos como resultado del tiempo que lleve resolver los problemas y el costo del lodo perdido.
- Cambio en las propiedades del lodo, y cambios en las ratas de flujo para controlar la pérdida de circulación pueden reducir la eficiencia en la perforación, al gastar tiempo e incrementando el costo.
- Pega diferencial de tubería en la zona de pérdida o por encima de ella, debido a la ausencia de lodo en el anular.

La primera medida de prevención de una pérdida de circulación es evitar ser la causa de un fracturamiento de la formación. Con este fin se llevan a cabo pruebas de escape (Leak-Off Test) (LOT) y de integridad de la formación (Formation Integrity Test) (FIT) debajo de cada zapata de revestimiento con el fin de determinar la presión de fractura antes de proseguir con la perforación en una nueva sección.

Esta parte de la formación se estima que es la más frágil en dicha sección, pues es la que está más cerca de la superficie. Sin embargo es posible encontrar formaciones aún más frágiles. Ya sabiendo la presión de fractura, el máximo peso del lodo y la presión de cierre para controlar una patada de pozo (sin fracturar la formación) pueden ser calculadas fácilmente.

Estos valores no deben ser superados cuando se perfora la siguiente sección de pozo. Si se encuentran formaciones con presión de fluido que pueda requerir un peso de lodo superior para poder ser balanceada, el pozo generalmente deberá ser revestido antes de encontrar la zona con sobre-presión. Así se puede proteger la formación más superficial y permitirá que se usen mayores pesos de lodo en las secciones más profundas del pozo. A partir de esto se puede decir que la rutina de control es mediante el peso adecuado del lodo.

Los procedimientos durante las maniobras de viaje, principalmente controlar la velocidad de movimiento de la tubería, deben ser seguidos con el fin de evitar excesivas presiones de surgencia.

Si ocurre una pérdida de circulación, se pueden adoptar ciertos procedimientos para minimizar y eventualmente hasta evitar futuras pérdidas:

- Reducir el peso del lodo (pero manteniendo el balance con las otras formaciones).
- Reducir la rata de circulación (esto reduce la densidad equivalente de circulación, pero debe existir una velocidad anular suficiente para arrastrar los cortes y mantener limpio el hueco).
- Incrementar la viscosidad del lodo (un lodo más viscoso reduce la rata de pérdida).

Estos parámetros, o la combinación de ellos pueden ser alteradas sólo dentro de ciertos límites.

Si estas modificaciones no detienen o reducen suficientemente la pérdida de circulación, puede añadirse al lodo material de control de pérdidas (Lost Circulation Material) (LCM) que es fibra de madera, cáscaras de nueces, cáscaras de semilla de algodón, de arroz, conchas marinas, celofán o asfalto.

Este material es bombeado en píldoras, pues el LCM no sólo hace más espeso el lodo sino que tiende a taponar las fracturas que estén causando la pérdida del lodo.

Si ninguno de estos procedimientos funciona suficientemente, un recurso final es el de bombear cemento en la zona fracturada. Se espera que esto selle la formación, evitando más pérdidas de circulación y se pueda continuar la perforación.

3. ADQUISICIÓN DE PARÁMETROS DE PERFORACIÓN Y SU INTERRELACIÓN.

3.1 PRINCIPALES PARÁMETROS DE PERFORACIÓN.

En las operaciones de perforación se tienen en cuenta gran número de parámetros los cuales al ser registrados permiten observar tendencias y variaciones que indican si la perforación está dentro de una tendencia normal o hay que tomar decisiones respecto al nuevo panorama presentado.

Dentro de los principales parámetros de perforación debemos conocer la profundidad de la broca en todo momento durante la perforación y otras maniobras es obviamente de la mayor importancia. Esta información es contra la cual todos los otros valores y datos están referenciados.

Dentro de los parámetros más importantes tenemos:

Hole depth (Profundidad del hueco perforado) (ft): Es la profundidad a la que va el hoyo perforado, durante la perforación este parámetro es igual al de Bit depth (profundidad de la broca) y varía con el mismo.

Durante la perforación la **Profundidad del hueco perforado** permite determinar concretamente los cambios en el pozo y en la formación, permite también llevar a cabo los cálculos de presión, el cambio en la rata de perforación (ROP) permite identificar cambios litológicos y en las condiciones de perforación.

Durante las maniobras de viaje, el saber la profundidad y la velocidad de movimiento permite determinar y monitorear precisamente los volúmenes de desplazamiento y las presiones inducidas. Igualmente sentar revestimientos en puntos especificados previamente, localizar y probar zonas productivas con más certeza.

Table RPM (Revolution Per Minute): Cantidad de vueltas que da el top drive en un minuto.

La velocidad de rotación (revoluciones por minuto o RPM) es medida por un sensor de proximidad que detecta un objetivo metálico el cual está atado, bien sea a la mesa rotaria, al árbol de leva rotatorio, o en la parte superior del top drive.

Mud Motor RPM (Revoluciones del motor de fondo): Es la cantidad de revoluciones que da en un minuto el motor direccional o de fondo que va en la sarta de perforación.

La rotación aplicada por los motores de fondo o turbinas, depende de la cantidad de flujo que pase a través del motor. Una rata de flujo rápida, producirá más rotación. Por consiguiente las RPM del motor son determinadas numéricamente, multiplicando un factor (revoluciones por unidad de volumen del fluido).

RPM (Revoluciones por minuto): Es la suma de las revoluciones del top drive en superficie y las del motor direccional en fondo.

Torque (Lb-ft): Es la fuerza por unidad de área que el top drive le imprime a la sarta de perforación para girarla durante la perforación del pozo.

Torque es la medida de la fuerza necesaria para producir una rotación en la broca y sarta de perforación. Hay una relación directa en el aumento del torque si la velocidad de rotación aumenta. De igual forma una velocidad lenta causara un torque bajo. La medida del torque varia, dependiendo del tipo de fuente que maneje el sistema rotatorio. Con los sistemas eléctricos, el torque representa la cantidad de corriente que es requerida para mover la mesa rotaria.

Stand Pipe Pressure (Presión de la tubería de perforación) (PSI): Es la presión interna a la que es sometida la sarta de tubería y el ensamblaje de fondo por el bombeo de fluidos de perforación al interior del pozo durante las operaciones de perforación.

El sistema de circulación puede ser considerado como un sistema cerrado y para mover el fluido alrededor del sistema se requiere fuerza. Esta fuerza es proporcionada por las Bombas. La medida de la presión es hecha por un transductor de presión que normalmente es colocado en la base del tubo del "standpipe"¹¹.

Weight On Bit (WOB) (KLB): Es el peso que se ejerce sobre la broca durante la actividad de perforación.

El peso total de la sarta de perforación (BHA y tubería) es conocido como *peso del gancho*. Es fácil de determinar multiplicando la densidad de la tubería (Kg/m o lbs/pie), por la longitud de cada sección. Un sensor colocado abrazando el cable de perforación que soporta el bloque viajero y el gancho mide este peso. Esto es conocido como carga del gancho *hookload*. En realidad lo que mide es la tensión del Cable.

Flow In (Caudal) (gal/min): Es la cantidad de fluido de perforación que se bombea al hoyo de perforación, no es una medida directa ya que los sensores se colocan en los émbolos de las bombas de perforación, teniendo en cuenta el

¹¹ RODRIGUEZ J. Curso de entrenamiento: Equipos y Datos, Datalog Colombia S.A.S. Enero 2011

volumen del pistón y la eficiencia de la bomba y con el número de veces que se mueve el pistón por segundo se calcula el volumen.

SPM (golpes por minuto): Es la cantidad de veces que el pistón pasa por el sensor que detecta el movimiento y permite hacer la conversión de volumen bombeado.

Otro de los parámetros importantes en la perforación es la presencia de gas que es detectado por medio de un cromatógrafo, el cual puede detectar la presencia de C1, C2, C3, iC4, nC4, iC5, nC5 y CO₂, estos gases y su interrelación con la ROP (rata de perforación nos pueden indicar el cambio de geología del subsuelo¹².

3.2 INTERRELACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE PERFORACIÓN.

Para realizar un diagnóstico acertado de las condiciones del pozo a determinada profundidad se debe observar cada parámetro, pero también su relación e influencia sobre los otros ya que cualquier daño en los sensores, mal funcionamiento, calibración fuera de rango o incorrecta de los mismos puede generar errores en la base de datos las cuales pueden llevar a una interpretación incorrecta de la información y toma de decisiones que no son aplicables a la situación real.

Cuando se presenta un daño en los sensores o una incorrecta calibración de los mismos, se deja de registrar o se registran parámetros incorrectos en las bases de datos, que luego harán parte de los informes enviados a la operadora del campo, esto puede generar interpretaciones incorrectas, poniendo en riesgo las futuras intervenciones al pozo.

La operación de perforación una vez inicia se divide en varias sub operaciones conocidas como: Perforación primera fase, viaje de tubería saliendo, bajado de revestimiento primera fase, cementación primera fase, instalación de BOP (Blow Out Preventer), Drill Out (perforación tapón de cemento), perforación segunda fase, viaje de tubería saliendo, registros, viaje de acondicionamiento, viaje de salida acondicionamiento, bajado de revestimiento de segunda fase y finalmente cementación segunda fase.

Durante la perforación las operaciones más riesgosas para el pozo son: Perforación de segunda fase, viaje de tubería saliendo, registros, viaje de acondicionamiento, viaje de salida acondicionamiento, bajado de revestimiento de segunda fase y cementación segunda fase, en estas operaciones se pueden

¹² DAVID P. HAWKER. Evaluación e interpretación de hidrocarburos, Departamento de capacitación Datalog S.A.S V1.0, traducción al español 2002. 1997

producir: patadas de pozo (influjo de fluidos de formación gas o líquido), pérdidas de fluido de perforación, pega de tubería.

La calidad de la base de datos en la que se registran los parámetros de perforación es de suma importancia para los futuros pozos a perforar en la zona. Estas bases de datos pueden ser usadas para análisis matemático y estadístico cuyo objetivo sea predecir la velocidad de perforación (ROP) y el peso sobre la broca óptimo.¹³

Torque: Usualmente por daños en el cableado o remoción sin aviso del sensor de torque este puede presentar lecturas erróneas, para verificar que la lectura está acorde a los datos se debe observar que los siguientes parámetros estén registrando valores: SPM1 (Golpes por minuto bomba 1), SPM2 (Golpes por minuto bomba 2), Table RPM (Revolution Per Minute), en el caso del pozo tipo seleccionado en la Tabla 3 se muestran los parámetros y sus valores promedio.

En la operación se indica que bombas están activas o si se realizan cambios de las mismas en caso de daño o mantenimiento.

Tabla 3. Parámetros relacionados con el torque mientras se perfora rotando.

Profundidad (ft)	SPM1	SPM2	Table RPM	Torque (Lb-ft)
700'-1600'	100-110	100-110	50-80	2500-4000
1600'-2800'	100-110	100-110	50-80	3800-4400
2800'-5400'	110	110	50-60	4400-5200
5400'-6200'	106-112	106-112	50-70	5000-7300
6200'-7417'	110-116	110-116	40-60	7300-9500

Fuente: Tabla dinámica pozo tipo desarrollada por los Autores.

A determinadas profundidades y teniendo en cuenta que este tipo de pozos son desviados se empieza a “construir” la inclinación del pozo para esto se hace necesario que solo gire el motor direccional y por ende la broca, en estos casos el torque y Table RPM son cero, en este escenario los parámetros registrados tendrían la tendencia que se muestra en la tabla 4.

¹³ Eren T, Ozbayoglu M. Real Time Optimization of Drilling Parameters During Drilling Operations EN Society Petroleum Engineers, Eni E&P, Middle East Technical University, Enero de 2010

Tabla 4. Parámetros relacionados con el torque mientras se perfora deslizando.

Profundidad (ft)	SPM1	SPM2	Mud Motor RPM	Table RPM	RPM	Torque (Lb-ft)
489'-952'	77-102	77-102	72-104	0	72-104	0
1313'-1999'	96-10	96-110	97-182	0	97-182	0
2105'-2998'	110	110	182-183	0	182-183	0
3060'-5350'	110	110	182	0	182	0

Fuente: Tabla dinámica pozo tipo desarrollada por los autores.

Perforación Rotando: En pozos direccionados es básico tener certeza sobre la profundidad a la cual se estaba perforando haciendo uso del Top drive (Table RPM), para esto se observan los parámetros Table RPM, Torque, SPM1, SPM 2, WOB, Flow in. En la Tabla 5 se muestran algunos de los parámetros mientras se perfora rotando.

Tabla 5. Parámetros relacionados a perforación rotando.

Profundidad (ft)	Table RPM	Torque (Lb-ft)	SPM1	SPM2	WOB (lb)	FLOW IN (gal/min)
31'-500'	50-60	2500-3500	41-78	41-78	2000-5000	153-460
500'-1000'	52-70	3500-4000	76-110	76-110	2000-8000	452-653
1000'-2000'	52-80	2700-4500	97-111	97-111	2000-14000	353-653
2000'-3000'	40-52	2800-4800	109-110	109-110	2000-18000	326-652
3000'-4000'	38-52	3200-5400	102-110	102-110	2000-15000	603-652
4000'-5000'	40-53	4400-6500	109-110	109-110	2000-17000	603-651
5000'-6000'	49-73	4400-7900	103-112	103-112	3000-20000	627-655
6000'-7417'	39-71	6400-9400	94-113	94-113	5000-20000	597-655

Fuente: Tabla dinámica pozo tipo desarrollada por los autores.

Perforación Deslizando: El registro de los pies perforados deslizando permite confirmar si el personal encargado de la perforación direccional ha seguido el plan direccional y la prognosis del pozo a perforar, esto permite en caso de haber algún tipo de confusión confirmar si se ha deslizado la cantidad de pies planeado.

La principal forma de identificar este tipo de perforación es observar que el parámetro Table RPM al igual que el torque son iguales a 0, en este caso se deben observar los parámetros SPM1, SPM2, Flow in (caudal) y WOB, en este caso hay que tener en cuenta que por el fenómeno de colgamiento (el motor direccional se apoya en tres puntos del hueco abierto para construir y dar dirección a la nueva zona perforada), esto se refleja en un aumento en el peso

sobre la broca. En la tabla 6 se muestran los parámetros de perforación mientras se perfora deslizando.

Tabla 6. Parámetros relacionados a perforación deslizando.

Profundidad (ft)	Table RPM	Torque (Lb-ft)	SPM1	SPM2	FLOW IN (gal/min)	WOB (lb)
31-506´	0	0	76	76	453	2000-5000
500´-1000´	0	0	93-110	93-110	553-652	3000-13600
1000´-2000´	0	0	98-110	99-110	582-608	2500-22000
2000´-3000´	0	0	109-110	109-110	651-652	3400-22000
3000´-4000´	0	0	109-110	110	650-651	2200-21200
4000´-5344´	0	0	109-110	109-110	650-651	4300-26900

Fuente: Tabla dinámica pozo tipo desarrollada por los autores.

Peso Sobre la Broca (WOB): Este parámetro es de vital importancia ya que si es cero el sistema no da inicio al registro del resto de parámetros de perforación perdiendo así información importante, para saber si el peso no ha sido registrado es importante observar la profundidad del hoyo perforado ya que si este aumenta pero el peso sigue en cero seguramente hay una falla en el registro, también es importante mencionar que el peso sobre la broca debe ser superior a 1000 lb para que se inicie el registro, y debe ser inferior a 30000 lb ya que un peso superior a este puede afectar la integridad de la broca lo cual influiría severamente en los tiempos de perforación y por ende en la operación en sí. Ver tabla 7.

Tabla 7. Parámetros relacionados con el Peso la Broca (WOB).

Profundidad (ft)	WOB (lb)	SPM1	SPM2	FLOW IN (gal/min)
31´-500´	2000-5000	41-78	41-78	153-460
500´-1000´	2000-8000	76-110	76-110	452-653
1000´-2000´	2000-14000	97-111	97-111	353-653
2000´-3000´	2000-18000	109-110	109-110	326-652
3000´-4000´	2000-15000	102-110	102-110	603-652
4000´-5000´	2000-17000	109-110	109-110	603-651
5000´-6000´	3000-20000	103-112	103-112	627-655
6000´-7417´	5000-20000	94-113	94-113	597-655

Fuente: Tabla dinámica pozo tipo desarrollada por los autores.

Caudal (Flow in): El caudal está directamente relacionado con los golpes o strokes de las bombas de fluidos de perforación del taladro, usualmente se perfora con 2 bombas de fluido con propiedades idénticas (tamaño del tambor, recorrido del pistón, cantidad de caudal), las mismas no deben tener una diferencia superior

a 2 golpes o strokes por minuto ya que esto generaría una entrada de flujo irregular en el pozo, salvo excepciones particulares como inicio de primera fase de perforación donde el caudal es reducido y se usa una sola bomba con el objeto de evitar daños a la formación que se está perforando en ese momento.

3.3 OBJETIVOS DEL MUDLOGGING

De acuerdo con los lineamientos establecidos y dando cumplimiento a las políticas de la compañía operadora y de la empresa de registro de muddlogging, los siguientes son los objetivos a ser desarrollados durante las operaciones de perforación de los pozos desviados del campo casabe:

- Participar activamente en el programa de HSE planteado para el proyecto, alineados con las políticas de la compañía operadora.
- Monitorear los parámetros de perforación y manifestaciones de gas durante la construcción del pozo a perforar.
- Comunicar oportunamente todo cambio en la tendencia de los parámetros de perforación, eventos operacionales y condición del hueco
- Generar el FEL (MASTERLOG) registro litológico.
- Identificar la litología presente durante la perforación del pozo, correlacionarla con los pozos off set para determinar los topes de las unidades geológicas.
- Evaluar las manifestaciones de gas y aceite que se presenten.
- Garantizar que la información generada esté disponible, tanto en el pozo como en tiempo real remoto para facilitar la toma de decisiones.
- Recolectar muestras de zanja de acuerdo a los programas, normas establecidas y remitirlas al ICP y la ANH.

4. POZO TIPO PARA ANÁLISIS DE ADQUISICIÓN DE DATOS

Para el desarrollo del proyecto se eligió un grupo de pozos cuyo plan de perforación indicara que eran desviados, esto con el objeto de tener perforación con top drive y con motor direccional de fondo.

Registro de los parámetros principales de perforación: hole depth, Table RPM, Mud Motor RPM, Torque, Stand pipe Pressure, Weigth On Bit (WOB), Flow in (Caudal), SPM1, SPM2, SPM3 (SPM: Strokes Per Minute, bombas de equipo).

Se seleccionó el pozo en el cual algunos datos de perforación no fueron registrados o que tienen errores, una base de datos que no fue corregida con el fin de hallar los errores más frecuentes en la misma, esto con el fin de desarrollar las correlaciones, correcciones y advertencias necesarias para el desarrollo de la tabla dinámica.

4.1 ERRORES O PERDIDAS EN BASES DE DATOS

4.1.1 Causas

Los errores o pérdidas en la adquisición de parámetros y su posterior registro en una base de datos tienen varios orígenes a continuación se expondrán los principales:

- Instalación incorrecta de sensores.
- Calibración inadecuada de equipos
- Daño en cableado de sensores a receptores de señal.
- Manipulación de sensores por parte de personal ajeno a la unidad de Mudlogging durante la operación de perforación.
- Bloqueo del sistema de registro por saturación de información en el sistema.

4.1.2 Soluciones a los problemas de adquisición

4.1.2.1 Instalación correcta de sensores¹⁴

La mayoría de los sensores son sensores sencillos bifilares (2 conductores). Los sensores analógicos tienen una salida de 4 a 20mA y los sensores digitales una salida de voltaje (de 4 a 20mA).

La conexión de los sensores es sencilla; se emplean cables estándares y los sensores vienen con instrucciones de cableado detalladas.

Los dos conductores son:

- Rojo: portador de energía eléctrica +24v (+)
- Blanco: señal de retorno (-)

Algunos sensores también necesitan contar con una pantalla (un alambre desnudo), otros sensores son sensores trifilares que necesitan una conexión a tierra (negro), el único sensor tetrafilar (4 conductores) es el sensor de profundidad (encoder).

Los sensores se conectan directamente a los terminales en las cajas de empalmes ("Junction Box") principales. La caja de empalmes clásica contiene terminales para 18 canales. La Junction box A posee 6 canales digitales, 2 de backup y 10 canales analógicos, la Junction box B posee 18 canales analógicos.

Cada caja de empalme va conectado a un cable multiconductor (las cajas de empalmes vienen precableadas para este propósito) que transporta las señales provenientes de cada sensor nuevamente a la DAU.

La DAU es la fuente de alimentación para los sensores.

Sensor digital Encoder: Este sensor se comporta igual que un sensor de cuenta strokes pero en una versión mucho más reducida y posee 2 de estos, este sensor se coloca en el eje del malacate, si el sensor no está fijo y gira al igual que el malacate pueden experimentarse problemas operativos y un daño del mismo, es vital asegurarlo con amarres a las manijas dispuestas para ello en el malacate. Ver figura 5.

¹⁴ DATALOG COLOMBIA. Sensores Utilizados en Datalog y procedimientos de calibración. Bogotá, 2012. 3-20 p

Figura 5. Sensor digital Encoder



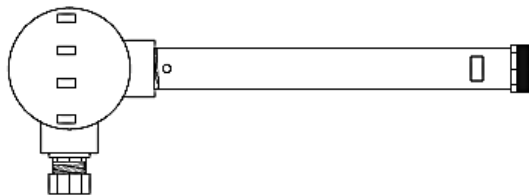
Fuente: Manual de sensores Datalog Colombia.

Entre las características técnicas del Encoder están:

- Entrega una salida de 4 a 20 mA en un estado digital.
- Se conecta directamente en la junction box.
- La resolución se fija desde el software; 100 rev/pulse.
- Sensor multifilar: Posee 2 +V y 2 de señal.

Sensor Digital de Proximidad: Este tipo de sensores son fijados a unas platinas en forma de L con abrazaderas en forma de C y tuercas bien apretadas. Las abrazaderas en forma de C deben engrasarse a fin de evitar que se peguen debido a la corrosión generada por estar a la intemperie, estos sensores están diseñados para apuntar a un objetivo metálico a una distancia menor a 15 mm.

Figura 6. Sensor digital de proximidad



Fuente: Manual de sensores Datalog Colombia.

Entre las características técnicas del Sensor digital de proximidad están:

- Mide las RPM y los golpes de la bomba
- Salida 4-20mA.
- Sensor bifilar; +v y señal; debe conectarse la pantalla.
- La ménsula giratoria facilita la colocación y la instalación del sensor.

Sensores para presión de bomba o presión en el revestimiento: Estos sensores se utilizan para medir la presión de bomba y la presión en el revestimiento, este tipo de sensores se conectan a una celda de presión de ajuste forzado con diafragma, usualmente de referencia 1502 (material que soporta hasta 15000 psi) y que está ubicada en el múltiple de la tubería vertical, por medio de una manguera que tiene Conectores hidráulicos simples macho (la celda 1502)/hembra (el sensor de presión).

Este tipo de sensor debe ser precargado con líquido hidráulico para su correcto funcionamiento, cuando existe una fuga en el sistema hidráulico, es obvio que se producirá un descenso de la presión. Si entrara al sistema hidráulico aire o lodo, se verían afectadas las características de compresión del fluido hidráulico, lo cual se manifestaría en respuestas lentas a los cambios de presión y en el registro de valores inferiores.

En caso de detectarse una fuga, debe determinarse en qué parte del sistema hidráulico se encuentra.

Si la manguera hidráulica está conectada al taladro, cualquiera de los dos sistemas podría ser responsable de la fuga; esta podría encontrarse en los conectores. Es posible que también sea necesario inspeccionar la celda de presión de ajuste forzado, puesto que la fuga podría estar en el diafragma. Por lo general, el perforador deberá participar en esta inspección.

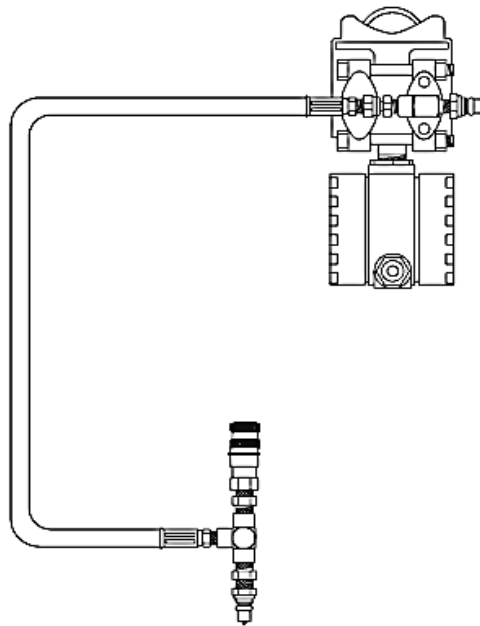
Si ha entrado aire o lodo en el sistema hidráulico, lo más probable es que la falla provenga del diafragma que se encuentra en la Celda de presión de ajuste forzado. No obstante, independientemente del origen de la falla, deberá reemplazarse el fluido hidráulico que está en la manguera.

Algunas recomendaciones para el manejo de este tipo de sensor son:

- En primer lugar, cuando no haya presión en el múltiple, desconecte la manguera hidráulica de los sensores.

- Verifique si hay presencia de aire aplicando presión al niple en el conector macho. Si hay aire en el sistema, el fluido/aire será liberado bajo presión (es importante ser cuidadoso y seguir procedimientos seguros). Si no hay contaminación, el fluido hidráulico saldrá fluyendo suavemente.
- Si hay contaminación, es necesario purgar y volver a cargar el sistema hidráulico. Mantenga la presión en el niple hasta que se haya escapado todo el fluido hidráulico. Con una bomba de carga de fluido hidráulico recargue completamente el sistema. Presione el niple suavemente para asegurarse de que no haya aire en la manguera; cargue con la bomba nuevamente. Repita el procedimiento de ser necesario.

Figura 7. Sensor para presión de Stand pipe



Fuente: Manual de sensores Datalog Colombia.

Entre las características técnicas del Sensor para presión de Stand pipe están:

- Pueden usarse con sistemas tanto intrínsecos como no intrínsecos.
- Miden un rango de 0-10000 psi (vienen calibrados en 0-5000 psi).
- Pueden ajustarse de 0-1000 psi a 0-10000 psi.
- Sensores bifilares con salida de 4-20mA

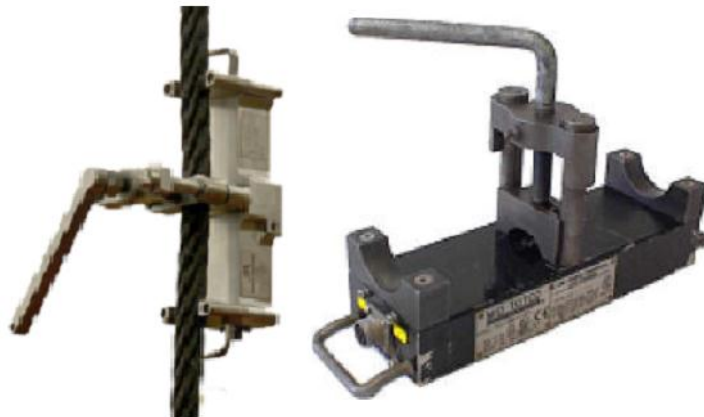
Sensores de carga en el gancho (Hookload): “Hookload” y el peso en la broca (WOB) se determinan en forma directa de un sensor de tensión de medición manométrica. El sensor del calibrador de tensión es pre-calibrado y no padece las limitaciones de los sistemas hidráulicos, tales como las fluctuaciones de la temperatura y la amortiguación de la señal. La calibración del “Hookload” puede realizarse en cualquier momento estableciendo el “hookload” real con la compensación del “hookload” teórico. El WOB se puede colocar en cero a cualquier momento.

Se sujeta al anclaje del cable muerto del sistema de izaje del Top drive en la torre de perforación, se aconseja utilizar una goma para aislar este cable del sensor y dejar una distancia de aproximada de 2 mm entre el sensor y el cable.

El número mínimo de conteos corresponderá al momento en que sólo los bloques están suspendidos del cable de perforación.

El número máximo de conteos corresponderá al momento en que la sarta se levanta y se saca de las cuñas. Mientras mayor sea el peso de la sarta, más precisa será la calibración. Por lo tanto, si comenzamos a calibrar desde el inicio de los trabajos en un pozo, la carga en el gancho tendrá que recalibrarse una y otra vez a medida que el peso de la sarta aumenta con la profundidad perforada.

Figura 8. Sensor de carga en el gancho



Fuente: Manual de sensores Datalog Colombia.

Entre las características técnicas del Sensor de carga en el gancho están:

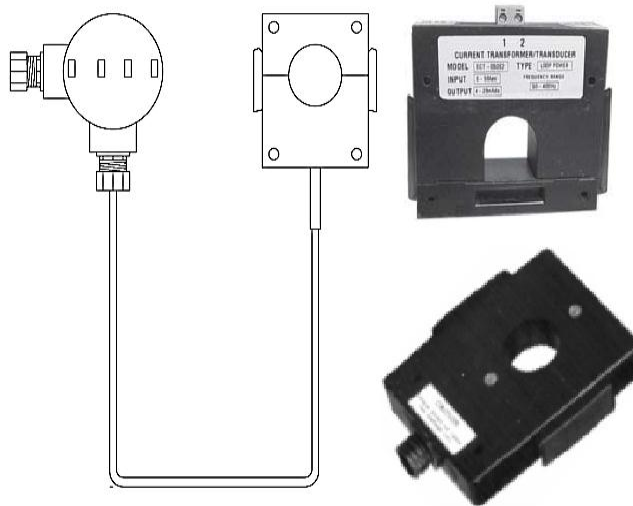
- Voltaje 24VDC (suministrado por DPU)

- Potencia de salida Asa de alambre de 4-20mA, 2-, igual a 0-line 100Klbs tensión.
- Dimensiones 18 "L x 4.5" W x 10 "H y Peso 17 libras (7.7kg)
- Anclaje del cable muerto 7 / 8 " - 2"
- Temperatura -40 ° C a 82 ° C
- Sensores bifilares con salida de 4-20mA.

Sensor de torque eléctrico (Current transducer): Este tipo de sensor tiene forma de cubo con un orificio circular en el centro el cual se denomina abrazadera, esta se coloca alrededor del cable de alimentación principal que va del generador de energía del taladro a la rotaria. El sensor mide el campo magnético inducido y, a partir de éste, se determina la corriente automáticamente.

Debe instalarse perpendicularmente al cable y correctamente alrededor del mismo en relación con el flujo de corriente. Esto aparece indicado en la misma abrazadera, adicionalmente se deben tomar las medidas necesarias para que este no sea afectado por la lluvia y la humedad ya que estas afectarían las lecturas realizadas.

Figura 9. Sensor de torque eléctrico



Fuente: Manual de sensores Datalog Colombia.

Entre las características técnicas del Sensor de torque eléctrico están:

- Miden un rango de 0-1000A AC Y DC
- Sensores trifilares con salida de 4-20mA; requieren conexión a tierra para DC y bifilares de 4 a 20mA en AC.

4.1.2.2 Calibración de equipos.

La calibración de los equipos es de vital importancia ya que esto permite que los datos que son registrados sean precisos y fidedignos, permitiendo con ello tomar decisiones al presentarse un evento que ponga en riesgo la integridad del pozo , el equipo y el personal que trabaja en el mismo.

Cada calibración depende el tipo de equipo y sus características, en el conocimiento de los distintos tipos de sensores influye el entrenamiento experiencia y experticia de los ingenieros y geólogos encargados del Rig Up (instalación y puesta a punto de los equipos) a continuación mostramos las pautas principales de calibración según el equipo que sea instalado.

Sensor digital Encoder: El sensor por ser digital no se puede calibrar, solo se comprueba que entregue un rango de ciclos uniformes al ser movido para comprobar que funciona, se gira hacia la derecha y hacia la izquierda, en ambos sentidos debe registrar valores en los ciclos

- Se toman las lecturas de los valores altos y bajos de cada uno de los sensores que posee, que van enumerados en los cables para 1 y 2 (siendo 1 +V y 2 señal) y 3 y 4 (siendo 3 +V y 4 señal) para realizar el correspondiente reporte de calibración.
- Hay un software para calibrar la DPU y a este se le suministran los datos para llevar profundidad con el encoder. En general se suministran datos de calibración del equipo, como son: Perímetro del malacate, pulsos por revolución, Número de líneas del bloque, diámetro del cable de perforación, vueltas por capa del malacate, y vueltas iniciales para una determinada posición del bloque.

Sensor Digital de Proximidad: Estos sensores solo pueden ser revisados ya que no poseen un mecanismo ni sistema de calibración, esta revisión se lleva a cabo energizando el sensor con 24V y revisando su respuesta en corriente de 4 a 20mA:

- El sensor debe responder con un valor constante con el objetivo metálico dentro de su rango de alcance (15 mm) y este valor no debe oscilar ya que esto puede ser síntoma de un daño en el sensor.
- Al estar sin objetivo el sensor debe presentar una respuesta sin variaciones.
- Los valores que el sensor entregue con y sin objetivo deben ser almacenados para la realización del informe de calibración y revisión del sensor.

Sensores para presión de bomba o presión en el revestimiento: Los transductores son elementos que se calibran como se menciona a continuación:

- Un valor de 4 mA para una presión de 0 psi (Offset) y 20 mA para una presión 5000 psi (valor tope) este valor puede ser modificado según el valor deseado.
- Se procede a ajustar correctamente el ensamble de piezas que componen el esqueleto del sensor para luego ser purgado y subirle la presión en psi utilizando una bomba de presión certificada al valor máximo deseado del sensor.
- El rango superior, cualquiera sea éste, debe ingresarse como la calibración máxima (20mA). Este valor puede compararse con las mediciones reales en el taladro y ajustarse de ser necesario.
- El mismo procedimiento se realiza para el Offset.
- Se procede a tomar 5 medidas en intervalos iguales para el informe de calibración del sensor.

Sensores de carga en el gancho (Hookload): Este sensor no posee un mecanismo físico para su calibración ya que por su diseño interno de un puente whinstone no permite una modificación externa de su lectura.

Para calibrar este tipo de sensor se debe tener un valor de mA asociado a una cantidad de klb por la baja y por la alta, se calibra de la siguiente forma:

- Para calibrar por la baja se miden los mA cuando el top drive no está conectado a la tubería de perforación y se pone el peso del top drive, este dato es proporcionado por el jefe de equipo o el perforador.
- Para calibrar por la alta se miden los mA cuando del top drive está conectado a la tubería de perforación, el peso de las mismas se puede obtener del tally de tubería entregado por el ingeniero de calidad teniendo en cuenta que en el hoyo que está siendo perforado la tubería tiene un factor de boyanza debido a

que se encuentra sumergida en el lodo de perforación, entre más peso tenga la sarta de perforación, más preciso va a ser el valor calibrado.

Sensor de torque eléctrico (Current transducer): Este sensor por su encapsulamiento es imposible realizar una calibración física para un valor máximo o un valor mínimo por ende se coloca un imán con un tesla definido y esto nos da como resultado un valor en miliamperios que son entregados por el sensor y de esta forma se corrobora que el sensor este funcionando perfectamente, después en el sistema se calibra de la siguiente forma:

- Es necesario tener cinco valores en mA para 5 valores de torque en Lb-ft.
- Para obtener una calibración optima se debe tomar el valor mínimo y máximo de en mA con esto se tendrá el valor por la baja y por la alta.
- Teniendo en cuenta que el torque eléctrico en algunas ocasiones no es un valor lineal los otros tres puntos deben ser calibrados con la colaboración del perforador quien informará los valores registrados por los equipos del taladro de perforación.

4.2 CORRECCION BASES DE DATOS

Durante la operación se hace necesario corregir algunos parámetros de perforación que generan tiempos no productivos para los ingenieros encargados ya que se baja el nivel de atención y de alerta descuidando la operación que se está desarrollando en el momento.

4.2.1 Tiempos no productivos en unidad de Mud Logging por corrección de bases de datos.

Para cuantificar los tiempos no productivos en la unidad de Mud Logging debido a la corrección de parámetros de perforación, se realizó una encuesta al personal de adquisición de datos.

En total se encuestaron 80 Ingenieros de datos (ADT) que corresponden a un 80% del total de Ingenieros que laboran en la compañía realizando esta labor.

Las preguntas y respuestas de esta encuesta se pueden observar en la tabla 8.

Tabla 8. Resultados encuesta de Tiempos no productivos en unidad de Mud Logging por corrección de bases de datos.

PREGUNTAS	RESPUESTAS	Cantidad Ingenieros de datos (ADT)	% Encuestados
1. <i>Cuanto es el tiempo promedio que ha empleado corrigiendo bases de datos?</i>	2 horas	7	8.75 %
	3 horas	15	18.75 %
	4 horas	26	32.50 %
	5 horas	28	35.00 %
	6 horas	4	5.00 %
	TOTAL	80	100 %
2. <i>En qué momento realiza esta corrección a las bases de datos?</i>	Durante los registros Eléctricos	55	68.75 %
	Durante la perforación misma	17	21.25 %
	Durante el viaje de acondicionamiento	8	10.00 %
	TOTAL	80	100 %
3. <i>Cual problema operacional se podría presentar en mayor proporción mientras se corrige una base de datos ?</i>	Pega de tubería	13	16.25 %
	Influjo de Gas/Aceite o Agua	65	81.25 %
	Perdida de circulación	2	2.50 %
	TOTAL	80	100 %
4. <i>Considera que una tabla dinámica disminuiría el riesgo y el tiempo invertido para corregir bases de datos?</i>	SI	75	93.75 %
	NO	5	6.25 %
	TOTAL	80	100 %

Fuente: Encuesta realizada por los autores a los Ingenieros de Datos.

Los resultados de la encuesta arrojaron que el 86.25 % de los ingenieros de datos emplean entre 3 a 5 horas corrigiendo bases de datos y que el 78.75 % lo realiza durante los registros eléctricos o durante el viaje de acondicionamiento, descuidando de esta forma el correcto llenado del pozo y bajando el nivel de atención en la operación.

Este tiempo podría usarse para supervisar la operación; bien sea verificando los niveles en los tanques o la presencia de gases durante los registros eléctricos, asegurando un llenado adecuado del pozo durante los viajes de acondicionamiento o estar atentos durante la perforación a cualquier cambio de parámetros, alarma e indicador que posteriormente pueda convertirse en un problema operacional en el pozo.

4.3 RIESGOS POR CORREGIR BASES DE DATOS DURANTE LA OPERACIÓN DE PERFORACIÓN

En los Ingenieros de Datos de las unidades de Mud Logging existe un factor común basado en su experiencia, el cual es reconocer que el riesgo durante la perforación de pozos está presente y aumenta en mayor proporción cuando la operación se descuida mientras se realizan las correcciones a las bases de datos.

En primer lugar la encuesta arrojó que el problema operacional que podría presentarse con mayor frecuencia mientras se corrige una base de datos son los **Influjos** con un **81.25 %**, esto obedece principalmente a que se baja el nivel de atención en los pozos durante los registros eléctricos tiempo durante el cual no se tiene tubería en su interior y también durante el viaje de acondicionamiento al incrementar la posibilidad de un influjo debido a suabeo o pistoneo del pozo si se realizan viajes muy rápidos en huecos apretados, en calibre o con brocas embotadas.

El segundo lugar lo ocupa el riesgo de una **pega de tubería** con una posibilidad de ocurrencia del **16.25 %**, esto se debe a que el 21.25 % de los encuestados está realizando las correcciones durante la perforación del hueco lo que hace que se disminuya la atención en los cambios bruscos en los parámetros como incrementos en el Torque, Stand pipe Pressure, Over pull o torques erráticos que son los indicadores de inicio en una pega de tubería.

En el último lugar de percepción del riesgo por parte de los ingenieros de datos están las pérdidas de circulación, ellos consideran que la posibilidad de que ocurra mientras se corrige una base de datos sería de tan solo el 2.50 %, muy de acuerdo a la literatura donde las pérdidas de circulación normalmente ocurren debido que la formación encontrada es frágil, inconsolidada, cavernosa o extremadamente porosa. Ver Tabla 9.

Tabla 9. Posibilidad de que ocurra un problema operacional mientras se corrige una base de datos.

PROBLEMA OPERACIONAL	POSIBILIDAD DE QUE OCURRA (%)
Pega de tubería	16.25 %
Influjo de Gas/Aceite o Agua	81.25 %
Perdida de circulación	5.1%

Fuente: Encuesta realizada por los autores a los Ingenieros de Datos.

5. DESARROLLO TABLA DINÁMICA PARA CORRECCIÓN DE BASES DE DATOS.

Teniendo en cuenta que el proceso de corrección de base de datos se realiza de forma manual, lo cual demandaba tiempo valioso y prolongado que puede repercutir en la atención prestada a la operación, variaciones y posibles eventos negativos en las operaciones de perforación en el pozo; se desarrolló una tabla dinámica que maneja un gran volumen de información, procesa y correlaciona los parámetros, advierte sobre la presencia de errores y los corrige de ser posible lógicamente, esto con el fin de ahorrar tiempo y brindar un producto final confiable para las empresas de Mud logging.

Para ello se deben cumplir una serie de requisitos tales como:

- Compatible con el software disponible en campo.
- Generar una base de datos corregida de forma rápida y confiable con el fin de disminuir al mínimo el tiempo empleado en revisar y corregir los parámetros adquiridos.
- Flexible y adaptable a cambios relacionados con constantes y factores de conversión.
- correlacionara distintos parámetros con el fin de tener la certeza que los errores hallados realmente lo sean.
- Advirtiera errores en la base de datos y los corrigiera.
- Discriminar con base en la interrelación de parámetros la cantidad de pies perforados y deslizados.

5.1 CORRELACIONES Y PRUEBAS LÓGICAS

5.1.1 Datos de entrada.

Los datos de entrada para la tabla dinámica son los parámetros de perforación que se han obtenido durante el registro, para el caso que nos ocupa son los que van consignados en el registro Formation Evaluation Log (FEL) junto con la información litológica del pozo perforado.

Los parámetros a correlacionar son:

- Hole depth (ft)
- Table rpm
- Mud motor Rpm
- Torque (Lb-ft)
- Standpipe pressure (psi)
- WOB (Klb)
- Flow in (gal/min)
- SPM1, SPM2, SPM3

Tabla 10. Parámetros a correlacionar en la tabla dinámica.

Hole Depth ft	Table RPM	Mud Motor RPM	RPM	Torque Lb-ft	Stand pipe Pressure psi	WOB Klb	Flow In gal/min	SPM 1	SPM 2	SPM 3
31	50	0	50	2523,2	7,85	4,23	153,33	0	51,73	0

Fuente: Tabla dinámica desarrollada por los autores.

5.1.2 Condiciones lógicas iniciales.

Estas correlaciones son la base para desarrollar la tabla dinámica, con base a las mismas se desarrollaron otras correlaciones secundarias que sirven para hallar y corregir errores que necesitaban usar más de una condición lógica.

Las condiciones lógicas son las siguientes:

- Prueba Lógica SPM1 (Columna I tabla dinámica)
- Prueba Lógica SPM2 (Columna J tabla dinámica)
- Prueba Lógica Table RPM (Columna B tabla dinámica)
- Prueba Lógica Torque mínimo (Columna E tabla dinámica)
- Prueba Lógica búsqueda error RPM por Torque (Columna E tabla dinámica)
- Prueba Lógica búsqueda error RPM por Table RPM (Columna B tabla dinámica)
- Prueba lógica WOB>1 (Columna AJ tabla dinámica)
- Prueba lógica WOB=0 (Columna AK tabla dinámica)

Definición condiciones lógicas:

Prueba logica SPM1, SPM2: $=SI(I2>0;1;0)$, el valor de SPM1 debe ser mayor que cero, esta condición es necesaria mientras se está perforando ya que si no hay fluido circulando por el pozo no es posible remover los cortes, enfriar la broca y mantener el equilibrio hidrostático entre la formación y el hoyo perforado.

Para la prueba lógica en caso de cumplir con el requerimiento de los golpes de la bomba (SPM) mayores que cero se pondrá en la celda el valor de 1, en caso contrario el valor de cero, este valor se usara de insumo para la pruebas lógicas secundarias.

Prueba Lógica Table RPM: $=SI(B2>30;1;0)$ el valor debe ser superior a 30 esto se debe a que a una cantidad menor de revoluciones no tendrían un efecto notable en la perforación.

Prueba Logica Torque mínimo: $=SI(E2>1000;1;0)$ El valor del torque debe ser superior a mil para que haya perforación rotando, un valor menor no imprimiría suficiente torque a la sarta y no se cumpliría el objetivo de perforar rotando.

Prueba Lógica búsqueda error RPM por Torque: $=SI(E2>0;1;0)$ Esta condición es aplicable a la perforación deslizando, el resultado se usa como insumo para una condición lógica secundaria que determina si hay un error en los datos de torque ya que mientras se perfora deslizando este valor debe ser cero.

Prueba Lógica búsqueda error RPM por Table RPM: $=SI(B2>0;(1);(0))$ Cuando se está perforando deslizando el valor de Table RPM debe ser cero ya que el top drive no está girando, el resultado de aplicar esta condición lógica se usa como insumo para determinar si hay errores en la base de datos.

Prueba lógica 1<WOB<30: $=SI(Y(G2>1;G2<30);(1);(0))$ Esta condición lógica requiere que el valor del peso sobre la broca sea superior a 1 Klb ya que si el peso es inferior el sistema no lo registra adecuadamente y a su vez que no sea superior a 30 Klb ya que un peso superior usualmente generaría daños sobre la broca.

Prueba lógica WOB=0: $=SI(AJ2=0;(G1+0,86);1)$ para las primeras cinco filas y sus valores en la tabla dinámica; $=SI(AJ7=0;(PROMEDIO(G2;G3;G4;G5;G6));(1))$ para las filas siguientes en la tabla dinámica; esto se debe a que si el WOB es cero la condición hará un promedio de los 5 valores que lo anteceden.

En la tabla 11 y 12 se muestran las condiciones lógicas, en la tabla 13 y 14 sus resultados iniciales.

Tabla 11. Condiciones lógicas básicas en la tabla dinámica.

Prueba lógica SPM1	Prueba Logica SPM2	Prueba Lógica Table RPM	Prueba Lógica Torque Mínimo	Prueba Lógica Búsqueda error RPM por Torque	Prueba Lógica Busqueda error RPM por Table RPM
$=SI(I2>0;1;0)$	$=SI(J2>0;1;0)$	$=SI(B2>30;1;0)$	$=SI(E2>1000;1;0)$	$=SI(E2>0;1;0)$	$=SI(B2>0;(1);(0))$

Fuente: Tabla dinámica desarrollada por los autores.

Tabla 12. Condiciones lógicas respecto al WOB en la tabla dinámica.

Prueba lógica 1<WOB<30	Prueba lógica WOB=0
=SI(Y(G2>1;G2<30);(1);(0))	=SI(AJ2=0;(G1+0,86);1)
=SI(Y(G7>1;G7<30);(1);(0))	=SI(AJ7=0;(PROMEDIO(G2;G3;G4;G5;G6));(1))

Fuente: Tabla dinámica desarrollada por los autores.

Tabla 13. Resultados condiciones lógicas básicas en la tabla dinámica.

Prueba lógica SPM1	Prueba lógica SPM2	Prueba lógica Table RPM	Prueba lógica Torque mínimo	Prueba lógica búsqueda error RPM por Torque	Prueba lógica búsqueda error RPM por Table RPM
0	1	1	1	1	1

Fuente: Tabla dinámica desarrollada por los autores.

Tabla 14. Resultados condiciones lógicas respecto al WOB en la tabla dinámica.

Prueba lógica WOB>1	Prueba lógica WOB=0
1	1
1	1

Fuente: Tabla dinámica desarrollada por los autores.

5.1.3 Correlaciones secundarias.

Este tipo de correlaciones parten de los resultados de las condiciones lógicas iniciales, los inter relacionan y generan un nuevo producto el cual advierte y corrige errores en la base de datos dependiendo del tipo de parámetro o parámetros que se están evaluando.

Las condiciones lógicas secundarias fueron agrupadas teniendo en cuenta, el parámetro a evaluar, si se perfora rotando o se perfora deslizando.

Según lo anterior la clasificación obtenida es la siguiente:

- Torque y Table RPM mientras se está rotando
- Torque y Table RPM mientras se está deslizando
- Peso sobre la broca (WOB)
- Caudal y relación entre Bombas (SPM1, SPM2, SPM3)

5.1.3.1 Torque y Table RPM Perforación Rotando.

Corrección Torque: $=SI(Y((M2+N2+O2+P2 \geq 3); B2 > 30; E2 > 1000); E2; 0)$ Para esta condición se solicita que la sumatoria de M,N,O y P sea mayor o igual que tres, esto se traduce en que la condición inicial arrojaba como resultado 1 si se cumplía la condición y 0 si no se cumplía, esto quiere decir que se requiere que tres de estos cuatro parámetros cumplan con la condición lógica inicial; SPM1, SPM2 , Table RPM, Torque; anexo a esto también se debe cumplir la condición de Table RPM > 30 (B2 > 30) y Torque > 1000 (E2 > 1000), esto garantizara que se está perforando rotando y se toma el valor registrado en la base de datos, en caso contrario el torque será 0 condición que se aplica cuando se está deslizando.

Busqueda error Torque rotando: $=SI(Y((M4+N4+O4=3); (S4=0)); PROMEDIO(E2:E3); 1)$ Busca hacer una consolidación al resultado anterior verificando que las bombas estén funcionando y el parámetro Table RPM sea mayor a 20, en la segunda condición observa que el torque corregido sea cero, si estas dos condiciones se presentan se generaría una contradicción que conlleva un error por lo cual se procede a realizar un promedio de las 5 celdas anteriores para obtener un valor de torque promedio.

Busqueda error Table RPM rotando: $=SI(Y(E4 > 1000; B4 < 30); "ERROR TABLE RPM ROT"; 1)$ En esta condición se establece que el torque sea mayor a mil y la Table Rpm menor a 20, si estas condiciones se cumplen hay una contradicción en las condiciones de la perforación rotando respecto a la rotación, por lo cual se arroja un mensaje de error.

Rotando: $=SI((O4+P4=2); "ROTANDO"; 1)$ Se toman los resultados de las condiciones lógicas iniciales las cuales requieren que Table RPM > 30 y que el Torque > 1000 cumpliendo estas condiciones se arrojará el resultado "ROTANDO" el cual indica que la perforación de ese pie de profundidad se realizó perforando con Top drive y motor de fondo.

Prueba lógica pies rotados: $=SI(V4="ROTANDO"; 1; 0)$ Teniendo en cuenta la condición anterior "ROTANDO" se dará como resultado en caso de ser verdadera el valor de 1, el cual se usará en un contador posterior para determinar la cantidad de pies rotados.

Pies perforados rotando: $=W4+X2$ Contador que toma el resultado de la prueba lógica pies rotados y lo va sumando al resultado anterior en caso de ser verdadera la afirmación.

En la primera línea se da inicio al contador ($=W2$) con esto se da fila a fila el número de pies perforados con top drive y motor direccional (perforación rotando).

En la tabla 15 se muestran las condiciones lógicas secundarias respecto a la perforación rotando y en la tabla 16 sus resultados.

Tabla 15. Condiciones lógicas secundarias respecto al Torque y Table RPM en perforación rotando en la tabla dinámica.

CORRECCION TORQUE	BUSQUEDA ERROR TORQUE ROTANDO	BUSQUEDA ERROR TABLE RPM ROTANDO	ROTANDO	PRUEBA LOGICA PIES ROTADOS	PIES PERFORADOS ROTANDO
=SI(Y((M4+N4+O4+P4 >=3);B4>30 ;E4>1000);E4;0)	=SI(Y((M4+N4+O4=3);(S4=0));PR OMEDIO(E4:E1);1)	=SI(Y(E4>1000;B4<30);"ERROR TABLE RPM ROT";1)	=SI((O4+P4=2);"ROTANDO";1)	=SI(V4="ROTANDO";1;0)	=W4
=SI(Y((M5+N5+O5+P5 >=3);B5>30 ;E5>1000);E5;0)	=SI(Y((M5+N5+O5=3);(S5=0));PR OMEDIO(E5:E1);1)	=SI(Y(E5>1000;B5<30);"ERROR TABLE RPM PERF";1)	=SI((O5+P5=2);"ROTANDO";1)	=SI(V5="ROTANDO";1;0)	=W4+X2

Fuente: Tabla dinámica desarrollada por los autores.

Tabla 16. Resultado Condiciones lógicas secundarias respecto al Torque y Table RPM en perforación rotando en la tabla dinámica.

CORRECCION TORQUE	BUSQUEDA ERROR TORQUE ROTANDO	BUSQUEDA ERROR TABLE RPM ROTANDO	ROTANDO	PRUEBA LOGICA PIES ROTADOS	PIES PERFORADOS ROTANDO
2523,20	1	1	ROTANDO	1	1
2589,26	1	1	ROTANDO	1	2

Fuente: Tabla dinámica desarrollada por los autores.

5.1.3.2 Torque y Table RPM mientras se está deslizando.

Deslizando: =SI((O2+P2=0);"DESLIZANDO";1) Se toman los resultados de las condiciones lógicas iniciales las cuales requieren que Table RPM>30 y que el Torque>1000 al no cumplirlas la sumatoria de las mismas es cero, lo que dará como resultado la palabra "DESLIZANDO" la cual indica que la perforación de ese pie de profundidad se realizó únicamente con motor de fondo.

Prueba logica deslizados: =SI(Y2="DESLIZANDO";(1);(0)) Teniendo en cuenta la condición anterior "DESLIZANDO" se dará como resultado en caso de ser verdadera el valor de 1, el cual se usará en un contador posterior para determinar la cantidad de pies deslizados.

Pies deslizados: =Z3+AA22 Contador que toma el resultado de la prueba lógica pies deslizados y lo va sumando al resultado anterior en caso de ser verdadera la afirmación.

En la primera línea se da inicio al contador (=0), con esto se da fila a fila el número de pies perforados deslizados (perforación rotando).

Prueba lógica pie deslizado o perforado: =SI(Y(V2=1;Y2=1);("ERROR PIE NO DEFINIDO");(1)) Busca por medio de dos proposiciones que no pueden existir conjuntamente el error, en este caso si V2=1 no se está rotando, pero si Y2=1 no se está deslizando, esto nos lleva a una contradicción la cual nos indica que hay un error con la oración "ERROR PIE NO DEFINIDO".

Busqueda error Torque deslizando: =SI(Y(E2>0;E2<1000;B2<30);"ERROR TQ DESLIZANDO";1) esta condición múltiple pone como limitante el torque y la Table RPM cuando se está deslizando ya que el torque debe estar entre 0 y 1000 y la Table RPM ser menor a 30, cualquier incumplimiento de cualquiera de estas condiciones nos indicará que hay un error en el dato y nos arrojará como resultado la frase "ERROR TQ DESLIZANDO".

Busqueda error Table RPM deslizando: =SI(Y(Y2="DESLIZANDO";R2=1);("ERROR RPM DESL");(1)) la doble condición requiere que la celdas de la columna "Y" tengan el texto "DESLIZANDO" y además de esto que la Table RPM sea mayor que cero; si se presenta esta doble condición se generaría una contradicción ya que al deslizar la Table RPM es igual a cero, el resultado será entonces la oración "ERROR RPM DESL"

Corrección Table RPM: =SI(V2="ROTANDO";B2;0) Condición que rectifica en la base de datos la Table RPM después de aprobar la prueba lógica de tener en las celdas V de la tabla dinámica la palabra "ROTANDO", si la condición se cumple pone el valor inicial de la base de datos, si no lo es coloca el valor cero, que corresponde a la perforación deslizando.

En la tabla 17 y 19 se muestran las condiciones lógicas secundarias respecto a la perforación deslizando.

En las tablas 18 y 20 los resultados que arrojan la aplicación de estas condiciones

Tabla 17. Condiciones lógicas secundarias respecto a la perforación deslizando en la tabla dinámica.

DESLIZANDO	PRUEBA LÓGICA DESLIZADOS	PIES DESLIZADOS	PRUEBA LÓGICA PIE DESLIZADO O PERFORADO
=SI((O2+P2=0); "DESLIZANDO";1)	=SI(Y2="DESLIZANDO" ;(1);(0))	=0	=SI(Y(V2=1;Y2=1); ("ERROR PIE NO DEFINIDO");(1))
=SI((O460+P460=0); "DESLIZANDO";1)	=SI(Y460="DESLIZANDO" ;(1);(0))	=Z460+AA459	=SI(Y(V460=1;Y460=1); ("ERROR PIE NO DEFINIDO");(1))

Fuente: Tabla dinámica desarrollada por los autores.

Tabla 18. Resultados condiciones lógicas secundarias a la perforación deslizando en la tabla dinámica.

DESLIZANDO	PRUEBA LÓGICA DESLIZADOS	PIES DESLIZADOS	PRUEBA LÓGICA PIE DESLIZADO O PERFORADO
1	0	0	1
DESLIZANDO	1	1	1

Fuente: Tabla dinámica desarrollada por los autores.

Tabla 19. Condiciones lógicas secundarias respecto al Torque y Table RPM en perforación deslizando en la tabla dinámica.

BUSQUEDA ERROR TORQUE DESLIZANDO	BUSQUEDA ERROR TABLE RPM DESLIZANDO	CORRECCIÓN TABLE RPM
=SI(Y(E2>0;E2<1000;B2<30);"ERROR TQ DESLIZANDO";1)	=SI(Y(Y2="DESLIZANDO";R2=1);("ERRO R RPM DESL");(1))	=SI(V2="ROTANDO";B2;0)
=SI(Y(E460>0;E460<1000;B460<30);"E RROR TQ DESLIZANDO";1)	=SI(Y(Y460="DESLIZANDO";R460=1);("E RROR RPM DESL");(1))	=SI(V460="ROTANDO";B3;0)

Fuente: Tabla dinámica desarrollada por los autores.

Tabla 20. Resultados condiciones lógicas secundarias respecto al Torque y Table RPM en perforación deslizando tabla dinámica.

BUSQUEDA ERROR TORQUE DESLIZANDO	BUSQUEDA ERROR TABLE RPM DESLIZANDO	CORRECCIÓN TABLE RPM
1	1	60,41
1	1	0

Fuente: Tabla dinámica desarrollada por los autores.

5.1.3.3 Correlaciones secundarias respecto al peso sobre la broca (WOB).

Prueba WOB en rango: $=SI(Y(G203>1;G203<30);(1);("WOB ERROR"))$ Esta prueba condiciona al peso a tener un valor mayor a 1 y menor a 30, estos valores límite obedecen al valor mínimo que registra el sistema mientras se está perforando y el máximo valor permisible que se puede aplicar a la broca para perforar sin generar daños en la misma, si estas condiciones no se cumplen aparecerá el mensaje "WOB ERROR"

Prueba lógica $1<WOB<30$: $=SI(Y(G203>1;G203<30);(1);(0))$ Esta prueba busca que el peso sobre la broca este entre 1 y 30, en caso de cumplir la condición se arrojará como resultado el valor de 1, si no cumple el valor de cero, este resultado se usará en otra prueba lógica para realizar una corrección al peso sobre la broca.

Prueba lógica $WOB=0$ $=SI(AG203=0;(PROMEDIO(G198;G199;G200;G201;G202));(1))$ Esta prueba lógica busca valores del peso sobre la broca iguales a 0 en caso de hallarlos toma los valores de las cinco celdas que lo anteceden hace un promedio y reemplaza el valor de cero por el resultado del promedio.

En caso de que el valor del peso sobre la broca sea diferente a cero se asignará como resultado el valor de 1, este valor se usará en otra prueba lógica para realizar una corrección al peso sobre la broca.

Resultado WOB preliminar $=SI((AG203+AH203)=2;G203;AH203)$ Esta prueba lógica toma el resultado de las dos pruebas anteriores las cuales buscan que el valor del peso sobre la broca esta entre 1 y 30, y además que sea diferente de cero, si esto se cumple, se asignará al resultado el valor original del peso sobre la broca, si esta prueba no se cumple se asignará el valor obtenido de promediar los 5 valores del peso de las celdas anteriores.

Corrección total WOB: $=SI(Y(AI203>1;AI203<30);(AI203);(PROMEDIO(AI198;AI199;AI200; AI201;AI202)))$ En este caso la condición lógica toma el resultado del peso y lo somete de nuevo a cumplir con el requerimiento de ser mayor a 1 y menor que 30 esto se debe a que en el promedio que se usó para corregir el peso puede existir un valor que exceda ampliamente los valores permitidos y genere un error.

En caso de cumplir con el requerimiento se pondrá el valor corregido si no es así toma los valores de las cinco celdas que lo anteceden hace un promedio y reemplaza el valor por el resultado del promedio.

En la tabla 21 se muestran las condiciones lógicas secundarias respecto el peso sobre la broca WOB, en la tabla 22 los resultados de las condiciones.

Tabla 21. Condiciones lógicas secundarias respecto al peso sobre la broca en tabla dinámica.

PRUEBA WOB EN RANGO	PRUEBA LÓGICA 1<WOB<30	PRUEBA LÓGICA WOB=0	RESULTADO WOB PRELIMINAR	CORRECCION TOTAL WOB
=SI(Y(G203>1;G203<30);1);("WOB ERROR"))	=SI(Y(G203>1;G203<30);1);(0))	=SI(AG203=0;(PROMEDIO(G198;G199;G200;G201;G202));(1))	=SI((AG203+AH203)=2;G203;AH203)	=SI(Y(AI203>1;AI203<30);(PROMEDIO(AI198;AI199;AI200;AI201;AI202)))
=SI(Y(G204>1;G204<30);1);("WOB ERROR"))	=SI(Y(G204>1;G204<30);1);(0))	=SI(AG204=0;(PROMEDIO(G199;G200;G201;G202;G203));(1))	=SI((AG204+AH204)=2;G204;AH204)	=SI(Y(AI204>1;AI204<30);(PROMEDIO(AI199;AI200;AI201;AI202;AI203)))

Fuente: Tabla dinámica desarrollada por los autores.

Tabla 22. Resultado de las condiciones lógicas secundarias respecto al peso sobre la broca en tabla dinámica.

PRUEBA WOB EN RANGO	PRUEBA LÓGICA 1<WOB<30	PRUEBA LÓGICA WOB=0	RESULTADO WOB PRELIMINAR	CORRECCION TOTAL WOB
WOB ERROR	0	2,84	2,84	2,84
WOB ERROR	0	23,91	23,91	23,91

Fuente: Tabla dinámica desarrollada por los autores.

5.1.3.4 Caudal y relación entre Bombas (SPM1, SPM2, SPM3).

Caudal bomba 1,2,3 (QSPM1, QSPM2, QSPM3): ($=I2*2,961$), ($=J2*2,961$), ($=K2*2,961$) Esta fórmula tiene como objeto multiplicar el número de golpes de cada bomba (strokes) por una constante que se obtiene de la relación del recorrido del pistón, el número de pistones, el volumen del tambor de la bomba y una factor de conversión dando como resultado un caudal en unidades de galones por minuto (gal/min), esta constante depende del tipo de bomba que se use y puede ser cambiada si el equipo cambia algunas de las variables antes mencionadas.

Caudal total calculado: $=AK2+AL2+AM2$ Esta formulación hace la suma de los caudales de las tres bombas anteriormente mencionado, usualmente salvo casos excepcionales solo funcionan dos bombas a la vez.

Prueba tres bombas funcionando $=SI(Y(AK2>0;AL2>0;AM2>0);"ERROR 3 BOMBAS OPERANDO ";1)$ Esta condición analiza el caudal calculado de cada una de las bombas, si se registran tres caudales quiere decir que hay tres bombas en operación situación que no debe presentarse durante la perforación, en este

caso la condición lógica arrojará como resultado la oración);"ERROR 3 BOMBAS OPERANDO ", en caso contrario entregara como resultado el número 1.

Entrada bomba 3: $=SI(O(I2=0;J2=0);("SPM3");1)$ Esta condición analiza los golpes de la bomba (strokes) de dos de las tres bombas que están en operación, usualmente están en operación la Bomba 1 (SPM1) y la bomba 2 (SPM2), si alguna de estas sin importar cual registra valores de cero la prueba lógica arrojará el mensaje "SPM3" que nos indica que en ese momento debió activarse la bomba 3 y registrar en el sistema golpes de la bomba (strokes).

Prueba lógica SPM1-SPM2 baja: $=SI(Y((I2-J2<2);(J2-I2<2);I2>0;J2>0);1;0)$ Esta prueba lógica busca que la diferencia de golpes de la bomba 1 y la bomba 2 sean menores a 2 y a su vez que sean mayores a cero, esto con el fin de garantizar que el caudal que entra al pozo sea uniforme y no genere turbulencias o baches en el fluido de perforación que podría afectar la estabilidad del pozo.

El resultado de esta condición será 1 si cumple la prueba y 0 si no cumple, el valor obtenido se usará en otra prueba lógica para hallar errores en el caudal

Prueba lógica SPM1-SPM2 alta: $=SI(Y((I2-J2>2);(J2-I2>2);I2>0;J2>0);0;1)$ Esta prueba lógica busca que la diferencia de golpes de la bomba 1 y la bomba 2 sean mayores a 2 y a su vez que sean mayores a cero. El resultado de esta condición será 0 si cumple la prueba y 1 si no cumple, el valor obtenido se usará en otra prueba lógica para hallar errores en el caudal.

Dado el caso que una de las bombas falle, sea la bomba 2 o bomba 3 se aplica la misma relación por parejas (Bomba1-Bomba3), (Bomba2-Bomba3), por la baja y por la alta, al igual que en los casos anteriores el valor obtenido, sea 1 ó 0 según la condición, se usará en otra prueba lógica para hallar errores en el caudal; todas las pruebas lógicas son mostradas en la tabla 20.

Prueba lógica SPM3 sumatoria caudal SPM1+SPM3: $=SI(Y((AP2="SPM3");(AS2+AT2=2));(AK2+AM2);0)$ Esta prueba requiere que el resultado de las columnas AP sea "SPM3" lo cual indica que esta activada la bomba3 y que los golpes de la bomba 1 y la bomba 3 no tengan una diferencia superior a dos golpes por minuto entre sí, al cumplirse estos requisitos se suman los caudales de la bomba 1 y la bomba 3, si no se cumplen se pondrá el número 0.

Prueba lógica SPM3 sumatoria caudal SPM2+SPM3: $=SI(Y((AP2="SPM3");(AU2+AV2=2));(AL2+AM2);0)$ Esta prueba solicita que el resultado de las columnas AP sea "SPM3" y que los golpes de la bomba 2 y la bomba 3 no tengan una diferencia superior a dos golpes por minuto entre sí, al cumplirse estos requisitos se suman los caudales de la bomba 2 y la bomba 3, si no se cumplen se pondrá el número 0.

Búsqueda error caudal: =SI(O((AQ2+AR2=2); (AS2+AT2=2);(AU2+AV2=2)));1; "ERROR CAUDAL") Esta condición busca que por lo menos una de las combinaciones de golpes de la bomba SPM1-SPM2, SPM1-SPM3, SPM2-SPM3 no tenga una diferencia superior a 2 golpes por minuto entre sí, el resultado que se entrega si se cumple esta condición es 1, si por el contrario el resultado es negativo en la celda aparecerá el texto "ERROR CAUDAL".

Caudal corregido: =SI((AY2)=1;H2;AN2) En esta prueba lógica se requiere que no haya error en el caudal, si esta condición se cumple se pondrá el caudal que estaba en la base de datos, si no se cumple se colocara el caudal calculado por la tabla dinámica.

Caudal excede al límite superior: =SI(AZ2>700;"CORREGIR";0) En el caso que el caudal corregido exceda los 700 galones por minuto la celda mostrará el texto corregir, este límite se debe a que a caudales superiores a 700 se corre un alto riesgo de "lavar" la formación o fracturarla, poniéndose en riesgo la integridad del hueco perforado.

En las tabla 23 a 25 se muestran las condiciones lógicas secundarias respecto al caudal y la relación entre golpes de las bombas (strokes), y en la tablas 26 a 28 los resultados entregados al aplicar estas condiciones.

Tabla 23. Condiciones lógicas secundarias respecto al caudal en tabla dinámica.

QSPM1	QSPM2	QSPM3	CAUDAL TOTAL CALCULADO	PRUEBA TRES BOMBAS FUNCIONANDO	ENTRADA BOMBA 3
=I2*2,961	=J2*2,961	=K2*2,961	=AK2+AL2+AM2	=SI(Y(AK2>0;AL2>0;AM2>0); "ERROR 3 BOMBAS OPERANDO ";1)	=SI(O(I2=0;J2=0);("SPM3");1)

Fuente: Tabla dinámica desarrollada por los autores.

Tabla 24. Condiciones lógicas secundarias respecto a los golpes de la bomba (strokes) en tabla dinámica.

PRUEBA LOGICA SPM1-SPM2 BAJA	PRUEBA LOGICA SPM1-SPM2 ALTA	PRUEBA LOGICA SPM1 - SPM3 BAJA	PRUEBA LOGICA SPM1 - SPM3 ALTA	PRUEBA LOGICA SPM 2 - SPM3 BAJA	PRUEBA LOGICA SPM2 - SPM3 ALTA
=SI(Y((I2-J2<2);(J2-I2<2);I2>0;J2>0);1;0)	=SI(Y((I2-J2>2);(J2-I2>2);I2>0;J2>0);0;1)	=SI(Y(I2-K2<2;K2-I2<2;I2>0;K2>0);1;0)	=SI(Y(I2-K2>2;K2-I2>2;I2>0;J2>0);0;1)	=SI(Y(J2-K2<2;K2-J2<2;J2>0;K2>0);1;0)	=SI(Y(J2-K2>2;K2-J2>2;J2>0;K2>0);0;1)

Fuente: Tabla dinámica desarrollada por los autores.

Tabla 25. Condiciones lógicas secundarias respecto a los golpes de la bomba (strokes) y el caudal en tabla dinámica.

PRUEBA LOGICA SPM3 SUMATORIA CAUDAL SPM1+SPM3	PRUEBA LOGICA SPM3 SUMATORIA CAUDAL SPM2+SPM3	BUSQUEDA ERROR CAUDAL	CAUDAL CORREJIDO	CAUDAL EXCEDE AL LIMITE SUPERIOR
=SI(Y((AP2="SPM3");(AS2+AT2=2));(AK2+AM2);0)	=SI(Y((AP2="SPM3");(AU2+AV2=2));(AL2+AM2);0)	=SI(O((AQ2+AR2=2);(AS2+AT2=2);(AU2+AV2=2));1;"ERROR CAUDAL")	=SI((AY2)=1;H2;AN2)	=SI(AZ2>700;"CORREGIR";0)

Fuente: Tabla dinámica desarrollada por los autores.

Tabla 26. Resultados condiciones lógicas secundarias respecto al caudal en tabla dinámica.

QSPM1	QSPM2	QSPM3	Q TOTAL CALCULADO	PRUEBA TRES BOMBAS FUNCIONANDO	ENTRADA BOMBA 3
0	153,2	0	153,2	1	SPM3

Fuente: Tabla dinámica desarrollada por los autores.

Tabla 27. Resultados condiciones lógicas secundarias respecto a los golpes de la bomba (strokes) en tabla dinámica.

PRUEBA LOGICA SPM1-SPM2 BAJA	PRUEBA LOGICA SPM1-SPM2 ALTA	PRUEBA LOGICA SPM1 - SPM3 BAJA	PRUEBA LOGICA SPM1 - SPM3 ALTA	PRUEBA LOGICA SPM 2 - SPM3 BAJA	PRUEBA LOGICA SPM2 - SPM3 ALTA
0	1	0	1	0	1

Fuente: Tabla dinámica desarrollada por los autores.

Tabla 28. Resultado condiciones lógicas secundarias respecto a los golpes de la bomba (strokes) y el caudal en tabla dinámica.

PRUEBA LOGICA SPM3 SUMATORIA CAUDAL SPM1+SPM3	PRUEBA LOGICA SPM3 SUMATORIA CAUDAL SPM2+SPM3	BUSQUEDA ERROR CAUDAL	CAUDAL CORREJIDO	CAUDAL EXCEDE AL LIMITE SUPERIOR
0	0	ERROR CAUDAL	153,18	0

Fuente: Tabla dinámica desarrollada por los autores.

6. RESULTADOS APLICACIÓN TABLA DINÁMICA A POZO TIPO

Una vez desarrollada la tabla dinámica, se aplicó al pozo tipo seleccionado, la descripción de los resultados se mostrará acorde a las correlaciones secundarias mostradas en el capítulo anterior como sigue:

6.1 RESULTADOS CORRECCIÓN TORQUE Y TABLE RPM MIENTRAS SE ESTÁ ROTANDO.

Corrección Torque: En la celda de corrección de torque preliminar al no cumplirse una condición lógica propia de la perforación rotando, el sistema la corrige automáticamente.

Búsqueda error torque rotando: Teniendo en cuenta la autonomía del operador de la tabla dinámica al lado del resultado de la celda Corrección Torque se mostrará en caso de haber un error el valor que debe reemplazarse en la base de datos.

Búsqueda error table RPM: Esta celda al hallar un error en las condiciones del table RPM cuando se perfora rotando procederá a mostrar el texto “ERROR TABLE RPM ROT” lo cual indica que hay un error en la base de datos.

En las tabla 29 se muestra la tabla dinámica indicando errores, en la tabla 30 se muestra la tabla dinámica corregida, en la figura 10 se muestran los resultados antes y después de corregir el torque y la Table RPM rotando.

Tabla 29. Tabla dinámica indicando errores en torque y table RPM rotando.

Hole Depth: ft	Table RPM:	Torque: FtLb	SPM 1	SPM 2	SPM 3	CORRECCION TORQUE	BUSQUEDA ERROR TQ ROTANDO	BUSQUEDA ERROR TABLE RPM ROTANDO
35	50,00	2558,77	42,72	41,81	0,00	2558,77	1	1
36	50,00	2580,37	42,77	41,78	0,00	2580,37	1	1
37	50,00	980,00	42,77	41,78	0,00	0,00	2585,24	1
38	10,00	2589,26	42,77	41,81	0,00	0,00	1	ERROR TABLE RPM ROT
39	50,00	2636,27	42,75	41,79	0,00	2636,27	1	1
40	50,00	2623,57	42,74	41,76	0,00	2623,57	1	1

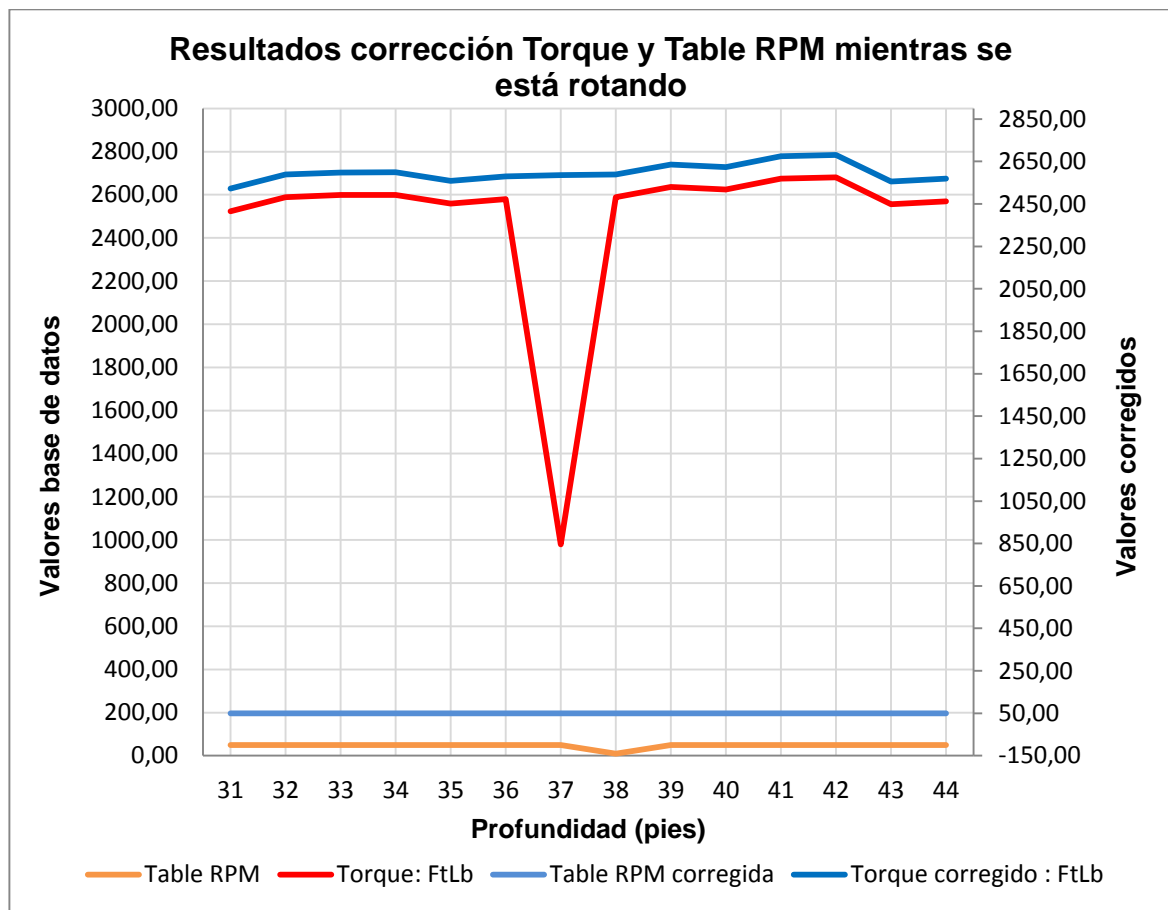
Fuente: Tabla dinámica desarrollada por los autores.

Tabla 30. Tabla dinámica con torque y table RPM rotando corregida.

Hole Depth: ft	Table RPM:	Torque: FtLb	SPM 1	SPM 2	SPM 3	CORRECCION TORQUE	BUSQUEDA ERROR TQ ROTANDO	BUSQUEDA ERROR TABLE RPM ROTANDO
35	50,00	2558,77	42,72	41,81	0,00	2558,77	1	1
36	50,00	2580,37	42,77	41,78	0,00	2580,37	1	1
37	50,00	2585,24	42,77	41,78	0,00	2585,24	1	1
38	50,00	2589,26	42,77	41,81	0,00	2589,26	1	1
39	50,00	2636,27	42,75	41,79	0,00	2636,27	1	1
40	50,00	2623,57	42,74	41,76	0,00	2623,57	1	1

Fuente: Tabla dinámica desarrollada por los autores.

Figura 10. Resultado corrección Torque y Table RPM rotando.



Fuente: Tabla dinámica desarrollada por los autores.

Pies perforados rotando: Según el cumplimiento de los requisitos de las condiciones primarias y secundarias la tabla dinámica va reportando la cantidad de pies perforados rotando. En la tabla 31 se muestra el conteo de pies perforados rotando.

Tabla 31. Conteo de pies perforados rotando.

Hole Depth: ft	Table RPM:	Torque: FtLb	SPM 1	SPM 2	SPM 3	ROTANDO	PRUEBA LOGICA PIES ROTADOS	PIES PERFORADOS ROTANDO
31	50,00	2523,20	0,00	51,73	0,00	ROTANDO	1	1
32	50,00	2589,26	0,00	51,75	0,00	ROTANDO	1	2
33	50,00	2598,36	0,00	60,71	0,00	ROTANDO	1	3
34	50,00	2599,43	0,00	67,62	0,00	ROTANDO	1	4
35	50,00	2558,77	42,72	41,81	0,00	ROTANDO	1	5
36	50,00	2580,37	42,77	41,78	0,00	ROTANDO	1	6
37	50,00	2585,24	42,77	41,78	0,00	ROTANDO	1	7
38	50,00	2589,26	42,77	41,81	0,00	ROTANDO	1	8
39	50,00	2636,27	42,75	41,79	0,00	ROTANDO	1	9
40	50,00	2623,57	42,74	41,76	0,00	ROTANDO	1	10

Fuente: Tabla dinámica desarrollada por los autores.

6.2 RESULTADOS CORRECCIÓN TORQUE Y TABLE RPM MIENTRAS SE ESTÁ DESLIZANDO.

Pies perforados deslizando: Teniendo en cuenta el desarrollo de las condiciones primarias y secundarias la tabla dinámica va haciendo un conteo de los pies perforados deslizando. En la tabla 32 se muestra el conteo de pies perforados deslizando.

Tabla 32. Conteo de pies perforados deslizando.

Hole Depth: ft	Table RPM:	Torque: FtLb	SPM 1	SPM 2	SPM 3	DESLIZANDO	PRUEBA LOGICA DESLIZADOS	PIES DESLIZADOS
489	0,00	0,00	76,49	76,49	0,00	DESLIZANDO	1	1
490	0,00	0,00	76,25	76,27	0,00	DESLIZANDO	1	2
491	0,00	0,00	76,27	76,35	0,00	DESLIZANDO	1	3
492	0,00	0,00	76,23	76,36	0,00	DESLIZANDO	1	4
493	0,00	0,00	76,22	76,19	0,00	DESLIZANDO	1	5
494	10,00	0,00	76,19	76,29	0,00	DESLIZANDO	1	6
495	0,00	0,00	76,36	76,24	0,00	DESLIZANDO	1	7

Fuente: Tabla dinámica desarrollada por los autores.

Prueba lógica pie deslizado o perforado: Esta prueba toma las condiciones que deben cumplir los parámetros de perforación para perforar o deslizar, en caso de que algún conjunto de parámetros no esté definido para ninguno de los dos casos la tabla dinámica genera una alerta.

Busqueda error Torque deslizando: En este caso la tabla dinámica después de someter el torque a las pruebas lógicas correspondientes a la perforación deslizando, determina si hay un error en los datos, al hallarlo genera una alerta para el operador de la tabla dinámica.

Busqueda error Table RPM deslizando: Esta condición evalúa el valor de Table RPM en la perforación deslizando y sus condiciones, al hallar una contradicción genera un mensaje de error con el objeto de hacer que el operador revise la celda correspondiente a la condición lógica Corrección Table RPM.

Corrección Table RPM: Al evaluar las condiciones de perforación rotando y deslizando el sistema genera una columna definitiva de valores de Table RPM el cual es la corrección realizada a los parámetros de la base de datos.

En las tabla 33 se muestra la tabla dinámica indicando errores, en la tabla 34 se muestra la tabla dinámica corregida, en la figura 11 se muestran los resultados antes y después de corregir el torque y la Table RPM deslizando.

Tabla 33. Tabla dinámica indicando errores en tipo de pie perforado, torque y table RPM deslizando.

Hole Depth : ft	Table RPM:	Torque : FtLb	SPM 1	SPM 2	SPM 3	PRUEBA LOGICA PIE DESLIZADO O PERFORADO	BUSQ ERROR TQ DESLIZ	BUSQ ERROR TAB RPM DESL
489	0,00	0,00	76,49	76,49	0,00	1	1	1
490	0,00	0,00	76,25	76,27	0,00	1	1	1
491	0,00	0,00	76,27	76,35	0,00	1	1	1
492	0,00	0,00	76,23	76,36	0,00	1	1	1
493	0,00	0,00	76,22	76,19	0,00	1	1	1
494	10,00	0,00	76,19	76,29	0,00	1	1	ERROR RPM DESL
495	0,00	0,00	76,36	76,24	0,00	1	1	1
496	0,00	82,52	76,29	76,23	0,00	1	ERROR TQ DESLIZANDO	1
497	0,00	0,00	76,49	76,55	0,00	1	1	1
498	0,00	0,00	76,49	76,56	0,00	1	1	1
499	50,00	0,00	76,47	76,54	0,00	ERROR PIE NO DEFINIDO	1	1

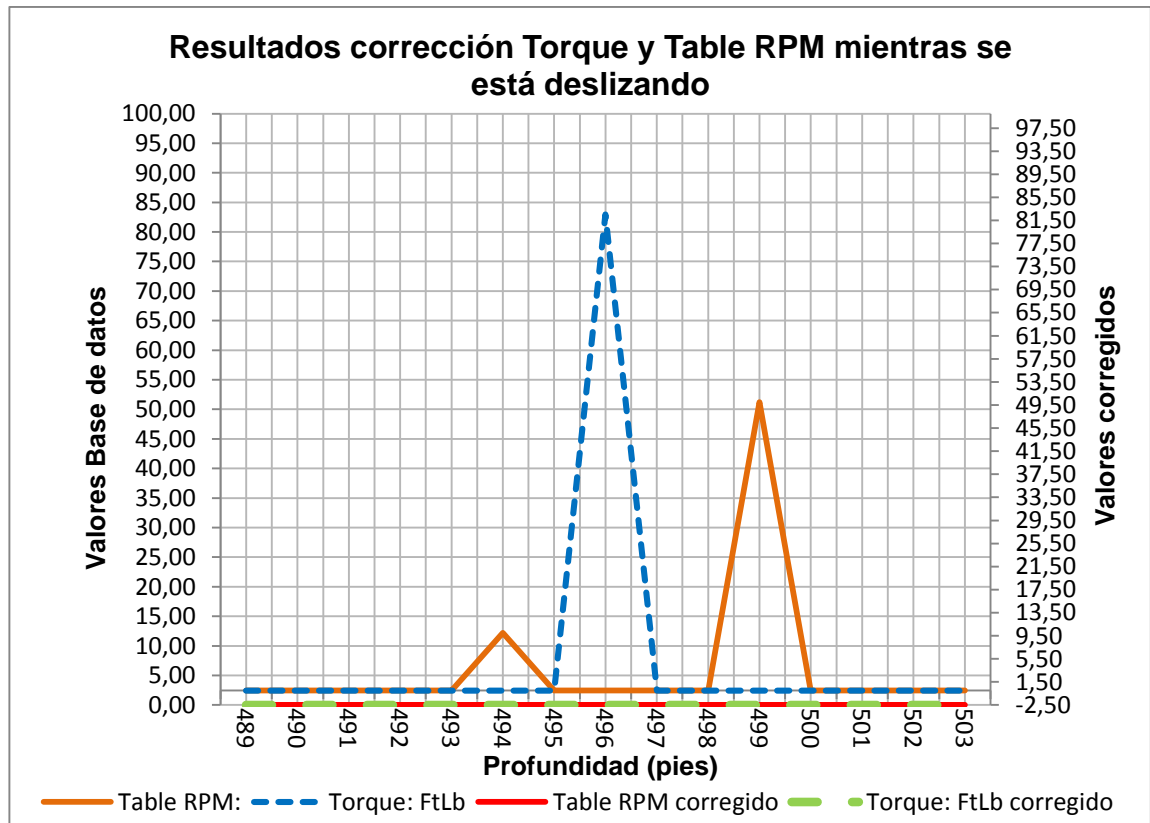
Fuente: Tabla dinámica desarrollada por los autores.

Tabla 34. Tabla dinámica corregida, tipo de pie perforado, torque y table RPM deslizando.

Hole Depth : ft	Table RPM:	Torque : FtLb	SPM 1	SPM 2	SPM 3	PRUEBA LOGICA PIE DESLIZADO O PERFORADO	BUSQ ERROR TQ DESLIZ	BUSQ ERROR TAB RPM DESL
489	0,00	0,00	76,49	76,49	0,00	1	1	1
490	0,00	0,00	76,25	76,27	0,00	1	1	1
491	0,00	0,00	76,27	76,35	0,00	1	1	1
492	0,00	0,00	76,23	76,36	0,00	1	1	1
493	0,00	0,00	76,22	76,19	0,00	1	1	1
494	0,00	0,00	76,19	76,29	0,00	1	1	1
495	0,00	0,00	76,36	76,24	0,00	1	1	1
496	0,00	0,00	76,29	76,23	0,00	1	1	1
497	0,00	0,00	76,49	76,55	0,00	1	1	1
498	0,00	0,00	76,49	76,56	0,00	1	1	1
499	0,00	0,00	76,47	76,54	0,00	1	1	1

Fuente: Tabla dinámica desarrollada por los autores.

Figura 11. Resultado corrección Torque y Table RPM deslizando.



Fuente: Tabla dinámica desarrollada por los autores.

6.3 RESULTADOS CORRECCIÓN PESO SOBRE LA BROCA (WOB).

Prueba WOB en rango: Si el peso sobre la broca es menor a 1 ó mayor a 30 esta prueba arrojará una alerta de error en el peso sobre la broca.

Corrección total WOB: el detectar los valores de peso sobre la broca fuera de rango o iguales a cero la tabla dinámica toma el promedio de los 5 valores precedentes del peso, vuelve a evaluar si está en el rango de valores descrito anteriormente y dependiendo de ello toma el valor o nuevamente realiza un promedio arrojando como resultado final un valor de peso sobre la broca que esté dentro del rango de datos solicitado.

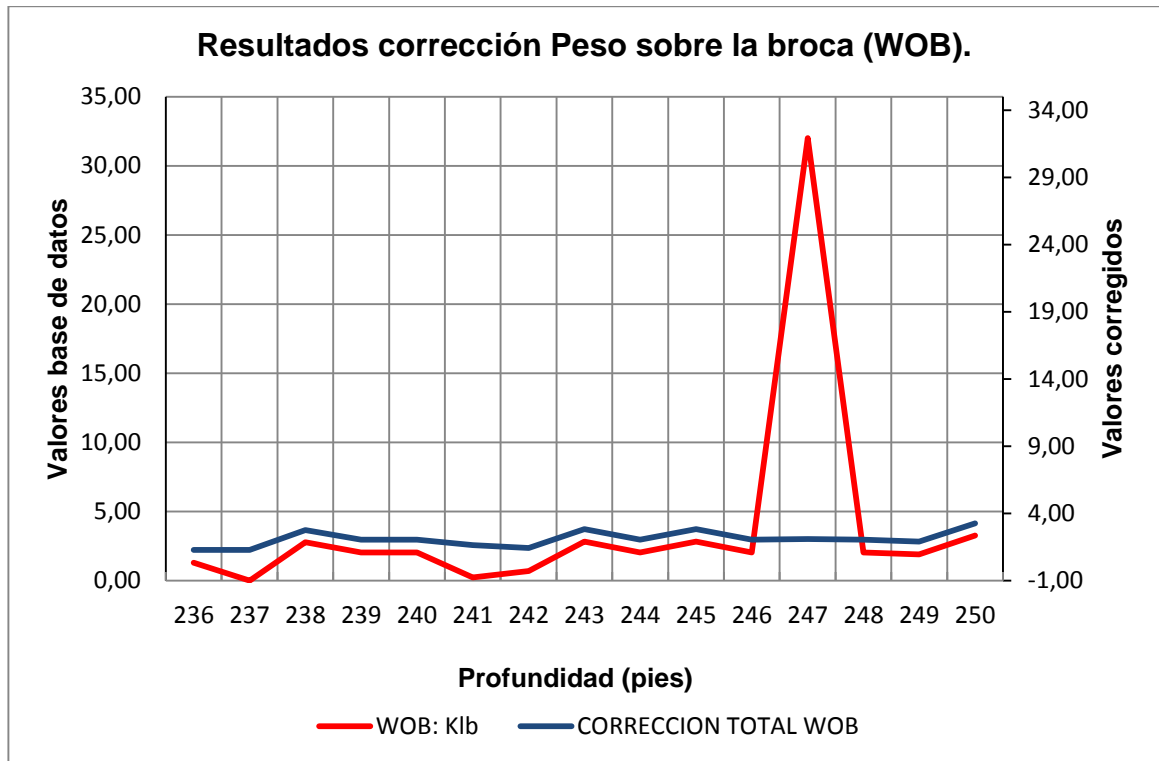
En las tabla 35 se muestra la tabla dinámica indicando errores del peso sobre la broca y su corrección en la figura 12 se muestra los resultados antes y después de corregir el peso sobre la broca.

Tabla 35. Tabla dinámica indicando errores del peso sobre la broca y su corrección.

Hole Depth: ft	WOB: Kib	PRUEBA WOB EN RANGO	CORRECCION TOTAL WOB
236	1,29	1	1,29
237	0,00	WOB ERROR	6,12
238	2,77	1	2,77
239	2,04	1	2,04
240	2,04	1	2,04
241	0,23	WOB ERROR	1,63
242	0,68	WOB ERROR	1,42
243	2,83	1	2,83
244	2,04	1	2,04
245	2,83	1	2,83
246	2,04	1	2,04
247	32,00	WOB ERROR	2,08
248	2,04	1	2,04
249	1,90	1	1,90
250	3,26	1	3,26

Fuente: Tabla dinámica desarrollada por los autores.

Figura 12. Resultados corrección Peso sobre la broca (WOB).



Fuente: Tabla dinámica desarrollada por los autores.

6.4 RESULTADOS CORRECCIÓN CAUDAL Y RELACIÓN ENTRE BOMBAS (SPM1, SPM2, SPM3).

Prueba tres bombas funcionando: Esta condición lógica toma los datos de las tres bombas (SPM1, SPM2, SPM3) disponibles si registra que las tres están activadas al mismo tiempo muestra una advertencia sobre el hecho.

Entrada bomba 3: Si la tabla dinámica registra en la base de datos que solo está funcionando una de las dos bombas mientras se perfora pondrá un mensaje de advertencia en la celda correspondiente.

Búsqueda error caudal: Esta condición lógica toma las combinaciones posibles entre las bombas en caso que cualquiera de ellas no sea operativa y deba ser reemplazada, analiza que la diferencia entre sus golpes de bomba no sea mayor a dos para evitar turbulencias en el fluido de perforación, si alguna de estas condiciones no se cumple la tabla dinámica mostrará un mensaje de error en la celda.

Caudal corregido: Esta prueba lógica toma la condición anterior y con base a ella toma el valor de la base de datos o el valor corregido por la tabla dinámica y lo muestra en la celda correspondiente.

Caudal excede límite superior: como se mencionó en el capítulo anterior el caudal máximo permitido en este tipo de perforaciones es 700 gal/min , en caso de exceder ese límite la tabla dinámica mostrará en la celda correspondiente un mensaje advirtiendo el error detectado.

En las tabla 36 se muestra la tabla dinámica mostrando los errores respecto a las bombas y el caudal, en la tabla 37 se muestra la tabla dinámica corregida, en la figura 13 se muestra los resultados antes y después de corregir el caudal.

Tabla 36. Tabla dinámica mostrando los errores respecto a las bombas y el caudal.

Hole Depth : ft	Flow In: gal/min	SPM 1	SPM 2	SPM 3	PRUEBA TRES BOMBAS FUNCIONANDO	ENTRADA BOMBA 3	BUSQUEDA ERROR CAUDAL	CAUDAL CORREGIDO	CAUDAL EXCEDE AL LIMITE SUPERIOR
35	250,51	42,72	41,81	0,00	1	1	1	250,51	0
36	250,58	42,77	41,78	0,00	1	1	1	250,58	0
37	250,58	42,77	41,78	0,00	1	1	1	250,58	0
38	250,66	42,77	41,81	0,00	1	1	1	250,66	0
39	339,20	42,75	41,79	30,00	ERROR 3 BOMBAS OPERANDO	1	1	339,20	0
40	250,45	42,74	41,76	0,00	1	1	1	250,45	0
41	126,60	42,76	0,00	0,00	1	SPM3	ERROR CAUDAL	126,63	0
42	250,72	42,78	41,81	0,00	1	1	1	250,72	0
43	748,40	42,77	100,00	110,00	ERROR 3 BOMBAS OPERANDO	1	ERROR CAUDAL	748,44	CORREGIR
44	250,62	42,75	41,81	0,00	1	1	1	250,62	0
45	250,50	42,74	41,78	0,00	1	1	1	250,50	0
46	250,43	42,74	41,75	0,00	1	1	1	250,43	0
47	250,63	42,78	41,79	0,00	1	1	1	250,63	0
48	250,52	42,74	41,79	0,00	1	1	1	250,52	0
49	250,58	42,77	41,78	0,00	1	1	1	250,58	0
50	250,57	42,76	41,78	0,00	1	1	1	250,57	0

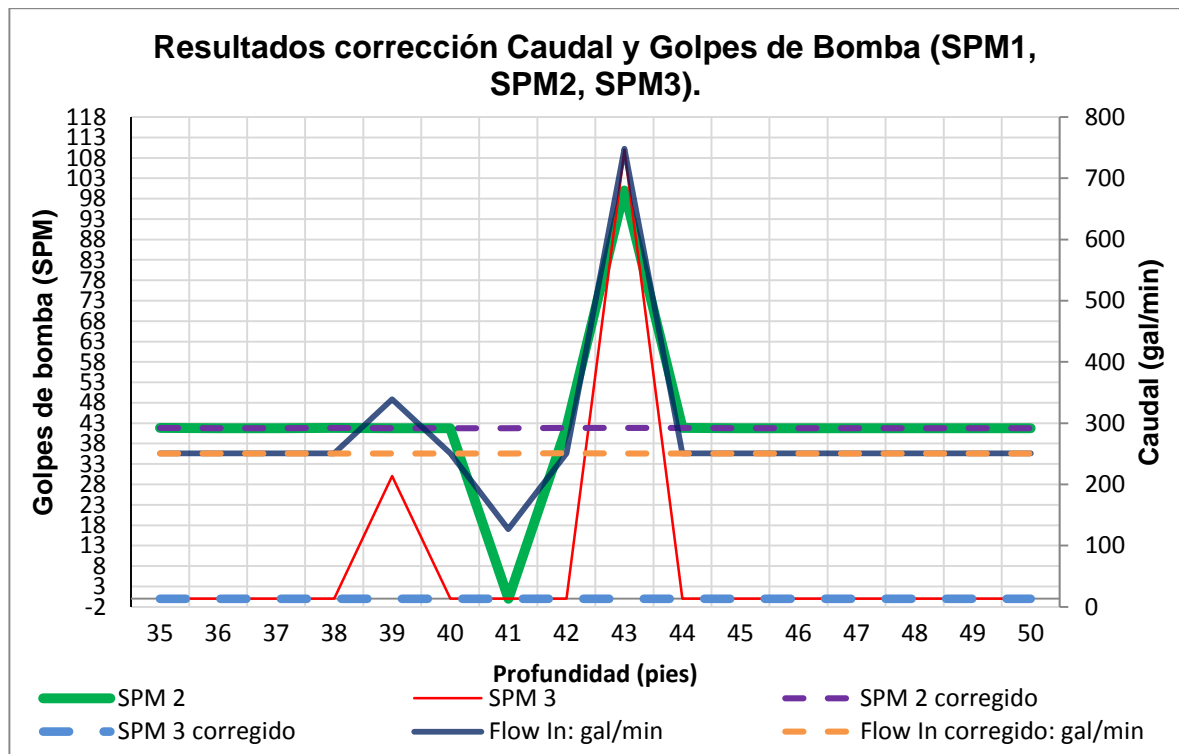
Fuente: Tabla dinámica desarrollada por los autores.

Tabla 37. Tabla dinámica mostrando correcciones respecto a las bombas y el caudal.

Hole Depth: ft	Flow In: gal/min	SPM 1	SPM 2	SPM 3	PRUEBA TRES BOMBAS FUNCIONANDO	ENTRADA BOMBA 3	BUSQUEDA ERROR CAUDAL	CAUDAL CORREGIDO	CAUDAL EXCEDE AL LIMITE SUPERIOR
35	250,51	42,72	41,81	0,00	1	1	1	250,51	0
36	250,58	42,77	41,78	0,00	1	1	1	250,58	0
37	250,58	42,77	41,78	0,00	1	1	1	250,58	0
38	250,66	42,77	41,81	0,00	1	1	1	250,66	0
39	250,40	42,75	41,79	0,00	1	1	1	250,40	0
40	250,45	42,74	41,76	0,00	1	1	1	250,45	0
41	250,20	42,76	41,74	0,00	1	1	1	250,20	0
42	250,72	42,78	41,81	0,00	1	1	1	250,72	0
43	250,50	42,77	41,82	0,00	1	1	1	250,50	0

Fuente: Tabla dinámica desarrollada por los autores.

Figura 13. Resultados corrección Caudal y Golpes de bomba.



Fuente: Tabla dinámica desarrollada por los autores.

7. ANÁLISIS COSTO – BENEFICIO DE LA APLICACIÓN DE LA TABLA DINÁMICA PARA MINIMIZAR TIEMPOS NO PRODUCTIVOS DE LA UNIDAD DE MUD LOGGING.

7.1 COSTOS DE DESARROLLO DE LA TABLA DINÁMICA PARA CORREGIR BASES DE DATOS.

Considerando que se desea instalar nuevos equipos en todas las unidades de Mud logging (50 cabinas), los costos de desarrollo de la tabla dinámica para corregir bases de datos serian:

Tabla 38. Costos de desarrollo de la tabla dinámica para corregir bases de datos.

I T E M	DESCRIPCION	CANT	UNIDAD	VALOR UNIDAD	VALOR TOTAL (COP)	VALOR TOTAL (USD)*
1	Creación y desarrollo de tabla dinámica.	1	Global	5000 USD	\$10.003.400	5.000
2	Licencia office empresarial.	50	Computador	150 USD	\$15.005.100	7.500
3	Nuevos computadores para cada cabina de Mud logging.	50	Computador	\$1.867.992	\$ 93.399.600 -\$1'000.000 Descuento	46.184,1
4	Costo Instructor Capacitación	32	Hora	\$100.000	\$ 3.200.000	1.599,45
5	Alquiler lugar y equipo de capacitación.	4	Día	\$ 1.000.000	\$ 4.000.000	1.999,32
TOTAL COSTO DESARROLLO					\$ 124.608.100	62.282,87

*TRM: 2000,68 COP /USD según promedio anual del banco de la república para el 2014.
Fuente: Tabla dinámica desarrollada por los autores.

7.2 COSTOS ASOCIADOS AL RIESGO DURANTE LA PERFORACIÓN.

Como se mencionó en el capítulo anterior, el riesgo de corregir bases de datos mientras se perfora puede convertirse en algún problema operacional como un influjo, una pega de tubería o una pérdida de circulación.

Estos problemas se verán reflejados en una pérdida de tiempo o incluso en la pérdida total del pozo si el influjo o pega de tubería no logra detectarse y solucionarse a tiempo; todo lo anterior se traducen en mayores costos para la perforación del pozo.

Los costos que se ocasionarían al presentarse alguno de los problemas operacionales ya mencionados mientras se realizan correcciones a las bases de datos, se tomaron tres escenarios: Un escenario optimista, medio y pesimista.

1er Escenario CASO A.

Es el escenario base optimista donde se corrigen las bases de datos durante la perforación del pozo y no se materializa ningún problema operacional.

En este escenario el costo asumido por la empresa de Mudlogging y la empresa operadora sería de 0 USD, esto porque no se invertiría ningún dinero adicional ya que la Perforación se realizó sin ningún tipo de problema operacional y solo se invirtió tiempo para corregir bases de datos manualmente, este sería un caso ideal.

2do Escenario CASO B.

Este escenario Medio contempla que mientras se corrigen bases de datos se presenta un Influjó de Gas durante el viaje de acondicionamiento debido a alta velocidad sacando la tubería (Swabbing). El influjó logra ser controlado después de regresar a TD: 7417 ft-MD y circular con un lodo de mayor densidad, así los costos a considerar serían:

Tabla 39. Costos Caso B, Pozo con Influjó de Gas

ITEM	DESCRIPCION	CANT	UNIDAD	VALOR UNIDAD	VALOR TOTAL (COP)	VALOR TOTAL (USD)
1	Tiempo adicional Taladro de perforación.	14	Horas	1.495,83 USD	\$41.897.573,67	20.941,67
2	Lodo de control	526	Bbls	76,49 USD	\$80.494.838,94	40.233,74
3	Control de sólidos	1	Día	5.000 USD	\$10.003.400	5.000
4	Mud logging	1	Día	3.580 USD	\$7.162.434,4	3.580
5	Costo carrotanque	1	Día	\$2.500.000	\$2.500.000	1.249,58
TOTAL COSTO DESARROLLO					\$ 142.058.263,4	USD 71.004,99

Fuente: Tabla dinámica desarrollada por los autores.

3er Escenario CASO C.

Este es el escenario pesimista donde mientras se perfora ocurre un influjó de gas y posteriormente una pega diferencial en la tubería.

Este es un caso típico y se presenta con mucha frecuencia en los pozos debido a que después de cerrar el pozo durante un influjó ocurre una pega diferencial por que la sarta permanece estática y en contacto con las paredes del pozo.

Después de presentarse una pega, si no se toma la decisión de recuperar la tubería la posibilidad de recuperar la sarta se reduce por debajo del 50%.¹⁵ Dando como resultado la pérdida total del pozo perforado.

Tabla 40. Costos Caso C, costos por pérdida de pozo.

ITEM	DESCRIPCION	CANT	DETALLE	VALOR UNIDAD	VALOR TOTAL (COP)	VALOR CON IVA USD
1	Tarifa taladro diaria (1000 HP)	10	Días	35.900,00	718.244.120,00	359.000,00
2	Alquiler broca 12 1/4" pdc	1	Broca	20.880,00	41.774.198,40	20.880,00
3	Alquiler Broca 9 1/2" x 8 2/2" PDC	1	Broca	26.100,00	52.217.748,00	26.100,00
4	Costo lodo para una sección 12 1/4" @1000 ft	364	Barriles	114,84	83.628.424,00	41.800,00
5	Costo lodo para una sección 8 1/2" @ 7417 ft	1308	Barriles	76,49	200.162.031,96	100.047,00
6	Costo Ingeniería del pozo x lodos	1	Ingeniero de fluidos	9.800,00	19.606.664,00	9.800,00
7	Costo cementación primera sección 12 1/4"@1000ft con equipo de flotación	117	Barriles	282,05	66.022.440,00	33.000,00
8	Costos Cementación segunda sección 8 1/2" @ 7417 ft con equipo de flotación.	338	Barriles	414,20	280.095.200,00	140.000,00
9	Servicio de perforación direccional	1	Motor, herramientas direccionales y personal	176.779,79	353.679.790,26	176.779,79
10	Servicio de bajada de tubulares y alquiler de estabilizadores para sección 12 1/4" y para sección 8 1/2 "	2	2 secciones	28.838,94	115.394.980,96	57.677,88
11	Alquiler de martillos hidráulicos	1	2da sección	22.975,35	45.966.323,24	22.975,35
12	Servicios de aseguramiento de calidad	1	Personal ingeniero de calidad	14.099,45	28.208.487,63	14.099,45
13	Servicios de inspección	1	Personal ingeniero de calidad	10.793,55	21.594.439,61	10.793,55
14	Servicios de soldadura de cabezal	1	Personal y herramientas	9.324,78	18.655.900,85	9.324,78
15	Servicios profesionales de supervisión e ing. de perforación	1	Company man	33.807,65	67.638.289,20	33.807,65
16	Servicios profesionales de well site	1	Geologo de campo	1.805,73	3.612.687,90	1.805,73
17	Herramientas de fondo y superficie (tuberías, pesca, diverter, moledores, perforación automática)	1	Conjunto de herramientas de pesca	12.187,07	24.382.427,21	12.187,07
18	Revestimientos de 9 5/8" y 8 1/2"	2	2 secciones	299.185,95	1.197.150.672,89	598.371,89
19	Cabezal de pozo	1	Cabezal de producción	25.004,33	50.025.662,94	25.004,33
20	Costo tapón cemento	1	En caso de Side Track	27.000,00	54.018.360,00	27.000,00
TOTAL COSTO DESARROLLO					\$ 3.442.078.849,04	USD 1.720.454,47

Fuente: Tabla dinámica desarrollada por los autores.

¹⁵ TECHNICAL FORMATION CENTER. Manual de prevención de pega de tubería, Bogotá , 2014. 4 p

7.3 ANÁLISIS DE COSTO - BENEFICIO.

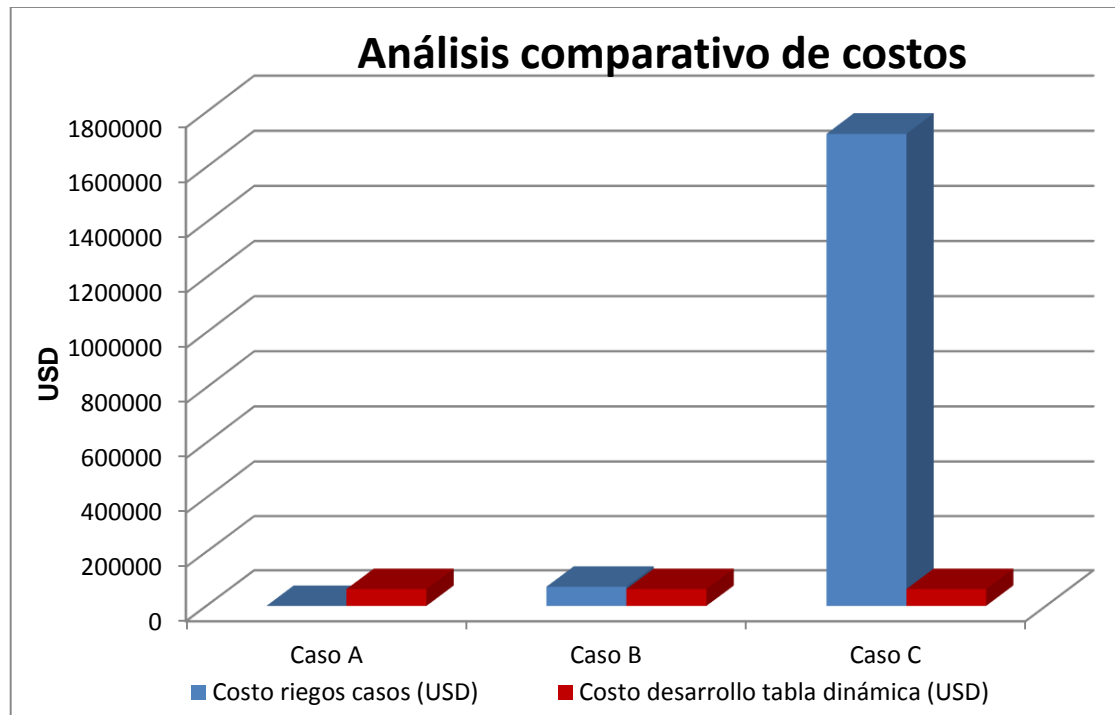
En la tabla 41 y la gráfica 14 se muestran los resultados de comparar los costos del desarrollo de la tabla dinámica con los costos que implican resolver los posibles problemas asociados a los riesgos en la operación.

Tabla 41. Análisis comparativo de costos Desarrollo tabla Vs. Costos riesgos

	VALOR TOTAL (USD)	DIFERENCIA DESARROLLO (USD)	AHORRO (%)
COSTO DESARROLLO TABLA DINAMICA	62.282,87	0	0
COSTO RIESGO CASO A	0	+ 62.282,87	0%
COSTO RIESGO CASO B	71.004,99	- 8.722,12	-12.28%
COSTO RIESGO CASO C	1720454,47	-1.658.171,6	-96.38%

Fuente: Tabla dinámica desarrollada por los autores.

Figura 14. Análisis comparativo de costos



Fuente: Los autores

Costo riesgo caso A: No hay eventos que afecten la operación, es un caso poco probable teniendo en cuenta la gran cantidad de operaciones que se realizan en el pozo mientras se perfora y el riesgo que conllevan.

Costo riesgo caso B: En este caso el costo de la desarrollo de la tabla dinámica representa un ahorro del 12.28% con una diferencia de USD 8.722,12 respecto al control del influjo de gas, otro beneficio de la utilización de la tabla dinámica es disminuir el riesgo que se presenta al no detectar oportunamente un influjo en las operaciones de perforación.

Costo riesgo caso C: Teniendo en cuenta que los problemas operacionales conllevan a la pérdida del pozo, el costo del desarrollo de la tabla dinámica representaría un ahorro del 96.38% de los gastos con una diferencia de USD 1.658.171,6 respecto al valor que implicaría perforar el pozo nuevamente.

Observando lo anterior se puede concluir que el desarrollo de la tabla dinámica es viable ya que los costos asociados a la misma son inferiores a los precios que generan los riesgos operacionales tales como influjo de fluidos, pega de tubería y/o pérdida del pozo perforado; en este caso la tabla dinámica genera el mayor beneficio para la operación de perforación

8. CONCLUSIONES

- El Campo Casabe se ha caracterizado por su intensidad de fallamiento y compartimentalización los cuales han ocasionado distintos problemas operacionales tales como pegas de tubería, influjo de fluidos (agua) y pérdidas de fluido de perforación.
- Interpretar adecuadamente todo cambio en la tendencia de los principales parámetros de perforación (Profundidad del hueco perforado, Revoluciones del Top Drive por minuto, Torque, peso sobre la broca y caudal) por parte del ingeniero de datos puede evitar un gran problema operacional como una pega de tubería, un influjo e incluso la pérdida total del pozo.
- La tabla dinámica desarrollada es aplicable a pozos direccionales que presenten perforación rotando con Torque mayor a mil libras-pie y rotación del top drive superior a 30 revoluciones por minuto, para la perforación deslizando se requiere que las revoluciones por minuto del top drive sean cero y el torque sea cero. En ambos tipos de perforación el caudal debe ser inferior a 700 galones por minuto.
- Los resultados de esta monografía arrojan que el 86,25 % de los ingeniero de datos emplean entre 3 y 5 horas corrigiendo bases de datos, este tiempo es considerado no productivo y es la consecuencia de reinstalar sensores y cableado de interconexión, además de recalibrar equipos.
- La tabla dinámica creada maneja un gran volumen de información, procesa y correlaciona los parámetros de perforación, advierte sobre la presencia de errores y los corrige de ser posible, esto con el fin de ahorrar tiempos no productivos, permitiendo que el ingeniero de datos este más atento a la operación, disminuyendo el riesgo que se presenta al no detectar oportunamente alguna señal de alarma a medida que se desarrollan las operaciones de perforación, brindando un servicio y un producto final confiable.
- El desarrollo de la tabla dinámica es viable ya que los costos asociados a la misma son inferiores a los precios que generan los riesgos operacionales tales como influjo de fluidos, pega de tubería y/o pérdida del pozo perforado.

9. RECOMENDACIONES

- Realizar un seguimiento documentado de los distintos problemas operacionales asociados a la perforación y sus manifestaciones en los parámetros registrados con el fin de generar una serie de estrategias y procedimientos para evitar y/o mitigar los riesgos asociados a las actividades de perforación.
- Iniciar el proceso de capacitación de personal y pruebas piloto de la tabla dinámica en campo con el fin de hacer un seguimiento de la misma observando sus fortalezas y aspectos a mejorar.
- Buscar el desarrollo y aplicabilidad de la tabla dinámica a todo tipo de perforación de pozos, teniendo en cuenta que es una herramienta flexible de código modificable y sencillo.
- Implementar la tabla dinámica para corrección de parámetros de perforación observando que genera costos inferiores a una operación de mitigación y/o corrección en la perforación, lo que la hace una decisión gerencial fácilmente sustentable.

BIBLIOGRAFIA

AMAYA, Mauro.; AMAYA, Raúl, et al. Casabe: Revitalización de un campo maduro. Traducción del artículo publicado en inglés en Oilfield Review Primavera de 2010: 22, no. 1. 2010 Schlumberger.

CALDERÓN, Zuly y PÉREZ, Martha Ilce. Orientaciones prácticas para la elaboración exitosa de trabajos de ingeniería. Universidad industrial de Santander, Bucaramanga, 2011.

DATALOG COLOMBIA. Sensores Utilizados en Datalog y procedimientos de calibración. Bogotá, 2012. 3-20 p

DAVID P. HAWKER. Evaluación e interpretación de hidrocarburos, Departamento de capacitación Datalog S.A.S V1.0, traducción al español 2002.

ECOPETROL S.A. Reporte final Casabe 0024D, 0024D ST1, informe elaborado por: Gutierrez Julián. Et al. DATALOG COLOMBIA S.A.S. Noviembre 2012.

ECOPETROL S.A. Carta Petrolera, Edición 108 Abril – Mayo 2003. http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera108/rev_produccion2.htm

ECOPETROL S.A. Manual de Operaciones de Perforación. Bogotá, 2010.

Eren T, Ozbayoglu M. Real Time Optimization of Drilling Parameters During Drilling Operations EN Society Petroleum Engineers, Eni E&P, Middle East Technical University, Enero de 2010

MOODY INTERNATIONAL. Training to reduce unscheduled events Manual. 2008. 22-54 p.

RANDY SMITH WELL CONTROL. Manual de control de pozos: Control de pozos en perforación. 2012. 43-50 p.

RODRIGUEZ J. Curso de entrenamiento: Equipos y Datos, Datalog Colombia S.A.S. Enero 2011

TECHNICAL FORMATION CENTER. Manual de prevención de pega de tubería, Bogotá , 2014. 98 p.

UNIVERSIDAD DEL ZULIA. Memorias seminario de petróleo: Problemas fluidos de perforación. Maracaibo, 2012.

WELL CONTROL INTERNATIONAL.WCI. Manual de prevención de pega de tubería. 2014. 9 p.