

**ANÁLISIS TÉCNICO FINANCIERO DE LAS ESTADÍSTICAS OBTENIDAS DE  
LOS REPORTES DE SERVICIO A POZO, DE UNA BASE DE DATOS EN LOS  
CAMPOS DE LA ASOCIACIÓN NARE**

**DANIEL ALEJANDRO ÁLVAREZ DÍAZ  
JUAN FELIPE GAMA GUTIÉRREZ**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C.  
2017**

**ANÁLISIS TÉCNICO-FINANCIERO DE LAS ESTADÍSTICAS OBTENIDAS DE  
LOS REPORTES DE SERVICIO A POZO, DE UNA BASE DE DATOS EN LOS  
CAMPOS DE LA ASOCIACIÓN NARE**

**DANIEL ALEJANDRO ÁLVAREZ DÍAZ  
JUAN FELIPE GAMA GUTIÉRREZ**

**Proyecto Integral de Grado para optar por el título de  
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

**Director  
JORGE MARIO VERGARA ESPINOSA  
Ingeniero de Petróleos**

**Orientador  
ALEJANDRO CONTRERAS GARZÓN  
Ingeniero de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C.  
2017**

Nota de aceptación

---

---

---

---

---

---

---

Ing. Alejandro Contreras Garzón  
Orientador

---

Ing. Ivan Peñaloza  
Jurado 1

---

Ing. Nadin Elias Escaño  
Jurado 2

Bogotá, octubre de 2017

## **DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD DE AMÉRICA**

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

**Dr. JAIME POSADA DÍAZ**

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

**Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA**

Vicerrectora Académica y de Posgrados

**Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS**

Secretario General

**Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA**

Decano de la Facultad de Ingenierías

**Dr. JULIO C. FUENTES ARISMENDI**

Director Programa de Ingeniería de Petróleos

**Ing. JOSÉ HUMBERTO CANTILLO SILVA**

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

## **DEDICATORIA**

Este proyecto se lo dedico especialmente a mi madre, padre y hermano, quienes han sido mi principal apoyo para alcanzar este logro. También a todos los docentes que me aportaron sus conocimientos que me prepararon para la realización de este trabajo.

**Daniel Alejandro Alvarez Diaz**

Este proyecto de grado va a dedicado a Dios en primer lugar, y en segundo lugar a Juan Carlos y María Del Pilar, mis padres quienes me han acompañado durante el transcurso de mi carrera, han sido mi apoyo y guía. Gracias por sus enseñanzas y cariño, gracias a ustedes soy una mejor persona.

**Juan Felipe Gama Gutiérrez**

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradecemos a la empresa Mansarovar Energy Colombia Ltda., por el apoyo brindado durante el desarrollo del trabajo, a las personas que de una u otra manera contribuyeron a que el objetivo fuera desarrollado y culminado satisfactoriamente, especialmente a los ingenieros Jorge Mario Vergara Espinosa, John Walker Álvarez Díaz, Jhonny Garzón y nuestro orientador técnico Alejandro Contreras.

## CONTENIDO

	pág.
1. GENERALIDADES DE LOS CAMPOS DE LA ASOCIACIÓN NARE	27
1.1 ANTECEDENTES E HISTORIA DE PRODUCCIÓN	27
1.2 LOCALIZACIÓN	31
1.3 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	34
1.3.1 Bombeo Mecánico	34
1.3.1.1 Equipo de fondo	35
1.3.1.2 Equipo de superficie	38
1.3.2 Bombeo de Cavidades Progresivas	38
1.3.2.1 Equipo de superficie	39
1.3.2.2 Equipo de fondo	40
1.4 RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO	41
1.4.1 Recuperación térmica	42
1.4.1.1 Inyección de vapor	42
2. TIPOS DE SERVICIOS A POZO	43
2.1 MANTENIMIENTO DE SERVICIO A POZO WELL SERVICES MAINTENANCE	43
2.1.1 Pesca / Fishing	43
2.1.2 Bombeo y diagnostico / Flushing and diagnostic	44
2.1.3 Others / otros	44
2.1.4 Cambio de bomba / Pump change	47
2.1.5 Rediseño / Redesign	47
2.1.6 Servicios especiales / Special services	48
2.2 INYECCIÓN DE VAPOR / STEAM INJECTION / (STM)	49
2.2.1 Pre inyección / Pre-injection	49
2.2.2 Post inyección / Post-injection	49
3. LIMITACIONES DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE DATOS DE LOS REPORTES DE SERVICIO A POZO Y SELECCIÓN DE LA BASE DE DATOS.	53
3.1 LIMITACIONES DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE DATOS	53
3.2 DESCRIPCIÓN DE LAS BASES DE DATOS	56
3.2.1 Microsoft Excel	56
3.2.2 Drilling Information Management System	63
3.2.3 OpenWells	66
3.3 SELECCIÓN DE LA BASE DE DATOS	67
4. ADECUACIÓN E IMPLEMENTACIÓN DE LA BASE DE DATOS AJUSTADA A LOS SERVICIOS A POZO QUE SE REALIZAN EN LOS CAMPOS DE LA ASOCIACIÓN NARE	78
4.1 TIEMPOS NO PLANEADOS (NOT PLANNED TIMES)	78



4.2 MANUAL DE REPARACIÓN DE LA UNIDAD (RIG REPAIR MANUAL)	90
4.3 ÍNDICES DE FALLA	101
4.3.1 Centralizador (Centralizer)	101
4.3.2 Falla en Bomba Inserta (Insert pump failure)	101
4.3.3 Sin Falla (No Failure)	103
4.3.4 Falla en la bomba de cavidades progresivas (PCP Failure)	103
4.3.5 Falla en la Sarta de varilla (Rod failure)	103
4.3.6 Falla en la niple silla (Setting Nipple Failure)	104
4.3.7 Stucked (Atascado)	104
4.3.8 Tubing Failure (Falla en la Tubería)	104
4.4 ACTIVIDADES REALIZADAS EN LAS OPERACIONES DE SERVICIO A POZO	108
4.5 CAMBIOS DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	111
4.6 IMPLEMENTACIÓN DE LOS ITEMS A LA BASE DE DATOS OPENWELLS	112
5. ESTADÍSTICAS OBTENIDAS DE LA BASE DE DATOS OPENWELLS A PARTIR DE LOS REPORTES DE SERVICIO A POZO DE LOS CAMPOS PERTENECIENTES A LA ASOCIACIÓN NARE	120
5.1 CANTIDAD DE SERVICIOS A POZO EJECUTADOS EN LOS CAMPOS DE LA ASOCIACIÓN NARE	120
5.1.1 Servicios a pozo ejecutados por unidad	123
5.2 CANTIDAD DE SERVICIOS A POZO EJECUTADOS POR UNIDAD	136
5.3 PROMEDIOS DE TIEMPO POR SERVICIO A POZO	139
5.4 TIEMPOS NO PLANEADOS (NPTS)	155
5.4.1 NPTS distribuidos por el tipo de unidad	164
5.5 INDICE DE REPITITIVIDAD	168
6. ANÁLISIS FINANCIERO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA BASE DE DATOS	171
6.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN	171
6.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE LAS OPERACIONES DE SERVICIO A POZO	172
6.3 ANÁLISIS FLUJO DE CAJA	177
6.4 EVALUACIÓN INDICADORES	178
6.4.1 Valor presente neto (VPN)	179
6.4.2 Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE)	181
7. CONCLUSIONES	183
8. RECOMENDACIONES	184
BIBLIOGRAFÍA	185



## LISTA DE ECUACIONES

	<b>pág.</b>
Ecuación 1. Valor Presente Neto (VPN).	182
Ecuación 2. VPN flujo de caja actual	182
Ecuación 3. VPN implementación OpenWells	183
Ecuación 4. Valor Presente Neto (VPN)	184

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Mapa de localización de los Campos de la Asociación Nare Cuenca (VMM) Colombia	34
Figura 2. Sistema de Bombeo mecánico	36
Figura 3. Bomba de fondo, Bombeo Mecánico	37
Figura 4. Sistema de bombeo de cavidades progresivas	40
Figura 5. Tipos de servicios a pozo	52
Figura 6. Type of service	53
Figura 7. Reporte diario de WorkOver	59
Figura 8. Listado de puntos de desviación del pozo (Surveys)	61
Figura 9. Listado de tubería de revestimiento que se encuentra en el pozo,	62
Figura 10. Cuadro de control de costos diario y acumulado del servicio al pozo.	63
Figura 11. Estado mecánico elaborado con el software "Excel".	64
Figura 12. Reporte en formato PDF de las actividades realizadas en	66
Figura 13. Tiempos no planeados	90
Figura 14. Not planned time	91
Figura 15. Manual de reparación de la unidad	102
Figura 16. Rig repair manual	103
Figura 17. Índice de falla	109
Figura 18. Failure index	110
Figura 19. Ventana de propiedades del servicio a pozo (antes)	116
Figura 20. Resumen de las operaciones diarias de servicio a pozo (antes)	117
Figura 21. Ventana de NPTS	118
Figura 22. Ventana de Propiedades del Servicio a Pozo	119
Figura 23. Ventana de Operaciones diarias de servicio a pozo	120
Figura 24. Vinculación del NPTS a la actividad	121
Figura 25. Flujo de caja actual de la operación.	183
Figura 26. Flujo de caja implementación OpenWells	183

## LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Producción acumulada de Petróleo del Campo Abarco	30
Gráfica 2. Producción acumulada de Petróleo del Campo Girasol	30
Gráfica 3. Producción acumulada de Petróleo del Campo Jazmín	31
Gráfica 4. Producción acumulada de Petróleo del Campo Moriche	31
Gráfica 5. Producción acumulada de Petróleo del Campo Underriver	32
Gráfica 6. Servicios a pozo (STM) ejecutados en los campos de la Asociación Nare	125
Gráfica 7. Servicios a pozo (MNT) ejecutados en los campos de la Asociación Nare	126
Gráfica 8. Servicios a pozo ejecutados por FB (STM)	127
Gráfica 9. Servicios a pozo ejecutados de Pre-injection (FB)	128
Gráfica 10. Servicios a pozo ejecutados de Post-injection (FB)	128
Gráfica 11. Servicios ejecutados por FB (MNT)	130
Gráfica 12. Servicios a pozo de ejecutados de "fishing" por FB	130
Gráfica 13. Servicios a pozo ejecutados de "Flushing and Diagnostic" por FB	131
Gráfica 14. Servicios a pozo ejecutados de "Pump Change" por FB	131
Gráfica 15. Distribución de los servicios a pozo ejecutados de los servicios específicos "Others" por FB	132
Gráfica 16. Servicios a pozo ejecutados de redesign (FB)	132
Gráfica 17. Servicios ejecutados por rigs (STM)	133
Gráfica 18. Servicios a pozo ejecutados de Post-injection (STM)	134
Gráfica 19. Servicios a pozo ejecutados de Pre-injection	134
Gráfica 20. Servicios a pozo ejecutados por rigs (MNT)	136
Gráfica 21. Servicios a pozo ejecutados de fishing (Rigs)	136
Gráfica 22. Servicios a pozo ejecutados de Flushing and Diagnostic (Rigs)	137
Gráfica 23. Servicios a pozo ejecutados de others (Rigs)	137
Gráfica 24. Servicios a pozo ejecutados de "Pump Change" (Rigs)	138
Gráfica 25. Servicios a pozo ejecutados de redesign (rigs)	138
Gráfica 26. Servicios a pozo ejecutados por unidad	140
Gráfica 27. Servicios a pozos ejecutados por Flush By	141
Gráfica 28. Servicios ejecutados por unidades (Rig)	142
Gráfica 29. Distribución de los Tiempos no planeados	159
Gráfica 30. NPTS's asociados a fallas en sistemas de levantamiento artificial	160
Gráfica 31. NPTS asociados a asuntos HSE	161
Gráfica 32. NPTS asociados a logística del área de producción	162
Gráfica 33. NPTS asociados a equipo y herramientas de la unidad	163
Gráfica 34. NPTS asociados a reparación por mantenimiento correctivo	164
Gráfica 35. NPTS asociados a reparación por mantenimiento preventivo	165
Gráfica 36. NPTS asociados a fallas de tubería	166
Gráfica 37. NPTS asociados a "Waiting on"	167
Gráfica 38. NPTS asociados a la categoría de MNT (FB)	168

Gráfica 39. NPTS asociados a la categoría de STM (FB)	169
Gráfica 40. NPTS asociados a la categoría MNT (Rig)	170
Gráfica 41. NPTS asociados a la categoría MNT (Rig)	171
Gráfica 42. Índice de repetitividad	172

## LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Resumen de antecedentes e historia de producción	29
Cuadro 2. Servicio de pesca	44
Cuadro 3. Servicio de bombeo y diagnóstico	45
Cuadro 4. Servicios de Otros	45
Cuadro 5. Servicio de cambio de bomba	48
Cuadro 6. Servicios de rediseño	49
Cuadro 7. Servicios especiales	49
Cuadro 8. Servicio de pre inyección de vapor	50
Cuadro 9. Servicio de Post-inyección	51
Cuadro 10. Limitaciones del sistema de recolección de datos	55
Cuadro 11. Reporte de servicio a pozo, en Microsoft Excel	56
Cuadro 12. Equivalencias	69
Cuadro 13. Escala de equivalencias	74
Cuadro 14. Descripción de la sub categoría "Waiting on"	81
Cuadro 15. Descripción de la sub categoría "Artificial lift system failure"	82
Cuadro 16. Descripción de la sub categoría "Tubular failures"	83
Cuadro 17. Descripción de la sub categoría "Moving materials & equipment"	83
Cuadro 18. Descripción de la sub categoría "Preventive maintenance"	84
Cuadro 19. Descripción de la sub categoría "Corrective maintenance"	84
Cuadro 20. Descripción de la sub categoría "Rig equipment and tools"	85
Cuadro 21. Descripción de la sub categoría "Rig equipment and tools"	85
Cuadro 22. Descripción de la sub categoría "Production area logistics"	86
Cuadro 23. Descripción de la sub categoría "Operation related"	87
Cuadro 24. Descripción de la sub categoría "Community"	88
Cuadro 25. Descripción de la sub categoría "Waiting on daylight to mobilize"	88
Cuadro 26. Descripción de la sub categoría "Environmental conditions"	89
Cuadro 27. Descripción de la sub categoría "Force majeure"	89
Cuadro 28. Descripción del componente (structure) del manual de reparación de mantenimiento preventivo	93
Cuadro 29. Descripción del componente (moving parts) de la estructura del manual de reparación de mantenimiento preventivo	93
Cuadro 30. Descripción del componente (Oil and lubrication) de la estructura del manual de reparación de mantenimiento preventivo	94
Cuadro 31. Descripción del componente (Engine adjustment) de la estructura del manual de reparación de mantenimiento preventivo	94
Cuadro 32. Descripción del componente (Hoisting and tackle equipment) de la estructura del manual de reparación de mantenimiento preventivo	94
Cuadro 33. Descripción del componente (Hydraulic components) de la estructura del manual de reparación de mantenimiento preventivo	95
Cuadro 34. Descripción del componente (Transmission and differentials) de la estructura del manual de reparación de mantenimiento preventivo	95
Cuadro 35. Descripción del componente (Instruments) de la estructura del	

manual de reparación de mantenimiento preventivo	96
Cuadro 36. Descripción del componente (Pneumatic components) de la estructura del manual de reparación de mantenimiento preventivo	96
Cuadro 37. Descripción del componente (Electric parts) de la estructura del manual de reparación de mantenimiento preventivo	97
Cuadro 38. Descripción del componente (Structure failure) del manual de reparación de mantenimiento correctivo.	97
Cuadro 39. Descripción del componente (moving parts failure) del manual de reparación de mantenimiento correctivo.	97
Cuadro 40. Descripción del componente (Oil and lubrication failure) del manual de reparación de mantenimiento correctivo.	98
Cuadro 41. Descripción del componente (Engine failure) del manual de reparación de mantenimiento correctivo.	98
Cuadro 42. Descripción del componente (Hoisting and tackle equipment failure) del manual de reparación de mantenimiento correctivo.	99
Cuadro 43. Descripción del componente (Transmission and differentials failure) del manual de reparación de mantenimiento correctivo.	99
Cuadro 44. Descripción del componente (Rig equipment and tools failure) del manual de reparación de mantenimiento correctivo.	99
Cuadro 45. Descripción del componente (Pneumatic components failure) del manual de reparación de mantenimiento correctivo.	100
Cuadro 46. Descripción del componente (Instruments failure) del manual de reparación de mantenimiento correctivo	100
Cuadro 47. Descripción del componente (Instruments failure) del manual de reparación de mantenimiento correctivo	101
Cuadro 48. Códigos de las actividades de Servicio a pozo ejecutadas	111
Cuadro 49. Tiempos teóricos del servicio cambio de bomba con Flush By (Bomba inserta solo varilla (BM) - bomba de tubería solo varilla (BM) -PCP inserta solo varilla - PCP de tubería solo varilla)	146
Cuadro 50. Tiempos teóricos del servicio post-inyección con Flush By (convencional solo varilla - rediseño solo varilla)	147
Cuadro 51. Tiempos teóricos del servicio post-inyección con Flush By (Apertura/ruptura de dispositivo de circulación)	147
Cuadro 52. Tiempos teóricos del servicio post-inyección con Flush By (sarta levantada)	148
Cuadro 53. Tiempos teóricos del servicio pre-inyección con Flush By (convencional / sólo varilla)	149
Cuadro 54. Tiempos teóricos del servicio pre-inyección (apertura / ruptura de dispositivo de circulación)	149
Cuadro 55. Tiempos teóricos del servicio pre-inyección (sarta levantada)	150
Cuadro 56. Tiempos teóricos del servicio de cambio de bomba - (bomba inserta completa (BM) - PCP inserta completa)	150
Cuadro 57. Tiempos teóricos del servicio de cambio de bomba - (bomba de tubería completa (BM) - PCP de tubería completa)	151
Cuadro 58. Tiempos teóricos del servicio de cambio de bomba - (bomba inserta	



solo varilla (BM) - bomba de tubería solo varilla (BM) - PCP inserta solo varilla - PCP de tubería solo varilla)	153
Cuadro 59. Tiempos teóricos del servicio de post-inyección (tubería de producción sin rediseño - tubería de producción con rediseño)	154
Cuadro 60. Tiempos teóricos del servicio de post-inyección (convencional solo varilla - rediseño solo varilla)	154
Cuadro 61. Tiempos teóricos del servicio de post-inyección (apertura/ruptura de dispositivos de circulación)	155
Cuadro 62. Tiempos teóricos del servicio de pre-inyección (tubería sin rediseño - tubería con rediseño)	156
Cuadro 63. Tiempos teóricos del servicio de pre-inyección (Convencional sólo varilla)	157
Cuadro 64. Tiempos teóricos del servicio de re diseño (rediseño de bomba)	157

## LISTA DE TABLAS

	<b>pág.</b>
Tabla 1. Factor de Ponderación (FP)	70
Tabla 2. Peso de la opción "Calidad de la información"	74
Tabla 3. Peso de la opción "Unificación de criterios"	75
Tabla 4. Peso de la opción "Inmediatez de la información"	75
Tabla 5. Peso de la opción "Capacidad de almacenamiento"	76
Tabla 6. Peso de la opción "Procesamiento de datos"	76
Tabla 7. Peso de la opción "Indicador de información completa"	77
Tabla 8. Matriz de selección	79
Tabla 9. Cantidad de servicios realizados en los campos de la Asociación Nare	124
Tabla 10. Cantidad de servicios a pozo (STM) ejecutados en los campos de la Asociación Nare	124
Tabla 11. Cantidad de servicios a pozo (MNT) ejecutados en los campos de la Asociación Nare	125
Tabla 12. Cantidad de servicios ejecutados por unidad FB (STM)	127
Tabla 13. Cantidad de servicios ejecutados por FB (MNT).	129
Tabla 14. Cantidad de servicios por Rigs (STM)	133
Tabla 15. Cantidad de servicios ejecutados por Rigs (MNT)	135
Tabla 16. Servicios a pozo ejecutados por unidad	139
Tabla 17. Servicios a pozo ejecutados por Flush By	140
Tabla 18. Servicios ejecutados por unidades (Rig)	141
Tabla 19. Promedio de horas por servicio	142
Tabla 20. Promedio de horas por servicio específico	142
Tabla 21. Tiempo promedio de los servicios realizados por Flush By	143
Tabla 22. Tiempo promedio de los servicios realizados por Rig	144
Tabla 23. Tiempos no planeados controlables	158
Tabla 24. NPTS asociados a Sistemas de levantamiento artificial	159
Tabla 25. NPTS's asociados a asuntos HSE	160
Tabla 26. NPTS asociados a logística de área de producción	161
Tabla 27. NPTS's asociados a equipos y herramientas de la unidad	162
Tabla 28. NPTS's asociados a reparación por mantenimiento correctivo	163
Tabla 29. NPTS's asociados a reparación por mantenimiento preventivo	164
Tabla 30. NPTS's asociados a fallas de tubería	165
Tabla 31. NPTS asociados a esperando	166
Tabla 32. Distribución de NPTS's por unidad FB	167
Tabla 33. Distribución de los NPTS en unidad Rig	169
Tabla 34. Índice de repetitividad	171
Tabla 35. Costo programa OpenWells.	175
Tabla 36. Datos básicos.	176
Tabla 37. Promedio de costos mensuales de operación actual	177
Tabla 38. Promedio de costos mensuales por reducir con OW.	178

Tabla 39. Comparativos costos semestrales	179
Tabla 40. Flujo de caja actual	180
Tabla 41. Flujo de caja implementación OpenWells	181

## LISTA DE ABREVIATURAS

<b>ANH</b>	Agencia Nacional de Hidrocarburos
<b>API</b>	American Petroleum Institute; Instituto Americano de Petróleo
<b>bbbl</b>	Barriles
<b>BHA</b>	Bottom Hole Assembly; Ensamblaje de fondo
<b>BM</b>	Bombeo Mecánico
<b>BCP</b>	Bombeo de Cavidades Progresivas
<b>BOP</b>	Blow Out Preventer; Preventor de Reventón
<b>BPDC</b>	Barriles promedio día calendario
<b>BS&amp;W</b>	Basic Sediments & Water; Sedimentos y Agua
<b>CAUE</b>	Costo Anual Uniforme Equivalente
<b>DIMS</b>	Drilling Information Management Systems
<b>EDM</b>	Engineer Data Model
<b>EOR</b>	Enhanced Oil Recovery; Recuperación Mejorada de Petróleo
<b>ESP</b>	Electro Submersible Pump; Bomba electrosumergible
<b>FB</b>	Flush by; Equipo varillero
<b>FP</b>	Factor de Ponderación
<b>ft</b>	Feet, foot; Pies
<b>MD</b>	Measured Depth; Profundidad Medida
<b>MNT</b>	Maintenance; Mantenimiento
<b>OOIP</b>	Original Oil In Place; Petróleo Original en Sitio
<b>OW</b>	Overpull
<b>PO</b>	Peso de la Opción
<b>STM</b>	Steam Injection; Inyección de Vapor
<b>SLA</b>	Sistema de Levantamiento Artificial
<b>S.V</b>	Standing Valve; Válvula Fija
<b>TIO</b>	Tasa Interna de Oportunidad
<b>T.V</b>	Travelling Valve; Válvula Viajera
<b>RTE</b>	Rotary Table Elevation; Elevación de Mesa Rotaria
<b>USD</b>	Dólares Americanos
<b>TPC</b>	Texas Petroleum Company
<b>VMM</b>	Valle Medio del Magdalena
<b>VPN</b>	Valor Presente Neto
<b>WS</b>	Well Services: Servicio a Pozo

## GLOSARIO

**ACCIÓN RECÍPROCANTE:** movimiento vertical hacia arriba y hacia abajo, que realiza la sarta de varillas, el cual acciona el juego de válvulas de la bomba de subsuelo en el sistema de levantamiento artificial bombeo mecánico.

**ACOPLAMIENTO:** pieza de la tubería empleada para unir dos tubos de la sarta de producción.

**CABEZAL DE POZO:** la terminación de un pozo en la superficie provista de medios para la instalación de los colgadores de la tubería de revestimiento durante la fase de construcción del pozo. El cabezal del pozo también cuenta con un medio para colgar la tubería de producción e instalar el árbol de Navidad y las instalaciones de control de flujo de superficie como preparación para la fase de producción del pozo.

El cabezal del pozo se monta desde los colgadores superiores para la tubería de revestimiento y la tubería de producción u ofrece los medios para éstos. Esto proporciona efectivamente la terminación superior del pozo y provee una posición de montaje para el equipo de control de flujo de superficie o el árbol de Navidad.

**CAMISA DE CIRCULACIÓN:** un dispositivo de terminación de pozos que puede ser operado para proporcionar un trayecto de flujo entre el conducto de producción y el espacio anular. Las camisas de deslizamiento están provistas de un sistema de orificios que pueden abrirse o cerrarse con un componente deslizante que es controlado y operado generalmente con una sarta de herramientas operadas con línea de acero.

**CENTRALIZADOR:** un dispositivo utilizado para mantener una sarta de herramientas en el centro de la tubería de producción, la tubería de revestimiento o el pozo. La centralización de la herramienta puede requerirse por diversos motivos: para evitar que ésta quede suspendida de las obstrucciones presentes en la pared del pozo, para emplazar el fluido de manera eficiente y para evitar la separación excesiva respecto de la pared del pozo.

**CORROSIÓN:** pérdida de metal debida a reacciones químicas o electroquímicas, la cual con el tiempo podría destruir una estructura. La corrosión puede producirse en cualquier lugar del sistema de producción, ya sea en el fondo del pozo o en las líneas y el equipamiento de la superficie. El índice de corrosión variará con el tiempo según las condiciones particulares del campo de petróleo, como la cantidad de agua producida, las operaciones de recuperación secundaria y las variaciones de presión.

**CROSSOVER:** subconjunto cortó utilizado para permitir la conexión de dos componentes con diferentes tipos o tamaños de roscas.

**EMPAQUE:** dispositivo de fondo de pozo utilizado en casi todas las terminaciones de pozo para aislar el espacio anular del conducto de producción, posibilitando un proceso controlado de producción, inyección o tratamiento.

**ESPACIAMIENTO PARA BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS (BCP):** distancia dejada entre el pin de paro y la punta del rotor, teniendo en cuenta la elongación de la sarta de varilla; es necesario garantizar que el rotor quede completamente dentro del estator para garantizar el funcionamiento de todas las etapas.

**ESPACIAMIENTO PARA BOMBEO MECÁNICO (B.M):** distancia que se deja entre la válvula fija y el recorrido total del pistón, teniendo en cuenta la elongación de la sarta de varilla; evitando el choque de estos dos componentes, mientras menor sea el espaciamiento mayor será la eficiencia de la bomba.

**EQUIPO VARILLERO / FLUSH BY:** equipo pequeño de servicio a pozo utilizado para sacar y correr varilla, normalmente está montado sobre un camión e incluye su propio tanque para almacenar fluido y una bomba de prueba.

**EQUIPO DE SERVICIO A POZO / WELL SERVICES RIG:** unidad de servicio de pozo para operaciones con línea de acero, cable conductor o tubería flexible que está equipada con un mástil en lugar de una grúa o un poste grúa. El mástil es un medio para levantar y estabilizar herramientas y para introducir equipos de control de presión y otros equipos.

**FLANCHE DE BOMBEO / PUMPING FLANGE:** es una brida utilizada para roscar la tubería de producción en el pozo.

**HERRAMIENTAS DE SERVICIO:** son aquellas herramientas utilizadas para la ejecución de cualquier servicio en específico en el pozo.

**MATERIAL DE SUBSUELO:** componentes del sistema de levantamiento artificial que se encuentran dentro del pozo.

**NIPLE SILLA/ SETTING NIPPLE:** es un componente de la tubería de producción que tiene un diámetro interno menor al de la tubería donde está instalado; lugar donde se asientan bombas de subsuelo o tapones de prueba.

**OVERPULL (SOBRETENSIÓN):** tensión que se ejerce sobre la sarta por encima de su propio peso.

**PARAFINAS:** precipitación de los cristales provenientes de los componentes aromáticos presentes en los hidrocarburos.

**PERNO DE CORTE / SHEAR PIN:** una pieza corta de bronce o acero que se utiliza para retener los componentes corredizos en una posición fija hasta que se aplica una fuerza suficiente para romper el pasador. Una vez cizallado el pasador, se pueden mover los componentes para operar o hacer funcionar la herramienta, normalmente utilizado en empaques.

**PIN:** extremo de la tubería que esta maquinado con algún tipo de rosca, el cual es conectado al acoplamiento para unirse con otro tubo.

**POZO PETROLERO:** perforación en el suelo realizada con el objetivo de extraer petróleo.

**PRENSA ESTOPA:** dispositivo utilizado para cerrarse herméticamente alrededor de un eje, husillo rotativo o de movimiento alternativo. Compuesto de empaquetadura maleable, se coloca en su lugar en forma forzada con una tuerca de prensa estopas ajustables o un dispositivo similar. Esto permite ajustar el sello o la empaquetadura para que se adecúe a las condiciones de operación y hace posible el ajuste subsiguiente para dar cuenta del desgaste. Barrera que aísla el pozo con superficie mientras el pozo se encuentra en producción, es un juego de empaques que aprisionan la varilla pulida.

**PRODUCCIÓN DIFERIDA:** volumen de petróleo que deja de producirse por algún motivo operacional, por ejemplo, daño en el sistema de levantamiento artificial, corte de la energía o algún otro inconveniente.

**PRESIÓN EN CABEZA DE ANULAR (PCA) / CASING HEAD PRESSURE (CHP):** presión registrada en cabeza del anular.

**PRESIÓN EN CABEZA DE TUBERÍA (PCT) / TUBING HEAD PRESSURE (THP):** presión registrada en cabeza de la tubería de producción.

**REGISTROS DE PRODUCCIÓN:** registros que son tomados posterior a la perforación del pozo, verifican el estado del pozo en cuanto a cemento y profundidad de collares; hasta pruebas durante la etapa de producción, nivel dinámico y estático, pruebas de presión y funcionamiento del sistema de levantamiento artificial, entre otros.

**SARTA DE VARILLA / ROD STRING:** configuración de varillas que se utiliza para transmitir el movimiento recíprocante (BM) o circular (BCP) a la bomba de subsuelo.

**SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL (SLA):** conjunto de componentes mecánicos de subsuelo y superficie que permiten extraer el petróleo desde el nivel estático del pozo hasta las facilidades de producción; existen diversos tipos de SLA según el tipo de crudo, condiciones de yacimiento, estado mecánico y facilidades energéticas en superficie.

**SOLVENTE:** sustancia o líquido capaz de disolver un cuerpo u otra sustancia.

**SUCCIÓN / INTAKE:** punto de succión de la bomba de subsuelo.

**TE DE BOMBEO / PUMPING FLOW TEE:** válvula que direcciona el fluido proveniente el pozo hacia la línea de producción.

**TUBERÍA DE PRODUCCIÓN / PRODUCTION TUBING:** configuración de tubería que se corre en el pozo, tiene como función principal transportar el fluido del pozo a superficie.

**UNIDAD DE TUBERÍA FLEXIBLE / COILED TUBING UNIT:** unidad que por medio de unos de rieles corre o saca tubería flexible (tubería continua) que se encuentra enrollada en un carrete, la unidad esta normalmente sobre un camión para mayor versatilidad.

**UNIDAD HIDRÁULICA DE BOMBEO MECÁNICO:** unidad de superficie que utiliza fluido para realizar el movimiento recíprocante de la sarta de bombeo.

**VARILLA CORTA / PONY ROD:** varilla de 2 ft, 4 ft, 6 ft, 8 ft o 10 ft utilizadas para espaciar correctamente el pozo u operar la bomba de subsuelo.

**VARILLA PULIDA / POLISHED ROD:** varilla de longitud variable con superficie lisa utilizada para hacer sello con la prensa estopa, aislando el pozo de la superficie, es la varilla que sostiene toda la sarta de varilla.

**YACIMIENTO:** trampa geológica, estructural en la cual se acumulan fluidos como hidrocarburos y agua.



## RESUMEN

Este trabajo de grado se realizó con el objetivo de obtener las estadísticas de las operaciones de Well Services ejecutadas en los Campos de la Asociación Nare objeto de interés en la empresa Mansarovar Energy Colombia Ltda., esto con el fin de proponer recomendaciones y sugerencias que lleven a la mejora en las operaciones. Las estadísticas fueron obtenidas usando una base de datos que se adecue a las características de las operaciones, es importante que esta tenga un enlace que permita el control y visualización de lo que se está cargando de manera remota.

Se realizó inicialmente un estudio de las operaciones que se ejecutan en los campos objeto de interés, posteriormente se identificaron y caracterizaron 3 bases de datos diferentes y se escogió la base de datos más adecuada por medio de una matriz de selección.

Para obtener las estadísticas fue necesario caracterizar y describir los tiempos no planeados que se presentan en la ejecución de las operaciones, clasificar las fallas más recurrentes de acuerdo al sistema de levantamiento artificial empleado en el pozo y codificar las actividades para organizar la información, permitiendo estandarizar el lenguaje en los reportes.

Finalmente usando Data Analyzer y Microsoft Excel, se obtuvieron las estadísticas que permitieron analizar cómo se estaban desempeñando las operaciones y empleando los datos de las estadísticas se realiza el análisis financiero de la implementación de la base de datos escogida, que permite comparar las condiciones actuales y las propuestas.

### Palabras clave

- Servicio pozo
- Asociación Nare
- Cuenca Valle Medio Magdalena
- Base datos

## INTRODUCCIÓN

La empresa Mansarovar Energy Colombia Ltda., desarrolla operaciones en diferentes áreas de la industria petrolera, como lo son perforación, yacimientos, producción, servicios a pozo, entre otras. A través del tiempo se han interesado por implementar mejoras en las operaciones mediante herramientas, como bases de datos que permitan almacenar, clasificar y ordenar la información obtenida.

Como consecuencia de que los reportes de servicio a pozo en la unidad de Drilling & Well Services en la empresa son consignados en un cuaderno llamado bitácora y no existe un lenguaje estandarizado que permita la comprensión y el control del funcionamiento de las operaciones y de los tiempos no planeados durante la ejecución de los servicios. Es necesario, desarrollar un análisis técnico de las estadísticas con el fin de identificar las fallas e inconvenientes más recurrentes en las operaciones, proponer recomendaciones para disminuir los tiempos no planeados y finalmente analizar los costos financieros asociados a la ejecución de los servicios.

El objetivo del presente trabajo es identificar las fallas que más afectan la ejecución de las operaciones durante los diferentes servicios a pozo, mediante un análisis de los servicios que se ejecutan, los tipos de levantamiento artificial que se encuentran en el pozo, las fallas que presentan los equipos y los tiempos no planeados que hay durante las operaciones y así recomendar la base de datos que cumpla con todos los requerimientos y se adecue a las necesidades de la empresa, para así obtener estadísticas que permita realizar un análisis de los costos financieros que requiere la implementación de la base de datos.

Los resultados del presente proyecto están dirigidos y tendrán validez primordialmente para el personal de los campos de la Asociación Nare de la empresa Mansarovar Energy Colombia Ltda., será de gran ayuda para el control de los tiempos no planeados, identificación del índice de falla, estandarización del lenguaje en los reportes y disminución de los costos operacionales mediante las recomendaciones obtenidas de las estadísticas.

## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

Realizar un análisis técnico-financiero de la adecuación de una base de datos, a la actividad de Servicio a Pozo para cinco Campos de la Asociación Nare, ubicada en la Cuenca Valle Magdalena Medio.

### **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

1. Describir las generalidades de los cinco Campos pertenecientes a la Asociación Nare (Moriche, Girasol, Underriver, Jazmín y Abarco).
2. Definir los tipos de Servicio a Pozo que realiza la compañía Mansarovar Energy Colombia Ltd. en los Campos pertenecientes a la Asociación Nare.
3. Determinar las fallas que posee el sistema actual de recolección de datos de los reportes de Servicio a Pozo de los Campos pertenecientes a la Asociación Nare.
4. Seleccionar una base de datos ajustada a los tipos de Servicio a Pozo que se realizan en los Campos pertenecientes a la Asociación Nare.
5. Adecuar la base datos seleccionada para los pozos pertenecientes a la asociación Nare.
6. Implementar la base de datos escogida y adecuada para los Campos de la Asociación Nare.
7. Analizar las estadísticas extraídas de la base de datos, determinando mejoras en los procedimientos de las operaciones de Servicio a Pozo.
8. Realizar análisis financiero de la implementación de la base de datos, utilizando el indicador financiero Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE).

## **1. GENERALIDADES DE LOS CAMPOS PERTENECIENTES A LA ASOCIACIÓN NARE**

En base a los objetivos de este proyecto se describirán brevemente a continuación, aspectos relevantes asociados a los antecedentes, localización geográfica e historia de producción de los campos objeto de estudio.

### **1.1 ANTECEDENTES E HISTORIA DE PRODUCCIÓN**

La historia de los Campos Moriche, Girasol, Jazmín, Underriver y Abarco data del año 1983, cuando las compañías Texas Petroleum Company (TPC) Y Ecopetrol firman sobre un área de 383267 Acres el Contrato conocido como Asociación Nare, siendo la operadora TPC.

Entre 1994 y 1995 la compañía Omimex de Colombia Ltd., adquiere el porcentaje del contrato que le pertenecía a TPC, posteriormente en el año 2006 toda la infraestructura petrolera de Omimex de Colombia Ltd. es adquirida por Mansarovar Energy Colombia Ltda., que representa los intereses de las compañías Sinopec y Natural Gas Corporation Videsh en Colombia.

El primer pozo exploratorio en el área de Campo Moriche, Laurel-01 fue perforado por TPC en febrero 12 de 1983 alcanzando una profundidad de 1441ft, cuyo resultado fue una producción de 11 BOPD con una gravedad de 11.4<sup>o</sup> API y un corte de agua del 44%.

En el año 1986 se perforó el pozo exploratorio Comino-1 que dio lugar al descubrimiento del Campo Abarco, desde esta fecha se mantuvo sin trabajo de adecuación para la exploración y explotación de hidrocarburos, hasta el año 2007 en el que Mansarovar Energy Colombia Ltda., inició la delimitación del campo perforando 11 pozos adicionales.

Paralelamente en 1986 se perfora el pozo Jazmín 1 descubriendo el Campo Jazmín por TPC, sin embargo, es hasta noviembre de 1999 que inicia el desarrollo del campo por restricciones en la refinería de Barrancabermeja, para la recepción de crudos pesados además de la poca demanda para el consumo interno en el país.

Posteriormente en el año 1992, se perforó el pozo exploratorio Tronco-1 que dió lugar al descubrimiento del Campo Underriver, alcanzando una profundidad de 2500 ft, con resultados positivos para la operadora TPC, se solicita la comercialidad del campo, pero la explotación no era económicamente viable, razón por la que tuvo producción durante 5 meses y fue abandonado durante 5 años. En 1997 Omimex de Colombia Ltd., recibe el Contrato de Asociación Nare por parte de TPC y realiza operaciones de reacondicionamiento al pozo Tronco 1 para iniciar nuevamente producción.

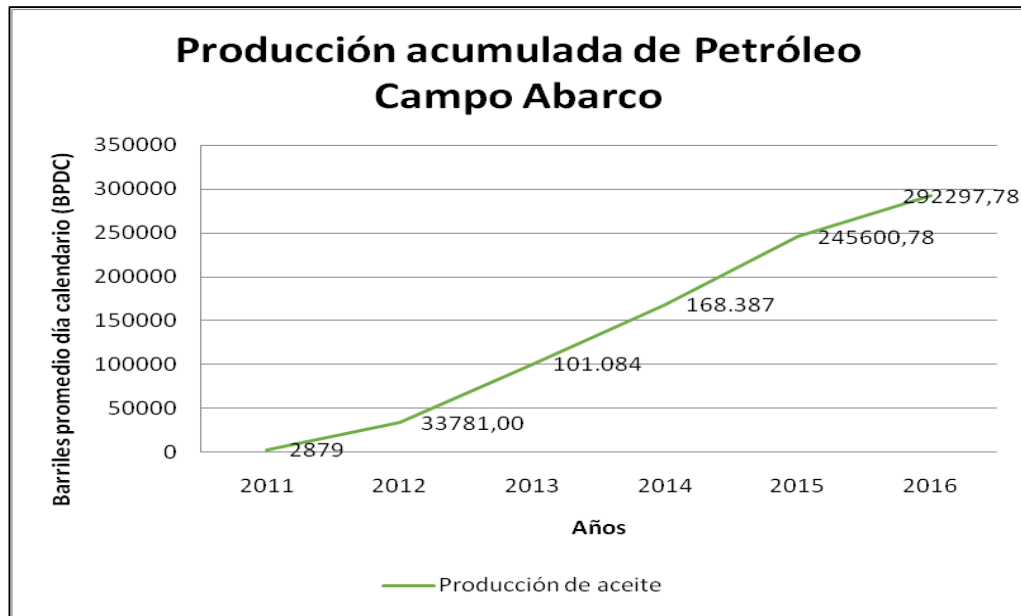
Finalmente, en el año 2004 se perfora el pozo exploratorio Jazmín Norte 1 que dió lugar al descubrimiento de Campo Girasol, alcanzando una profundidad de 1995 ft. El pozo fue puesto en producción entre diciembre 2 de 2004 y febrero 8 de 2005, en dónde se encontró producción de 30 a 40 BOPD y un corte de agua del 3%.

En esta sección del capítulo se pueden ver elementos de la historia de producción como mecanismo de producción, tiempo de producción y número de pozos que se encuentran resumidos en el **Cuadro 1**, además de las gráficas de producción de los Campos objeto de estudio de este proyecto.

**Cuadro 1.** Resumen de antecedentes e historia de producción.

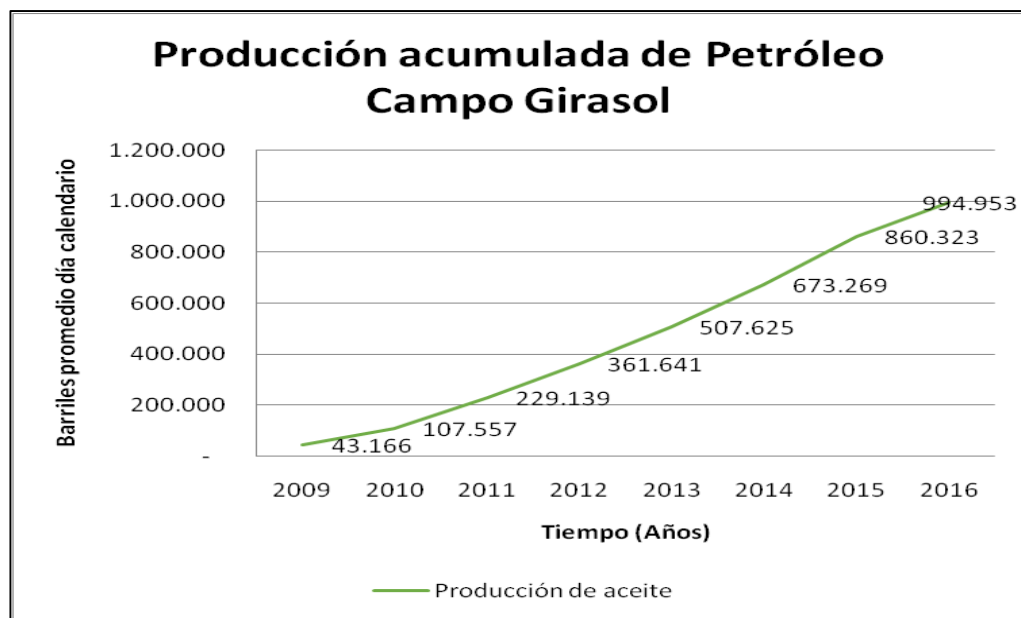
Campo	Primer pozo perforado	Mecanismo de producción	Tiempo de producción	Número de pozos	Gráfica de producción
Abarco	Comino 1	Inyección cíclica de vapor, producción de petróleo de 11.2° a 13° API	10 años	87	Gráfico 1.
Girasol	Jazmín Norte	Gas en solución e Inyección de vapor, producción de petróleo de 11.5°	13 años	160	Gráfico 2.
Jazmín	Jazmín 1	Gas en solución y expansión térmica de fluidos, además de inyección de vapor. Producción de petróleo de 12° API.	17 años	401	Gráfico 3.
Moriche	Laurel 01, 11.4° API y 44 % BS&W	Gas en solución e inyección de vapor, producción de petróleo entre 12° y 15° API.	27 años	603	Gráfico 4.
Underriver	Tronco 1	Compactación de la roca e inyección de vapor, producción de petróleo de 11.2° y 12°	20 años	92	Gráfico 5.

**Gráfica 1.** Producción acumulada de Petróleo del Campo Abarco.



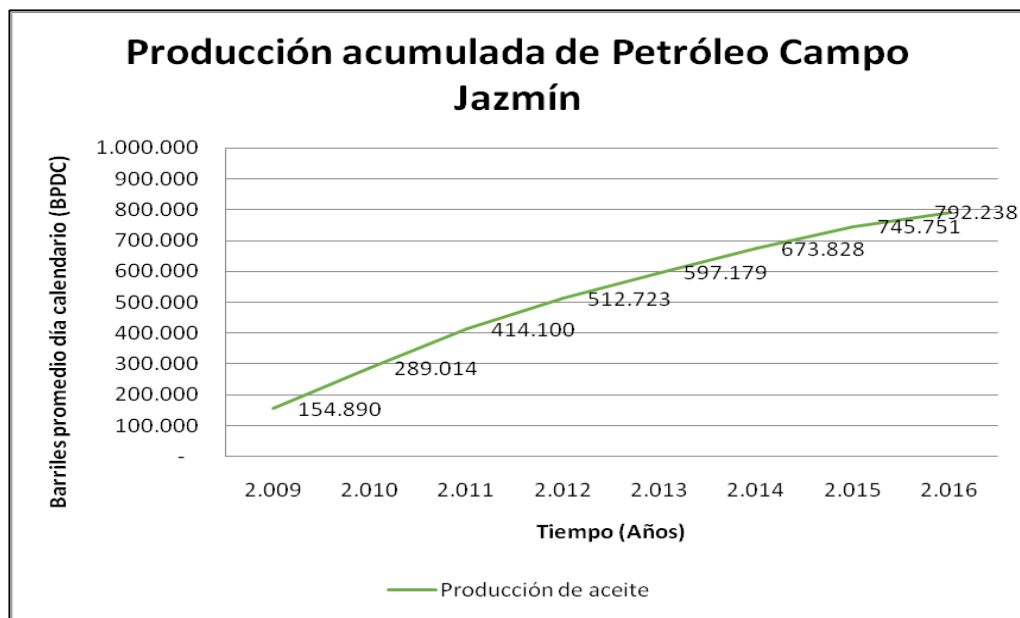
**Fuente:** Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). Producción fiscalizada de Petróleo Disponible en Internet ([www.anh.gov.co](http://www.anh.gov.co)). Consultado el 10 de abril de 2017.

**Gráfica 2.** Producción acumulada de Petróleo del Campo Girasol.



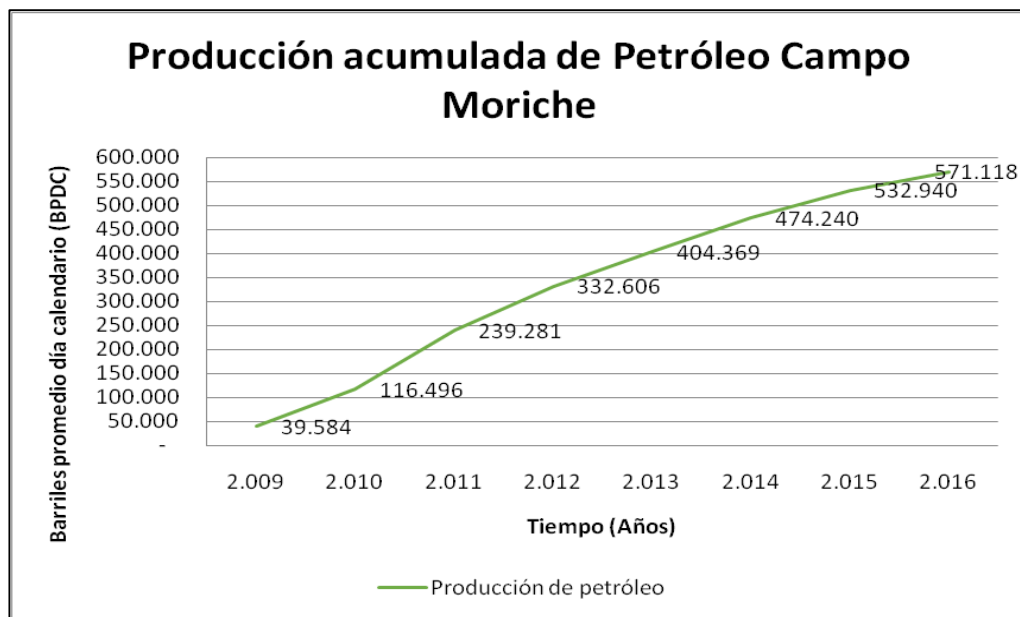
**Fuente:** Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). Producción fiscalizada de Petróleo. Disponible en Internet ([www.anh.gov.co](http://www.anh.gov.co)). Consultado el 10 de abril de 2017.

**Gráfica 3.** Producción acumulada de Petróleo del Campo Jazmín.



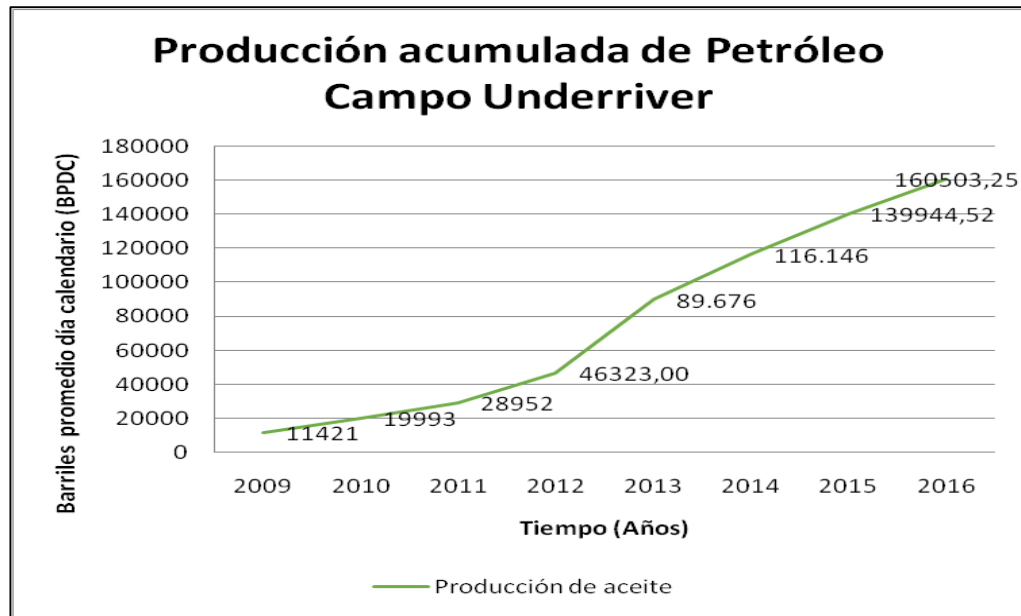
**Fuente:** Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). Producción fiscalizada de Petróleo. Disponible en Internet ([www.anh.gov.co](http://www.anh.gov.co)). Consultado el 10 de abril de 2017.

**Gráfica 4.** Producción acumulada de Petróleo del Campo Moriche.



**Fuente:** Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). Producción fiscalizada de Petróleo. Disponible en Internet ([www.anh.gov.co](http://www.anh.gov.co)). Consultado el 10 de abril de 2017.

**Gráfica 5.** Producción acumulada de Petróleo del Campo Underriver.



**Fuente:** Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). Producción fiscalizada de Petróleo. Disponible en Internet ([www.anh.gov.co](http://www.anh.gov.co)). Consultado el 10 de abril de 2017.

## 1.2 LOCALIZACIÓN

Los campos objeto de estudio de este proyecto se encuentran ubicados en Colombia, en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena; que abarca un área aproximada de 17.6 Km<sup>2</sup>; geográficamente ubicados en el departamento de Boyacá, en el municipio de Puerto Boyacá.

Para llegar a los Campos de la Asociación Nare por vía terrestre, en un tiempo aproximado de cinco horas, por un trayecto de 243 Km se toma la ruta nacional número 50, hacia el noroeste (salida calle 80) que de Bogotá conduce a Puerto Boyacá, pasando por los municipios de la Vega, Villeta, Guaduas.

Una vez se ingresa al casco urbano del municipio de Guaduas, continuar por esta vía durante aproximadamente 4 kilómetros, hasta llegar a la rotonda dirigirse hacia el noreste por la primera salida que conduce hacia la carretera Ruta del Sol, continuar por esta carretera pasando por Puerto Salgar y Puerto Boyacá como se ilustra en la **Figura 1**.

Los Campos objeto de estudio se encuentran localizados por la ruta nacional número 45 que conduce de Puerto Boyacá a Puerto Nare.



Para llegar al Campo Jazmín se debe continuar por la ruta nacional número 45 que conduce de Puerto Boyacá a Puerto Nare, durante 21 kilómetros aproximadamente, hacia el oeste se encuentra la entrada del Campo Jazmín.

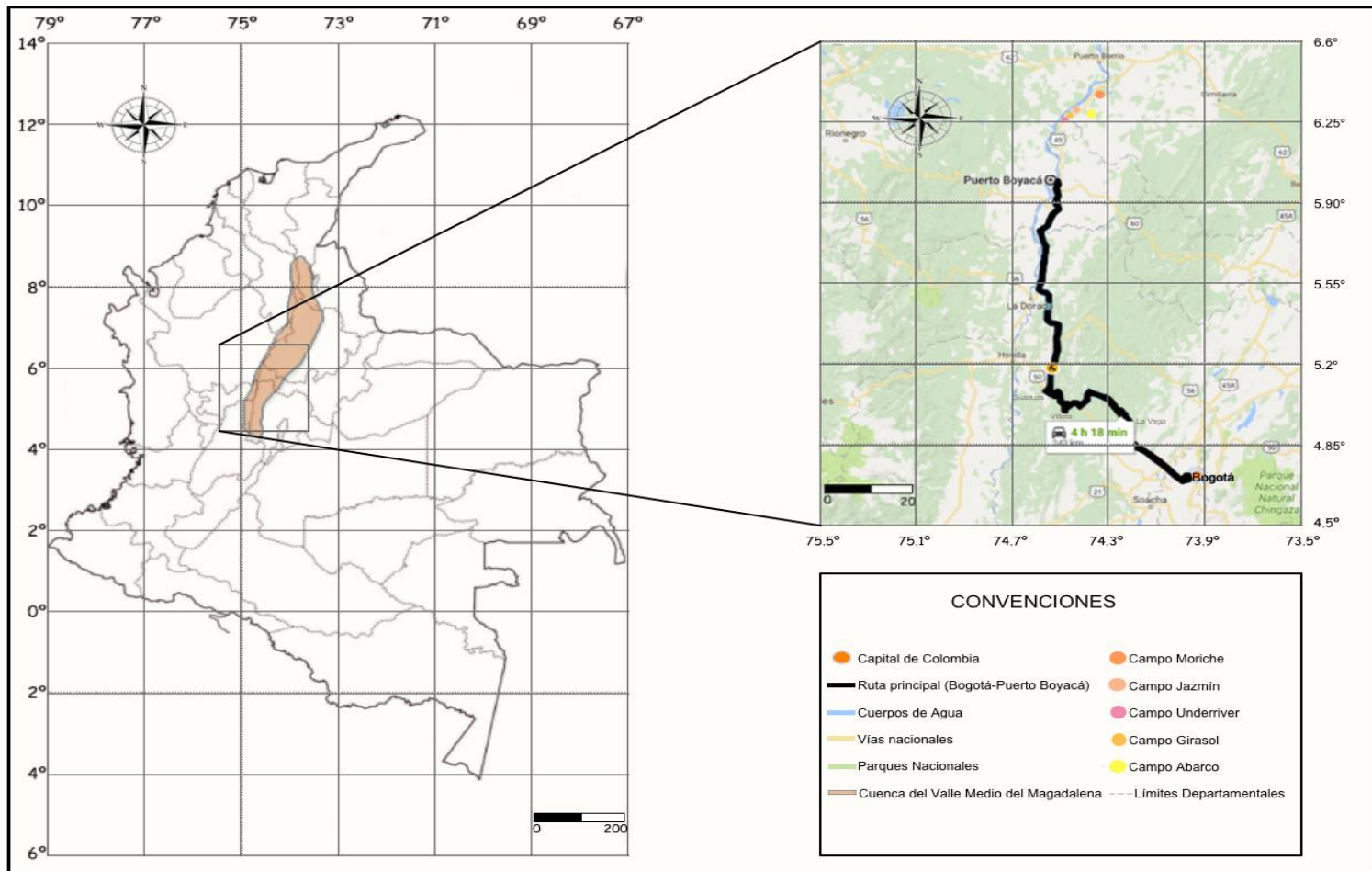
El Campo Girasol, comparte entrada con Jazmín por tal razón es necesario llegar a la portería de Campo Jazmín y de ahí dirigirse al Campo Girasol. Para llegar a Campo Girasol partiendo de la entrada de Campo Jazmín se debe realizar un recorrido de 4 kilómetros, hacia el noroeste durante 10 minutos aproximadamente.

Para llegar al Campo Underriver, se debe continuar por la ruta nacional número 45 que conduce de Puerto Boyacá a Puerto Nare, durante 19 kilómetros aproximadamente, hacia el oeste se encuentra la entrada del Campo Underriver.

Para llegar al Campo Abarco desde Puerto Boyacá, se debe continuar por la ruta nacional número 45 que conduce de Puerto Boyacá a Puerto Nare, durante 23 kilómetros aproximadamente, al noreste se encuentra la entrada del campo.

Para llegar a Campo Moriche desde Puerto Boyacá, se debe continuar por la ruta nacional número 45 que conduce de Puerto Boyacá a Puerto Nare, durante 31 kilómetros aproximadamente, al noreste se encuentra la entrada del campo Moriche.

**Figura 1.** Mapa de localización de los Campos de la Asociación Nare, Cuenca (VMM) Colombia.



**Fuente:** En línea [[www.google.com.co/maps](http://www.google.com.co/maps)] modificado por los autores. Consultado el 29 de mayo de 2017.

### 1.3 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL (SLA)

Menos del 25% de los pozos productores de petróleo en el mundo, fluyen por energía natural proveniente del yacimiento, cuando éste no tiene la energía suficiente para que los fluidos (petróleo, gas y agua) fluyan y/o no tengan el caudal suficiente para llegar a las facilidades; es necesario un sistema que adicione energía al pozo para que los fluidos lleguen a superficie y a las facilidades, además de que se logren las tasas deseadas de producción.

Los sistemas de levantamiento funcionan de dos maneras, transfieren energía a algún nodo del pozo o disminuyen la densidad del fluido; causando que el nodo donde será ubicada la bomba de subsuelo aumente su presión logrando vencer la columna hidrostática y las pérdidas por fricción de la tubería.

**1.3.1 Bombeo Mecánico.** Es el sistema de levantamiento artificial más usado en el mundo, no solo por su antigüedad, sino por ser el más económico en su mantenimiento cuando es operado de manera adecuada, simplicidad y rango de aplicación en la mayoría de pozos que requieren un sistema de levantamiento artificial.

Combina un cilindro, pistón y un juego de válvulas, que transfieren los fluidos provenientes del pozo por la tubería de producción y finalmente los desplaza hacia las facilidades de superficie, esto se realiza mediante un movimiento reciprocante originado en el sistema de superficie que es transmitido por la sarta de varillas a la bomba de subsuelo.

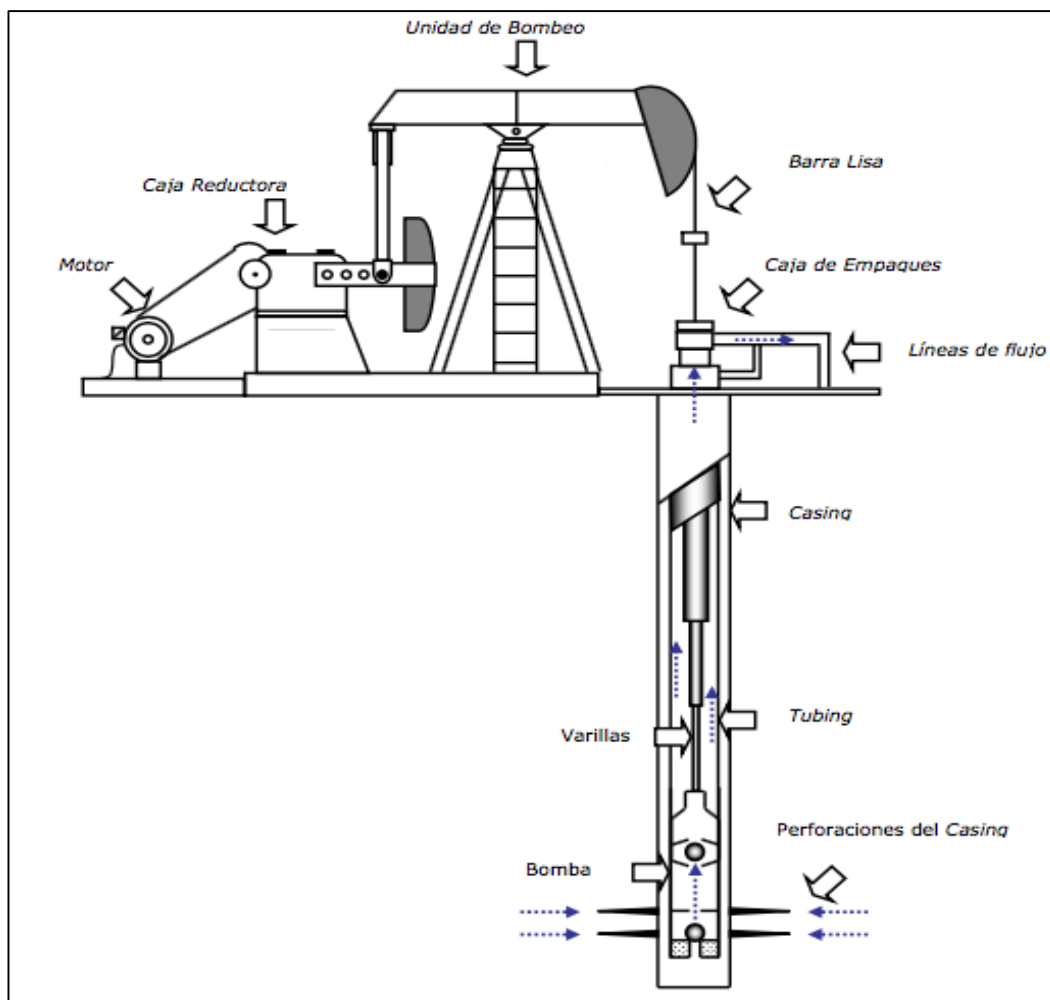
En la mayoría de casos, es aplicado cuando se tienen pozos con producción de crudo pesado y extra pesado, sin embargo, se ha usado para pozos con producción de crudos livianos. Una de las debilidades del bombeo mecánico es la producción de gas y sólidos, porque su funcionamiento se basa en fluidos incompresibles; sin embargo, se han innovado adaptaciones para poderlo mitigar.

El sistema de Bombeo Mecánico está compuesto de la siguiente manera:

- Equipo de fondo.
- Equipo de superficie.

En la **Figura 2**, se puede apreciar la composición del sistema de bombeo mecánico.

**Figura 2.** Sistema de Bombeo mecánico.



**Fuente:** FLOREZ DULCEY, Patricia. Evaluación del desempeño del sistema de bombeo mecánico en los pozos del campo Yariguí-Cantagallo a partir de registros TWM e información de producción. [En línea] Bucaramanga, 2009. p. 24 [Consultado el 24 febrero de 2017]. Disponible en: <http://repositorio.uis.edu.co/jspui/bitstream/123456789/712/2/130385.pdf>.

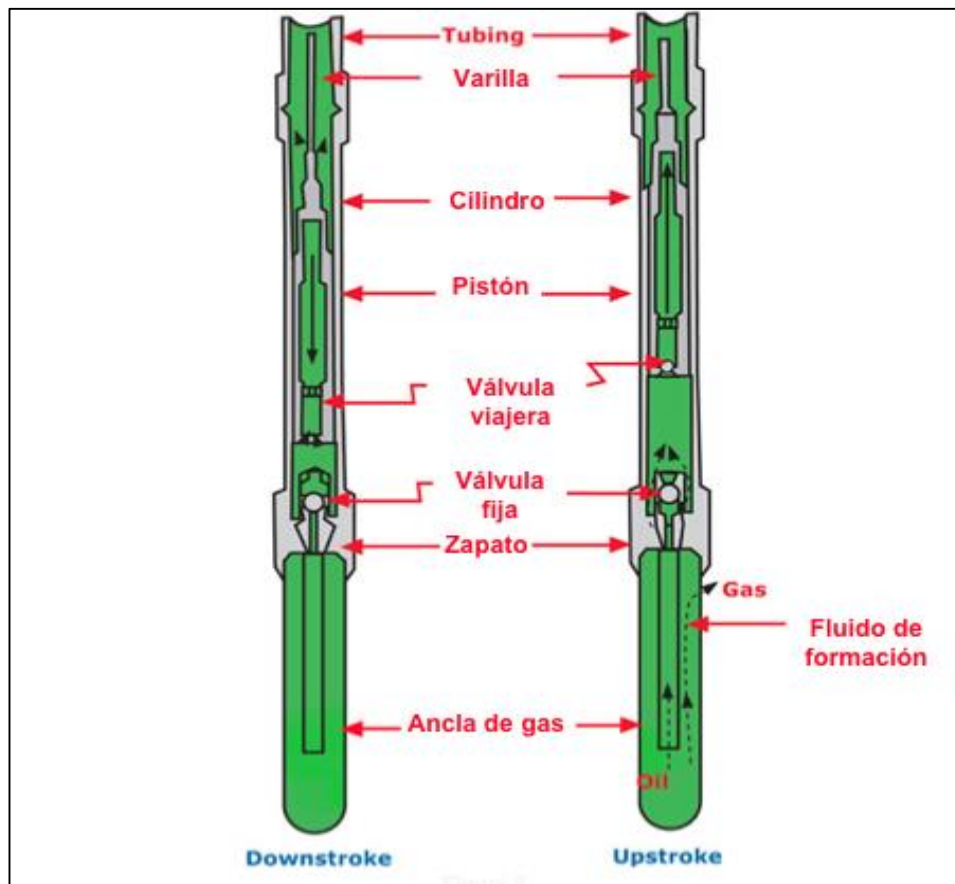
**1.3.1.1 Equipo de fondo.** Son aquellos componentes que se encuentran dentro del pozo y son necesarios para el correcto funcionamiento del sistema de levantamiento artificial. La energía suministrada por el equipo de superficie es transformada en un movimiento reciprocante de la sarta de bombeo, que por medio de la bomba de subsuelo genera un aumento en la presión para vencer la columna hidrostática, impulsando el fluido a superficie.

El equipo de fondo se encuentra conformado principalmente por:

- **Bomba de fondo:** Su función principal es levantar los fluidos de fondo hacia la superficie, superando la presión hidrostática por encima de su ubicación.

Los elementos esenciales de la bomba de fondo del bombeo mecánico se pueden apreciar en la **Figura 3**.

**Figura 3.** Bomba de fondo, Bombeo Mecánico.



**Fuente:** Weatherford Colombia LTDA. Modificada por los autores.

A continuación, se describen las diferentes partes que conforman la bomba de fondo.

- **Cilindro o Barril de trabajo.** Es un tramo de tubería metálica, que en su interior es pulido lo que permite el movimiento del pistón sin ninguna restricción. Su diseño depende de las condiciones operativas en el pozo como: Contenido de arena, Presencia de gases ( $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{O}$ ), resistencia mecánica a la corrosión y a la abrasión.

- **Pistón.** Es un elemento móvil dentro de la bomba, su diámetro determina la capacidad de desplazamiento de la bomba.
- **Tubing.** Es el medio por el cual el fluido de producción es llevado hacia las facilidades de superficie.
- **Sarta de Varillas.** Su función principal es la transmisión del movimiento mecánico a la bomba de subsuelo. Está ubicada dentro de la tubería de producción que conduce el fluido hacia superficie; existen varillas de diferentes diámetros y materiales que son empleadas dependiendo de las necesidades del pozo como profundidad, inclinación y tipo de fluido.
- **Válvula fija.** Se encarga de la admisión del fluido al barril y además evita el retorno del mismo.
- **Válvula viajera.** Es también llamada válvula de salida, es la encargada de desalojar los fluidos que se encuentran en el interior de la camisa de la bomba hacia la superficie.
- **Ancla de gas.** Se encuentra en la parte inferior del sistema y separa el gas que esta presente en el fluido, éste es enviado a superficie mediante del espacio anular.

Existen diversos tipos de bomba de fondo para el bombeo mecánico y se describen a continuación:

- **Bomba inserta.** "Se les denomina así porque el conjunto total de la bomba (barril, émbolo y válvulas) que va conectado en el extremo inferior de la sarta de varillas se inserta en un niple de asiento (zapata candado) instalado en la tubería de producción. Esto representa una ventaja sobre las bombas de tubería de producción, ya que, para hacer una sustitución o reparación de la bomba, no es necesario extraer toda la tubería de producción. La bomba se desancla y se extrae con la sarta de varillas".
- **Bomba de tubería.** "Estas bombas por ser de un diámetro mayor pueden manejar grandes volúmenes de líquidos que las bombas de inserción, sin embargo, la carga de fluido sobre la unidad de bombeo es mayor. La desventaja de estas bombas estriba en que el barril forma parte de la misma tubería de producción, para efectuar alguna reparación o reposición de partes, es necesario extraer la tubería de producción completa, lo que significa una operación más complicada. Estas bombas operan mejor en pozos que tienen alto nivel de fluidos y donde la verticalidad del mismo haya sido comprobada".

**1.3.1.2 Equipo de superficie.** Tiene como función la transmisión de energía del motor principal a la sarta de varillas por medio de la unidad de bombeo mecánico. El equipo debe transformar el movimiento rotatorio del motor principal a un movimiento reciprocante en las varillas de succión.

El equipo de superficie se compone por los siguientes elementos:

- **Motor principal.** Se encarga de proporcionar la energía mecánica que será transmitida finalmente a la bomba que es usada para levantar el fluido. Produce un movimiento rotacional de alta frecuencia y bajo torque.

Los motores pueden ser eléctricos o de combustión interna, para su selección es importante tener en cuenta las condiciones de operación, potencia necesaria, ubicación de los pozos y los recursos disponibles.

- **Caja reductora.** Tiene como función reducir la velocidad rotacional del motor a la velocidad requerida para efectuar el bombeo.
- **Unidad de Bombeo.** Su función principal es accionar la sarta de varilla y la bomba con el fin de elevar el fluido hacia la superficie. Así mismo, transforma el movimiento rotacional del engranaje reductor en movimiento reciprocante necesario para operar la bomba de fondo mediante la biela, la manivela y el balancín.

El elemento principal de la unidad de bombeo es el balancín, pero también hay unidades hidráulicas.

- **Barra lisa.** Conecta la sarta de varillas y la unidad de bombeo, además soportar el peso de la sarta de varillas.

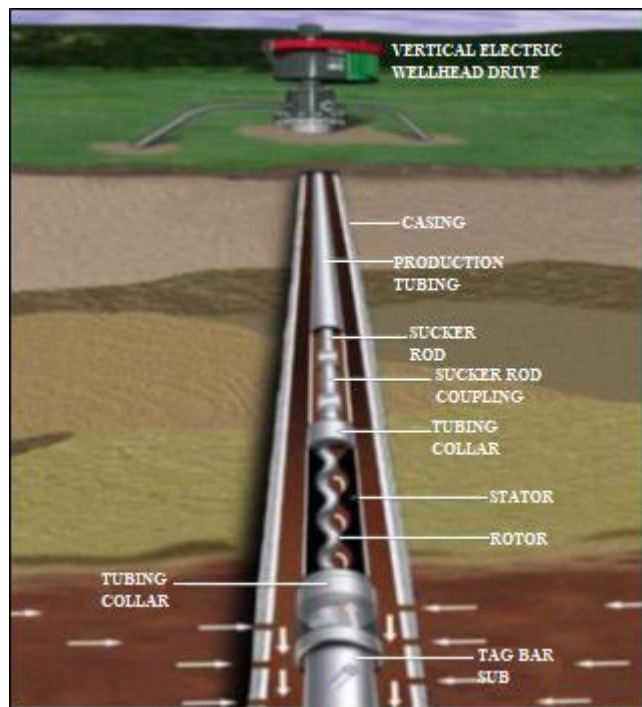
**1.3.2 Bombeo por Cavidades Progresivas.** El Bombeo por Cavidades Progresivas (BCP) es un sistema de levantamiento artificial, de desplazamiento positivo. El funcionamiento principal del BCP, es accionado en superficie por un sistema impulsor, que genera la potencia suficiente para que la sarta de varillas gire y cause una transferencia de movimiento rotacional, a un rotor que tiene una forma helicoidal y se encuentra dentro de un estator recubierto de un elastómero, el giro del rotor forma una serie de cavidades idénticas y separadas entre sí. Este movimiento crea un efecto de succión del fluido, lo que causa que tenga suficiente energía para llegar a superficie con el caudal deseado.

Este sistema de levantamiento artificial también suele tener ciertas desventajas, como lo son altas temperaturas, pozos altamente desviados y no opera con altos caudales.

Las características operacionales del BCP son, el caudal o desplazamiento el cual se ve reflejado en el avance del fluido que equivale a una longitud de una cavidad por una vuelta del rotor.

La excentricidad es la distancia perpendicular entre los ejes paralelos del rotor y del estator, la altura de descarga es la capacidad que tiene la bomba para vencer la presión hidrostática y transportar los fluidos hasta las facilidades de superficie.

**Figura 4.** Sistema de bombeo de cavidades progresivas.



**Fuente:** Weatherford Colombia LTDA.

**1.3.2.1 Equipo de Superficie.** El equipo de superficie de un sistema de bombeo por cavidades progresivas, está constituido principalmente por un motor eléctrico, y un cabezal de rotación que se encarga de proveer de energía a los componentes que conforman el cabezal de rotación, son la caja de cambios, el sistema de frenos integrado y la barra lisa.

Para que el motor transfiera el movimiento de rotación a la barra lisa, se tiene un juego de bandas que consiste en, dos conjuntos de poleas que están conectados uno a la barra lisa y el otro al motor. Al estar la barra lisa sujeta con las varillas, se logra transferir el movimiento rotacional a las mismas.



A continuación, se exponen las partes que conforman el bombeo de cavidades progresivas.

- **Motor Primario.** Usualmente el motor de un sistema BCP es de tipo eléctrico, sólo en algunas ocasiones se utiliza uno de combustión interna, cuando no se tiene fácil acceso a la energía eléctrica y termina siendo más económico utilizar un motor de combustión interna. Estos motores son requeridos para trabajar a una baja velocidad, pero en algunas ocasiones llegan con parámetros de velocidad mayores de los necesitados, por lo que se instalan transmisiones con bandas o cadenas para disminuir la velocidad de operación, pero también se puede emplear para este fin un reductor de engranajes de acoplamiento con fines de mayor seguridad.
- **Cabezal de Rotación.** Tiene varias funciones, actuar como sello con el fin de que los fluidos de producción no se filtren mediante los equipos de superficie y además tiene utilidad absorber las cargas axiales que se crean por el peso de las varillas y el incremento de presión de la bomba. Sirve para evitar las velocidades inversas de las varillas cuando el motor de la bomba se apaga (back spin).

**1.3.2.2 Equipo de Fondo.** El equipo de fondo se compone principalmente por la bomba, que está conectada con el equipo superficial por medio de las varillas. La bomba está compuesta por el rotor y el estator que tiene adherido a las paredes un elastómero especial, que según los requerimientos puede variar de composición.

- **Bomba.** Su utilidad es la de adicionar energía a los fluidos provenientes del yacimiento en forma de presión, para facilitar así su producción a superficie. Funciona con el principio de un tornillo sin fin, donde un rotor de forma helicoidal se mueve dentro de un estator, que por dentro está recubierto por un elastómero también de forma helicoidal, que en conjunto con el movimiento del rotor va creando cavidades que van succionando el crudo hacia superficie.
- **Rotor.** Consiste en una hélice externa con un área de sección transversal redondeada, para que tenga una buena resistencia a los fluidos de producción que vienen cargados de partículas sólidas y también para disminuir el coeficiente de rozamiento entre el rotor y estator, debe construirse en acero de alta resistencia y se somete a un revestimiento para protegerlo. El diámetro que tiene el rotor debe estar en función del hinchamiento que tendrá el elastómero debido a la presión, temperatura y los fluidos de producción.
- **Estator.** Consiste en un tubo de acero, que internamente está recubierto por un elastómero en forma de dos hélices, siendo su función principal contener el rotor dentro del mismo. Se obtiene haciendo un tubo hueco de acero fundido, al cual se le agrega un adhesivo muy potente con el fin de que el elastómero se adhiera

adecuadamente. En el momento en el que el elastómero es adherido al estator, se tiene un núcleo de forma del rotor dentro del estator para dar la forma indicada al elastómero.

- **Elastómero.** Es un polímero de alto peso molecular, su selección es de las partes más importantes al momento de diseñar un sistema de bombeo por cavidades progresivas y también es el elemento más delicado. Entre sus muchas propiedades principalmente, el elastómero debe tener la capacidad de deformarse y recuperarse elásticamente, lo que permite la interferencia entre el rotor y el estator produciendo así la hermeticidad entre cavidades contiguas.

Entre sus propiedades también debe tener una resistencia química a los fluidos de producción y propiedades mecánicas que le permitan resistir los esfuerzos y la abrasión.

- **Sarta de Varillas.** Es un conjunto de varillas que transmite el movimiento rotacional del motor eléctrico hasta la bomba de fondo. Hay varios tipos de sarta de varillas, convencionales, convencionales modificados, huecas y continuas.
- **Pin de paro.** Es un tubo de pequeña longitud, que se instala en la parte inferior del estator. Su función principal es dar una profundidad de referencia para realizar el espaciado y evitar que la sarta caiga al fondo del pozo en caso de un problema mecánico.

#### **1.4 RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO (EOR)**

Todo proceso utilizado para recuperar más petróleo de un yacimiento del que se lograría por métodos primarios. Se realiza inyección de materiales que normalmente no están presentes en el yacimiento, se excluyen los procesos usados con el fin de mantener la presión en el mismo.

El objetivo de este método es la cantidad de petróleo residual que no es recuperable a través de procesos convencionales, estadísticas muestran que el factor de recobro final (porcentaje del OOIP en el momento en el que la explotación no es económicamente viable) es del 35%.

El éxito de un proyecto de EOR se puede medir en la cantidad de petróleo incremental recuperada. Esto se define en la diferencia entre lo que se ha recuperado actualmente y lo que se habría recuperado si no se hubiese implementado el proceso.

**1.4.1 Recuperación térmica.** Se conoce como recuperación térmica a los procesos que por medio de un fluido inyectado al yacimiento adicionan energía, en este caso en forma de calor. Su aplicación es más común en yacimientos cuyo petróleo es

viscoso, por medio de la inyección se busca mejorar la eficiencia de desplazamiento y la de extracción del petróleo. La reducción de la viscosidad del petróleo por causa del aumento de la temperatura en el mismo, ayuda a que éste fluya con mayor facilidad y que la razón de movilidad del mismo sea más favorable.

**1.4.1.1 Inyección de vapor.** Proceso mediante el que se le inyecta energía térmica al yacimiento en forma de vapor de agua, este proceso puede ser de inyección cíclica o alterna. La inyección continua de vapor consiste en inyectar vapor de agua al pozo productor a la máxima tasa para reducir las pérdidas de calor, luego se cierra el pozo durante un periodo lo suficientemente largo para que el vapor condense pero no para disipar la presión del mismo, y se busca que el vapor de agua inyectado transfiera el calor al petróleo para así reducir la viscosidad del mismo y mejorar el desplazamiento, finalmente se abre el pozo y se comienza la producción durante un tiempo normalmente 6 meses o 1 año.

El proceso anterior se puede repetir varias veces, sin embargo, hay que aclarar que la cantidad de petróleo recuperado disminuirá a medida que los ciclos aumenten.

## 2. TIPOS DE SERVICIOS A POZO

En este capítulo se da cumplimiento al segundo objetivo del proyecto que consiste en describir cuales son los tipos de servicio a pozo que se ejecutan en los campos de la Asociación Nare.

Servicio a pozo, se conoce como una intervención planificada en el pozo, con el fin de mantener o mejorar la producción del mismo. En la empresa Mansarovar Energy Colombia Ltda., los servicios a pozo se clasifican en dos categorías, Mantenimiento de servicio a pozo (Well Services Maintenance) e Inyección de vapor (Steam injection).

### 2.1 MANTENIMIENTO DE SERVICIO A POZO / WELL SERVICES MAINTENANCE

Es uno de los procedimientos de mantenimiento parcial o completo realizado a un pozo petrolero, una vez que este ha sido completado y ha iniciado la etapa de producción. Son actividades realizadas para corregir daños en el sistema o errores de diseño, que afectan la productividad de un pozo.

**2.1.1 Pesca / Fishing.** Servicio en el cual se busca recuperar una herramienta o material de subsuelo, que se encuentra dentro del pozo con algún propósito o por algún error operativo/situación. Su objetivo específico varía dependiendo la herramienta a recuperar, si fue eventual o planeado y si tuvo éxito.

**Cuadro 2.** Servicio de pesca.

Servicio		
Pesca / Fishing		
Servicio específico		Descripción
Packer operation	Operación de empaque	Operación que consiste en la pesca de los empaques que se usan para aislar zonas en el pozo.
Rod string operation	Operación de sarta de varillas	Operación que consiste en la pesca de una parte de la sarta de varillas que queda en pozo, por algún tipo de desconexión.
Tubing string operation	Operación de tubería de producción	Operación cuyo objetivo es la pesca y posterior recuperación de la tubería de producción que queda en el pozo por una desconexión de la misma.
Unsuccessful	Sin éxito	Operación de pesca en la que el objetivo no fue alcanzado.
Services tools	Herramientas de servicios	Operación de pesca planificada en la que el objetivo es recuperar una herramienta que accidentalmente haya quedado en el interior del pozo.

**2.1.2 Bombeo y diagnóstico / Flushing and diagnostic.** Servicio que consiste en desasentar la bomba en fondo, y enviar un volumen de fluido con el fin de realizar una limpieza en el sistema de bombeo y/o verificar qué tipo de problema hay.

Su objetivo específico varía dependiendo de si hay daño o no. Si existe cambiara dependiendo del motivo por el cual la bomba de subsuelo no trabajó correctamente y en caso de no ser posible conocer el motivo se debe escoger el componente o los componentes que evidencian falla.

**Cuadro 3.** Servicio de bombeo y diagnóstico.

Servicio		
Bombeo y diagnóstico / Flushing and diagnostic		
Servicio específico		Descripción
No Failure	Sin Falla	Operación en la cual una vez se ha efectuado el bombeo del fluido, se determina que no hay falla en el sistema de bombeo.
Standing valve (S.V) issue	Problema en la válvula fija	Operación en la cual una vez se ha efectuado el bombeo del fluido, se determina que la falla está en la carrera descendente de la bomba.
Travelling Valve (T.V) issue	Problema en la válvula viajera	Operación en la cual una vez se ha efectuado el bombeo del fluido, se determina que la falla está en la carrera ascendente de la bomba.
S.V and T.V issue	Problema en válvula fija y viajera	Operación en la cual una vez se ha efectuado el bombeo del fluido, se determina que la falla está en las dos carreras, ascendente y descendente.
Unseated pump	Bomba desasentada	Operación en la cual se va a desasentar la bomba, al realizar la operación no presenta overpull (OV) por lo que se evidencia que la bomba está desasentada, posteriormente se sienta y se prueban las carreras ascendente y descendente, el resultado de la prueba debe ser sin falla.
Well sanded	Pozo arenado	Operación en la cual una vez se ha efectuado el bombeo del fluido, se determina que hay presencia de arena en el sistema de bombeo.

**2.1.3 Otros / Others.** Tipos de servicios no rutinarios en las operaciones de Well Services. Su objetivo específico varía porque entre los servicios de este tipo no hay una característica determinante.

**Cuadro 4.** Servicios de Otros.

Servicio		
Otros / Others		
Servicio específico		Descripción
Add pony rod	Adición de varilla corta	Operación que consiste en la adición de una varilla corta a la sarta de varillas, con el objetivo de corregir el espaciamiento de la bomba.
PCP wellhead change	Cambiar cabezal BCP	Operación que consiste en el cambio de cabezal del sistema de levantamiento BCP, por fallas o mantenimiento preventivo.
Polished rod change	Cambio de barra lisa	Operación que consiste en el cambio de la barra lisa, cuando esta se encuentra rota, corroída o desgastada.
Crossover change on wellhead	Cambio de crossover en el cabezal del pozo	Operación que consiste en el cambio del crossover del cabezal del pozo, que está localizado entre el flanche de bombeo y te de bombeo.

**Cuadro 4. (Continuación).**

Servicio		
Otros / Others		
Servicio específico	Servicio específico	Servicio específico
Packer change	Cambio de empaque	Operación que consiste en el cambio de algún empaque que se encuentre instalado previamente en el pozo.
Change stuffing box	Cambio de prensa estopa	Operación que consiste en el cambio de la prensa estopa, cuando los empaques de esta se encuentran deteriorados y permiten fuga de fluido del pozo hacia afuera.
Change broken tubing	Cambio de tubería de producción rota	Operación que consiste en el cambio de la tubería de producción que se encuentra rota, esto se evidencia con la prueba de integridad hidráulica de tubería.
Memory gauge run	Corrida de memorias de presión	Operación realizada para la corrida de un registro de temperatura o presión, este servicio puede ser realizado con Flush By, coiled tubing o equipo de Well Services.
Running pumping string	Corriendo sarta de bombeo	Operación que consiste en correr la sarta de bombeo.
Running pumping and tubing string	Corriendo sarta de bombeo y tubería de producción	Operación que consiste en correr sarta de varillas y tubería de producción en el pozo.
Running tubing string	Correr tubería de producción	Operación que consiste en correr la tubería de producción en el pozo.
Uninstall PCP drive head	Desinstalar cabezal de bombeo PCP	Operación que consiste en desinstalar el cabezal de bombeo PCP.
Uninstalled hydraulic unit	Desinstalar unidad de bombeo hidráulico	Operación que consiste en desinstalar la unidad de bombeo hidráulico.
Install Horsehead	Instalación cabezote	Operación que consiste en la instalación del cabezote de la unidad de bombeo mecánico.
Instalación unidada hidráulica	Install hydraulic unit	Operación que consiste en la instalación de la unidad de bombeo hidráulico.
PCP wellhead instalation	Instalación de cabezal BCP	Operación que consiste en la instalación del cabezal del sistema de levantamiento BCP.
Install packer	Instalación de empaque	Operación que consiste en la instalación de un empaque para cualquier función técnica dentro del pozo.
Gel injection	Inyección de gel	Operación que consiste en la inyección de gel, para aislar zonas.
Sand cleaning coiled tubing	Limpieza de arena usando coiled tubing	Operación que consiste en limpiar arena en el pozo por medio de la circulación de un fluido.
Sand cleaning and circulation (WS rig)	Limpieza de arena y circulación (unidad de Well Services)	Operación que consiste en limpiar arena en el pozo por medio de la circulación de un fluido.

**Cuadro 4. (Continuación).**

Servicio		
Otros / Others		
Servicio específico		Servicio específico
Sand cleaning and circulation (WS rig)	Limpieza de arena y circulación (unidad de Well Services)	Operación que consiste en limpiar arena en el pozo por medio de la circulación de un fluido.
Sand cleaning using desanding pump	Limpieza de arena, usando bomba desarenadora	Operación que consiste en limpiar la arena del pozo empleando una bomba desarenadora.
Test casing integrity	Prueba de integridad del casing	Operación que consiste en realizar una prueba de integridad del casing.
Spaced out pumping string	Realizar espaciamiento de la sarta de bombeo	Operación que consiste en realizar el espaciamiento de la sarta de bombeo.
Packer recovery	Recuperar empaque	Operación que consiste en retirar un empaque de un pozo, que estuvo operando dentro del mismo durante un periodo de tiempo.
Recovery Flange	Recuperar flanche	Operación que consiste en recuperar el flanche de bombeo.
Paraffine removal cutter	Remoción de parafina con cortador	Operación que consiste en remover parafina con un cortador.
Paraffine removal solvent injection	Remoción de parafina con inyección de solvente	Operación que consiste en la inyección de un solvente para la limpieza de parafinas.
Remove pony rod	Remoción de varilla corta	Operación que consiste en retirar una o más varillas cortas de la sarta de varillas del pozo, con el objetivo de ajustar el espaciamiento de la bomba.
Pulling rod string	Sacando sarta de varillas	Operación que consiste en retirar la sarta de varillas del pozo.
Pulling tubing string	Sacando tubería de producción	Operación que consiste en retirar la tubería de producción del pozo.
Pulling rod and tubing string	Sacando tubería de producción y sarta de varillas	Operación que consiste en retirar la sarta de varillas y la tubería de producción del pozo.
Incomplete service	Servicio incompleto	Operación en la que el servicio a pozo no es completado.
PLT jobs	Trabajos de registros de producción	Operación en la que se corren registros de producción.
Tag wellbore bottom	Verificación de fondo de pozo	Operación que consiste en verificar el fondo del pozo, usando juntas adicionales de tubería.

**Cuadro 4.** (Continuación)

Servicio		
Otros / Others		
Servicio específico		Servicio específico
Verify rod string	Verificación de sarta de varillas	Operación que consiste en verificar el estado de la sarta de varillas.

**2.1.4 Cambio de bomba / Pump change.** Operación que consiste en realizar un cambio de bomba, bien sea por mantenimiento preventivo o correctivo. Su objetivo específico varía dependiendo del tipo de bomba o el componente del sistema de levantamiento que falla.

**Cuadro 5.** Servicio de cambio de bomba.

Servicio		
Cambio de bomba / Pump change		
Servicio específico		Descripción
Electro submersible pump	Bomba electro sumergible	Operación que consiste en realizar un cambio de bomba electrosumergible, bien sea por mantenimiento preventivo o correctivo.
Insert pump complete set	Bomba inserta set completo	Operación que consiste en retirar del pozo todos los elementos de subsuelo que conforman el sistema de levantamiento artificial, realizando el cambio de la bomba y recambio de los elementos que presenten desgaste.
Insert pump only rod	Bomba inserta sólo varilla	Operación que consiste en retirar la bomba inserta del pozo y cambiarla por una reparada o nueva, realizando el cambio de los elementos de la sarta de varilla que presenten desgaste.
BCP set de tubería completo	Tubing PCP complete set	Operación que consiste en retirar del pozo todos los elementos de subsuelo que conforman el sistema de levantamiento artificial, realizando el cambio de la bomba y recambio de los elementos que presenten desgaste.
Tubing PCP only rod	BCP de tubería sólo varilla	Operación que consiste en retirar del pozo el rotor, realizando el cambio de los elementos de la sarta de varilla que presenten desgaste.
Insert PCP Complete	BCP Inserta Completa	Operación que consiste en retirar del pozo todos los elementos de subsuelo que conforman el sistema de levantamiento artificial, realizando el cambio de la bomba y recambio de los elementos que presenten desgaste.
Insert PCP Only Rod	BCP Inserta solo varilla	Operación que consiste en retirar la bomba inserta del pozo y cambiarla por una reparada o nueva, realizando el cambio de los elementos de la sarta de varilla que presenten desgaste.
Tubing pump complete	Bomba de tubería set completo	Operación que consiste en retirar del pozo todos los elementos de subsuelo que conforman el sistema de levantamiento artificial, realizando el cambio de la bomba y recambio de los elementos que presenten desgaste.
Tubing pump only rod	Bomba de tubería solo varilla	Operación que consiste en retirar el pistón y válvula fija del pozo, cambiándola por una reparada o nueva, realizando el cambio de los elementos de la sarta de varilla que presenten desgaste.



**2.1.5 Rediseño / Redesign.** Operación que consiste en cambiar el estado mecánico del pozo teniendo en cuenta que su objetivo específico puede variar de acuerdo al cambio del sistema de levantamiento artificial, profundidad de succión de la bomba, centralización, características de la tubería/varilla y aislamiento de alguna zona.

**Cuadro 6.** Servicios de rediseño.

Servicio		
Rediseño / Redesign		
Servicio específico		Descripción
Deepening tubing	Profundización de la tubería	Operación que consiste en profundizar la bomba de subsuelo.
Pump redesign	Rediseño de bomba	Operación que consiste en realizar cambios en la bomba que está operando en el pozo.
Tubing redesign	Rediseño de tubería	Operación que consiste en modificar cualquier especificación técnica en la tubería de producción.
Rod redesign	Rediseño de varilla	Operación que modificar cualquier especificación técnica de la sarta de varilla y configuración de la centralización.

**2.1.6 Servicios especiales / Special Services.** Servicio no rutinario que requiere de una logística, supervisión, permiso de trabajo y materiales no convencionales; los recursos para ejecutar este tipo de servicios son suministrados por el área de producción.

**Cuadro 7.** Servicios especiales.

Servicio		
Servicios especiales / Special services		
Servicio específico		Descripción
Sand Cleaning out	Limpieza de arena	Operación que consiste en retirar la arena acumulada dentro del pozo hacia un tanque de retorno, esto con el fin de destapar las arenas productoras y mitigar la producción de sólidos, alargando la vida útil de los sistemas de levantamiento.
Dual String Redesign	Rediseño de sarta dual	Operación que consiste en rediseñar la sarta de inyección, la sarta de producción o las dos.
Conventional string to dual string	Sarta convencional a dual	Operación que consiste en cambiar el flanche de bombeo convencional por un flanche de bombeo dual para correr y colgar dos sarta, una de producción y otra para inyección; con el objetivo primordial de realizar inyección cíclica sin realizar servicio de pre-inyección con el equipo de Well Services.
Dual String to conventional	Sarta Dual a convencional	Servicio que consiste en cambiar el flanche de bombeo dual por una convencional, colgando únicamente la sarta de producción.
New technology	Nueva tecnología	Proyecto piloto de un servicio a pozo nunca antes ejecutado en los Campos de la Asociación Nare.

## 2.2 INYECCIÓN DE VAPOR / STEAM INJECTION (STM)

Servicio mediante el cual se prepara un pozo para realizar inyección de vapor cíclica o posterior a la inyección de vapor y remojo se prepara para dejarlo en producción.

**2.2.1 Pre inyección / Pre-injection.** Operación que se realiza en el pozo con el objetivo de prepararlo para la inyección de vapor, se deja en condiciones idóneas para la inyección de vapor. Puede variar su objetivo específico dependiendo la necesidad del pozo para mejorar la inyección de vapor.

**Cuadro 8.** Servicio de pre inyección de vapor.

Servicio		
Pre inyección / Pre-injection		
Servicio específico		Descripción
Open and close sliding sleeves	Apertura y cierre de una camisa de circulación	Operación en la que se corre una sarta con punta libre para romper pines del "shear pin" o una llave para cerrar o abrir una camisa de circulación y permitir la circulación en ese punto de la sarta.
Conventional only rod	Convencional sólo varilla	Operación en la que solo se retira la sarta de bombeo con el objetivo de dejar preparado el pozo para la inyección de vapor.
Injection of isolation gel	Inyección de gel de aislamiento	Operación en la que se retira la sarta de bombeo y tubería de producción, como objetivo principal tiene aislar zonas de la formación mediante el gel de aislamiento para dar preferencia al ingreso de vapor a las zonas petrolíferas del yacimiento; finalmente el pozo queda en condiciones idóneas para recibir la inyección de vapor.
Lift-up rod string	Sarta levantada	Operación en la que se desasienta la bomba y se eleva a una sección de la tubería de producción de mayor diámetro, para que al inyectar el vapor pueda pasar sin problemas de restricción.
Tubing string not redesign	Sarta de tubería sin rediseño	Operación en la que se retira la sarta de bombeo y la tubería de producción, con el objetivo primordial de cambiar la niple silla (bomba inserta) o el barril (bomba de tubería), también se chequea la integridad de la tubería de producción; dejándolo en condiciones idóneas para la inyección de vapor.
Tubing string redesign	Rediseño de sarta de tubería	Operación en la que se retira la sarta de bombeo y la tubería de producción, con el objetivo primordial de realizar cambios en la geometría, material de la tubería de producción o profundidad de la niple silla. Adicionalmente se garantiza el cambio de la niple silla, se verifica la integridad de la tubería producción y se deja en condiciones idóneas para la inyección de vapor.

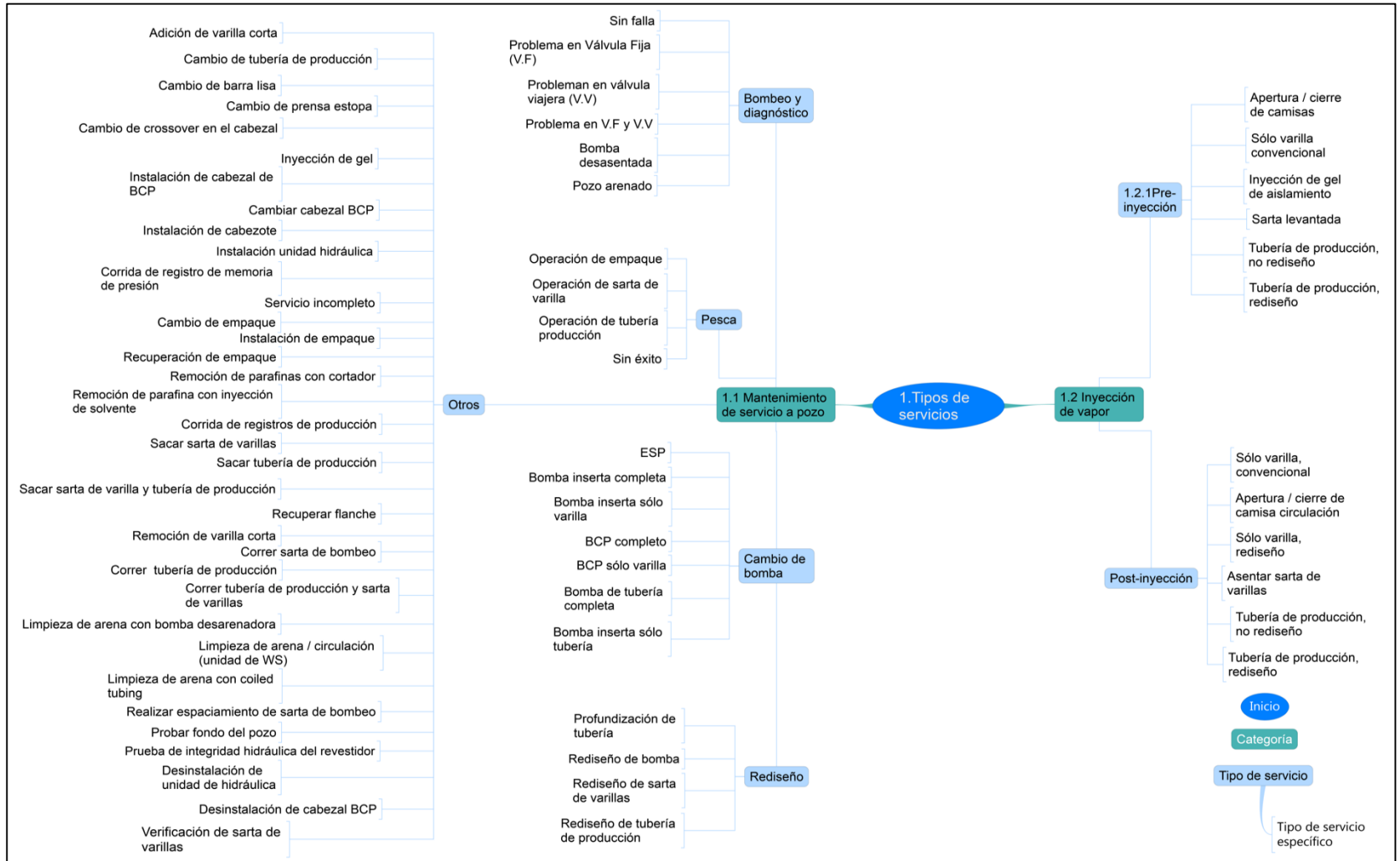
**2.2.2 Post-inyección / Post-injection.** Operación que se realiza en el pozo posterior a la inyección de vapor y remojo, donde se corre la sarta de bombeo para dejar el pozo en producción. Puede variar su objetivo específico dependiendo del tipo de servicio de Pre-Inyección que se realizó.

**Cuadro 9.** Servicio de Post-inyección.

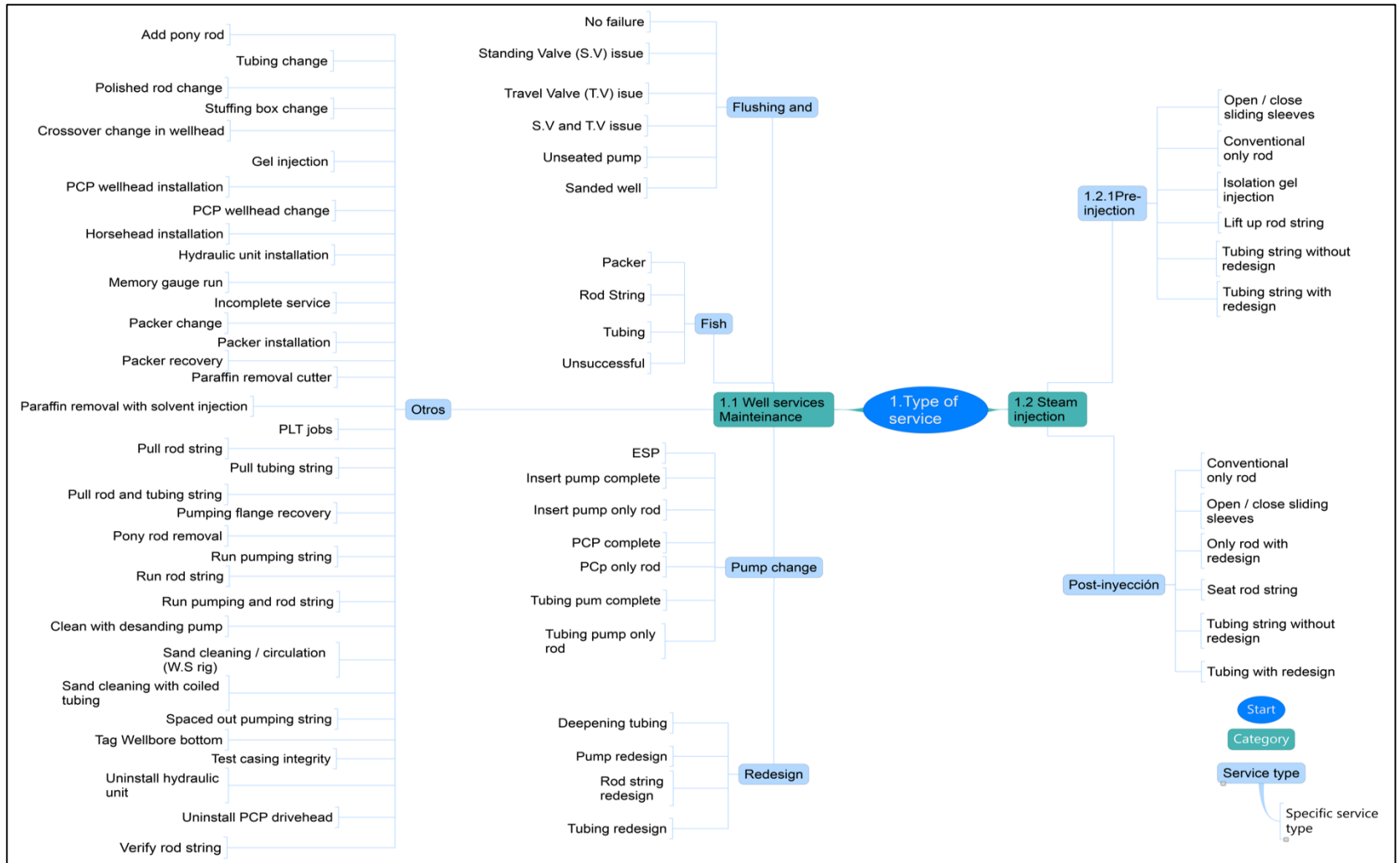
Servicio		
Post-inyección / Post-injection		
Servicio específico		Descripción
Open-brake circulation device	Abrir-romper equipo de circulación	Operación en la que previo a correr la sarta de bombeo, se corre una sarta con punta libre para romper pines del shear pin / o una llave para cerrar o abrir una camisa de circulación y permitir la circulación en ese punto de la sarta.
Conventional only rod	Convencional sólo varilla	Operación en la que se corre la sarta de bombeo en el pozo para dejarlo en producción.
Tubing string redesign	Rediseño de tubería de producción	Operación que consiste en remediar un daño en la tubería de producción, por lo cual se retira la misma, con el objetivo primordial de cambiar la niple silla (bomba inserta) o el barril (bomba de tubería), también se chequea la integridad de la tubería de producción, para posteriormente dejar el pozo en producción.
Redesign only rod	Rediseño sólo varilla	Operación en la que se corre la sarta de bombeo, rediseñando la centralización o geometría de la sarta de varilla, para evitar fallas posteriores en el pozo.
Seat rod string	Sentar sarta de varilla	Operación en la que solo se debe asentar la bomba de subsuelo, ya que en la operación de Pre-Injection no se retiró, sino que se dejó levantada en una parte de mayor diámetro de la tubería de producción.
Tubing string not redesign	Tubería de producción sin rediseño	Operación en la que se retira la tubería de producción, con el objetivo primordial de realizar cambios en la geometría, material de la tubería de producción o profundidad de la niple silla. Adicionalmente se garantiza el cambio de la niple silla, se verifica la integridad de la tubería producción y se deja en producción.

En la **Figura 5.**, se puede observar un mapa conceptual, en el cuál se muestran los diferentes tipos de servicio a pozo que se realizan en la compañía, con sus variaciones, esta se encuentra en español mientras que la **Figura 6.**, se encuentra en inglés para ayudar al entendimiento de los tipos de servicios.

Figura 5. Tipos de servicios a pozo.



**Figura 6. Type of service.**



### 3. LIMITACIONES DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE DATOS DE LOS REPORTES DE SERVICIO A POZO Y SELECCIÓN DE LA BASE DE DATOS

En este capítulo se dará cumplimiento a los objetivos tres (3) y cuatro (4) del proyecto, describiendo las limitaciones del sistema de recolección de datos actual que fueron determinadas y de manera posterior se describen tres (3) bases de datos que fueron consideradas para el análisis, finalmente se hará la selección de una de estas que será la aplicada en el proyecto.

#### 3.1 LIMITACIONES DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE DATOS

El sistema de recolección de datos que utiliza actualmente la empresa Mansarovar Energy Colombia Ltda., para los reportes de servicio a pozo tiene varias limitaciones, que impiden llevar un control de los reportes hechos, tener una buena calidad, identificar los tiempos no planeados en los servicios, intervenciones repetitivas y saber la cantidad de cada tipo de servicio a pozo realizado por cada unidad de Well Services. El sistema actual de recolección de datos de las operaciones relacionadas con el área de Well Services, consiste en que el supervisor de la operación consigna cada actividad con su respectiva duración en un cuaderno de anotación, para que luego un ingeniero de Well Services ingrese la información de éste en la plataforma Excel.

Las limitaciones del sistema de recolección de datos, se ven reflejados al momento de ingresar la información a la plataforma Excel, porque los ingenieros realizan los reportes a su criterio, es decir en un lenguaje no estandarizado. Lo anterior se da por que la plataforma Excel no posee listados de tipos de servicio que permita identificar la operación ejecutada en el pozo, ni códigos que permitan estandarizar las actividades realizadas o los tiempos no planeados. La ausencia de todos los ítems enunciados anteriormente imposibilita que se puedan sacar estadísticas acerca de las operaciones, lo que dificulta el conocimiento de que problemas están afectando las operaciones. Si se tuviera dicha información se podrían tomar decisiones para mejorar los tiempos de realización de cada servicio entre otros aspectos.

De acuerdo al sistema actual de recolección de datos, se determinaron limitaciones que serán explicadas en el **Cuadro 10**.

**Cuadro 10.**Limitaciones del sistema de recolección de datos.

Ítem	Limitaciones	Descripción	Observación
Lenguaje estandarizado	Ausencia de un lenguaje estandarizado en los reportes para cada una de las operaciones.	La persona que se encarga de realizar la consignación de los datos del reporte, decide cómo reportar y que criterios usar para organizar la información.	Ejemplo: Inyección de vapor / Pre-Inyección / Varilla convencional) (Steam injection / Pre-injection / Conventional only Rod).
Estadísticas	Imposibilidad de obtener estadísticas.	La cantidad de servicios a pozo y el no tener codificadas las operaciones impide agrupar información para realizar análisis de las estadísticas y determinar índice de falla.	-
Acceso a la información	Limitaciones para acceder a la información.	La información es almacenada en un computador local y para poder ser visualizada en otro lugar se debe realizar una copia del archivo y enviarse al que requiera consultarla.	Se debe tener un punto focal en donde se almacene toda la información del campo y así poder tener datos actualizados de cada pozo, para evitar, por ejemplo, repetición de servicios.
Visualización	La información almacenada no puede ser visualizada gráficamente (Estado mecánico).	El software con todos los datos que se ingresan no permite representarlos en un gráfico que evidencie la condición mecánica actualizada del pozo.	Ejemplo: Profundidades de revestimientos, tipos de revestimiento, tipo de tubería de producción, tipo de sistema de levantamiento artificial, etc.
Control de horas trabajadas	No hay control del tiempo diario de operaciones.	De acuerdo a las horas trabajadas se controlan los servicios a pozo efectuados por los equipos.	Ejemplo: Por descuido un reporte diario puede contemplar solo 23 horas y esta inconsistencia no es fácilmente evidenciable.
Índices de falla	Incapacidad para obtener índices de falla.	Va ligado al aspecto estadístico e impide tener un registro sobre la reincidencia en algún(os) tipo(s) de falla.	Ejemplo: Reincidencia en rotura de varilla en un tramo específico del pozo, antes de completar el "run life" de los componentes del sistema de levantamiento artificial.

**Cuadro 10.** (Continuación).

Ítem	Limitaciones	Descripción	Observación
Tiempos no planeados	No hay control de los tiempos no planeados	Se requiere determinar qué actividades hacen parte del programa de intervención de un pozo y cuáles no, para poder determinar las causas y poder tomar medidas de control para evitar o mitigar que se vuelvan a presentar.	Ejemplo:  Pérdida de tiempo por búsqueda de anclajes del equipo.

En el **Cuadro 11.**, se observa un ejemplo de la manera como queda almacenado un reporte de servicio a pozo, en los campos de la Asociación Nare, en Microsoft Excel.

**Cuadro 11.** Reporte de servicio a pozo, en Microsoft Excel.

Nombre del pozo	JAZ A-09 - Pre inyección		2
Horas	1	Descripción	
17:45- 18:15		Moviliza unidad del Gir PH5 @ Jaz A09	
18:15-18:45		Instala geomembrana y unidad básica	3
19:15-19:15		Desinstala cabezal UBM. Realiza pruebas así: Tubería Ok, Viajera Ok, Fija Ok. Desancla SBP. T:20000 lbs W: 5000 lbs OP: 15000 lbs. Flushing 12 Bls	
19:15-19:45		Arma parilla y herramienta 100%	
19:45-21:15		Recupera sarta así: 1 Polished rod 1-1/4 * 26, 1 pony rod 7/8 * 4, 31 rod 7/8 * 30, 16 rod guide 2-7/8 * 2.25, 18 kbars 1-1/2 * 25, 1 pony rod 7/8 * 2, 1 SBP # MW 0090, silla 1449'	
21:15-21:45		Desmantela parrilla de trabajo y herramienta 100%	
21:45-22:15		Realiza conexión a vapor, instala tapon 3", torqueando ok	
22:15-22:45		Desinstala geomembrana y unidad básica	

**Fuente:** Microsoft Excel, Mansarovar Energy Colombia Ltda., unidad de "Drilling & Well Services".

Convenciones:

1. Muestra el rango de tiempo que toma la actividad, en la que se muestra la hora de inicio y fin de la misma.
2. Muestra el nombre del pozo al que se le realizó el servicio.
3. Descripción de las actividades realizadas en el tiempo ya descrito.

En el reporte de servicio a pozo que se carga en la plataforma Excel, se observa la poca información que muestra sobre el servicio que se realizó y la falta de calidad. En este reporte se nombra el tipo de servicio que se está realizando, pero no se escribe el tipo de servicio específico, lo cual impide conocer los objetivos



secundarios con los que se realizó el servicio. En las descripciones que se realizan de las actividades se ve información que no aporta nada al reporte, así como también se nota la carencia de información importante sobre las actividades.

Teniendo en cuenta que el actual sistema de recolección de datos tiene tantas limitaciones para consignar la información, de forma que se pueda hacer un buen seguimiento de Well Services es necesario seleccionar una mejor base de datos para la consignación de dicha información.

### **3.2 DESCRIPCIÓN DE LAS BASES DE DATOS**

En este capítulo se presentan tres (3) herramientas computacionales que han sido utilizadas en diferentes compañías operadoras del sector petrolero durante los últimos años y a los cuales se pudo tener información al respecto, finalmente se mostrará cuál fue la base de datos seleccionada para el desarrollo del presente proyecto.

**3.2.1 Microsoft Excel.** La primera herramienta es el software denominado “Excel”, el cual según Julián Pérez Porto y Ana Gardey (2009), es definido como un programa informático desarrollado y distribuido por la empresa Microsoft Corp., que permite realizar tareas contables y financieras gracias a sus funciones, desarrolladas específicamente para ayudar a crear y trabajar con hojas de cálculo.

Este programa de cómputo hace parte de un paquete informático llamado “Office” ofrecido por la misma empresa que reúne herramientas de digitalización de texto denominado “Word” y otro para editar presentaciones proyectables llamado “Power Point”. Su uso se podría afirmar que es generalizado en toda la industria del petróleo, pues según Microsoft Corp., una (1) de cada siete (7) personas en el mundo usa este paquete de software, con 1.200 millones de usuarios en todo el mundo a febrero del 2015.

Su versatilidad hizo que la empresa Mansarovar Energy Colombia Ltda., la usara por muchos años como única base de datos para almacenar la información de todas las operaciones de servicio a pozo (Well Services) y consistía en hacer una transcripción textual de los datos plasmados en un libro de campo llamado Bitácora.

Esa misma versatilidad para ingresar la información al programa juega un papel determinante para el correcto almacenamiento y la calidad de los datos, porque no se cuenta con un filtro o análisis de la información que se ingresa y el programa en sí, no tiene lineamientos para organizarla.

Lo anterior conlleva a que no se tenga un control directo sobre las intervenciones que se llevan a los pozos, incurriendo en operaciones repetitivas, imposibilitando el análisis sobre cuáles son las fallas más frecuentes en los sistemas de levantamiento de los pozos y saber con total transparencia el estado mecánico de los pozos.

Este reporte podría ser generado por el Company Man, Tool Pusher y/o Supervisor del equipo; dependiendo de la disponibilidad de personal en las operaciones. Se hacía teniendo en cuenta como inicio y cierre de cada reporte desde las 00:00 hasta las 24:00 hrs de cada día.

A continuación, se aprecian imágenes del formato que tenía implementado la empresa Mansarovar Energy Colombia Ltda., para el reporte de sus operaciones de servicio a pozo y a su vez era el archivo de “Excel” en donde quedaba almacenada la información, en su totalidad editable por lo que no garantizaba la integridad de la información.

Para mantener un solo punto o foco de información, se debía enviar diariamente un correo electrónico con un archivo “Excel” actualizado a la persona encargada de la custodia de la información en las oficinas de la ciudad de Bogotá.

En la **Figura 7.**, se observa cómo se realizaba un reporte de Work Over en formato Excel junto con los elementos que lo componen y el significado de cada una de las partes de forma enumerada para ser explicadas posteriormente.

Figura 7. Reporte diario de WorkOver.

MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTD.													
DAILY WORKOVER REPORT													
DATE: APRIL 8th, 2011													
WELL: JAZMIN M-10				RIG: MEC-1		REPORT DATE: APRIL 7rd, 2011				REPORT No. 9			
TOTAL DEPTH TODAY	1.750		FT	DAYS SINCE SPUD		8,8		LAST Csg/Liner (Depth)		CSG 7" @ 1177 FT			
TOTAL DEPTH YESTERDAY	1.750		FT	SPUD DATE		MAR 30 / 11 (5:00 Hrs)		BOP's-Date tested					
FOOTAGE DRILLED	0		FT	FORMATION		2		JAR (daily hours/acc hours):					
ACTIVITY AT 06:00 HOURS:	1		L/D 3-1/2" KELLY + KELLY BUSHING + SWIVEL.		2								
NEXT OPERATION:	RHT PRODUCTION COMPLETION. RIG RELEASE. RIG DOWN.												
FROM	TO	HRS	DESCRIPTION OF OPERATIONS						TIME BREAKDOWN		DAILY	CUM	
0:00	12:00	12,0	CONT. GRAVEL PACKING 5/2" LINER W/ 10-16 MESH GRAVEL @ 5 Mm/Sx. F/156 TO 294 Sx (99.3 % OF THEORETICAL 296 Sx). W/110 GPM AND 250 PSI. INCREASED PRESSURE TO 500 PSI. NOTE: CIRCULATED WELL FOR 30 MINUTES EACH 50 SX.						Drilling		24,5		
12:00	13:00	1,0	CIRCULATED REVERSE WAY W/ GPM: 120 AND 200 PSI. OBSERVED FREE OF GRAVEL RETURNS						Cleaning	7,5	8,5		
13:00	14:00	1,0	CIRCULATED ON DIRECT WAY W/ GPM: 120. PRESSURE INCREASED TO 500 PSI. DECLARED SCREEN OUT.						Reaming		0,0		
14:00	17:00	3,0	N/D GRAVEL POT FLOW LINES. RELEASED GRAVEL PACKER W/ 12 RIGHT TURNS.						Circulating	1,5	7,0		
17:00	20:00	3,0	POOH 3 1/2" DP + GRAVEL PACKER + 2 7/8" TBG F/1708 FT TO SURFACE. L/D GRAVEL PACKER TOOL (TOOL IN GOOD CONDITIONS).						Survey		0,0		
			MU FLUTE AND RHT 2 7/8" TUBING AS STINGER TO 622 FT. W/ METAL SEAL + SETTING TOOL.						Coing		0,0		
			RHT 2 7/8" TUBING AS STINGER F/622 TO 1742 FT.						Logging		0,0		
20:00	21:00	1,0	SETTED METAL SEAL WITH 10 KLBS. CHECKED SETTING WITH 8 KLBS. (OVERPULL).						Fishing		0,5		
			RELEASED SETTING TOOL WITH 11 TURNS TO RIGHT - METAL SEAL TOP @ 1121 FT.						Enlarging Hole		23,5		
21:00	22:00	1,0	CIRCULATED WELL @ 1742 FT. TO CLEAN RETURNS.						Running Csg/Lin		7,5		
			PUMPED 30 BBLs OF WATER AS SPACER. DISPLACED MUD BY NaCl BRINE (9.0 PPG).						Cementing		0,0		
22:00	23:00	1,0	CLEANING CHANNELS AND PILL TANK.						WOC		0,0		
23:00	23:30	0,5	CIRCULATING TO HOMOGENIZE BRINE TO 9.0 PPG						gravel packing	14,0	30,5		
23:30	0:00	0,5	POOH AND WASHING 3 1/2" OD DP + 7" SETTING TOOL F/1742 FT TO 1415 FT.						Plug Back		0,0		
									Squeeze job		0,0		
									Rig Repair - NPT		0,0		
									Cut Off Drig Line		3,5		
									NIU-N/D		0,0		
									Test BOP's		0,0		
									R/U - R/D		53,0		
									Other	1,0	8,0		
									TOTAL	24,0	139,2		
									COMMUNICATIONS		HSE INCIDENTS		
									RADIO	OK	DAY	0	
									INTERNET	OK	CUMM	0	
									CELL PH.	OK			
			1. DAILY DRILLING COST :		15.300		4						
			CUM. DRILLING COST :		221.550								
PUMP	LINER	STROKE	SPM	GPM	PRESSURE	P. DROP-BIT	BITHHP	DIESEL					
								OCK	RECVD.	USED	ACCUMUL		
								375	0	301	2507		
BIT #	5	TYPE	SERIAL	JETS	IN	OUT	FEET	HR	ROP	WOB	RPM	DULL GRADE	
MUD REPORT		MATERIALS ADDED				BHA No.		MUD LOGGING					
WEIGHT	9,0	MATERIAL	CONSUMO (BLS-SX)	QTY	DESCRIPTION	LENGTH(FT)	GAS	INTERVAL	AVG	MAX			
FV		CLORURO DE SODIO					BGG						
PV		POTASA CAUSTICA					CG						
YP		WEL - PAC L					TO						
GELS		GLUTERALDEHIDO					2. DAILY COST :		0				
API FLT		BICARBONATO DE SODIO					CUM COST :		0				
CAKE		WEL - EX					INTERVAL			FORM.			
CORR SOLIDS	6	CaCO3 M10-40				TOTAL		0,00					
SAND		CaCO3 M200											
MBT		WEL - PAC R					BHA No.						
pH		WEL - ZAN API					QTY	DESCRIPTION	LENGTH	OIL SHOW			
PI / MI		WEL - INHIBITOR								LITHOLOGY			
CHLORIDES		ACIDO CITRICO								RATING			
TOT HARDNESS		ANTIESPUMANTE											
3. DAILY COST:		WEL - THN											
CUM COST:		WEL - GEL											
COST / ft :		SODA CAUSTICA				TOTAL		0,00					
BITS		DIRECTIONAL SURVEYS								COSTS			
4. DAILY COST:		MD / TVD	INC	DIR.	MD/TVD	INC	DIR	MD/TVD	INCL	DIR	US\$		
CUM COST :													
											5. DAILY COST:		
											1 + 2 + 3 + 4 + 5		
											CUM WELL COST :		
											221.550		
REMARKS: RIG MANAGER : GUSTAVO ROJAS													
COMPANY MAN: ENG. JAIME AMARIZ			DRILLING DEPARTMENT APPROVAL:						ENG. MAURICIO PATARROYO				
											11		

Fuente: DIMS database, MansarovarEnergy Colombia Ltda., unidad de "Drilling & Well Services".

Convenciones:

- 1) **Información general.** (Nombre del pozo, equipo que realiza el servicio, profundidad del pozo, fecha actual y de inicio del servicio, días del servicio, formación productora y fecha de la última prueba de BOPs).
- 2) Actividad a las 6:00 horas del día que se genera el reporte y las operaciones que se tienen proyectadas realizar en el resto del día.

- 3) Detalle hora a hora de las actividades que se llevaron a cabo el día anterior de las 00:00 a las 24:00 horas. Adicionalmente las actividades de que se han realizado en las primeras 6 horas del día que se genera el reporte.
- 4) Clasificación de las horas de acuerdo a las actividades que se llevaron a cabo en las 24 horas del día anterior. Estas eran modificadas por cada Company Man dependiendo de su criterio, generando que no existiera uniformidad para filtrar la información.
- 5) Costos diarios y acumulados del servicio, estos venían ligados a una discretización que se hacía en otra hoja del archivo de "Excel" (Ver **Figura 10**).
- 6) Información de las bombas de fluido del equipo (Diámetro y recorrido de la camisa, eficiencia de la bomba, strokes por minuto mínimos y máximos, caudal mínimo y máximo.
- 7) Información sobre el fluido de completamiento en caso de que se hubiese requerido.
- 8) Información sobre el ensamble de fondo (BHA) que se encuentra o fue bajado al pozo.
- 9) Información sobre manifestación de la formación (Aporte de gases y fluidos).
- 10) Datos sobre datos de inclinación del pozo en caso de que no sea vertical.
- 11) Información sobre consumo e inventario del combustible disponible en el equipo (Diesel).
- 12) Información sobre el personal que realiza el servicio.

En la **Figura 8.**, se puede observar la forma como se llenaba el reporte en el que se mostraba la desviación de un pozo (Survey) en Excel.

**Figura 8.** Listado de puntos de desviación del pozo (Surveys).

<b>WEATHERFORD</b>								
<b>Client:</b>		<b>MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTD.</b>						
<b>Well Name:</b>		<b>Jazmin M-10 ST</b>						
<b>Location:</b>		<b>Jazmin M</b>						
<b>SECCION 6 1/8"</b>								
<b>Vertical Section Calculated Along Azimuth: 176.03°</b>								
<b>MD</b>	<b>Inc</b>	<b>Azi</b>	<b>TVD</b>	<b>North</b>	<b>East</b>	<b>V'Sect</b>	<b>D'Leg</b>	
<b>ft</b>	<b>deg</b>	<b>deg</b>	<b>ft</b>	<b>ft</b>	<b>ft</b>	<b>ft</b>	<b>°/100</b>	
1182	34,54	183,81	1117,89	-302,83	23,58	303,74	5,54	<b>*Tie On @ 1182ft MD</b>
1286	35,04	176,14	1203,34	-362,07	23,63	362,84	4,23	
1366	36,37	173,86	1268,30	-408,57	27,71	409,51	2,35	
1445	38,26	174,63	1331,13	-456,22	32,51	457,37	2,46	
1524	37,62	176,34	1393,43	-504,63	36,34	505,94	1,56	
1603	37,19	176,48	1456,19	-552,53	39,34	553,93	0,55	
1688	37,72	175,59	1523,66	-604,09	42,92	605,62	0,89	
<b>1750</b>	<b>37,72</b>	<b>175,59</b>	<b>1572,71</b>	<b>-641,91</b>	<b>45,84</b>	<b>643,55</b>	<b>0</b>	<b>Proyeccion a TD</b>
<b>Notice: Depths (*) are intepolated between measured surveys</b>								
<b>Separación centro a centro @ TD 2.09 ft, 1.22 ft a la izquierda, 1.69 ft atrás del</b>								

**Fuente:** Mansarovar Energy Colombia Ltda. Colombia Ltda., unidad de "Drilling & Well Services".

**Figura 9.**Listado de tubería de revestimiento que se encuentra en el pozo, (Tally de Casing).

		<b>PRODUCTION LINER 5 ½"</b>							
Código: FO-DRW-XX		Versión 0							
Field <u>JAZMIN</u>		Type <u>5 ½" OD, 208 slot/ft N-80, 18 Lb/ft BTC, R-3</u>							
Well <u>JAZ M-10 ST</u>		Bull Plug (f <u>1750</u>		Date <table border="1"><tr><td><u>4</u></td><td><u>ABRIL</u></td><td><u>2011</u></td></tr></table>			<u>4</u>	<u>ABRIL</u>	<u>2011</u>
<u>4</u>	<u>ABRIL</u>	<u>2011</u>							
RIH	# Jt Segun Tally	Length	ummlate	Bottom	Top	Centralizers			
<b>BULL PLUG</b>		0,60	0,60	1750,00	1749,40				
1	LINER 5½" No 1	36,85	37,45	1749,40	1712,55				
2	LINER 5½" No 2	37,91	75,36	1712,55	1674,64	CENTRALIZADOR			
3	LINER 5½" No 3	36,72	112,08	1674,64	1637,92				
4	LINER 5½" No 4	37,12	149,20	1637,92	1600,80				
5	LINER 5½" No 5	36,40	185,60	1600,80	1564,40	CENTRALIZADOR			
6	LINER 5½" No 6	35,91	221,51	1564,40	1528,49				
7	LINER 5½" No 7	35,86	257,37	1528,49	1492,63				
8	LINER 5½" No 8	36,70	294,07	1492,63	1455,93	CENTRALIZADOR			
9	<b>NIPLE M</b>	1,70	295,77	1455,93	1454,23				
10	<b>CIEGO 5½" No 1</b>	35,00	330,77	1454,23	1419,23				
11	<b>CIEGO 5½" No 2</b>	35,14	365,91	1419,23	1384,09	CENTRALIZADOR			
12	LINER 5½" No 9	37,92	403,83	1384,09	1346,17				
13	LINER 5½" No 10	38,18	442,01	1346,17	1307,99				
14	LINER 5½" No 11	36,90	478,91	1307,99	1271,09	CENTRALIZADOR			
15	LINER 5½" No 12	37,43	516,34	1271,09	1233,66				
16	LINER 5½" No 13	37,68	554,02	1233,66	1195,98				
17	LINER 5½" No 14	37,86	591,88	1195,98	1158,12				
18	<b>CIEGO 5½" No 3</b>	35,68	627,56	1158,12	1122,44				
<i>Total Joint</i> <b>17</b>		<i>Slotpipe</i> 14	<i>Blind pipe</i> 3	<i>Centralizer:</i>					
7" Shoe (ft) <u>1177,00</u>		TD md (ft) <u>1750</u>		Liner top w/ Metal Seal (ft) <u>1122,44</u>					
7" Collar (f) <u>1476</u>		Length Metal seal (ft) <u>1,27</u>		Overlap (ft) <u>54,56</u>					
2 7/8" Stinger		Type 2 7/8" EUE Tubing	No Joints <u>19</u>	Length (ft) <u>589</u>	Stinger Space Track <u>38,56</u>				
approved ANTONIO CASTRO/COMAN									

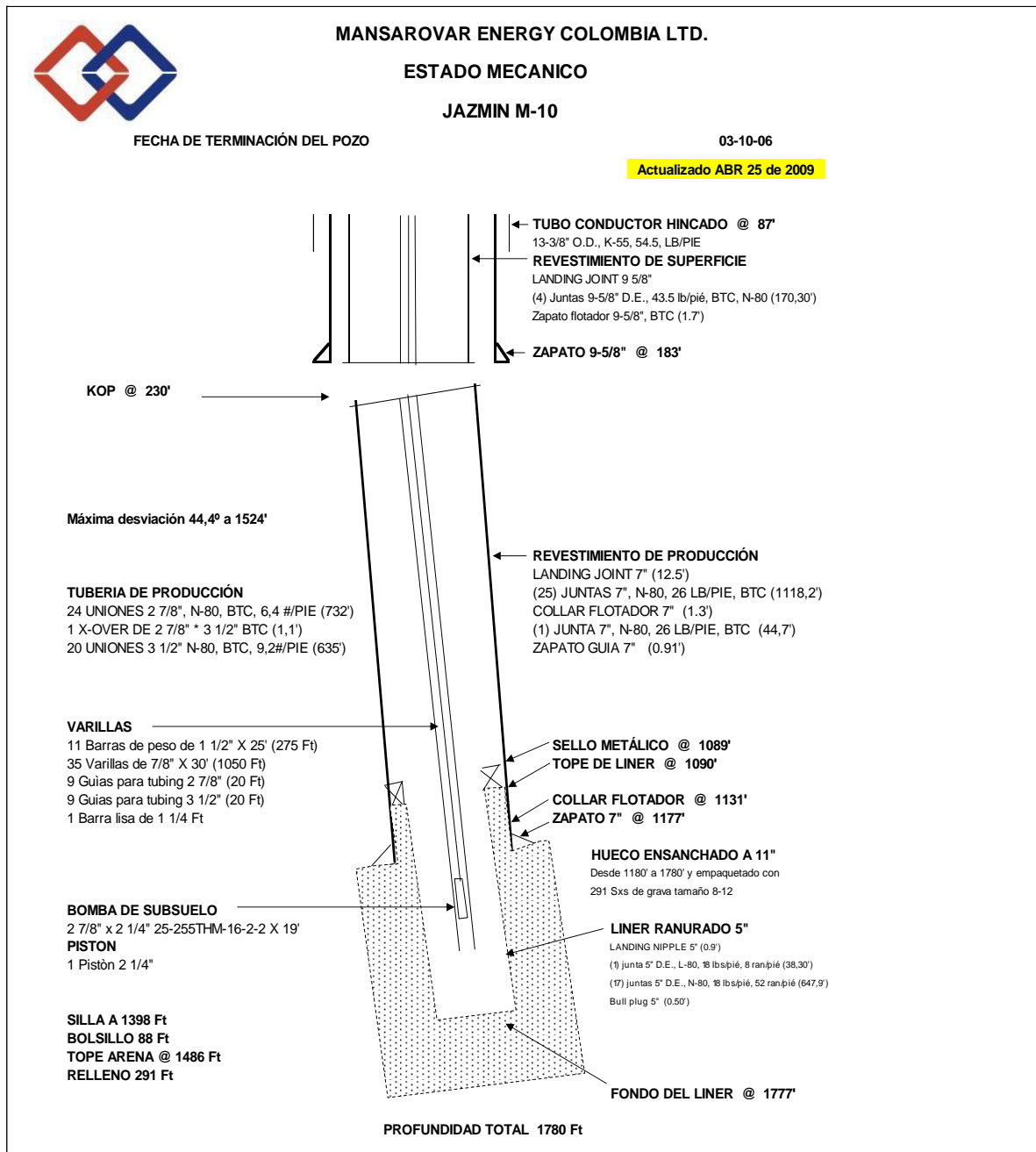
**Fuente:** Mansarovar Energy Colombia Ltda., unidad de "Drilling & Well Services".

**Figura 10.** Cuadro de control de costos diario y acumulado del servicio al pozo.

MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA, LTD. COST REPORT			WELL: AFE No:		JAZMIN M-10 23JAZ7-WOVER5										
			SPUD DATE:												
EXPENDITURE ITEM / DAY	EC	new EC	MONDAY 28-Mar-11	TUESDAY 29-Mar-11	WEDNESDAY 30-Mar-11	THURSDAY 31-Mar-11	FRIDAY 01-Apr-11	SATURDAY 02-Apr-11	SUNDAY 03-Apr-11	MONDAY 04-Apr-11	TUESDAY 05-Apr-11	WEDNESDAY 06-Apr-11	THURSDAY 07-Apr-11	FRIDAY 08-Apr-11	CUM TOTAL
COMPANY LABOR (ENGS, TOOL PUSHER)	530	530	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	6.000
ENVIRONMENTAL	623	623													-
CONTRACT LABOR (CREWS)	504	504	2.700	2.700	2.700	2.700	2.700	2.700	2.700	2.700	2.700	2.700	2.700	2.700	32.400
VEHICLE RENTAL	510	510	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	7.200
TOOLS RENTAL (DRILLING / COMPLETION)	516	516													-
SPECIALIZED TOOLS & EQUIPMENT ( DRILLING / C	610	610													-
RIG RENTAL	512	512			6.729	8.500	8.500	8.500	8.500	8.500	8.500	8.500	8.500	3.896	78.625
CAMP & CATERING	518	518	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	4.800
SECURITY	519	519	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	1.800
DIRECTIONAL SERVICES/ MUD & MUD ENGINEERIN	522	522								54.000					54.000
MOBILIZATION / DEMOBILIZATION (RIG)	538	538	22.721												22.721
FISHING TOOLS AND SERVICES	523	523													-
ELECTRICAL LOGGING (OPEN HOLE/CASED HOLE	525	525													-
PERFORATING	526	526													-
CEMENT & CEMENTING SERVICES	527	527													-
TUBULAR INSPECTION & REPAIRS	528	528													-
LABORATORIES ANALYSIS - GEOLOGY	537	537													-
LOCATION, ROAD ACCESS & LAND ADQUISITION	598	598													-
COMPLETION OPERATIONS	531	531													-
GRAVEL PACKING & TOOLS	527	527													-
FUEL	552	552													-
BITS	554	554													-
MUD LOGGING	533	533													-
MISCELLANEOUS SUPPLIES	506	506	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	1.200
CONSTRUCTION OF LINES	590	590													-
CORING	532	532													-
WASTE WATER TREATMENT		624			2.350	2.350	2.350	2.350	2.350	2.350	2.350	2.350	2.350	2.350	23.500
OTHER MAINTENANCE & REPAIRS	631	631													-
<b>TOTAL INTANGIBLE COST</b>			<b>27.171</b>	<b>4.450</b>	<b>13.529</b>	<b>15.300</b>	<b>15.300</b>	<b>15.300</b>	<b>15.300</b>	<b>69.300</b>	<b>15.300</b>	<b>15.300</b>	<b>15.300</b>	<b>10.696</b>	<b>232.246</b>
CASING:															-
DRIVE PIPE AND CONDUCTOR	556	556													-
SURFACE CASING	556	556													-
PRODUCTION CASING	556	556													-
LINER	556	556											38.056		38.056
TUBING, PUMP AND BLAST JOINTS	556	556													-
SUBSURFACE EQUIPMENT ( PACKERS, PUMPS, ESP, SLIDE SLEEVE, NIPPLES, ETC )	562	562											7.859		7.859
FLOATING EQUIPMENT	555	555													-
SURFACE EQUIPMENT	553	553													-
<b>TOTAL TANGIBLE COST</b>													<b>45.916</b>		<b>45.916</b>
<b>TOTAL WELL COST</b>			<b>27.171</b>	<b>4.450</b>	<b>13.529</b>	<b>15.300</b>	<b>15.300</b>	<b>15.300</b>	<b>15.300</b>	<b>69.300</b>	<b>15.300</b>	<b>15.300</b>	<b>15.300</b>	<b>10.696</b>	<b>232.246</b>
			27.171	31.621	45.150	60.450	75.750	91.050	106.350	175.650	190.950	206.250	221.550	232.246	
<b>VR. A COLOCAR EN DAILY DRILLING</b>			27.171	4.450	13.529	15.300	15.300	15.300	15.300	69.300	15.300	15.300	15.300	10.696	
			27.171	31.621	45.150	60.450	75.750	91.050	106.350	175.650	190.950	206.250	221.550	232.246	

**Fuente:** Mansarovar Energy Colombia Ltda., unidad de “Drilling & Well Services”.

Figura 11. Estado mecánico elaborado con el software “Excel”.



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda., unidad de “Drilling & Well Services”.

**3.2.2 Drilling Information Management System (DIMS).** Segunda herramienta tenida en cuenta para la selección de la base de datos del presente proyecto y fue utilizada en los años 90 hasta 2006, aproximadamente. Aunque no fue implementada por la empresa Mansarovar, si fue utilizada por varias empresas



petroleras en el país. Esta tenía una interface similar a Windows, pues utilizaba como base de programación este sistema operativo de Microsoft Corp.

Esta plataforma utilizaba una base de datos en la que en el mismo archivo se podían crear varias subcarpetas, donde cada una de estas representaba un paquete de información correspondiente a cada pozo, almacenando todos los eventos de un pozo en un solo lugar (Perforación, completamiento, servicios a pozo y abandono). Este sistema es una mejor herramienta para la gestión de la información pues esta deja de ser tan vulnerable como lo es con las hojas de cálculo de “Excel” y también permite mayor accesibilidad a la información de cada pozo.

Los eventos anteriormente descritos quedaban organizados en orden cronológico, siendo la movilización del equipo para perforar el pozo el reporte No. 0 (Cero) y el último reporte que se genera sería el de abandono. Es decir, si la movilización del equipo y la perforación del pozo tardaron 20 días, luego se hicieron 2 intervenciones al pozo de 10 días cada una y cuatro servicios a pozo de 3 días cada uno; el último reporte generado tendría el consecutivo número 52.

El programa contiene 19 pestañas (Tabs) para organizar la información, como son: Información general; Operaciones diarias de las 00:00 a las 24:00 horas; Costos; Revestimientos; Brocas; Ensamblajes de pozo; Fluidos de completamiento; Inventario de productos químicos de los fluidos de completamiento; Volúmenes de tanques de fluido; Bombas de fluido; Desviaciones del pozo (Surveys); Seguridad industrial; Personal involucrado; etc.

Después de ingresados todos los datos se puede generar un reporte en formato PDF en donde muestra de manera ordenada e inmodificable la información correspondiente al reporte diario de las actividades del servicio (Ver **Figura 12**).

**Figura 12.** Reporte en formato PDF de las actividades realizadas en el servicio.

PDVSA										Página 1 de 1	
Reporte Diario de RA/RC											
Pozo: 10101-TJ -128		Fecha del Reporte: 2/25/2006			Reporte No.: 1		Dias en Locación: 0.09				
Evento: REACONDICIONAM		Fecha Inicio: 2/27/2006			Fecha Fin:		Dias Estimados: 6.70				
General											
Taladro: UMP-110		Agua? (Si/No): N			Bloque:						
Estado: ZULIA		Inic Oper:			Ubic.Plt:						
Municipio: LAGUNILLAS		Tipo Trayec: VERTICAL									
Campo: TIA JUANA LAGO		Estado del Pozo:									
Sumario de Información											
Costo Diario: 22,935 (MBs)		Supervisor: FRANK URDANETA / LUIS GONZALEZ			Rep.Final (S/N): N						
Cost. Acum.: 22,935 (MBs)		Ingeniero: BRICEIDA CALDERON									
# AFE: 200120017875		Costo AFE: 1,155,151.58 (MBs)									
Sumario de Operaciones											
Desde	Hasta	Horas	T. Ope	Fase	Etapa	Actv.	Sub Act	Hoyo	Descripción		
04:00	05:00	1.00	P	M	DE	DEQ		N/A	ASEGURO LINEAS, METIO CANTILIVER.		
05:00	06:00	1.00	S	M	TR	AMB	MTI	N/A	ESPERO POR LUZ DEL DIA PARA MUDAR AL POZO TJ-128.		
Actividad Cierre: ESPERANDO LUZ DEL DIA PARA MUDAR AL POZO TJ-128											
Resumen 24hrs: COMPLETO POZO TJ-837, METIO CANTILIVER, ESPERA LUZ DEL DIA											
Act. Prox: 24hrs: MUDAR JACK-UP AL POZO T-L837											
Información de Seguridad											
Ultima Inspección Diaria:		2/25/2006		Tipo Incidente:		NO HUBO					
Prba. BOP:		S		Condiciones del Clima:		DESPEJADO					
Reunión de Seguridad:		S									
Inspección del MEM.:		N									
Ult. tamaño del Revest.:		0.000 (in)									
TVD:		5,599.0 (ft)									
Personal en Sitio											
Compañía		Trabajo			No. de Personas		Horas				
CASCA SHRM		CATERING			7		12				
PDVSA		SUPERVISOR			1		24				
SCHLUMBERGER RM		OPERACIONES RM			34		12				
SCHLUMBERGER WCI		AWSS			1		24				
SCHLUMBERGER WCI		WSS			1		24				

**Fuente:** PDVSA

Se le identifican algunas fallas como son, que la información que se genera es almacenada en sitio (Computador del pozo) y no sincroniza automáticamente con un punto central de información, al igual que con la hoja de cálculo de “Excel” se debe generar un archivo que contenga la información actualizada. A este archivo se le denomina “Export” y tiene un formato codificado para ocupar poco espacio en la memoria del computador y facilitar el envío por correo electrónico.

Otras desventajas que presenta esta base de datos son:

- Los “pick list” para unificar, poder dar un orden y filtrar la información son editables directamente por la persona que genere el reporte en sitio (Pozo).

- Cuando se planea y se crea el pozo en la base de datos, dentro de la información que se almacenaba están las sartas de tubería que se tienen o se tiene planeado bajar al pozo. Pero al momento de ingresar los ensambles reales que se bajaran, se debe borrar el planeado porque se genera un conflicto al tener dos sartas en el hueco, es decir, que imposibilita el poder comparar lo que realmente se bajó con respecto a lo planeado.
- No analiza el correcto orden de los componentes del revestimiento y sartas que se bajan al pozo. Permite que se bajen tubulares de mayor diámetro a los diámetros internos de los revestimientos del pozo.
- Con respecto a la forma en que se maneja el punto de referencia para las profundidades de un pozo, Colombia se rige al igual que los países que tienen el sistema de medida inglés como el cero de un pozo, la altura de la mesa rotaria (Rotary Table Elevation – RTE). DIMS no permite ingresar esta altura y asume directamente la altura sobre el nivel del mar del terreno como el cero de medida de un pozo, lo que conlleva a que todas las medidas que se ingresen del pozo tengan esta corrección (Topes de formación, profundidades de revestimiento, medidas de inclinación, etc).

Las operaciones de cementación que se realizan en el pozo no tienen un orden lógico para vincular los revestimientos a medida que se va profundizando un pozo. Podría por error resultarse cementando dos veces el mismo revestimiento, sin que el programa genere una alerta de la inconsistencia.

**3.2.3 OpenWells.** Programa desarrollado por la empresa Landmark, que hace parte de la multinacional petrolera Halliburton, presenta un software para el manejo adecuado y la optimización de la información, mediante la captura, rastreo, reporte y análisis de todas las actividades que se realicen en un pozo desde su perforación hasta el abandono. Es una herramienta para documentar, gestionar y optimizar todo tipo de operaciones de perforación y terminación, desde aguas profundas hasta campos no convencionales y campos maduros.

Permite la unificación y el cruce paralelo de información para su análisis. El ingreso de los datos es intuitivo, con formularios simples y exporta la información en el mismo formato para facilitar la presentación de informes.

Los datos que se cargan en pozo son enviados a una base de datos central definida por la empresa, en donde se almacena toda la información de los pozos de la compañía.

El paquete central de datos denominado Engineer Data Model (EDM) y un conjunto completo de aplicaciones de ingeniería, los datos capturados a través del software OpenWells están disponibles automáticamente para otras aplicaciones y el software

OpenWells puede leer de otras fuentes. Por ejemplo, en los informes de OpenWells se pueden utilizar parámetros de diseño de pozos tales como trayectorias de pozos, ensambles de fondo, entre otros.

Esto acelera la presentación de informes y el análisis, y asegura que se utilice la misma información en toda la organización. No se describirán detalles sobre este software, porque en el capítulo 4 se profundizan las características del mismo.

### 3.3 SELECCIÓN DE LA BASE DE DATOS

Para la selección de la base de datos utilizada durante el desarrollo del presente proyecto, se utilizó una matriz de prioridades o factores, que consiste en tomar decisiones utilizando criterios ponderados y acordados.

Debido a que la matriz de selección proporciona un enfoque lógico a la elección de un conjunto de opciones, es ideal para elegir un problema. Así mismo, es posible usarla para evaluar y disminuir una lista de soluciones potenciales para un problema. Para el presente proyecto se definieron estas opciones a ser evaluadas como criterio de selección de alguna de las tres bases de datos a disposición:

- **Calidad de información.** Hace referencia a lo veraz de la información que será ingresada a la base de datos, que va directamente ligada a la capacidad de análisis del personal.
- **Unificación de criterios.** Que la base de datos permita realizar una clasificación de todas las actividades que se realizan durante un servicio a pozo para poderlas categorizar.
- **Inmediatez de información.** Se refiere a la versatilidad que tiene el sistema operativo para poder sincronizar automáticamente la información que se ingresa a una base de datos principal, para que cualquier persona pueda acceder inmediatamente a ella sin necesidad de estar en el sitio que se genera.
- **Capacidad de almacenamiento.** Hace referencia al orden en el almacenamiento de datos y al tamaño en “Bytes” que consume de una base de datos un archivo generado para un pozo.
- **Procesamiento datos.** Capacidad de análisis de la información almacenada para poder hacer comparativos, estadísticas, inventarios, generar patrones, costos, etc. Este criterio va muy ligado al No. 2 (Unificación de criterios), pues de él dependerá la correcta clasificación.
- **Indicador de información completa.** Hace referencia a que el software permita programar alertas, advertencias, notas o avisos; que alerten a la persona que

ingresa la información cuando esta se ingrese incompleta, incorrecta o sin un orden lógico.

Siempre es importante validar los resultados obtenidos de una matriz de selección con información numérica, por ello se tendrá como referencia los siguientes valores para los diferentes criterios:

**Cuadro 12.** Equivalencias.

Valor	Descripción
5	Excelente
4	Sobresaliente
3	Aceptable
2	Insuficiente
1	Deficiente

Sumar los valores de las filas y las columnas de cada criterio para llegar a un total. Para cada criterio obtener el factor de ponderación (FP) dividiendo la suma de las filas entre el total de la columna. Si el factor de ponderación de un criterio es pequeño, es posible eliminarlo. El análisis para el presente proyecto su muestra a continuación en la **Tabla 1**.

**Tabla 1.** Factor de Ponderación (FP).

Criterios	Calidad de Información	Unificación de Criterios	Inmediatez de Información	Capacidad de almacenamiento	Procesamiento de Datos	Indicador de Información Completa	Suma	Factor de Ponderación
Calidad de Información		5	1	3	4	5	18	0,23
Unificación de Criterios	5		1	1	5	1	13,0	0,16
Inmediatez de Información	1	1		3	1	2	8,0	0,10
Capacidad de almacenamiento	3	1	1		1	1	7,0	0,09
Procesamiento de Datos	5	5	5	4		5	19	0,24
Indicador de Información Completa	5	5	1	1	3		15,00	0,19
Total							80	1,00

A continuación, se comparan los criterios de la tabla para explicar el porque del valor que se ha sido asignado en cada casilla teniendo en cuenta los requerimientos y la importancia que cada criterio tiene en el funcionamiento adecuado de la base de datos.

- **Calidad de información vs Unificación de criterios:** la unificación de criterios estandariza bajo un mismo lenguaje la forma de reportar cada una de las operaciones, lo que conlleva a tener un mejor manejo de la información para facilitar la generación del reporte en donde se incluya todos los datos requeridos, por ello su relación con el criterio de calidad de información se califica con el mayor valor de la escala.
- **Calidad de información vs Inmediatez de información:** la inmediatez de información da a conocer la realización del reporte en tiempo real, sin tener en cuenta ningún aspecto acerca del contenido de este, por lo cual el reporte puede carecer de muchos datos importantes y aun así estar disponible de forma inmediata. Por esta razón su relación con el criterio de calidad de información se califica con el menor valor de la escala.
- **Calidad de información vs Capacidad de almacenamiento:** la calidad de información puede aumentar al dar a conocer más detalles de las operaciones y la forma de presentarla, por lo tanto, si se tiene una mayor capacidad de almacenamiento los reportes podrían mejorar su calidad, pero también dependería del tipo de información que se aumente. Por esta razón su relación con el criterio de capacidad de almacenamiento se califica con un valor intermedio de la escala.
- **Calidad de información vs Procesamiento de Datos:** la calidad de información no solo es necesaria para ver cada reporte de forma individual sino también se puede apreciar al momento de agrupar los datos y poder representarlos en la forma que se necesite, por lo cual un buen procesamiento de datos permitirá tener también mejor calidad desde un criterio más general. Por esta razón su relación con el criterio de procesamiento de datos se califica con valor importante.
- **Procesamiento de Datos vs Calidad de información:** el procesamiento de datos necesita de información de excelente calidad individual, para poder agrupar los datos correctamente y representarla de acuerdo a como se requiera. Por esta razón su relación con el criterio de calidad de información se califica con el más alto valor de la escala.
- **Calidad de información vs Indicador de información Completa:** el indicador de información completa permite asegurar que en los reportes no se ingresen actividades en desorden y se ingrese la totalidad del tiempo del servicio; lo cual facilita que se tenga una alta calidad en el reporte, al no permitir desfases en las horas de realización del servicio. Por esta razón su relación con el criterio de calidad de información se califica con el valor más alto.
- **Unificación de Criterios vs Inmediatez de información:** la inmediatez de información permite mostrar los reportes cargados a la base de datos en tiempo real sin relación alguna con el tipo de información que contenga el reporte. Por esta razón

su relación con el criterio de unificación de criterios se califica con el valor más bajo de la escala.

- **Unificación de Criterios vs Capacidad de Almacenamiento:** la capacidad de almacenamiento puede permitir gran cantidad de datos almacenados, pero aun así no asegurara que la información de los reportes se encuentre estandarizada. Por esta razón su relación con el criterio de unificación de criterios se califica con el valor más bajo de la escala.
- **Unificación de Criterios vs Procesamiento de Datos:** el procesamiento de datos permitirá una buena visualización de los datos agrupados mientras se tengan estandarizados los criterios del reporte. Por esta razón su relación con el criterio de unificación de criterios se califica con el valor más alto de la escala.
- **Unificación de Criterios vs Indicador de información Completa:** la unificación de criterios de la información relacionada con los reportes no se verá afectada si la base de datos tiene la capacidad de realizar alertas, acerca de información ilógica o actividades faltantes para completar la totalidad del servicio. Por esta razón su relación con el criterio de indicador de información completa se califica con el valor más bajo de la escala.
- **Indicador de información Completa vs Unificación de Criterios:** el indicador de información completa necesita de una previa estandarización de las actividades relacionadas con el servicio para poder dar alerta de información faltante o ilógica al momento de realizar el reporte. Por esta razón su relación con el criterio de unificación de criterios se califica con el valor más alto de la escala.
- **Inmediatez de información vs Capacidad de Almacenamiento:** la inmediatez de información con la que la base de datos transmite los reportes mantiene una relación con la capacidad de almacenamiento de esta, ya que al tener mucha capacidad esta no presentar congestión de información. Por esta razón su relación con el criterio de capacidad de almacenamiento se califica con un valor intermedio de la escala.
- **Capacidad de almacenamiento vs inmediatez de la información:** la capacidad de almacenamiento que tiene la base de datos es totalmente independiente de la inmediatez con la que esta transmite información, ya que esta no ayudará a guardar mayor cantidad de datos. Por esta razón su relación con el criterio de inmediatez de información se califica con el valor más bajo de la escala.
- **Inmediatez de la información vs Procesamiento de Datos:** la inmediatez de la información con la que trabaja la base de datos no se ve afectada por la forma en la que esta agrupa los datos que se le ingresan. Por esta razón su relación con el criterio de procesamiento de datos se califica con el valor más bajo de la escala.



- **Procesamiento de Datos vs Inmediatez de la información:** el procesamiento de datos es más eficiente mientras más rápido sea capaz de organizar y visualizar la información de la base de datos. Por esta razón su relación con el criterio de inmediatez de información se califica con el valor más alto de la escala.
- **Inmediatez de información vs Indicador de información Completa:** la inmediatez de la información se ve un poco afectada por el indicador de información completa porque si este no muestra que el reporte está completo la información no será enviada. Por esta razón su relación con el criterio de indicador de información completa se califica con un valor que muestra poca importancia en la escala.
- **Indicador de información Completa vs Inmediatez de información:** el indicador de información completa alerta sobre errores al realizar el reporte sin importar que tan rápido es transmitido una vez finalice. Por esta razón su relación con el criterio Inmediatez de información se califica con el valor mas bajo en la escala.
- **Capacidad de Almacenamiento vs Procesamiento de datos:** la capacidad de almacenamiento puede ser muy amplia in necesidad de que la base de datos tenga la capacidad de procesar los datos. Por esta razón su relación con el criterio de procesamiento de datos se califica con el valor mas bajo en la escala.
- **Procesamiento de Datos vs Capacidad de Almacenamiento:** el procesamiento de datos tendrá un mayor rango de agrupar datos mientras la base de datos sea capaz de guardar grandes cantidades de informacion. Por esta razón su relación con el criterio de capacidad de almacenamiento se califica con un valor importante en la escala.
- **Capacidad de Almacenamiento vs Indicador de información Completa:** el indicador de información completa no necesita que la base de datos guarde grandes cantidades de información para indicar si los reportes se encuentran correctamente diligenciados. Por esta razón su relación con el criterio de capacidad de almacenamiento se califica con el valor más bajo de la escala.
- **Procesamiento de datos vs Indicador de información Completa:** el procesamiento de datos será más representativo si los reportes se encuentran diligenciados completamente y con información lógica del orden de las actividades. Por esta razón su relación con el criterio de indicador de información completa se califica con el valor más alto de la escala.
- **Indicador de Información Completa vs Procesamiento de Datos:** el indicador de información completa necesita que la plataforma también procese de forma óptima los datos ingresados para poder indicar correctamente el fin de reporte.

Luego comparar las tres opciones de bases de datos contra todas las demás. Crear una matriz de pares para cada criterio que se tiene; nombrar las filas y columnas de cada matriz con las opciones a evaluar. Hacer la comparación y evaluación según la escala observada en el **Cuadro 13**:

**Cuadro 13.** Escala de equivalencias.

Equivalencias			
Excelente	5	Sobresaliente	4
Aceptable	3	Insuficiente	2
Aceptable		1	

Calcular los totales y porcentajes del mismo modo que en la tabla anterior (Tabla 2), como se muestra en las siguientes tablas (Tablas 3, 4, 5, 6, 7, y 8).

**Tabla 2 .**Peso de la opción “Calidad de la información”.

	Calidad de información			Suma	Peso de la Opción (PO)
	Excel	DIMS	OpenWells		
Excel		2	1	3	0,17
DIMS	4		2	6	0,33
OpenWells	5	4		9	0,5
Total				18	1

- **Excel vs Dims:** a pesar de que Excel es versátil para el manejo de la información la persona que esta ingresando la data tiene a su libre criterio que tipo de información ingresar, como ingresarla y que tanta de esa información disponible almacena en la base de datos, dejando así un posible vacío en el reporte. Mientras que DIMS viene prediseñado para organizar y filtrar la información disponible desde su ingreso a la plataforma. Por esta razón la comparación de Excel con DIMS se califica como peor en la escala. Por ende, la comparación de DIMS con Excel se califica como mejor en la escala.
- **Excel vs OpenWells:** teniendo en cuenta la comparación anterior se podría concluir que los aspectos que diferencian los dos softwares con respecto a OpenWells son mayores, debido a que este incluye mejoras para el manejo de la información haciendo del software más intuitivo para la persona que ingrese el reporte. Esta plataforma requiere de una mayor cantidad de datos clasificada y ordenada de una forma más lógica y práctica. Por esta razón la comparación de Excel con OpenWells se califica como pésimo en la escala. Por ende, la comparación de OpenWells con Excel se califica como excelente en la escala.
- **DIMS vs OpenWells:** aunque la base de datos DIMS este predeterminada a archivar de forma ordenada los pertenecientes a los reportes, mientras que OpenWells se encuentra diseñada para que todo aspecto quede registrado y además presenta mayor

orden al momento de ingresar las actividades del servicio. Por esta razón la comparación de DIMS con OpenWells se califica como peor en la escala. Por ende la comparación de OpenWells con Dims se califica como mejor en la escala.

**Tabla 3.** Peso de la opción “Unificación de criterios”.

	Unificación de criterios			Suma	Peso de la Opción (PO)
	Excel	DIMS	OpenWells		
Excel		1	1	2	0,11
DIMS	5		3	8	0,44
OpenWells	5	3		8	0,44
			Total	18	1,00

- **Excel vs DIMS:** la plataforma Excel permite crear plantillas que contengan listados de términos que unifiquen criterios, pero, aunque estos existan la persona que esté ingresando el reporte tiene la posibilidad de obviar a opción e incluso poner otro termino diferente a los ya definidos, mientras para DIMS no se puede modificar los términos que ya se estandarizaron. Por esta razón la comparación de Excel con DIMS se califica como pésimo en la escala, de igual forma la comparación de DIMS con Excel se califica como excelente en la escala.
- **DIMS vs OpenWells:** estas dos plataformas permiten crear listados que contienen los criterios estandarizados referentes a las actividades y demás de los reportes, también impiden que la persona que se encuentre ingresando el reporte ingrese otro criterio distinto al que ya se plasmó en el listado. Por esta razón la comparación de DIMS con OpenWells se califica como igual en la escala, de igual forma, la comparación de OpenWells con DIMS se califica como igual en la escala.
- **OpenWells vs Excel:** teniendo en cuenta que la plataforma DIMS contiene el mismo valor que OpenWells en la escala, ya que su capacidad de unificar criterios es la misma, bajo el argumento utilizado en la comparación DIMS vs Excel se puede calificar a OpenWells vs Excel como excelente en la escala. Por ende, la comparación de Excel con OpenWells se califica como pésimo en la escala.

**Tabla 4.** Peso de la opción “Inmediatez de la información”.

	Inmediatez de información			Suma	Peso de la Opción (PO)
	Excel	DIMS	OpenWells		
Excel		3	1	4	0,22
DIMS	3		1	4	0,22
OpenWells	5	5		10	0,56
			Total	18	1,00

- **Excel vs DIMS:** la plataforma Excel no permite la transmisión de información de los reportes en tiempo real al igual que en la plataforma DIMS, por lo que para estas se

debe exportar el reporte y enviarlo de forma manual. Por esta razón la comparación de Excel con DIMS se califica como igual en la escala, de igual forma, la comparación de DIMS con Excel se califica como igual en la escala.

- **DIMS vs OpenWells:** la plataforma DIMS necesita de un proceso manual para poder transmitir la información, mientras que OpenWells permite que la información se vea en cualquier otro receptor autorizado en tiempo real. Por esta razón la comparación de DIMS con OpenWells se califica como pésimo en la escala. Por ende la comparación de OpenWells con DIMS se califica como excelente en la escala.
- **OpenWells vs Excel:** la plataforma OpenWells automáticamente transfiere los reportes ingresados a la plataforma en tiempo real a cualquier servidor autorizado, a diferencia de Excel que necesita de un proceso manual para enviar información, lo cual impide que transmita información inmediatamente. Por esta razón la comparación de OpenWells con Excel se califica como excelente en la escala, de igual forma la comparación de Excel con OpenWells se califica como pésimo en la escala.

**Tabla 5.** Peso de la opción “Capacidad de almacenamiento”.

Capacidad de almacenamiento					
	Excel	DIMS	OpenWells	Suma	Peso de la Opción (PO)
Excel		3	3	6	0,33
DIMS	3		3	6	0,33
OpenWells	3	3		6	0,33
Total				18	1

- En esta opción para todas las comparaciones de las bases de datos se da la misma calificación, la cual es igual en la escala. Esto debido a que la cantidad de información que almacenan las 3 bases de datos es similar y no representan una diferencia considerable entre sí.

**Tabla 6.** Peso de la opción “Procesamiento de datos”.

Procesamiento datos					
	Excel	DIMS	OpenWells	Suma	Peso de la Opción (PO)
Excel		2	2	4	0,2
DIMS	4		2	6	0,3
OpenWells	5	5		10	0,5
Total				20	1,00

- **Excel vs DIMS:** la plataforma Excel al no tener facilidades de organizar la información en criterios estandarizados es incapaz de procesar los datos a nivel grupal, mientras que DIMS al permitir la estandarización de la información tiene buena capacidad de procesar la información. Por esta razón la comparación de Excel con DIMS se califica

como peor en la escala. Por ende, la comparación de DIMS con Excel se califica como mejor igual en la escala.

- **DIMS vs OpenWells:** la plataforma DIMS tiene buena capacidad para procesar los datos, pero OpenWells tiene un programa que mejora el procesamiento de la información, logrando así agrupar y visualizar la información de los reportes aún mejor. Por esta razón la comparación de DIMS vs OpenWells se califica con peor según la escala. Por ende, la comparación de OpenWells vs DIMS se califica como mejor según la escala.
- **OpenWells vs Excel:** la plataforma OpenWells al ofrecer alta calidad de información y tener otro programa respaldo para la exportación y agrupación de la información obtenida por un periodo de tiempo determinado, logra procesar los datos con mayor eficiencia. Por esta razón la comparación de OpenWells vs Excel se califica como excelente en la escala. Por ende, la comparación de Excel vs OpenWells se califica como pésimo en la escala.

**Tabla 7.** Peso de la opción “Indicador de información completa”.

	Indicador de información completa			Suma	Peso de la Opción (PO)
	Excel	DIMS	OpenWells		
Excel		1	1	2	0,11
DIMS	4		2	6	0,33
OpenWells	5	5		10	0,56
	Total			18	1,00

- **Excel vs DIMS:** la plataforma Excel no puede controlar cuando la persona que está ingresando el reporte no carga el reporte completo, así como tampoco impide que se ingresen las actividades en desorden, mientras que DIMS permite llevar un control del tiempo de duración del servicio. Por esta razón la comparación de Excel vs DIMS se califica como pésimo según la escala. Por ende, la comparación DIMS vs Excel se califica como mejor según la escala.
- **DIMS vs OpenWells:** la plataforma DIMS, permite llevar un control de que los reportes se cargaron en su totalidad de tiempo, pero además de esto OpenWells puede evitar que se cargue información ilógica, es decir que evita que las actividades se ingresen a la plataforma en un orden incorrecto. Por esta razón la comparación de DIMS vs OpenWells se califica como pésimo en la escala. Por ende, la comparación de OpenWells vs DIMS se califica como excelente en la escala.
- **OpenWells vs Excel:** la plataforma OpenWells tiene la posibilidad de dar alertas sobre si la información del servicio se ha llenado en un orden incoherente o de si el servicio se ingresó en su totalidad mientras que Excel no ofrece ninguna de estas dos posibilidades. Por esta razón la comparación OpenWells vs Excel se califica como

excelente en la escala. Por ende, la calificación Excel vs OpenWells se califica como pésimo en la escala.

**Tabla 8.** Matriz de selección.

	Calidad de información		Unificación de criterios		Inmediatez de información		Capacidad de almacenamiento		Procesamiento de datos		Indicador de información completa		PUNTAJE FINAL
	FP	PO	FP	PO	FP	PO	FP	PO	FP	PO	FP	PO	
<b>Excel</b>	0,23	0,17	0,16	0,11	0,10	0,22	0,09	0,33	0,24	0,20	0,19	0,11	0,18
		0,04		0,02		0,02		0,03		0,05		0,02	
<b>DIMS</b>	0,23	0,33	0,16	0,44	0,10	0,22	0,09	0,33	0,24	0,30	0,19	0,33	0,33
		0,08		0,07		0,02		0,03		0,07		0,06	
<b>OpenWells</b>	0,23	0,50	0,16	0,44	0,10	0,56	0,09	0,33	0,24	0,50	0,19	0,56	0,49
		0,11		0,07		0,06		0,03		0,12		0,10	

Por último, se construye una matriz final, en las filas, las opciones y las columnas con los criterios. Multiplicar el Factor de Ponderación (FP) por el Peso de la Opción (PO) respectivo. Luego se suma cada fila para obtener el puntaje final para cada opción. Finalmente seleccionará la opción de mayor puntaje. La tabla anterior (Tabla 8) muestra a la base de datos OpenWells como la opción idónea para el almacenamiento y gestión de la información de acuerdo a las necesidades de la empresa Mansarovar Energy Colombia Ltda., con un puntaje final de 0,49.

#### **4. ADECUACIÓN E IMPLEMENTACIÓN DE LA BASE DE DATOS AJUSTADA A LOS SERVICIOS A POZO QUE SE REALIZAN EN LOS CAMPOS DE LA ASOCIACIÓN NARE**

En este capítulo se da cumplimiento a los objetivos cinco (5) y seis (6) del proyecto, correspondientes a la adecuación e implementación de la base de datos para los campos de la Asociación Nare.

Para la adecuación de la base de datos se identificaron los tipos de servicios que son realizados en la compañía Mansarovar Energy Colombia Ltda., teniendo en cuenta las variaciones y/o inconvenientes que se pueden presentar durante el desarrollo de los mismos, de forma que puedan almacenar todos los datos provenientes de los reportes de servicio a pozo, realizados en los campos de la asociación Nare en un lenguaje universal para ingenieros de petróleos.

Se mostrará la estandarización del lenguaje con el que se van a identificar ítems como: actividades y tipos de servicios, fallas recurrentes, tiempos no planeados, manual de reparación del equipo y se verá como vincular la unidad con la que se realiza el servicio a este, para así llevar un control de los tiempos trabajados y la cantidad de servicios por cada unidad.

Con el fin de explicar la adecuación de la base de datos, a continuación, se van a identificar, definir y estandarizar los ítems que se requieren implementar en OpenWells, para que así en la base de datos se pueda recolectar información que pueda ser extraída de manera organizada y de fácil manejo.

##### **4.1 TIEMPOS NO PLANEADOS (NOT PLANNED TIMES)**

Los tiempos no planeados (NPTS), son aquellos que impiden el seguimiento del programa de ejecución de servicio a pozo. En la empresa Mansarovar Energy Colombia Ltda., se clasifican los tiempos no planeados en las operaciones de servicio a pozo en dos categorías principales, Controlables y No Controlables.

Los tiempos no planeados controlables, son todos aquellos que pueden ser evitados mediante la intervención humana. De esta categoría se desprenden 10 subcategorías, las cuales son Esperando (Waiting on), Falla del sistema de levantamiento artificial (Artificial lift system failure), Fallas de Tubería (Tubing failure), Movilizando materiales y equipo (Moving materials & equipment), Mantenimiento preventivo (Preventive maintenance), Mantenimiento correctivo (Corrective maintenance), Equipo y herramientas de la unidad (Rig equipment & tools), Asuntos HSE (HSE issues), Logística del área de producción (Production area logistics) y Relacionado con la operación (Operation related).

Los tiempos no planeados no controlables, son todos aquellos que no se pueden evitar por medio de la intervención humana. De esta categoría se desprenden cuatro



(4) subcategorías, la cuales son Comunidades (Communities), Esperando luz del día para movilizar equipo (Waiting on daylight to mobilize), Condiciones ambientales (Environmental conditions) y Fuerza mayor (Major Force).

Estas subcategorías tienen subdivisiones, que especifican el motivo del tiempo no planeado, dando así la razón exacta por la que se están aumentando los tiempos operacionales.

Es importante identificar las razones por las cuales están aumentando los tiempos operacionales de los servicios a pozo, ya que así se pueden tomar medidas que reduzcan la duración de los mismos. La explicación de cada uno de estos tiempos no planeados se mostrará durante el capítulo en forma de cuadros de manera detallada.

En los siguientes cuadros, se observan en detalle los componentes de los diferentes tiempos no planeados que corresponden a la categoría de tiempos no planeados controlables.

En el **Cuadro 14.**, se puede ver la descripción del NPTS de la subcategoría de “waiting on”.

**Cuadro 14.** Descripción de la sub categoría "Waiting on".

Categoría Controlable			Category Controllable				
Subcategoría	Esperando	Descripción	Esperando vía de acceso - la vía de entrada al pozo no está en buenas condiciones y por esta razón no es posible la entrada.	Subcategoría	Waiting on	Descripción	Waiting road access - well access is in bad condition and doesn't allow entrance.
			Esperando el personal de la unidad - Esperando personal necesario para realizar las actividades asignadas al servicio a pozo.				Waiting rig personnel - Waiting Well Services Rig's Personnel necessary to perform assigned activities.
			Esperando monta carga - Esperando monta carga para la operación asignada al servicio a pozo.				Waiting forklift - Waiting forklift for any activity assigned to Well Services operation.
			Esperando conductor - Esperando al operador que maneja tractomula, flush by, unidad básica o cualquier vehículo asignado a la operación de servicio a pozo.				Waiting rig driver - Waiting operator to drive Truck-lowboy, basic unit, Flush-by or any vehicle assigned to Well Services operation.

**Cuadro 14.** (Continuación).

Categoría			Category				
Controlable			Controllable				
<b>Subcategoría</b>	<b>Esperando</b>	<b>Descripción</b>	Esperando camión de vacío - esperando camión de vacío para limpiar el contra pozo o llenar las unidades de servicio a pozo con agua.	<b>Subcategory</b>	<b>Waiting on</b>	<b>Description</b>	Waiting vacuum truck - waiting vacuum truck to clean well cellar or fill well services rigs with water.

En el **Cuadro 15.**, se observa la descripción del NPTS que pertenece a la sub categoría “Artificial Lift System” con sus componentes.

**Cuadro 15.** Descripción de la sub categoría “Artificial lift system failure”.

Categoría			Category				
Controlable			Controllable				
<b>Subcategoría</b>	<b>Falla del sistema de levantamiento artificial</b>	<b>Descripción</b>	Esperando vía de acceso - la vía de entrada al pozo no está en buenas condiciones y por esta razón no es posible la entrada.	<b>Subcategory</b>	<b>Artificial lift system failure</b>	<b>Description</b>	Waiting road access - well access is in bad condition and doesn't allow entrance.
			Esperando el personal de la unidad - esperando personal necesario para realizar las actividades asignadas al servicio a pozo.				Waiting rig personnel - waiting well services rig's personnel necessary to perform assigned activities.
			Esperando monta carga - esperando monta carga para la operación asignada al servicio a pozo.				Waiting forklift - waiting forklift for any activity assigned to well services operation.
			Falla de la sarta de varillas - falla asociada a la sarta de varillas que aumenta los tiempos planeados operativos, pero si el servicio de mantenimiento es asociado a una falla de la sarta de varillas, no se debera crear el tiempo no planeado.				Rod string failure - failure associated to the rod string that increases operative times, but if the service is maintenance associated to a failure in the rod string, can't be created the unplanned time.
			Falla del bcp - falla de un componente del bcp, mientras realiza su funcionamiento.				Pcp component failure - pcp component failure, while it performs its function.
			Falla de bomba inserta - falla de un componente de la bomba inserta, mientras realiza su funcionamiento.				Insert pump failure - insert pump component failure, while it performs its function.

**Cuadro 15, (Continuación).**

Categoría			Category		
Controlable			Controllable		
<b>Subcategoría</b>	<b>Falla del sistema de levantamiento</b>	<b>Descripción</b>	<b>Subcategory</b>	<b>Artificial lift system failure</b>	<b>Description</b>
		Falla de bomba de tubería - falla de un componente de la bomba de tubería, mientras realiza su funcionamiento.			Tubing pump failure - tubing pump component failure, while it performs its function.

En el **Cuadro 16.**, se observa la descripción del NPTS que pertenece a la sub categoría “tubular failures”

**Cuadro 16.** Descripción de la sub categoría “Tubular failures”.

Categoría			Category		
Controlable			Controllable		
<b>Subcategoría</b>	<b>Fallas de tubería</b>	<b>Descripción</b>	<b>Subcategory</b>	<b>Tubular failures</b>	<b>Description</b>
		Falla de bomba inserta - falla de un componente de la bomba inserta, mientras realiza su funcionamiento.			Insert pump failure - insert pump component failure, while it performs its function.
		Falla de bomba de tubería - falla de un componente de la bomba de tubería, mientras realiza su funcionamiento.			Tubing pump failure - tubing pump component failure, while it performs its function.

En el **Cuadro 17.**, se observa la descripción del NPTS que pertenece a la sub categoría “Moving materials & Equipment”.

**Cuadro 17.** Descripción de la sub categoría “Moving materials & equipment”.

Categoría			Category		
Controlable			Controllable		
<b>Subcategoría</b>	<b>Movilizando materiales y equipo</b>	<b>Descripción</b>	<b>Subcategory</b>	<b>Moving materials &amp; equipment es</b>	<b>Description</b>
		Movilizando materiales - esperando vehículo para la movilización de los materiales del pozo.			Materials movement - waiting truck to mobilize wells materials.
		Movilización de herramientas y equipo - esperando vehículo para movilizar herramientas y equipo del taladro.			Equipment and tools movement - waiting truck to mobilize rigs equipment and tools.

El **Cuadro 18.**, muestra la descripción del NPTS que pertenece a la sub categoría “Preventive maintenance”.

**Cuadro 18.** Descripción de la sub categoría “Preventive maintenance”.

Categoría				Category			
Controlable				Controllable			
Subcategoría	Mantenimiento preventivo	Descripción	Estructura	Subcategoría	Preventive maintenance	Descripción	Structure
			Partes móviles				Moving parts
			Aceite y lubricación				Lubrication and oil
			Ajuste de motor				Engine adjustment
			Equipamiento de izaje				Hoisting and tackle equipment
			Componentes hidráulicos				Hydraulic components
			Transmisión y diferenciales				Transmission and differential
			Instrumentos				Instruments
			Componentes neumáticos				Pneumatic components
			Partes eléctricas				Electric parts
			Herramientas y equipos del taladro				Rig equipment and tools
Nota	Ver manual de reparación		Note	See rig repair manual			

El **Cuadro 19.**, muestra la descripción del NPTS que pertenece a la sub categoría “Corrective maintenance”.

**Cuadro 19.** Descripción de la sub categoría “Corrective maintenance”.

Categoría				Category			
Controlable				Controllable			
Subcategoría	Mantenimiento correctivo	Descripción	Falla de estructura	Subcategoría	Corrective maintenance	Descripción	Structure failure
			Falla en partes móviles				Moving parts failure
			Lubricación y aceite				Lubrication and oil
			Falla de motor				Engine failure
			Falla de equipamiento de izaje				Hoisting and tackle equipment failure
			Falla de componentes hidráulicos				Structure failure
			Falla de transmisión y diferenciales				Moving parts failure
			Falla en partes eléctricas				Lubrication and oil
Nota	Ver manual de reparación		Note	See rig repair manual			

En el **Cuadro 20.**, se muestra la descripción del NPTS que pertenece a la categoría “Rig equipment and tools”.

**Cuadro 20.** Descripción de la sub categoría “Rig equipment and tools”.

Categoría			Category		
Controlable			Controllable		
Subcategoría	Equipo de unidad y herramientas	Descripción	Subcategoría	Rig equipment and tools	Descripción
		Equipo de unidad y herramientas- disponibilidad del equipo y herramientas de la unidad.			Rig equipment and tools.
		Equipo de unidad y herramientas- disponibilidad del equipo y herramientas de la unidad.			Rig equipment and tools-availability of rigs equipment and tools.

El **Cuadro 21.**, presenta la descripción del NPTS que pertenece a la sub categoría “HSEQ issues”.

**Cuadro 21.** Descripción de la sub categoría “Rig equipment and tools”.

Categoría			Category		
Controlable			Controllable		
Subcategoría	Asuntos hseq	Descripción	Subcategoría	Hseq issues	Descripción
		Reuniones de seguridad- antes de realizar un servicio o actividad de uno, personal de hseq decide realizar una charla.			Safety meetings- hseq personnel decide to perform a meeting, before a well service or an activity of it.
		Control de pozo- si hay una contingencia en el pozo, personal hseq debe autorizar el procedimiento a seguir para controlarlo.			Well control- if the well fluids come out without control, hseq personnel need to approve any procedure that the well service team decide to do.
		Alta temperatura- normas hseq establecen que no se puede trabajar cuando hay altas temperaturas.			High temperature- hseq rules established that with high temperature, any activity can be performed.
		Presencia de h2s- normas hseq establecen que no se puede trabajar en presencia de gas h2s.			H2s presence- hseq rules established that with h2s presence, any activity can be performed.
		Control de pozo- si hay una contingencia en el pozo, personal hseq debe autorizar el procedimiento a seguir para controlarlo.			Well control- if the well fluids come out without control, hseq personnel need to approve any procedure that the well service team decide to do.
		Alta temperatura- normas hseq establecen que no se puede trabajar cuando hay altas temperaturas.			High temperature- hseq rules established that with high temperature, all activities are forbidden.

**Cuadro 21.** (Continuación).

Categoría				Category			
Controlable				Controllable			
Subcategoría	Asuntos hseq	Descripción	Llenando permisos de trabajo-personal hseq debe autorizar la realización de los servicios a pozo.	Subcategory	Hseq issues	Description	Filling up working permits-hseq personnel need to approve well services operation.
			Remediación de contaminación- durante la operación de servicio a pozo se afectó el medio ambiente.				Remediating contamination-during well services operation the environment has been affected.

El **Cuadro 22.**, muestra la descripción del NPTS que pertenece a la sub categoría “Production área logistics”.

**Cuadro 22.** Descripción de la sub categoría “Production area logistics”.

Categoría				Category			
Controlable				Controllable			
Subcategoría	Logística del área de producción	Descripción	Esperando programa de intervención - hay una intervención pendiente por parte del ingeniero de producción.	Subcategory	Production area logistics	Description	Waiting on intervention program - pending intervention from the production engineer.
			Disponibilidad de la bomba y materiales - operación detenido por disponibilidad de la bomba y materiales.				Pump and materials availability - operation stopped due to the availability of pump and materials.
			Esperando movimiento de la unidad de bombeo- cuando no se puede armar la unidad en el pozo, porque el espacio entre las unidades de bombeo es muy reducido.				Waiting on pumping unit movement- when unit can't rig up in the well, because the space between pumping unit is reduce.
			Cambio de objetivo - el ingeniero de producción cambia el objetivo de la intervención del pozo.				Change of scope - production engineer change well scope.
			Cambio de pozo - el ingeniero de producción decidió cambiar el pozo al cual se realizar a la intervención.				Change of wellbore - production engineer decided to change wellbore to do service.
			Cambio de pozo - el ingeniero de producción decidió cambiar el pozo al cual se realizar a la intervención.				Change of wellbore - production engineer decided to change wellbore to do service.
			Esperando electricista - Esperando que electricista realice una conexión eléctrica				Waiting on electrician - Waiting on electrician to perform electric connection.
			Esperando mecánico - Esperando que el mecánico termine de reparar los frenos de la unidad.				Waiting on pumping unit movement- When unit can't rig up in the well, because the space between pumping unit is reduce.

**Cuadro 22.** (Continuación).

Categoria			Category				
Controlable			Controllable				
Subcategoría	Logística del área de producción	Descripción	Subcategoría	Production area logistics	Descripción	Esperando corredor de pozo - esperando corredor de pozo para recibir o entregar pozo.	Waiting on well runner - waiting for well runner to receive or deliver well.
						Esperando ingeniero de producción - esperando ingeniero de producción.	Waiting production engineer - waiting for production engineer.
						Fugas en la línea de vapor - esperando que se reparen las fugas en la línea de inyección de vapor.	Leaks in steam line - waiting for steam leaks in steam line to be fixed.
						Obras civiles - esperando a que se terminen las obras en la locación.	Civil labors - waiting for civil labors to finish.
						Buscando anclaje –tiempo empleado en la búsqueda del anclaje.	Looking for guideline anchors - time spent looking for guideline anchors.

En el **Cuadro 23.**, se observa la descripción del NPTS perteneciente a la subcategoría “Operation related”.

**Cuadro 23.** Descripción de la sub categoría “Operation related”.

Categoria			Category				
Controlable			Controllable				
Subcategoría	Relacionado con la operación	Descripción	Subcategoría	Operation related	Descripción	Pescando válvula fija	Fishing standing valve
						Pescando tubería de producción	Fishing tubing
						Errores operacionales	Operational mistakes
						Corrida no planificada del bloque de impresión	Unplanned impression block run
						Esperando ingeniero de producción - esperando Ingeniero de producción.	Waiting production engineer - waiting for production engineer.
						Fugas en la línea de vapor - esperando que se reparen las fugas en la línea de inyección de vapor.	Leaks in steam line - waiting for steam leaks in steam line to be fixed.
						Obras civiles - esperando a que se terminen las obras en la locación.	Civil labors - waiting for civil labors to finish.
						Buscando anclaje –Tiempo empleado en la búsqueda del anclaje.	Looking for guideline anchors - Time spent looking for guideline anchors.
						Tubería de producción/ varillas sobre torquedas	Tubing/rod/Over torqued

**Cuadro 23.** (Continuación).

CATEGORIA				CATEGORY			
Controlable				Controllable			
Subcategoría	Relacionado con la operación	Descripción	Espacio disponible en contra pozo/locación.	Subcategoría	Operation related	Descripción	Space availability in well cellar/location.
			Sacando tubería con presencia de parafina.				Pulling rod with paraffin presence.
			Sacando tubería de producción llena.				Pullo ut of wel filled tubing.
			Trabajando sarta pegada.				Working on stuck string.
			Anclaje de ancla anti torque.				Antitorque anchor seating.

En los **Cuadros 24, 25, 26 y 27**, se puede observar la descripción de los NPTS que pertenecen a la categoría de Tiempos no planeados no controlables.

**Cuadro 24.** Descripción de la sub categoría “Community”.

Categoría				Category			
Controlable				Controllable			
Subcategoría	Comunidades	Descripción	Cierre de vías - detuvo operaciones por comunidades.	Subcategoría	Community	Descripción	Road closure – stopped due to community
			Junta de sindicato - detuvo operaciones por comunidades.				Trade union meeting - stopped due to community.

**Cuadro 25.** Descripción de la sub categoría “Waiting on daylight to mobilize”.

Categoría				Category			
Controlable				Controllable			
Subcategoría	Esperando luz del día para movilizar equipo	Descripción	Esperando luz del día para movilizar equipo- movilizar cargas extra pesadas durante la noche es contra la ley y las políticas de mansarovar energy colombia ltda.	Subcategoría	Waiting on daylight to mobilize	Descripción	Waiting on daylight to mobilize-mobilize extremely heavy size loads is prohibited by law and mansarovar energy colombia ltda. Politics.



**Cuadro 26.** Descripción de la sub categoría “Environmental conditions”.

Categoría			Category				
No controlable			Uncontrollable				
Subcategoría	Condiciones ambientales	Descripción	Cierre de vías - detuvo operaciones por comunidades.	Subcategory	Environmental conditions	Descripción	Rains- enviromental conditions that force stop service.
		Descripción	Junta de sindicato - detuvo operaciones por comunidades.			Descripción	Floods- enviromental conditions that force stop service.

**Cuadro 27.** Descripción de la sub categoría “Major Force”.

Categoría	No controlable	Category	Uncontrollable
Subcategoría	Fuerza mayor	Subcategory	Major force
Descripción	Fuerza mayor	Description	Major force

**Figura 13. Tiempos no planeados.**

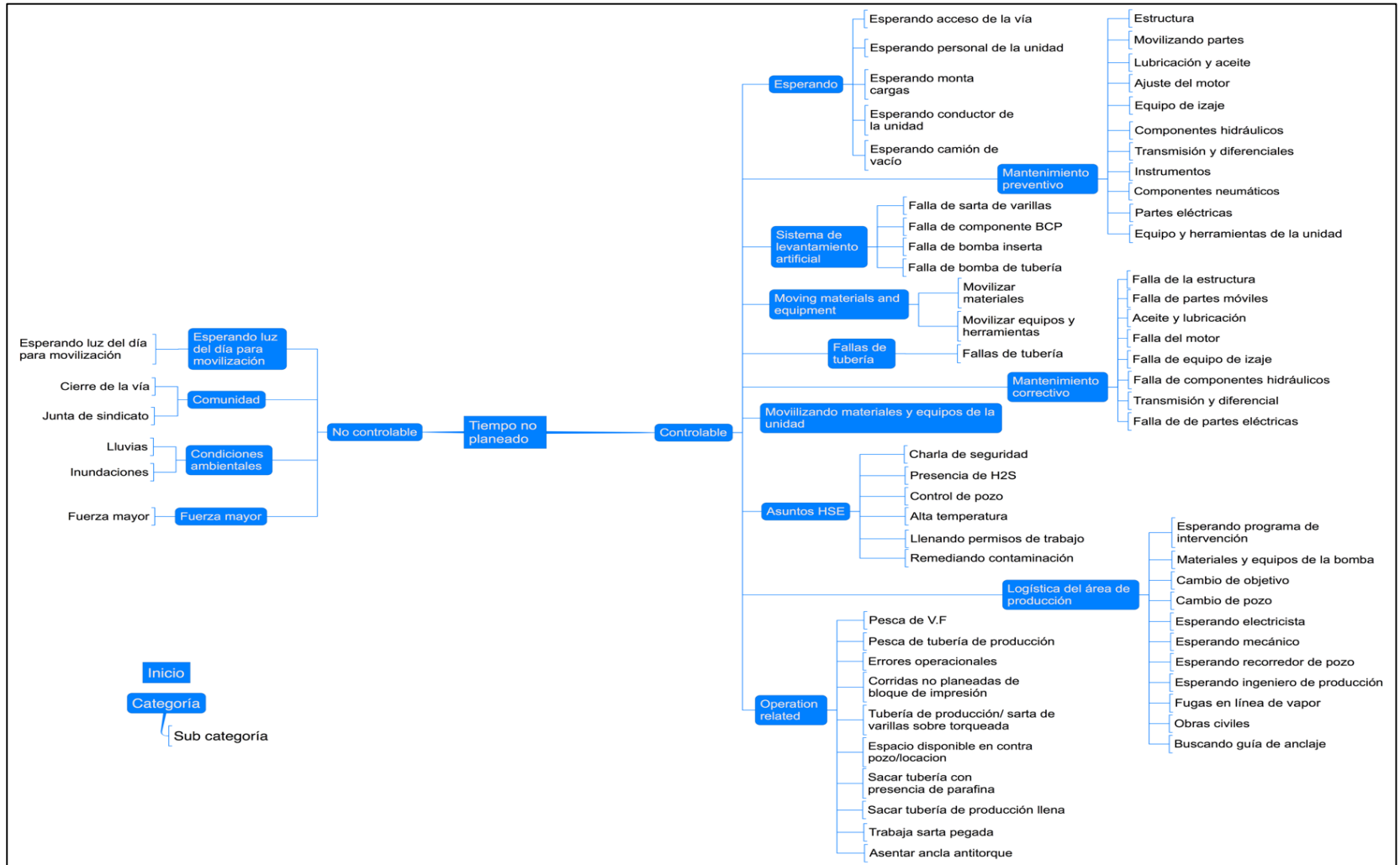
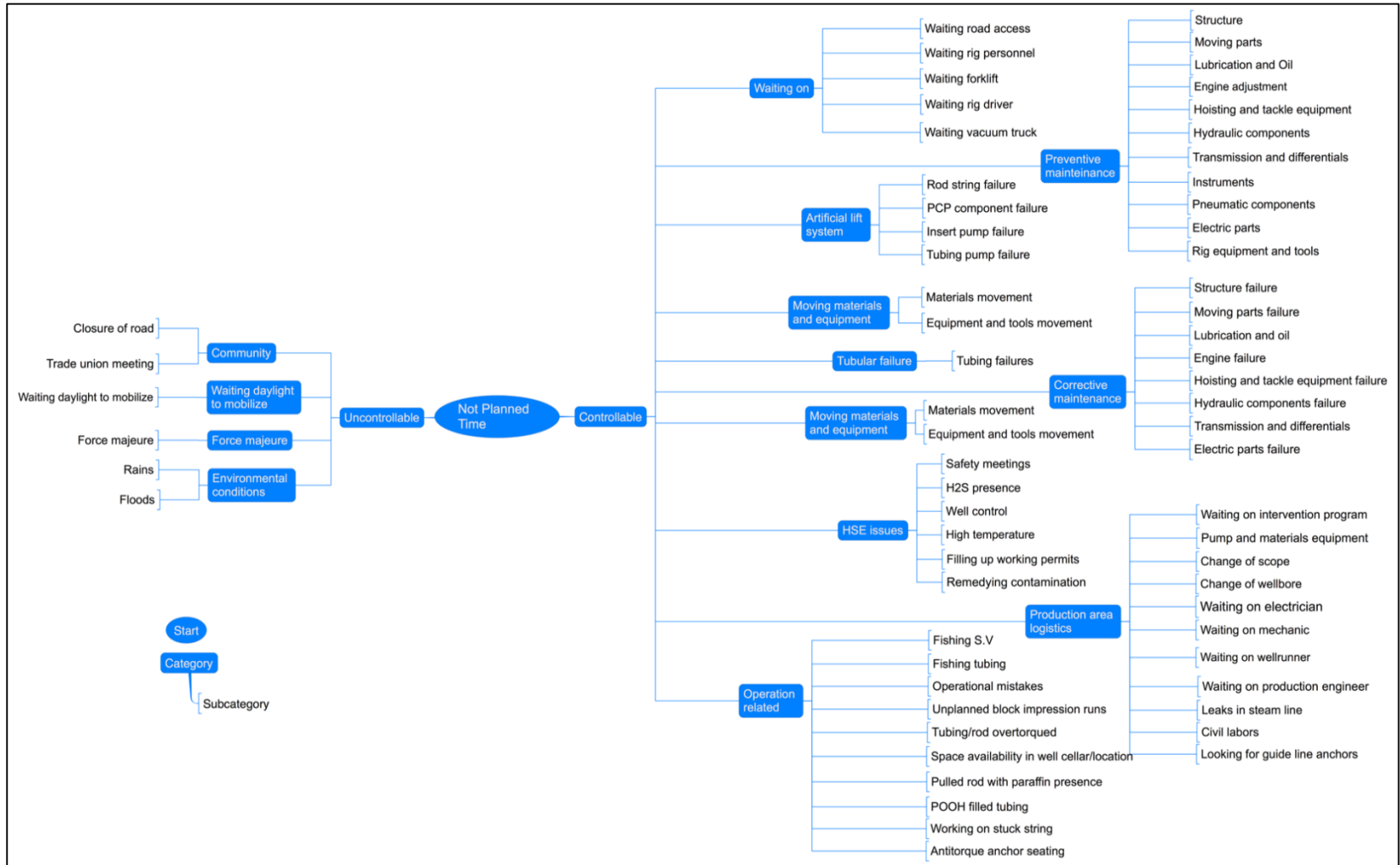


Figura 14. Not planned time.



## 4.2 MANUAL DE REPARACIÓN DE LA UNIDAD (RIG REPAIR MANUAL)

El manual de reparación de la unidad, es una guía para identificar y mostrar adecuadamente el tipo de mantenimiento que se le aplicará a la unidad, el cual puede ser correctivo (corrective) o preventivo (preventive).

El mantenimiento preventivo tiene opciones dependiendo de qué sistema de la unidad se le realice un mantenimiento que evite una falla futura. Estas opciones son estructura (structure), partes móviles (moving parts), aceite y lubricación (lubrication and oil), ajuste de motor (engine adjustment), equipamiento de izaje (hoisting and tackle equipment), componentes hidráulicos (hydraulic components), transmisión y diferenciales (transmissions and differentials), instrumentos (instruments), componentes del sistema neumático de la unidad básica o trailers asociados (pneumatic components), partes eléctricas (electric parts) y herramientas y equipamiento de la unidad (rig equipment and tools).

El mantenimiento correctivo tiene opciones dependiendo de qué sistema de la unidad falle. Estas opciones son falla en la estructura (structure failure), falla en partes móviles (moving parts failure), falla en motor (motor failure), falla en equipo de izaje (hoisting and tackle equipment failure), falla en componentes hidráulicos (hydraulic components failure), falla en transmisión y diferenciales (transmissions and components failure), falla en herramientas y equipamiento de la unidad (rig equipment and tools failure), falla de instrumentos (instrument failure), falla en componentes del sistema neumático de la unidad básica o trailers asociados (pneumatic components failure), falla en partes eléctricas (electric parts failure), lubricación y cambios de aceite (lubrication and oil).

Cada uno de estos sistemas tiene opciones que muestran sus componentes específicos, para así poder identificar detalladamente que parte de la unidad falló o se le realizó un mantenimiento. En la siguiente sección de este trabajo se muestran cuadros que dan a conocer las opciones que tienen este manual de reparación y sus respectivas sugerencias.

Para la descripción del componente del manual de reparación de la clase mantenimiento preventivo de la unidad referirse a los **Cuadros 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35 y 36.**

Para la descripción del componente del manual de reparación de la clase mantenimiento correctivo de la unidad referirse a los **Cuadros 37, 38 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45 y 46.**

**Cuadro 28.** Descripción del componente (structure) del manual de reparación de mantenimiento preventivo.

Clase	General	Componente específico	Trabajo de mantenimiento
Mantenimiento preventivo	Estructura	Mesa de trabajo	Lavado de equipo, trabajos de soldadura, reemplazar partes antes de que fallen, pintar antes de presentar corrosión, trabajo de inspección no destructiva y visual.
		Torre	
		Mesa rotaria	
		Chasis	
Clase	General	Specific component	Maintenance job
Preventive maintenance	Structure	Working table	Lavado de equipo, trabajos de soldadura, reemplazar partes antes de que fallen, pintar antes de presentar corrosión, trabajo de inspección no destructiva y visual.
		Derrick	
		Rotary table	
		Chassis	

**Cuadro 29.** Descripción del componente (moving parts) de la estructura del manual de reparación de mantenimiento preventivo.

Clase	General	Componente específico	Trabajo de mantenimiento
Mantenimiento preventivo	Partes móviles	Frenos	Inspecciones, reemplazo de partes, cambios antes de fallas, calibración de los neumáticos e inspección visual.
		Rodamientos	
		Bisagra	
		Bloque viajero	
		Malacate	
		Neumáticos	
		Crown-o-matic	
Poleas			
Clase	General	Specific component	Maintenance job
Preventive maintenance	Structure	Brakes	Inspections jobs, replacing parts, parts change before failure, calibrate and visually check tires.
		Bearings	
		Hinges	
		Travelling block	
		Drawwork	
		Mesa de trabajo	
		Crownomatic	
Sheaves			

**Cuadro 30.** Descripción del componente (Oil and lubrication) de la estructura del manual de reparación de mantenimiento preventivo.

Clase	General	Componente específico	Trabajo de mantenimiento
Mantenimiento preventivo	Aceite y lubricación	Motor	Inspección del nivel de los fluidos y lubricación de las partes móviles.
		Transmisión	
		Diferencial	
		Acumulador	
Clase	General	Specific component	Maintenance job
Preventive maintenance	Oil and lubrication	Engine	Fluids levels inspections and moving parts lubrication.
		Transmissions	
		Differentials	
		Accumulator	

**Cuadro 31.** Descripción del componente (Engine adjustment) de la estructura del manual de reparación de mantenimiento preventivo.

Clase	General	Componente específico	Trabajo de mantenimiento
Mantenimiento preventivo	Ajustes de motor	Motor de la bomba	Cambio de casquetes, cojiinetes, anillos, empaques. Inspección de culatas antes de la falla, extiende vida útil, esta clasificación también adjunta los componentes del motor, tales como radiador, ventilador-vanclosh, etc.
		Motor de unidad básica	
		Otros	
Clase	General	Specific component	Maintenance job
Preventive maintenance	Engine adjustment	Pump engine	Change of caps + rings + bushings. Cylinder head inspections, extends run life.
		Basic unit engine	
		Others	

**Cuadro 32.** Descripción del componente (Hoisting and tackle equipment) de la estructura del manual de reparación de mantenimiento preventivo.

Clase	General	Componente específico	Trabajo de mantenimiento
Mantenimiento preventivo	Equipo de izaje	Cambio de cable	Inspección visual y no destructiva, cambios antes de la falla, trabajos de soldadura
		Cambio de eslinga	
		Línea de vida	
		Elevadores	
		Cadenas	
		Vientos	

**Cuadro 32.** (Continuación).

Clase	General	Specific component	Maintenance job
Preventive maintenance	Hoisting and tackle equipment	Slips and cut drilling line	Change of caps + rings + bushings. Cylinder head inspections, extends run life.
		Slings change	
		Safety rail	
		Elevators	
		Chains	
		Wire lines	

**Cuadro 33.** Descripción del componente (Hydraulic components) de la estructura del manual de reparación de mantenimiento preventivo.

Clase	General	Componente específico	Trabajo de mantenimiento
Mantenimiento preventivo	Componentes hidráulicos	Bomba triplex	Inspecciones, cambio de mangueras, válvulas, retenedores, o-rings y conexiones, antes de evidenciar fugas o que estén en mala condición.
		Sistema de bombeo hidráulico	
		Gatos	
		Acumuladores	
		Preventoras	
		Mangueras	
		Brazo hidráulico	
		Válvulas	
Clase	General	Specific component	Maintenance job
Preventive maintenance	Hydraulic components	Triplex pump	Inspections, change of hoses, valves, withholders, orings and connections, before evidence of leaks. Seal test.
		Hydraulic system pump	
		Jacks	
		Accumulators	
		B.O.P	
		Hoses	
		Hydraulic telescoping boom	
		Valves	
Triplex pump			

**Cuadro 34.** Descripción del componente (Transmission and differentials) de la estructura del manual de reparación de mantenimiento preventivo.

Clase	General	Componente específico	Trabajo de mantenimiento
Mantenimiento preventivo	Diferenciales y transmisión	Winches	Revisión de freno, corona y spit, cambio de arandelas y ecualizador, inspección visual, cambio de disco y plato de embrague, cambios o rectificaciones del eje de cardan y crucetas, cambio del montaje del engranaje, cambio de retenedores, arandelas y rodamientos.
		Diferencial	
		Embrague	
		Eje de cardan	
		Toma fuerza	
		Servotransmision	

**Cuadro 34.** (Continuación).

Clase	General	Specific component	Maintenance job
Preventive maintenance	Transmission and differentials	Winches	Brake, crown and spit inspection, Change lock washers, equalizer. Visual inspection, Friction disc and clutch plate change, Drive shaft change or any similar component, Gear assembly change before failure.
		Differential	
		Clutch	
		Drive shaft	
		Power take-off (PTO)	
		Servotransmission	
		Winches	

**Cuadro 35.** Descripción del componente (Instruments) de la estructura del manual de reparación de mantenimiento preventivo.

Clase	General	Componente específico	Trabajo de mantenimiento
Mantenimiento preventivo	Instrumentos	Indicador de peso	Calibrar antes de que se presente la falla.
		Manómetros	
		Medidor de torque	
		Ancla de muerto	
		Indicador de strokes	
Clase	General	Specific component	Maintenance job
Preventive maintenance	Instruments	Weight indicator	Calibrate before failure.
		Manometers	
		Torque gauge	
		Ancla de muerto	
		Strokes gauge	

**Cuadro 36.** Descripción del componente (Pneumatic components) de la estructura del manual de reparación de mantenimiento preventivo.

Clase	General	Componente específico	Trabajo de mantenimiento
Mantenimiento preventivo	Componentes neumáticos	Compresor de aire	Inspección general, cambio de partes antes de la falla.
		Prensostato	
		Secador de aire	
		Válvula de seguridad	
Clase	General	Specific component	Maintenance job
Preventive maintenance	Pneumatic components	Air compressor	General inspection, change parts before failure.
		Pressure switch	
		Air dryer	
		Safety valve	



**Cuadro 37.** Descripción del componente (Electric parts) de la estructura del manual de reparación de mantenimiento preventivo.

Clase	General	Componente específico	Trabajo de mantenimiento
Mantenimiento preventivo	Partes eléctricas	Transformador	Inspección general, cambio de partes antes de la falla.
		Planta eléctrica	
		Conexiones eléctricas	
		Generador eléctrico	
Clase	General	Specific component	Maintenance job
Preventive maintenance	Electric parts	Transformers	General inspecton, change parts before failure.
		Power plant	
		Electrical connections	
		Electric generator	

**Cuadro 38.** Descripción del componente (Structure failure) del manual de reparación de mantenimiento correctivo.

Clase	General	Componente específico	Trabajo de mantenimiento
Mantenimiento correctivo	Falla en la estructura	Mesa de trabajo	Trabajos de soldadura correctivos y partes rotas.
		Torre	
		Mesa rotaria	
		Chasis	
Clase	General	Specific component	Maintenance job
Corrective maintenance	Structure Failure	Working table	Corrective welding jobs and replace broken parts.
		Derrick	
		Rotary table	
		Chassis	

**Cuadro 39.** Descripción del componente (moving parts failure) del manual de reparación de mantenimiento correctivo.

Clase	General	Componente específico	Trabajo de mantenimiento
Mantenimiento correctivo	Falla en partes móviles	Frenos	Falla en el componente, queda en estado no operativo.
		Rodamientos	
		Bisagra	
		Bloque viajero	
		Malacate	
		Neumáticos	
		Crown-o-matic	
		Poleas	

**Cuadro 39.** (Continuación).

Clase	General	Specific component	Maintenance job
Corrective maintenance	Moving parts failure	Brakes	Failure in component. Status not operating.
		Bearings	
		Hinges	
		Travelling block	
		Drawwork	
		Mesa de trabajo	
		Crownomatic	
Sheaves			

**Cuadro 40.** Descripción del componente (Oil and lubrication failure) del manual de reparación de mantenimiento correctivo.

Clase	General	Componente específico	Trabajo de mantenimiento
Mantenimiento correctivo	Falla en Aceite y lubricación	Motor	Inspección del nivel de los fluidos y lubricación de las partes móviles.
		Transmisión	
		Diferencial	
		Acumulador	
Clase	General	Specific component	Maintenance job
Corrective maintenance	Oil and lubrication failure	Engine	Fluids levels inspections and moving parts lubrication
		Transmissions	
		Differentials	
		Accumulator	

**Cuadro 41.** Descripción del componente (Engine failure) del manual de reparación de mantenimiento correctivo.

Clase	General	Componente específico	Trabajo de mantenimiento
Mantenimiento correctivo	Fallas de motor	Motor de la bomba	Cambio de casquetes, cojiinetes, anillos, empaques. Inspección de culatas antes de la falla, extiende vida útil.
		Motor de unidad básica	
		Otros	
Clase	General	Specific component	Maintenance job
Corrective maintenance	Engine failure	Pump engine	Change of caps + rings + bushings. Cylinder head inspections, extends run life.
		Basic unit engine	
		Others	

**Cuadro 42.** Descripción del componente (Hoisting and tackle equipment failure) del manual de reparación de mantenimiento correctivo.

Clase	General	Componente específico	Trabajo de mantenimiento
Mantenimiento correctivo	Falla de equipo de izaje	Cambio de cable	Buscar fugas o cambiar componente con falla.
		Cambio de eslinga	
		Línea de vida	
		Elevadores	
		Cadenas	
		Vientos	
Clase	General	Specific component	Maintenance job
Corrective maintenance	Hoisting and tackle equipment	Slip and cut drilling line	Check for leaks or change components with failure.
		Slings change	
		Safety rail	
		Elevators	
		Chains	
		Wire lines	

**Cuadro 43.** Descripción del componente (Transmission and differentials failure) del manual de reparación de mantenimiento correctivo.

Clase	General	Componente específico	Trabajo de mantenimiento
Mantenimiento correctivo	Falla en diferenciales y transmisión	Winches	Falla de componente en estado no operativo.
		Diferencial	
		Embrague	
		Eje de cardan	
		Toma fuerza	
		Servotransmisión	
Clase	General	Specific component	Maintenance job
Corrective maintenance	Transmission and differentials failure	Winches	Failure in component, non-operative component
		Differential	
		Clutch	
		Drive shaft	
		Power take-off (PTO)	
		Servotransmission	

**Cuadro 44.** Descripción del componente (Rig equipment and tools failure) del manual de reparación de mantenimiento correctivo.

Clase	General	Componente específico	Trabajo de mantenimiento
Mantenimiento correctivo	Falla en herramientas y equipos del taladro	Llave hidráulica	Falla de un componente en estado no operativo
		Llave de potencia	
		Cuñas	
		Llave neumática	

**Cuadro 44.** (Continuación).

Clase	General	Specific component	Maintenance job
Corrective maintenance	Rig equipment and tools failure	Hydraulic tongs	Failure in a component, non-operative component
		Power tongs	
		Slip	
		Neumatic tongs	

**Cuadro 45.** Descripción del componente (Pneumatic components failure) del manual de reparación de mantenimiento correctivo.

Clase	General	Componente específico	Trabajo de mantenimiento
Mantenimiento correctivo	Falla en componentes neumáticos	Compresor de aire	Cambiar o reparar componente.
		Prensostato	
		Secador de aire	
		Válvula de seguridad	
Clase	General	Specific component	Maintenance job
Corrective maintenance	Pneumatic components failure	Air compressor	Change or repair component.
		Pressure switch	
		Air dryer	
		Safety valve	

**Cuadro 46.** Descripción del componente (Instruments failure) del manual de reparación de mantenimiento correctivo.

Clase	General	Componente específico	Trabajo de mantenimiento
Mantenimiento correctivo	Falla en instrumentos	Indicador de peso	Cambiar o reparar componente
		Manómetros	
		Medidor de torque	
		Ancla de muerto	
		Indicador de strokes	
Clase	General	Specific component	Maintenance job
Corrective maintenance	Instruments failure	Weight indicator	Change or repair component.
		Manometers	
		Torque gauge	
		Ancla de muerto	
		Strokes gauge	

**Cuadro 47.** Descripción del componente (Instruments failure) del manual de reparación de mantenimiento correctivo.

<b>Clase</b>	<b>General</b>	<b>Componente específico</b>	<b>Trabajo de mantenimiento</b>
Mantenimiento correctivo	Falla en partes eléctricas	Transformador	Cambiar partes rotas o que no est(en funcionando
		Planta eléctrica	
		Conexiones eléctricas	
		Generador eléctrico	
<b>Clase</b>	<b>General</b>	<b>Specific component</b>	<b>Maintenance job</b>
Corrective maintenance	Failure in electric parts	Transformers	Change broken or non-functioning parts
		Power plant	
		Electrical connections	
		Electric generator	

Figura 15. Manual de reparación de la unidad.

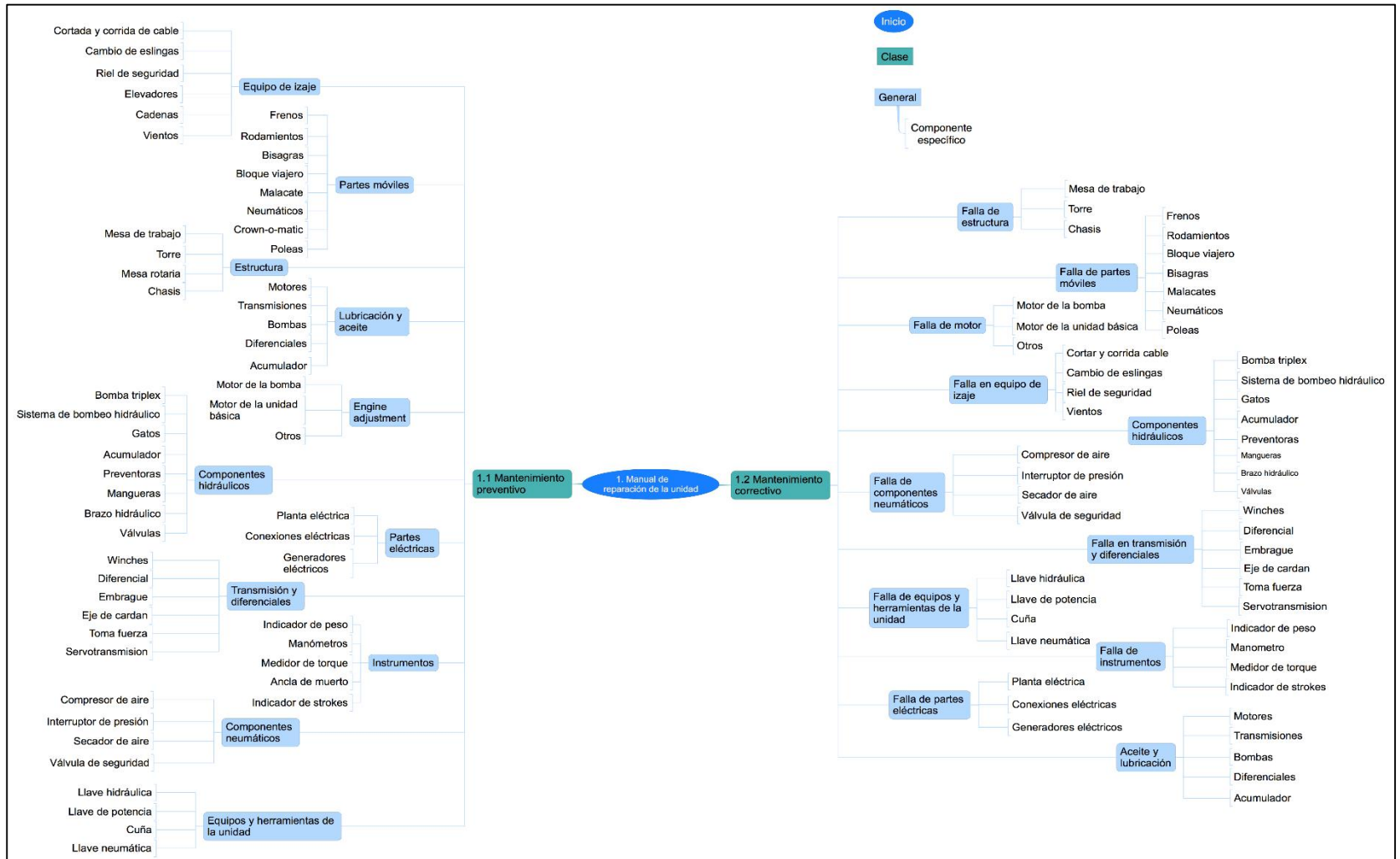
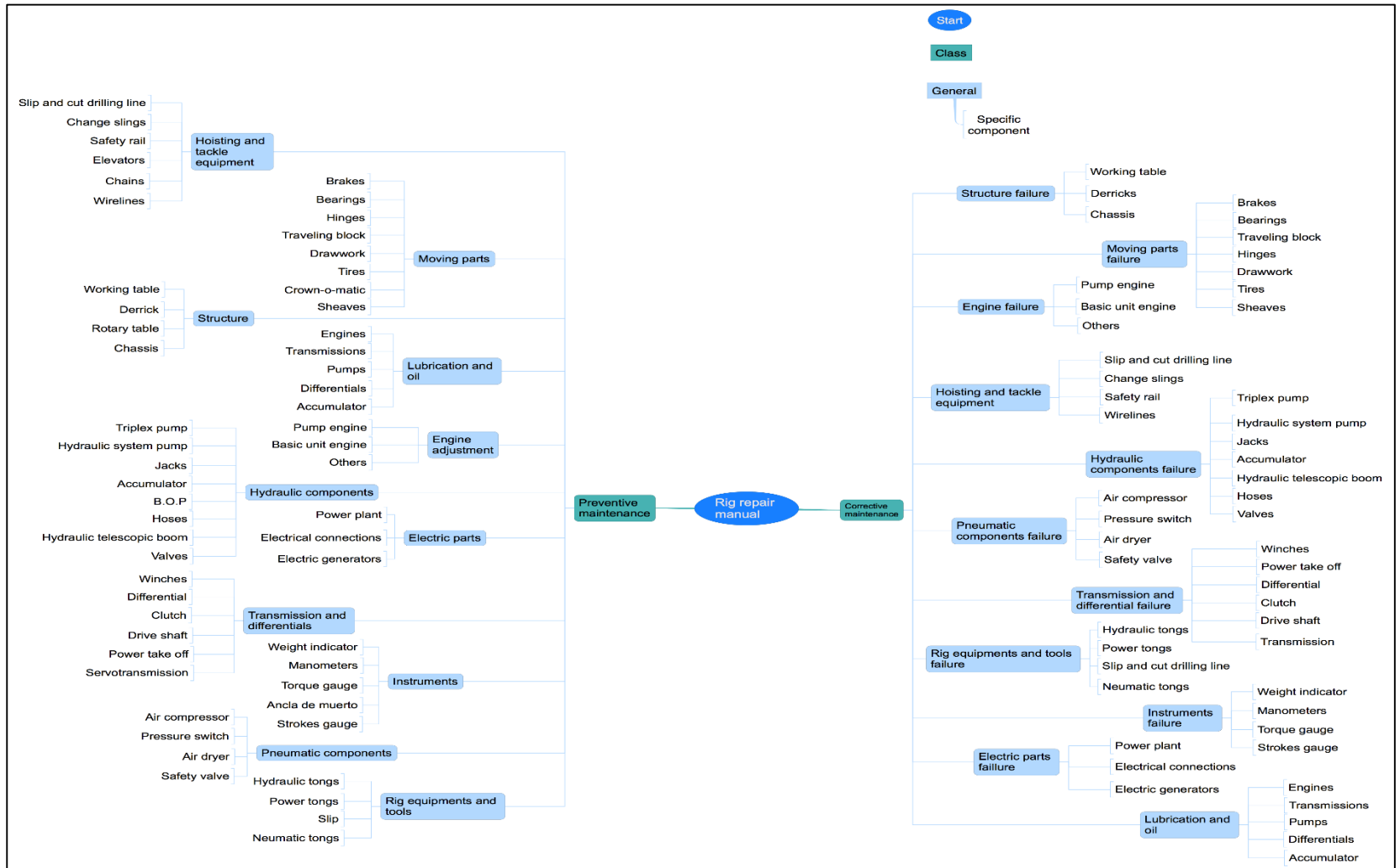


Figura 16. Rig repair manual.



### 4.3 ÍNDICES DE FALLA (FAILURE INDEX)

El índice de falla es una estadística que muestra con qué frecuencia y que tipo de problema afecta el sistema de levantamiento artificial, por cada pozo. En la empresa Mansarovar Energy Colombia Ltda., se clasifican las fallas de los pozos en siete (7) tipos distintos, dependiendo del sistema de levantamiento y el componente que presenta inconvenientes.

Se definieron ocho (8) opciones para determinar el ítem índice de falla (Failure index) que se presentan en las operaciones de servicio a pozo en los campos de la Asociación Nare, que son Centralizador (Centralizer), Falla en bomba inserta (Insert pump failure), Sin falla (No failure), Falla en Bomba por cavidades progresivas (PCP failure), Falla en la sarta de varillas (Rod failure), Falla en la Niple Silla (Seating nipple failure), Atascado (Stuck) y Falla en la tubería (Tubing failure). Para que la falla se pueda identificar más detalladamente, se crearon subopciones que sirven para mostrar específicamente que subcomponente está fallando.

**4.3.1 Centralizador (Centralizer).** Esta falla se presenta en el pozo, cuando el centralizador sufre algún tipo de daño e interrumpe el funcionamiento del pozo.

- Vida útil (Run life): esta opción sirve para indicar que el centralizador se ha dañado por que su vida útil finalizó.
- Roto por los Rodamientos (Broken by the roller): esta opción sirve para indicar que el centralizador se ha dañado por que sus rodamientos se rompieron.
- Corroído (Corroded): esta opción sirve para indicar que el centralizador se ha dañado por efecto de la corrosión.
- Roto por la Conexión (Broken by the connection): esta opción sirve para indicar que el centralizador se ha dañado en la conexión.
- Roto por el cuerpo (Broken by the body): esta opción sirve para indicar que el centralizador se ha roto por el cuerpo.

**4.3.2 Falla en bomba inserta (Insert pump failure).** Esta falla se presenta en el pozo, cuando la bomba inserta no está trabajando correctamente, lo cual se puede ver reflejado en los caudales de producción del pozo.

- Desasentado (Unseat): esta opción sirve para indicar que la falla de la bomba se debe a que no está asentada en la niple silla.



- Vástago de pistón roto (Broken pull tube): esta opción sirve para indicar que la falla de la bomba se debe a que el vástago se encuentra roto, impidiendo el funcionamiento recíproco de la bomba.
- Problema en la Válvula Fija (S.V issue): esta opción sirve para indicar que la falla de la bomba se debe a que la válvula fija tiene algún daño y no logra cerrarse completamente en la carrera descendente de la bomba.
- Bomba Arenada (Sanded pump): esta opción sirve para indicar que la falla de la bomba, es porque se encuentra llena de arena.
- Vida Útil (Run life): esta opción sirve para indicar que la falla de la bomba es causada porque su vida útil ya finalizó.
- Barril Roto (Broken barrel): esta opción sirve para indicar que la falla de la bomba, es porque el barril está roto, causando fuga en la recámara.
- Pistón Roto (Broken plunger): esta opción sirve para indicar que la bomba está fallando por que el pistón de la bomba se encuentra roto, lo cual hace que el movimiento ascendente y descendente de la bomba no funcione.
- Barril Colapsado (Collapsed barrel): esta opción describe que la falla de la bomba es causada por un colapso en el barril, dependiendo de si el colapso es hacia el exterior o interior del barril, la bomba fallará de forma parcial o completa respectivamente.
- Pistón atascado (Stuck plunger): esta opción sirve para indicar que la falla de la bomba es causada porque el pistón se encuentra atascado, imposibilitando así el movimiento de la sarta de bombeo.
- Problema de la Válvula Viajera (T.V issue): esta opción sirve para indicar que la falla de la bomba se debe a que la válvula viajera tiene algún daño y no logra cerrarse completamente en la carrera ascendente de la bomba.
- Problema en la Válvula Viajera y Fija (T.V & S.V issue): esta opción sirve para indicar que la falla de la bomba se debe a que la válvula fija y la viajera tienen algún daño por lo que no logran cerrarse completamente en la carrera descendente y ascendente de la bomba respectivamente.
- Fuga en el Cuerpo (Body leak): esta opción sirve para indicar que la falla de la bomba es causada por una fuga en el cuerpo.

**4.3.3 Sin Falla (No Failure).** Ninguno de los componentes del pozo está fallando.

**4.3.4 Falla en la Bomba por Cavidades Progresivas (PCP Failure).** Esta falla se presenta cuando uno de los componentes de la Bomba de Cavidades Progresivas se daña.

- Hinchamiento del elastómero (Elastomer swelling): esta opción sirve para indicar que la falla de la bomba es causada porque el elastómero se ha ensanchado y no permite que el rotor se mueva con la libertad necesaria para desplazar el crudo.
- Bomba Arenada (Sanded pump): esta opción sirve para indicar que la falla de la bomba es causada porque se encuentra llena de arena y esto causa que la bomba deje de funcionar completamente.
- Rotor Roto por el Cuerpo (Broken Rotor by the Body): esta opción sirve para indicar que la falla de la bomba es causada por que el rotor de la bomba se rompió por el cuerpo, lo cual impide que el rotor funcione correctamente y así el crudo no lograra desplazarse hasta la superficie.
- Cabezal de PCP (PCP Drive Head): esta opción sirve para indicar que la falla de la bomba es causada por que el cabezal del cabezal de la PCP, el cual no está funcionando correctamente, lo cual hace que el movimiento rotacional de la bomba sea nulo.
- Vida Útil (Run life): esta opción sirve para indicar que la falla de la bomba es causada porque su vida útil ya finalizó.
- Elastómero Desgarrado (Torn elastomer): esta opción sirve para indicar que la falla de la bomba es causada porque el elastómero de la bomba está desgarrado y esto hace que la hermeticidad entre las cavidades no sea buena y por lo tanto interrumpa el funcionamiento de la bomba.

**4.3.5 Falla en la sarta de varilla (Rod failure).** Esta falla se presenta cuando uno de los componentes de la sarta de bombeo se daña e impide su correcto funcionamiento.

- Sarta desconectada (Disconnected rod): esta opción sirve para indicar que la sarta de varilla sufrió algún tipo de desconexión.
- Corroído (Corroded): esta opción sirve para indicar que la falla de la sarta de varilla se da por corrosión lo que causa desgaste y posible desconexión.

- Falla en la Barra Lisa (Polished rod failure): esta descripción sirve para indicar que la falla de la sarta se presenta en la barra lisa; por corrosión, desgaste o ruptura.
- Sarta Rota por el Cuerpo (Broken rod by the body): esta opción sirve para indicar que la falla de la sarta se presenta por que uno de sus componentes se rompió por el cuerpo, lo cual impide que la sarta se conecte con la bomba de fondo.
- Vida Útil (Run Life): esta opción sirve para indicar que la falla de la sarta es causada porque su vida útil ya finalizó.
- Sarta Rota por el Acoplamiento (Broken rod by the coupling): esta opción sirve para indicar que la falla de la sarta se presenta por que uno de sus componentes se rompió por el acoplamiento, lo cual impide que la sarta se conecte con la bomba de fondo.

**4.3.6 Falla en la niple silla (Setting Nipple Failure Setting Nipple Failure).** Esta falla en el pozo se da en la niple silla de asiento donde la bomba va ajustada, por lo que, si presenta esta falla la bomba quedará desajustada.

- Vida Útil (Run Life): esta descripción sirve para indicar que la falla de la niple silla de asiento es causada porque su vida útil ya finalizó.
- Desgastado (Wear): esta descripción sirve para indicar que la falla de la niple silla de asiento es causada porque se encuentra desgastada, lo que impide que la bomba quede fija.

**4.3.7 Atascado (Stucked).** Esta falla en el pozo se da en la tubería que se quedó atascada dentro del pozo.

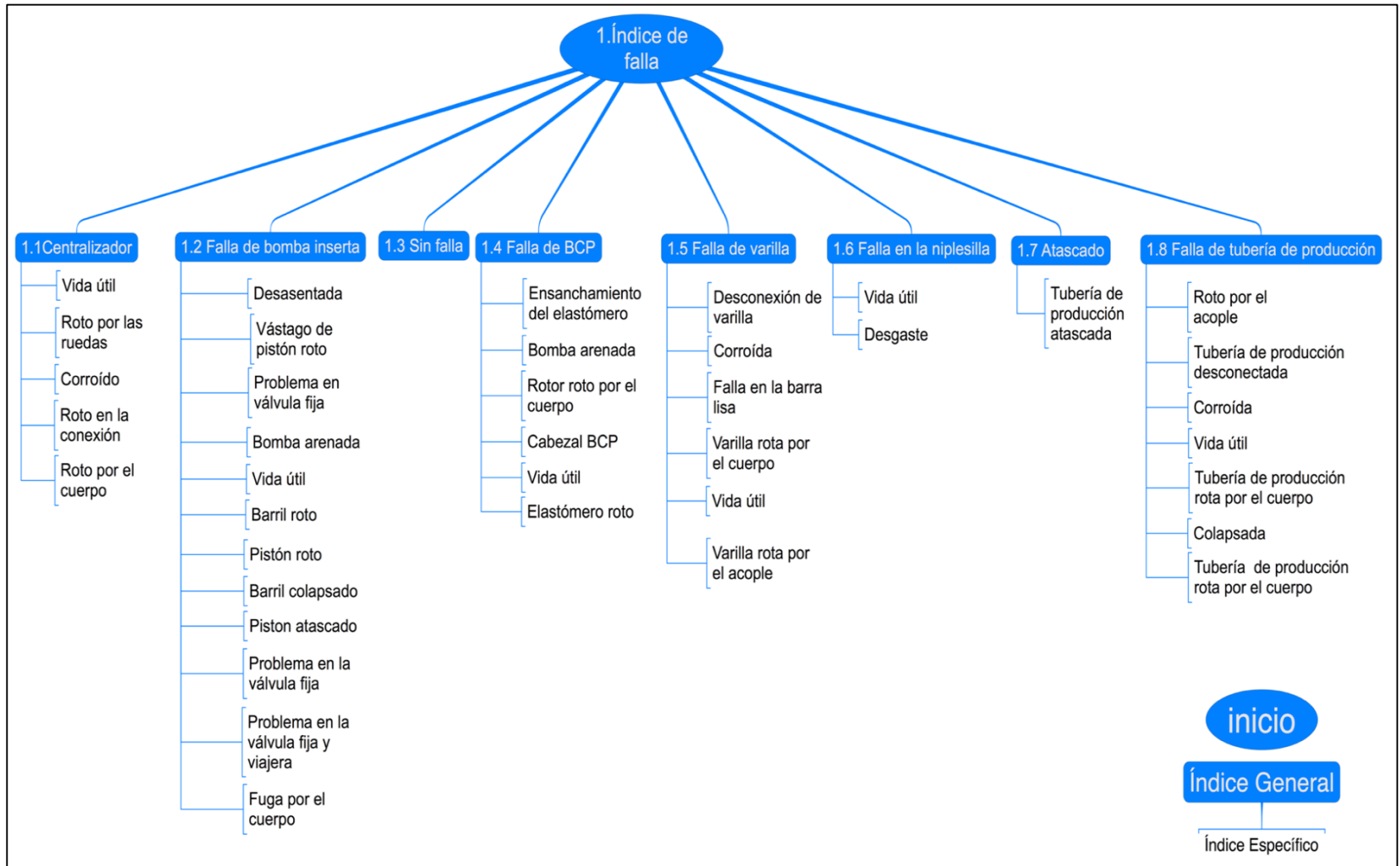
- Tubería Atascada (Stucked Tubing String): esta descripción sirve para indicar que la falla se da por que la sarta de tubería de producción quedo atascada dentro del pozo.

**4.3.8 Falla en la Tubería (Tubing Failure).** Esta falla en el pozo se da en la tubería de producción cuando uno de sus componentes se daña.

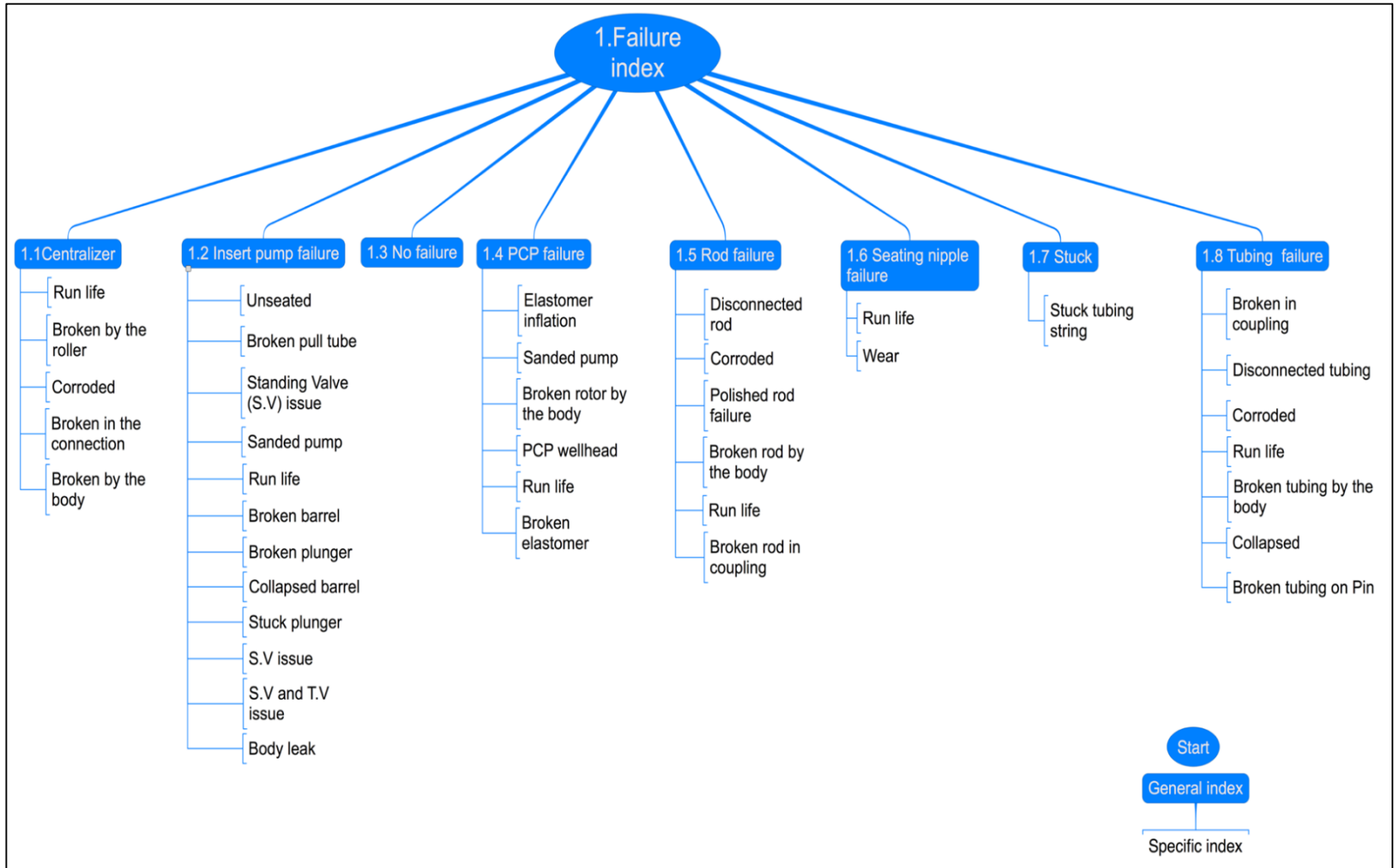
- Tubería Rota por el Acoplamiento (Broken Tubing by the coupling): esta opción sirve para indicar que la tubería se dañó porque se rompió por el acoplamiento, lo cual causaría una desconexión de la tubería.
- Tubería Desconectada (Disconnected Tubing): esta opción muestra que la tubería se dañó por causa de una desconexión en una de sus uniones, pero no está rota.

- Vida Útil (Run Life): esta opción muestra que la tubería se dañó por causa de que su vida útil finalizó.
- Tubería Rota por el Cuerpo (Broken Tubing by the Body): esta opción muestra que la tubería se dañó por causa de que una de sus juntas se rompió por el cuerpo.
- Colapsado (Collapsed): esta opción muestra que la tubería se dañó por que tuvo un colapso.
- Tubería Rota por el Pin (Broken Tubing by the Pin): esta opción muestra que la tubería de producción se dañó por que se rompió por la unión del pin.
- Corroída (Corroded): esta opción muestra que la tubería se dañó por un excesivo desgaste causado por la corrosión.

**Figura 17. Índice de falla.**



**Figura 18. Failure index**



#### 4.4 ACTIVIDADES REALIZADAS EN LAS OPERACIONES DE SERVICIO A POZO

Durante las operaciones de Well Services se realizan distintas actividades para poder completar en su totalidad cada servicio, por lo que es necesario identificar qué actividades hacen parte de cada tipo de servicio a pozo, que se realiza en los campos de la Asociación Nare. De esta forma se estableció un listado donde se encuentran códigos que contienen distintas actividades que se realizan con un mismo fin. Esta codificación de las actividades cobra mucha relevancia al momento de estandarizar la forma de reportar el servicio, que terminará también por facilitar la extracción de estadísticas de la base de datos acerca de la duración de cada actividad planeada. Cada una de estas actividades debe tener un tiempo teórico de realización.

En el **Cuadro 49.**, se observan los distintos códigos que fueron definidos de acuerdo a las actividades realizadas.

**Cuadro 48.** Códigos de las actividades de Servicio a pozo ejecutadas.

Códigos / Codes	Nombre		Descripción
<b>BOROD</b>	Giro invertido de varilla	Rod back off	Actividad en la cual se realizan desconexiones de la sarta de varilla tensionando la sarta y girándola en sentido izquierdo. Normalmente se realiza esta actividad cuando se encuentra la sarta de varillas pegada en algún punto de la tubería. Después de haberla trabajado con tensión y no obtener resultados.
<b>BOTBG</b>	Giro invertido de tubería	Tubing Back off	Actividad en la cual se realizan desconexiones de la sarta de tubería tensionando la sarta y girándola en sentido izquierdo. Normalmente se realiza esta actividad cuando se encuentra la sarta de tubería pegada en algún punto del casing. Después de haberla trabajado con tensión y no obtener resultados.
<b>BRKPN</b>	Romper pines	Break shear pins	Actividad se corre la sarta de varillas con barras de peso en punta, con el objetivo de romper pines que están en fondo. Después se saca la sarta de varillas.
<b>CALCSG</b>	Calibrar casing	Calibrate Casing	Actividad en la cual se corre un bloque de impresión, canasta o herramienta que calibra el drift del casing del pozo.
<b>CLOSSS</b>	Close Sliding Sleeve	Cierra camisa de circulación	Actividad en la que se corre la sarta de varillas con una llave en punta, con el objetivo de cerrar una camisa de circulación. Después se saca la sarta de varillas.
<b>CRP</b>	Remoción de parafina con cortador	Cutter Removal Paraffine	Actividad donde se corre la sarta de varillas con un cortador en punta, con el objetivo de remover la parafina que está tapando el pozo. Después se saca la sarta de varillas.

**Cuadro 49.** (Continuación).

Códigos / Codes	Nombre		Descripción
CSGTST	Perform Casing Pressure Test	Realizar prueba de integridad de revestimiento	Actividad en la cual se prueba integridad hidráulica del casing en algún punto específico del pozo.
FISHHD	Pesca de tapón de prueba	Fish holddown	Actividad donde se corre una sarta de varillas con un Over Shot (Serie 10 o 20) en punta, con el objetivo de pescar, liberar y sacar un tapón de prueba.
FISHR	Pescar Sarta de varillas	Fish rod string	Actividad donde se corre una sarta de varillas con una herramienta de pesca en punta, con el objetivo de pescar, liberar y luego sacar la sección de la sarta de varillas que quedo atascada en el pozo.
FISHSV	Pesca de válvula fija	Fish Standing Valve	Actividad dónde se baja una sarta de pesca con la finalidad de pescar la válvula fija. Esta actividad se realiza cuando no es posible pescar la válvula fija con el pistón de la bomba.
FISHT	Pesca de Tubería de producción	Fish production tubing string	Actividad donde se corre una sarta de tubería con una herramienta de pesca en punta, con el objetivo de pescar, liberar y luego sacar la sección de la sarta de tubería de producción que quedo atascada en el pozo.
FLU	Bombeo	Flushing	Actividad donde se libera la bomba de subsuelo, se bombea un fluido con el objetivo de limpiar las válvulas, luego se vuelve a asentar la bomba de subsuelo.
ISURF	Instalación de facilidades de superficie	Install surface facilities	Actividad donde se realizan mediciones atmosféricas, se prueban las presiones en cabeza de tubería y casing, se retira el cabezote, se remueve barra lisa, prensa estopa y preventora. Se instala preventora hidráulica de varilla, mesa de trabajo y equipo de manejo de varilla, se le realizan pruebas a la tubería de producción y bomba de subsuelo, desasentando la misma. Esto con el objetivo de preparar el pozo para la realización del servicio y conocer que fallas pueda presentar.
MOB	Mobilización	Mobilization	Actividad donde se moviliza la unidad, del pozo en el que ya se finalizó el servicio y se traslada al pozo en el que se va a realizar.
MUBHA	Make Up Bottom Hole Assembly	Armar ensamblaje de fondo	Actividad en la cual se corre y torquea el ensamblaje de fondo del sistema de levantamiento artificial.



**Cuadro 49.** (Continuación).

<b>Códigos / Codes</b>	<b>Nombre</b>		<b>Descripción</b>
<b>N/UBOP</b>	Instalación de preventoras del pozo	Install B.O.P	Actividad donde se desinstala el equipo de manejo de varilla, preventora hidráulica de varilla, Te de bombeo, crossover y flanche de bombeo. También se instala la preventora anular.
<b>OPENSS</b>	Abrir camisa de circulación	Open Sliding Sleeve	Actividad donde se corre la sarta de varillas con una llave en punta, con el objetivo de abrir una camisa de circulación. Después se saca la sarta de varillas.
<b>PG</b>	Bombear gel	Pump Gel	Actividad donde se bombea gel a través de la tubería de producción hacia la formación, con el fin de aislar las zonas de la formación a la que no se tiene interés que el vapor que se va inyectar tenga efecto.
<b>POOH</b>	Retirar tubería del pozo	Pull out of hole tubing string	Actividad donde se saca la sarta de tubería de producción del pozo.
<b>PT</b>	Pruebas de bombeo	Pumping test	Actividad donde se prueban las carreras ascendentes y descendente de la bomba, con el objetivo de versi hay fallas.
<b>PULLSR</b>	Sacar sarta de bombeo	Pulled pumping string	Actividad donde se retira la sarta de varillas.
<b>RD</b>	Desarmo la torre	Rig down	Actividad en la que se desarma la unidad de Well Services.
<b>RIGR</b>	Reparación de la unidad de trabajo	Rig repair	Actividad donde se realiza cualquier reparación planeada a la unidad de Well Services.
<b>RIH</b>	Correr Tubería de producción	Run tubing string	Actividad donde se corre la sarta de bombeo del pozo.
<b>RU</b>	Armado de la unidad de trabajo	Rig up	Actividad donde se realizan todas las actividades relacionadas con el armado de la unidad de Well Services.
<b>RWBSF</b>	Desinstalar B.O.P anular e instalar equipo de varilla	Uninstalled annular B.O.P and installed rods equipment	Actividad en la cual se instala el equipo de manejo de varilla, mesa de trabajo, flanche de bombeo, cross over, te de bombeo y B.O.P hidráulica de varilla. También se desinstala B.O.P anular.
<b>SAFPM</b>	Reunion preoperacional	Safety Preoperational meeting	Actividad en la cual se hacen las reuniones preoperacionales.
<b>SCO</b>	Limpieza de arena	Sand clean out	Actividad en la cual se le realiza una limpieza de arena al pozo.
<b>SO</b>	Espaciar	Spaced out	Actividad en la que se realiza espaciamiento al pozo.
<b>SPKR</b>	Asentamiento de empaque	Packer seat	Actividad donde se asienta un empaque a determinada profundidad del pozo, con el objetivo de aislar una zona.

**Cuadro 49.** (Continuación).

Códigos / Codes	Nombre		Descripción
SRP	Remoción de parafina con solvente	Paraffin removal with solvent	Actividad donde se inyecta un solvente dentro del pozo, con el objetivo de que disuelva la parafina que se encuentra depositada en el pozo.
TAGBTM	Chequear fondo	Check wellbore bottom	Actividad donde se añade tubería extra a la sarta de tubería de producción hasta tocar fondo, con el fin de saber a qué profundidad se encuentra el tope de arena en el pozo y comprobar si se ha arenado más con respecto a la operación anterior en la que también se revisó el fondo.
TPSO	Pruebas de bombeo y espaciamento	Test pump action and space out	Actividad donde se desinstala la preventora hidráulica de varilla, se instala la preventora, varilla pulida y prensa estopa, se realiza prueba de integridad de la sarta de tubería de producción, se prueba las carreras ascendente y descendente de la bomba y se espacia la bomba de subsuelo. Esto con el objetivo de verificar que los componentes del sistema de levantamiento no están fallando.
TSTBOP	Pruebas de preventoras de pozo	Test well BOP	Actividad donde se prueba la preventora del pozo.
UPKR	Desasentar empaque	Unseat packer	Actividad donde se desasienta un empaque a determinada profundidad del pozo.
USIWT	Desinstalar facilidades de superficie	Uninstall surface facilities	Actividad donde se mide las emisiones atmosféricas del pozo, se revisa la presión en cabeza de tubería y casing, instala la preventora hidráulica de varillas y el equipo de manejo de varillas, prueba la carrera descendente y ascendente de la bomba, desinstala la preventora del pozo.
WELLCO	Control de pozo	Well control	Actividad donde se realizan operaciones con el fin de controlar el pozo.

#### 4.5 CAMBIOS DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

En los servicios de REDESIGN, se cambia la bomba de subsuelo por una de diferente tipo. Por lo que se estableció un listado que contiene los diferentes cambios de sistema de levantamiento artificial que se realizan en los campos pertenecientes a la Asociación Nare.

También se estableció la opción para los casos donde no se presente dicho cambio, ya que algunos servicios de rediseño no se cambia el tipo de bomba. A continuación, se mostrarán las opciones que se colocaron en el listado “ALS Change”.

- BM Inserto SBP a BM inserta / BP insert SBP to BP insert.
- BM inserto SBP a BM de tubería / BP insert SBP to BP tubing.

- BM inserto SBP a BE / BP insert SBP to ESP.
- BM inserto SBP a BCP inserto / BP insert SBP to PCP insert.
- BM inserto SBP a BCP de tubería / BP insert SBP to PCP tubing.
- BM inserto a BM inserto SBP / BP insert to BP insert SBP.
- BM inserto a BM de tubería / BP insert to BP tubing.
- BM inserto a BE / BP insert to ESP.
- BM inserto a BCP inserto / BP insert to PCP insert.
- BM inserto a BCP de tubería / BP insert to PCP tubing.
- BM de tubería a BM inserto / BP tubing to BP insert.
- BM de tubería a BM inserto SBP / BP tubing to BP insert SBP.
- BM de tubería a BE / BP tubing to ESP.
- BM de tubería a BCP inserto / BP tubing to PCP insert.
- BM de tubería a BCP de tubería / BP tubing to PCP tubing.
- BE a BM inserto / ESP to BP insert.
- BE a BM inserto SBP / ESP to BP insert SBP.
- BE a BM de tubería / ESP to BP tubing.
- BE a BCP inserto / ESP to PCP insert.
- BE a BCP de tubería / ESP to PCP tubing.
- Sin cambio / No change.
- BCP inserto a BM inserto / PCP insert to BP insert.
- BCP inserto a BM inserto SBP / PCP insert to BP insert SBP.
- BCP inserto a BM de tubería / PCP insert to BP tubing.
- BCP inserto a BE / PCP insert to ESP.
- BCP inserto a BCP de tubería / PCP insert to PCP tubing.
- BCP de tubería a BM inserto / PCP tubing to BP insert.
- BCP de tubería a BM inserto SBP / PCP tubing to BP insert SBP.
- BCP de tubería a BM de tubería / PCP tubing to BP tubing.
- BCP de tubería a BE / PCP tubing to ESP.
- BCP de tubería a BCP inserto / PCP tubing to PCP insert.

#### **4.6 IMPLEMENTACIÓN DE LOS ITEMS A LA BASE DE DATOS OPENWELLS**

A continuación, se mostrarán imágenes de la base de datos OpenWells sin la adecuación de los ítems anteriormente explicados y después con estos ya adecuados e implementados a la plataforma OpenWells, que se utilizará para archivar la data obtenida de los reportes de servicio a pozo de los campos de la Asociación Nare.

**Figura 19.** Ventana de propiedades del servicio a pozo (antes).

The screenshot shows the 'Event Properties' dialog box with the following fields and options:

- Details:**
  - Event Name: [Dropdown]
  - Event Code: [Dropdown]
  - Prim. Reason: [Dropdown]
  - Sec. Reason: [Dropdown]
  - Job No.: [Text]
  - Primary Service Provider: [Dropdown]
  - Managing Group: [Dropdown]
  - KPI Category: [Dropdown]
  - KPI Reporting Period: [Dropdown]
- Dates:**
  - Date Well Off Prod: [Text]
  - Start Date: [Text]
  - End Date: [Text]
  - Event End Status: [Dropdown]
  - Final Wellhead Conn.: [Text]
  - Final Completion Type: [Dropdown]
- Costs:**
  - Authorized Cost: [Text] \$
  - Authorization Date: [Text]
  - Last Estimate Cost: [Text] \$
  - Last Estimate Date: [Text]
  - Expense / Capital:  Expense  Capital
- Locked:**

Buttons at the bottom: Validate, OK, Cancel, Apply, Help.

**Fuente:** OPENWELLS, Mansarovar Energy Colombia Ltda.

En la **Figura 19.**, se evidencia la ventana de propiedades de OpenWells, donde se presentan diferentes ítems con sus respectivos listados, pero estos ítems no describen las operaciones de Well Services de forma correcta, ya que son para realizar reportes de perforación. Por lo cual es necesario borrar y añadir ítems para que los tipos de servicio, índices de falla, Cambio de ALS, tipo de unidad y tiempo teórico se encuentren disponibles dentro de las opciones para que el reporte contenga información que describa adecuadamente el servicio ejecutado.

**Figura 20.** Resumen de las operaciones diarias de servicio a pozo (antes).

	From	To	Hrs (hr)	Op Code	Op Sub	Op Type	Op Details
1	06:00	09:00	3.00	PF	TRIP	PT	RIH BHA #6, TCP STRING WITH DP 3-1/2" IF. TOTAL 225 JOINT.
2	09:00	12:30	3.50	PT	MUBDDEQ	PT	RU WEATHERFORD W/L UNIT. MADE SAFETY MEETING. CORRELATED STRING ON DEPTH RADIOACTIVE MARK AT 7233.5 FT W/L. SET HD PK W/18000 #. RD WEATHERFORD W/L UNIT.
3	12:30	13:30	1.00	PF	FIRETCP	PT	RU SURFACE LINES, MADE SAFETING MEETING. DETONATING BAR WAS LAUNCHED ON MARCH 10th AT 13:15 HRS DETONATED AFTER 2 MIN & 13 SECONDS LATER. OBSERVED WELL PRESSURE 0 PSI DURING 10 MIN. AFTER THAT OPEN CHOKE MANIFOLD AND WELL DIED. P/U STRING 3 FT TO EQUALIZE COLUMNS.
4	13:30	03:00	13.50	PF	TRIP	P	POOH 225 JTS OF 3-1/2" IF DP.
5	04:00	05:00	1.00	PF	MUBDDEQ	P	LD TCP GUNS ALL CHARGES FIRED A LOW PRESENCE OF SAND WAS DETECTED INSIDE OF FIRE HEAD
6	05:00	06:00	1.00	CI	MUBDDEQ	P	LD KELLY 3-1/2", SWIVEL & SURFACE LINES
Total Time							23.00 hr

**Fuente:** OPENWELLS, Mansarovar Energy Colombia Ltda.

En la **Figura 20.**, se evidencia la ventana de OpenWells donde se cargan los detalles de las operaciones, que son añadidos mediante códigos que describen la actividad realizada durante determinado tiempo. Estos códigos no se encuentran estandarizados en base a las actividades que se realizan durante los servicios a pozo que se ejecutan en los campos de la Asociación Nare.

Los códigos presentes en dicha ventana describen operaciones de perforación; que no son ejecutadas en el área de Well Services. Esto hace necesario la adecuación de dicho listado, para que contenga códigos que si estandaricen actividades realizadas en los distintos tipos de Well Services.

**Figura 21.** Ventana de NPTS.

The screenshot shows a software window titled "NPT/Equipment Failure Properties" with a close button (X) in the top right corner. The window has several tabs: "General", "NPT", "Equipment Failure", "Obstructions", "Close Out/Comments", and "Audit". The "General" tab is active. Inside the "General" section, there is a "Description" field with a light green background. Below it, the "NPT cause" is set to "LOST TIME - STUCK PIPE" in a dropdown menu, with a "Level" field containing the value "0". A "Non-Conf no." field with a yellow background is also present. The "Contractor" section includes a "Contractor name" dropdown and a "Target completion date" field with a date format mask "MM/dd/yyyy". At the bottom of the "General" section, there are two text input fields labeled "Comments" and "Finding". At the bottom of the window, there are five buttons: "Validate", "OK", "Cancel", "Apply", and "Help".

**Fuente:** OPENWELLS, Mansarovar Energy Colombia Ltda.

En la **Figura 21.**, se evidencia la ventana de OpenWells donde se escoge el NPTS que está afectando la actividad. Pero este solo tiene un listado donde se escoge una categoría, sin una subcategoría que la describa y además este listado no tiene los NPTSs que se presentan durante las operaciones de Well Services en los campos de la Asociación Nare.

**Figura 22.** Ventana de Propiedades del Servicio a Pozo.

The screenshot shows the 'Event Properties' window with the following details:

- Event no. 1:** 10
- Job Type 2:** STM
- Service Type 3:** POST-INJECTION
- Average Theoretical Time 4:** 19.0
- Equip type 5:** WS RIG
- Sand Cleaned 6:** No
- Sand Cleaned (ft) 7:** [Empty field]
- Job name:** [Empty field]
- Event:** STEAM INJECTION
- Specific Service Type 8:** TUBING PUMP/COMPLETE
- ALS Change 9:** BP INSERT SBP TO BP TUBING
- Potential oil well (BOPD):** [Empty field]
- Temperature (°F):** [Empty field]
- Artificial Lift System 10:** BP INSERT SBP
- Index Failure 11:** INSERT PUMP FAILURE
- Specific Index Failure 12:** BROKEN BARREL
- Paraffine Removal 13:** No
- Pump Change 14:** Yes
- Start date 15:** [Date]
- End date 16:** [Date]
- End status 17:** COMPLETE
- Authorized cost:** [Empty field]
- Exchange rate:** [Empty field]
- Opex / Capex:** Opex (selected)

**Fuente:** OPENWELLS, MansarovarEnergy Colombia Ltda.

### Convenciones:

- 1) **Event no.**, muestra la cantidad de servicios que se le han realizado al pozo.
- 2) **Job Type**, muestra la categoría a la cual pertenece el servicio que se está reportando.
- 3) **Service Type**, muestra tipo de servicio que se está reportando.
- 4) **Average Theoretical Time**, se escribe el tiempo promedio que demora la realización del servicio reportado.
- 5) **Unit type**, se escoge la unidad de servicio a pozo que realizó el servicio reportado.
- 6) **Sand Cleaned**, se escoge si se ha realizado limpieza de arena durante el servicio.
- 7) **Sand Cleaned (ft)**, se escribe la cantidad de arena que se removió durante el servicio.
- 8) **Specific Service Type**, se escoge el tipo de servicio específico que se está reportando.

- 9) **ALS Change**, se escoge si se cambió o no el sistema de levantamiento artificial del pozo y en caso de ser así, se escoge la opción que muestre el cambio que se realizó durante el servicio.
- 10) **Artificial lift system**, se escoge el sistema de levantamiento artificial que tiene el pozo que se está interviniendo.
- 11) **Index Failure**, se escoge la falla que está presentando algún sistema del pozo.
- 12) **Specific Index Failure**, se escoge el componente que falla del pozo.
- 13) **Paraffin removal**, se indica si se removió parafina durante el servicio.
- 14) **Pump Change**, se indica si se cambió la bomba.
- 15) **Start date**, se indica la fecha y hora a la cual se da inicio al servicio a pozo.
- 16) **End date**, se indica la fecha y hora en la cual se termina el servicio a pozo.
- 17) **End status**, se indica si se completó o no el servicio a pozo.

**Figura 23.** Ventana de Operaciones diarias de servicio a pozo.

From	To	1	2	3	4	5	6
From	To	Duration (hr)	Step no.	Phase	Class	Code	Operation
16:00	17:00	1.00	1	WS	P	MOB	MOBILIZED FLUSH BY MEC-4 UNIT FROM CLUSTER U TO URSD-HZ3 WELL. (DISTANCE 43 km)
17:00	17:30	0.50	2	WS	P	PAU	RIGGED UP 100%
17:30	18:30	1.00	3	WS	P	USVIT	DISCHARGED PRESSURE THP & CHP TO 0 PSI. REMOVE HORSEHEAD + PRODUCTION LINE. INSTALLED HYDRAULIC RODS B.O.P. INSTALLED HYDRAULIC RODS B.O.P. PERFORMED TBO INTEGRITY TEST WITH 500 psi x 10 MINUTES. OK. TEST PUMPING ACTION UPSTROKES AND DOWNSTROKES, WITHOUT SUCCESS IN DOWNSTROKES ACTION, S.V ISSUE.
18:30	20:00	1.50	4	WS	P	PULLSR	PULLED PUMPING STRING, AS FOLLOWS, - 3 PONY RODS 7/8" x 2 ft + 4 ft + 10 ft ( 16ft ) - 24 SUCKER RODS 7/8" x 30 ft ( 720ft ) - 17 ROD GUIDE FOR TBO 3-1/2" x 2.25 ft (38.25ft ) - 21 SINKER BAR 1-1/2" x 25 ft ( 525ft ) - 1 PLUNGER KEY FULLER SN: VR-300018 2-3/4" x 4ft - 1 S.V 2-3/4" SN: VMW-2428-U x ( 1ft )  OBSERVATIONS: - PLUNGER WORN OUT AND SCRATCHED - STANDING VALVE WORN OUT
20:00	21:30	1.50	5	WS	P	RUNSR	RUNNING PUMPING STRING, AS FOLLOWS, - 3 PONY RODS 7/8" x 2 ft + 4 ft + 10 ft ( 16ft ) - 24 SUCKER RODS 7/8" x 30 ft ( 720ft ) - 17 ROD GUIDE FOR TBO 3-1/2" x 2.25 ft (38.25ft ) - 21 SINKER BAR 1-1/2" x 25 ft ( 525ft ) - 1 PLUNGER KEY FULLER SN: VM-0452-G 2-3/4" x 4ft - 1 S.V SN: PMW-1416-U 2-3/4" x ( 1ft )  OBSERVATIONS:

**Fuente:** OpenWells, Mansarovar Energy Colombia Ltda.

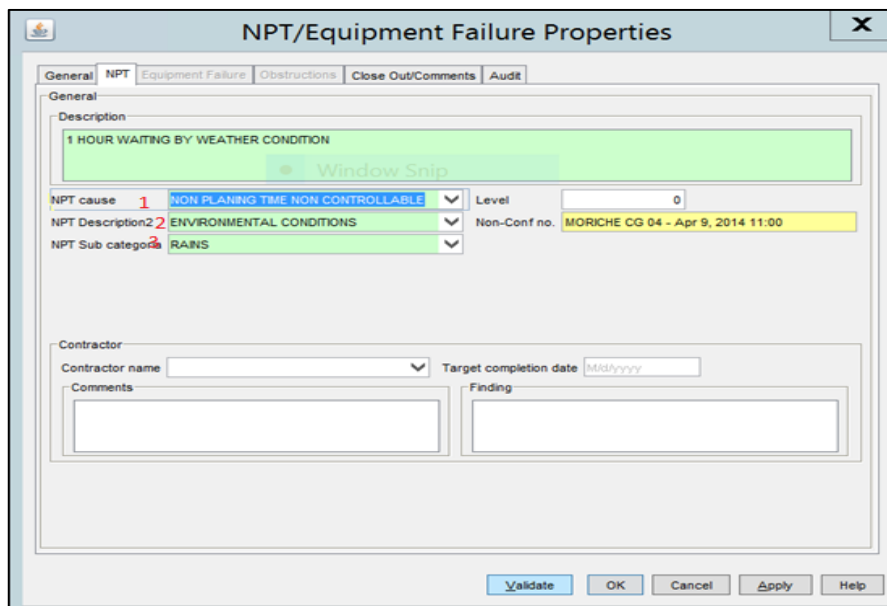


Convenciones:

- 1) Hora de inicio de cada actividad.
- 2) Finalización de cada actividad.
- 3) Duración de cada actividad.
- 4) Clase a la que pertenece la actividad, es decir si es planeada o no.
- 5) Código al que pertenece la actividad.
- 6) Describe lo que se hizo durante la actividad.

En las **Figuras 22 y 23.**, se puede observar la forma como queda un reporte realizado en OpenWells, con los códigos de las actividades realizadas, descripción de lo que se hizo en la actividad en un lenguaje estandarizado y entendible, además del tiempo que duró la misma, otra de las cosas importantes es que se puede vincular el NPTS a la actividad y así llevar un control sobre el tiempo efectivo que duró la misma, como se observa en la **Figura 24.**

**Figura 24.** Vinculación del NPTS a la actividad.



**Fuente:** OpenWells, Mansarovar Energy Colombia Ltda.

Convenciones:

- 1) Categoría a la cual pertenece el NPTS.

**2) Subcategoría del NPTS.**

**3) Descripción de la subcategoría del NPTS.**

Finalmente, con los reportes cargados correctamente con todos los ítems descritos anteriormente, se pueden obtener estadísticas que ayuden a comprender diferentes aspectos de la operación de servicios a pozo que serán descritos en el siguiente capítulo.

Con ayuda del personal de sistemas de la empresa Mansarovar Energy Colombia Ltda., se creó un enlace entre la plataforma OpenWells y la red interna de la empresa, con el objetivo de poder exportar los reportes con sus respectivas graficas de tiempos por actividad, graficas de NPTS, descripción de actividades, tabla de comentarios sobre las actividades y nombre API de la bomba de subsuelo. Esto ayuda a obtener la información de los reportes de forma rápida y detallada sobre todo lo pertinente al servicio. Esto se mostrará en un reporte exportado de dicha forma que se encuentra en el Anexo A del proyecto. Adicionalmente ahorra las licencias necesarias para la visualización de la información almacenada en OpenWells.

## **5. ESTADÍSTICAS OBTENIDAS DE LA BASE DE DATOS OPENWELLS A PARTIR DE LOS REPORTES DE SERVICIO A POZO DE LOS CAMPOS PERTENECIENTES A LA ASOCIACIÓN NARE**

Durante las operaciones de servicio a pozo, se dan dos variables controlables que afectan las actividades relacionadas con las operaciones, que terminan por incrementar los tiempos teóricos de ejecución de los servicios a pozo.

Las dos variables controlables son, los Tiempos No Planeados Controlables y las Intervenciones repetitivas; empleando la base datos OpenWells se pueden extraer estadísticas que permiten un análisis desde distintos puntos de vista para llegar finalmente a conclusiones y recomendaciones con los datos obtenidos.

El software OpenWells cuenta con un programa soporte para facilitar la extracción de las estadísticas, este es Data Analyzer que funciona con la selección y filtro de variables ya determinadas en la plataforma, que se encuentran codificadas y requieren condicionales.

Posterior a esto se debe correr la “query” para así obtener los datos requeridos; la estadística puede ser trabajada en el mismo programa o en Microsoft Excel dependiendo del volumen de información de los datos; si la cantidad de datos es menor a 400 ítems, las estadísticas pueden ser obtenidas en Data Analyzer, de lo contrario se debe usar Microsoft Excel, donde se exporta de manera organizada la información, de acuerdo a la estadística que se necesite y se quiera visualizar.

Al haber identificado, definido, extraído y estandarizado las diferentes variables que afectan a las operaciones de Servicio a pozo, se podrán realizar gráficas que visualicen el panorama del número de servicios a pozo ejecutados, los tiempos no planeados controlables, servicios repetitivos y eficiencia operativa por cada Unidad de Servicio a pozo en un periodo determinado.

A continuación, se mostrarán las estadísticas asociadas a la Unidad de “Drilling & Well Services” necesarias para los análisis, conclusiones y recomendaciones. Los datos utilizados corresponden al periodo de tiempo que comprende los meses entre Julio y Diciembre del año 2016. Los datos representados en las tablas y graficas serán mostrados a partir de un promedio aritmetico.

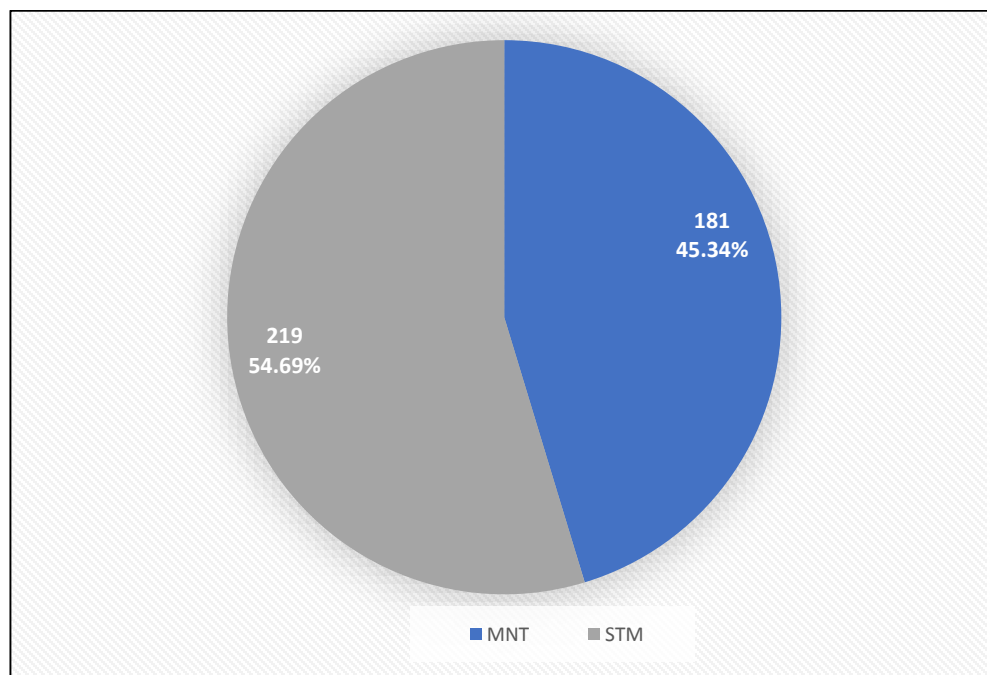
### **5.1 CANTIDAD DE SERVICIOS A POZO EJECUTADOS EN LOS CAMPOS DE LA ASOCIACIÓN NARE**

A continuación, se muestran la cantidad de servicios a pozo ejecutados en los campos de la Asociación Nare, divididos por categoría de servicio, a partir de los datos se puede verificar la ejecución del presupuesto destinado para cada categoría; adicionalmente se puede verificar las metas para el cumplimiento de la inyección de vapor (Ver **Tabla 9** y **Gráfica 6**).

**Tabla 9.** Cantidad de servicios realizados en los campos de la Asociación Nare.

Categoría del servicio	Cantidad	Promedio
MNT	1087	181
STM	1312	219
<b>Grand Total</b>	<b>2399</b>	<b>400</b>

**Gráfica 1.** Servicios ejecutados en los campos de la Asociación Nare.



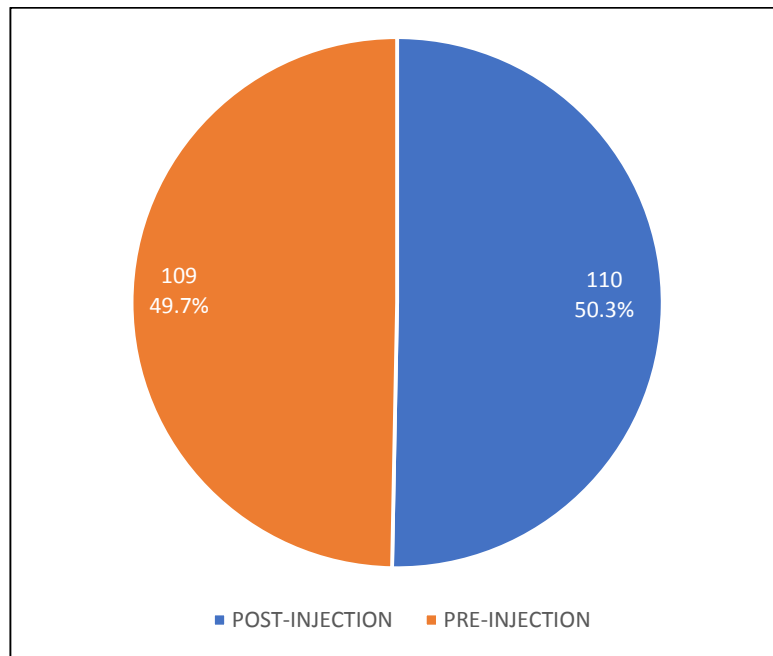
De la **Gráfica 6**, se puede evidenciar que los servicios que más se realizan en los campos de la Asociación Nare, son los de Inyección de vapor (STM) con un porcentaje de (54.69%) y una cantidad promedio mensual de 219 servicios.

De las dos categorías mostradas anteriormente se muestra con detalle cómo se encuentran divididos la cantidad de servicios de acuerdo al objetivo específico (Ver **Tablas 10** y **11**), además de evidenciar qué tipo de servicio es el que más se ejecuta de acuerdo a la categoría, si es STM (Ver **Gráfico 7**) y si es MNT (Ver **Gráfico 8**).

**Tabla 10.** Cantidad de servicios a pozo (STM) ejecutados en los campos de la Asociación Nare.

Servicio específico	Cantidad	Promedio
Post-injection	660	110
Pre-injection	652	109
<b>Grand total</b>	<b>1312</b>	<b>219</b>

**Gráfica 6.** Servicios a pozo (STM) ejecutados en los campos de la Asociación Nare.

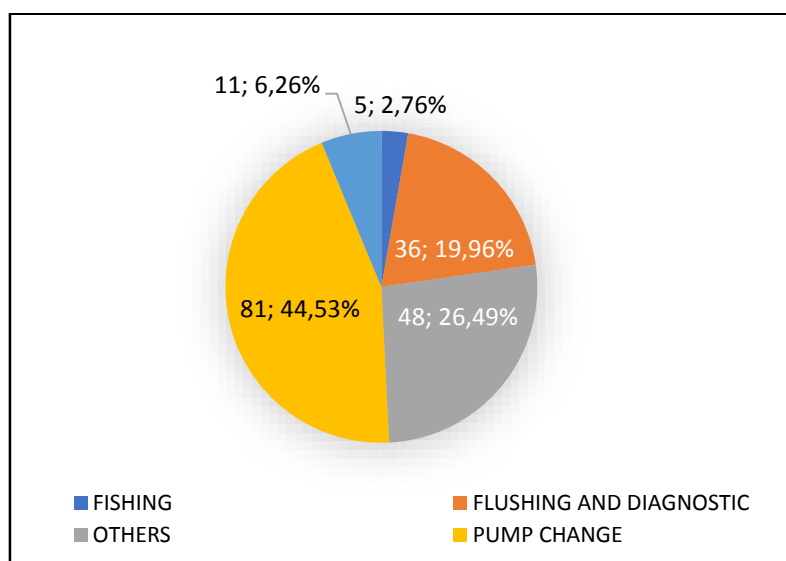


Del **Gráfico 7.**, se puede ver que la cantidad de servicios ejecutados (STM), se encuentra distribuida de una manera equitativa, esto se ve reflejado en el porcentaje de servicios ejecutados de acuerdo al objetivo, que es de 49.7% para Post-injection y 50.3% para Pre-injection, respectivamente.

**Tabla 11.** Cantidad de servicios a pozo (MNT) ejecutados en los campos de la Asociación Nare.

Servicio específico	Cantidad	Promedio
Fishing	30	5
Flushing and diagnostic	217	36
Others	288	48
Pump change	484	81
Re design	68	11
<b>Grand total</b>	<b>1087</b>	<b>181</b>

**Gráfica 7.** Servicios a pozo (MNT) ejecutados en los campos de la Asociación Nare.



De la **Gráfica 7.**, se puede evidenciar que el cambio de bomba es el servicio a pozo con mayor ejecución con un porcentaje de 44.53% y un promedio de 81 servicios por mes.

Además, se puede observar que el servicio de Flushing and Diagnostic tiene un porcentaje alto de ejecución con un 19.6% y un promedio de servicio por mes de 36, se recomienda solicitar el análisis de los dinagramas para evitar la repetitividad de este servicio y por ende reducir los costos asociados a este.

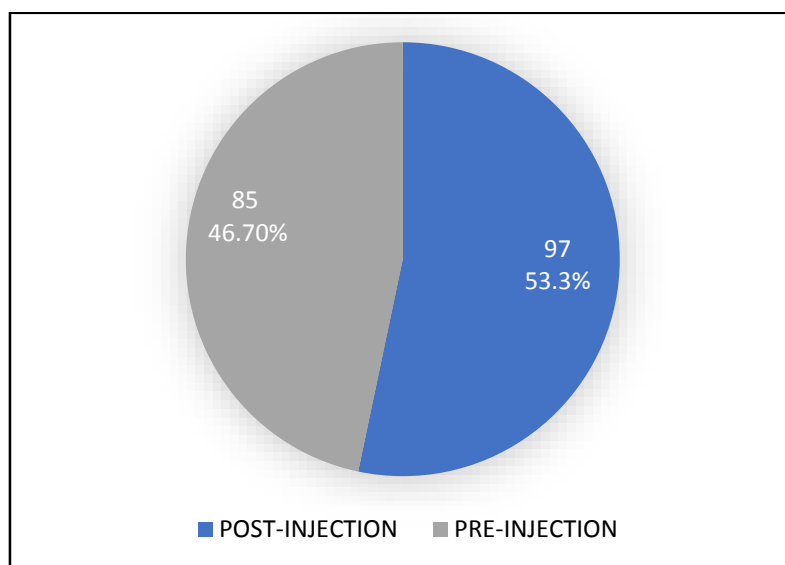
**5.1.1 Servicios a pozo ejecutados por unidad.** En los campos de la Asociación Nare se manejan dos tipos de unidades diferentes, estas son Flush By (FB) y Rigs. La FB es una unidad de menor tamaño que los Rigs y es usada para servicios sencillos en los cuales sólo se requiere sacar la sarta de varillas, pues esta unidad no tiene la capacidad de sacar la tubería de producción, además los servicios que realiza normalmente son de tiempos cortos entre 6 y 10 horas en promedio.

Para evidenciar el comportamiento específico de cada tipo de unidad se van a mostrar tablas y gráficas acerca de los servicios generales ejecutados por el tipo de unidad; para FB ver **Tabla 12** y **Gráfica 8** (STM), **Tabla 13** y **Gráfica 9** (MNT), para rigs ver **Tabla 14** y **Gráfica 10** (STM), **Tabla 15** y **Gráfica 11** (MNT).

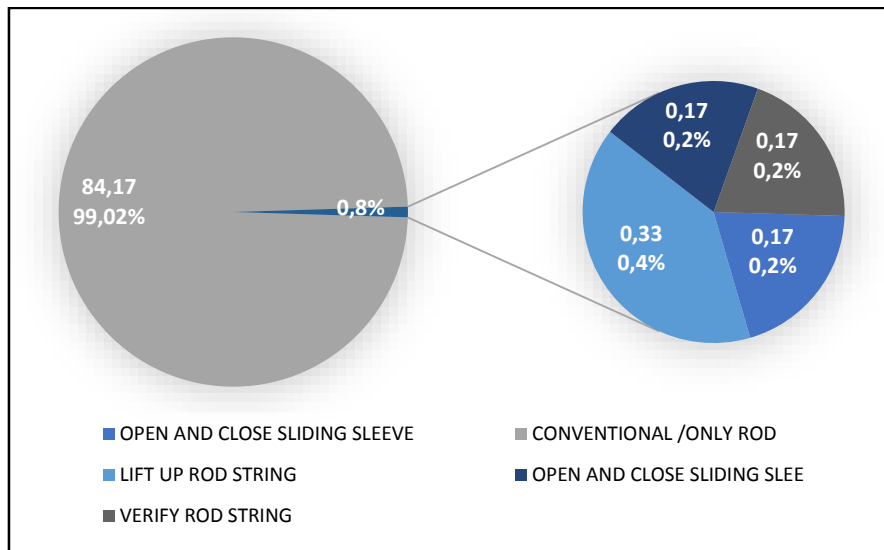
**Tabla 12.** Cantidad de servicios ejecutados por unidad FB (STM).

Servicio	Cantidad	Promedio
Post-injection	582	97
Open /brake circulation device	16	2,67
Redesign /only rod	8	1,33
Seat rod string	1	0,2
Pre-injection	510	85
Open and close sliding sleeve	1	0,17
Conventional /only rod	505	84,17
Lift up rod string	2	0,33
Open and close sliding sleeve	1	0,17
Verify rod string	1	0,17
<b>Grand Total</b>	<b>1092</b>	<b>182</b>

**Gráfica 8.** Servicios a pozo ejecutados por FB (STM)

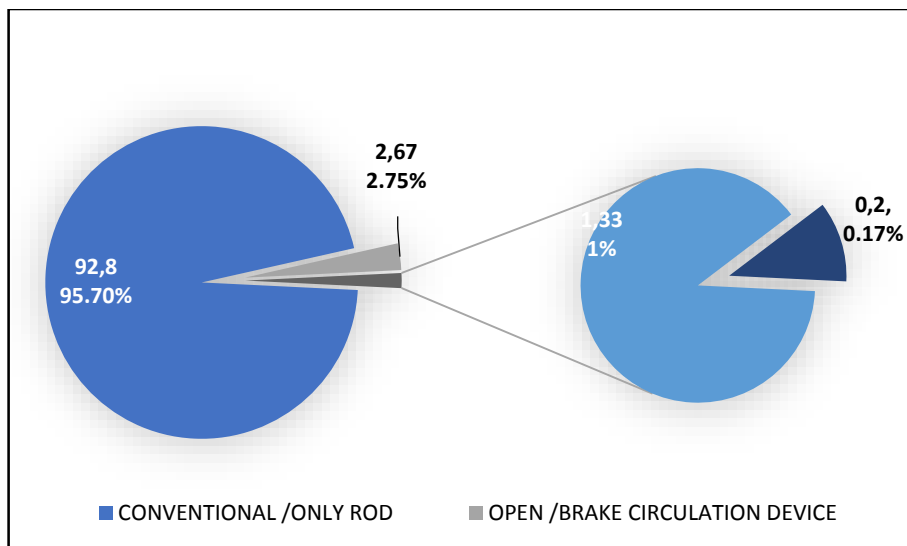


**Gráfica 9.** Servicios a pozo ejecutados de Pre-injection (FB).



Del **Gráfico 9.**, se evidencia que se puede generar un ahorro de 2 horas por cada servicio teniendo en cuenta que el promedio de tiempo por servicio de un Pre-injection Conventional/Only Rod es de 6 horas y el de un Lift Up Rod String es de 4 horas, a su vez esto se vería reflejado en el Post-injection porque son servicios complementarios.

**Gráfica 10.** Servicios a pozo ejecutados de Post-injection (FB).



Del **Gráfico 10.**, se evidencia que el servicio específico de Post-injection con mayor ejecución es el de Conventional/only rod con un porcentaje de 95.7% y una cantidad de servicios de 92.8; con el objetivo de reducir los tiempos operacionales se debe

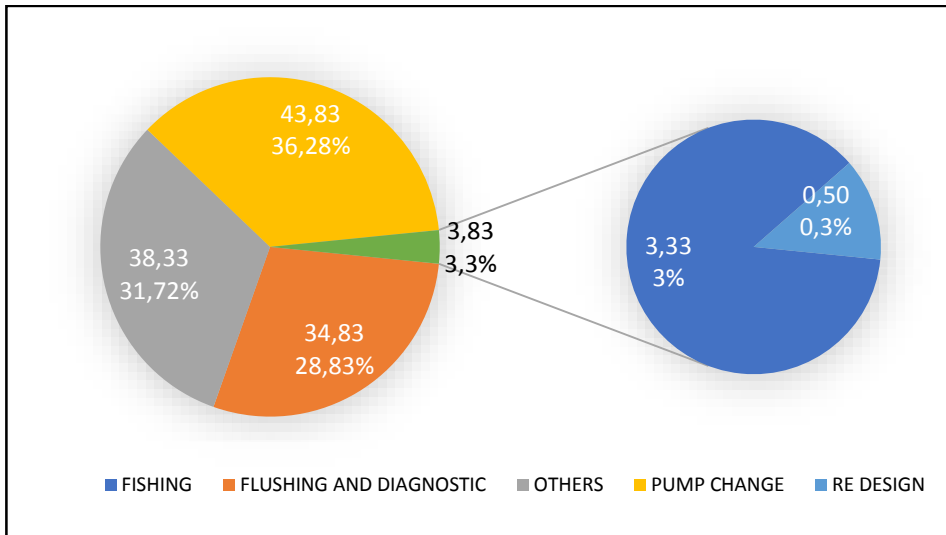


incentivar el servicio específico de Seat Rod String; para poder incrementar este servicio se debe realizar el servicio de Lift up rod string en el Pre-Injection.

**Tabla 13.** Cantidad de servicios ejecutados por FB (MNT).

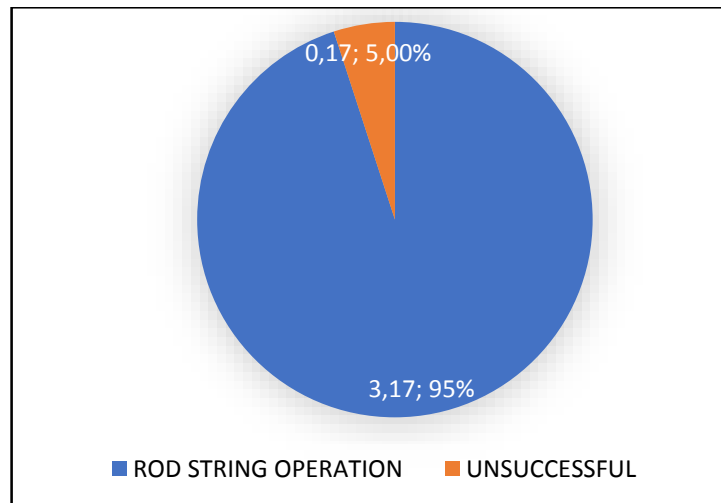
Servicio	Cantidad	Promedio
Fishing	20	3,33
Rod string operation	19	3,17
Unsuccessful	1	0,17
Flushing and diagnostic	209	34,83
No failure	16	2,67
Standing valve issue	76	12,67
Sv & tv issue	60	10,00
Travelling valve issue	44	7,33
Tubing issue	7	1,17
Unseated pump	2	0,33
Unsuccessful	1	0,17
Well sanded	3	0,50
Others	230	38,33
Add pony rod	6	1,00
Change polished rod	47	7,83
Change rod bop	1	0,17
Change x-over on well head	1	1,67
Install pcp drive head	2	0,33
Install horse head	40	6,67
Install hydraulic unit	2	0,33
Incomplete service	34	5,67
Pulling rod string	40	6,67
Pulling tubing string	3	0,50
Running pump string	21	3,50
Running tubing string	1	0,17
Space out pumping string	4	0,67
Uninstall hydraulic unit	4	0,67
Uninstall PCP drive head	2	0,33
Verify rod string	13	2,17
Pump change	263	43,83
Insert pump/only rod	187	31,17
Tubing pump/only rod	76	12,67
Re design	3	0,50
Rod redesign	3	0,50
<b>Grand Total</b>	<b>725</b>	<b>120,83</b>

**Gráfica 11.** Servicios ejecutados por FB (MNT).



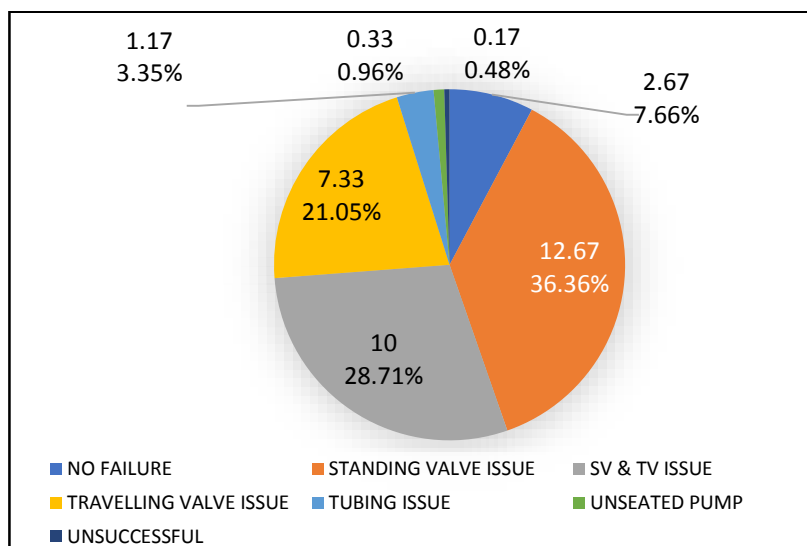
De la **Gráfica 11.**, se evidencia que el servicio que más ejecuta la Flush by en los campos de la Asociación Nare es el de cambio de bomba un porcentaje de 36.28% y un numero de servicios promedio mensual de 43.83.

**Gráfica 12.** Servicios a pozo de ejecutados de “fishing” por FB.



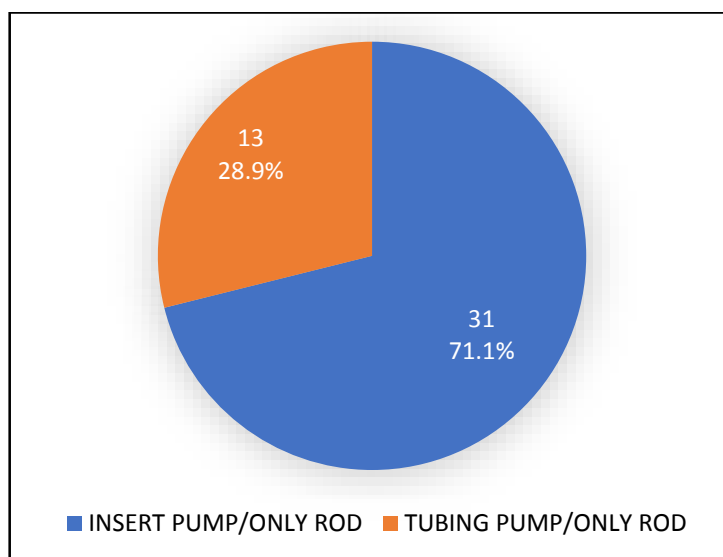
De la **Gráfica 12.**, se puede evidenciar que el servicio de “Fishing” el porcentaje de servicios ejecutado exitosamente es del 95% con una cantidad de 3, lo que quiere decir que por cada 4 servicios ejecutados por mes uno de estos no tiene éxito. Se puede revisar que sucedió a nivel técnico específicamente en los servicios de pesca no exitosos para llegar al 100% de éxito en estos servicios.

**Gráfica 13.** Servicios a pozo ejecutados de “Flushing and Diagnostic” por FB.



De la **Gráfica 13.**, se puede evidenciar que el servicio de “Flushing and Diagnostic” en el objetivo específico de “No failure” tiene un porcentaje del 28.71% y un número de servicios de 10; esto quiere decir que no era necesario movilizar la unidad para realizar este servicio, la cuadrilla de producción pudo haber corregido el inconveniente.

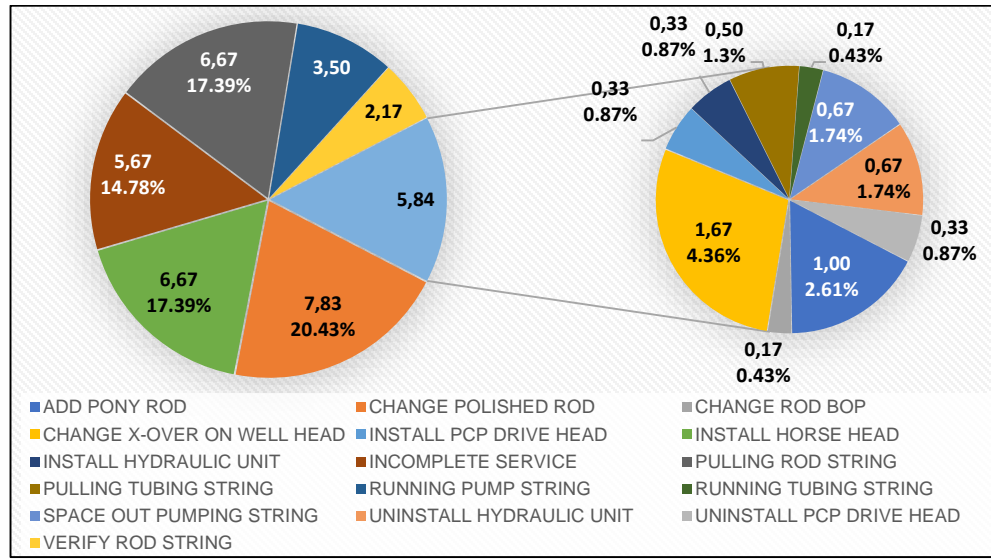
**Gráfica 14.** Servicios a pozo ejecutados de "Pump Change" por FB.



De la **Gráfica 14.**, se puede evidenciar que del servicio específico “Pump Change”, el objetivo específico más ejecutado es el de “Insert Pump/Only Rod” con un

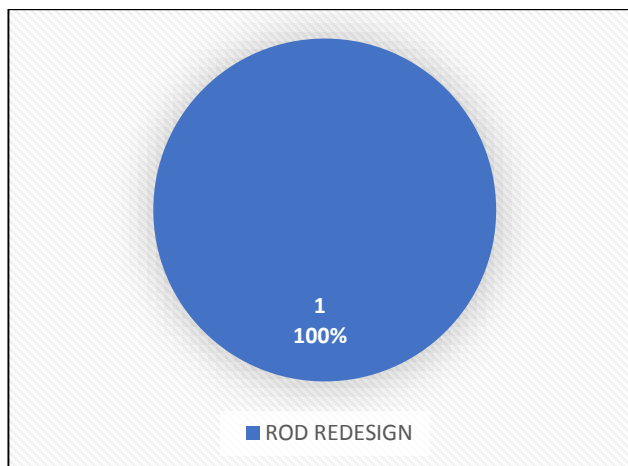
porcentaje de 71.1% y una cantidad de 31 servicios por mes ejecutados, la cantidad de servicios ejecutados con el objetivo de “Tubing pump/only rod” es de 13 con un porcentaje de 28.9%. Esto se debe a que la mayoría de pozos en la Asociación Nare usan el sistema de levantamiento artificial Bombeo Mecánico – bomba inserta.

**Gráfica 15.** Distribución de los servicios a pozo ejecutados de los servicios específicos “Others” por FB.



De la **Gráfica 15.**, se puede evidenciar que se ejecutaron una cantidad promedio mensual total de 38.33 servicios, adicionalmente el servicio más recurrente de esta categoría es cambio de barra lisa con un porcentaje de 20.43% y una cantidad promedio mensual de 7.83 servicios.

**Gráfica 16.** Servicios a pozo ejecutados de redesign (FB).



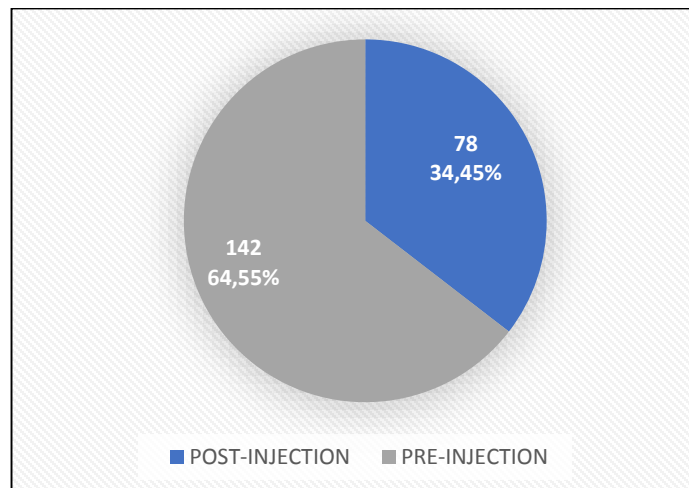
De la **Gráfica 16.**, se evidencia que el único servicio específico realizado de “redesign” es del objetivo de “rod redesign” (rediseño de varilla) con un porcentaje de 100% y una cantidad de 1 servicio ejecutado por mes.

En la **Tabla 16.**, se puede observar la distribución de los servicios ejecutados por las unidades “Rigs” de la categoría de STM, cuyos resultados se pueden observar en la **Gráfica 21.**

**Tabla 14.** Cantidad de servicios por Rigs (STM).

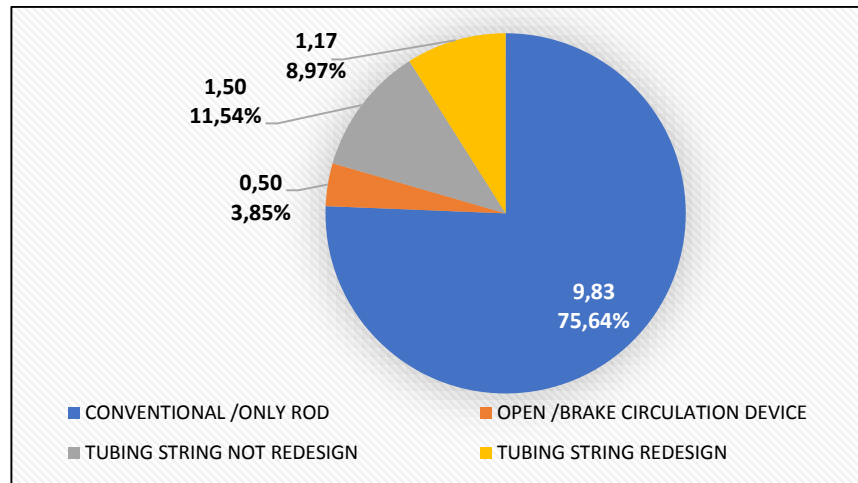
Servicio	Cantidad	Promedio
Post-injection	78	13.00
Conventional /only rod	59	9.83
Open /brake circulation device	3	0.50
Tubing string not redesign	9	1.50
Tubing string redesign	7	1.17
Pre-injection	142	23.67
Conventional /only rod	53	8.83
Injection of isolation gel	29	4.83
Lift up rod string	1	0.17
Tubing redesign	1	0.17
Tubing string not redesign	21	3.50
Tubing string redesign	37	6.17
<b>Grand total</b>	<b>220</b>	<b>36.67</b>

**Gráfica 17.** Servicios ejecutados por rigs (STM).

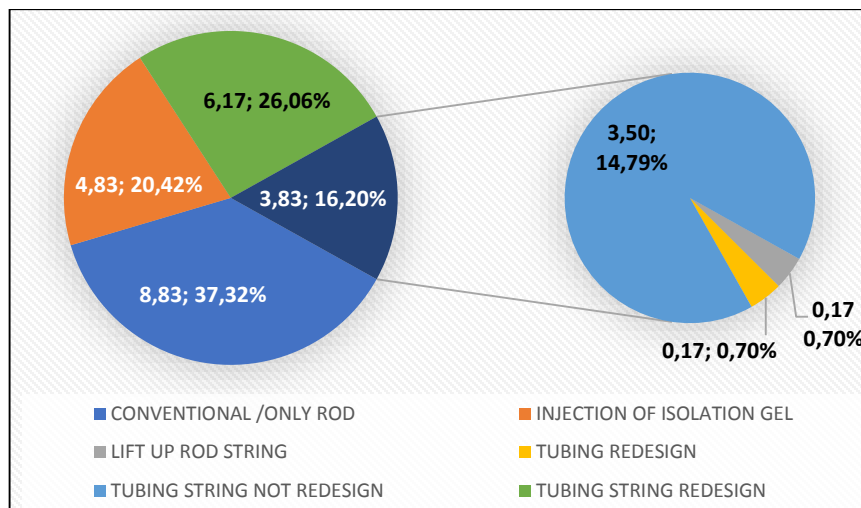


De la **Gráfica 17.**, se puede evidenciar que el servicio más ejecutado por los Rigs en la categoría Steam Injection es el de Pre-injection, con un porcentaje de 64.55% y 142 servicios ejecutados por mes.

**Gráfica 18.** Servicios a pozo ejecutados de Post-injection (STM).



**Gráfica 19.** Servicios a pozo ejecutados de Pre-injection.

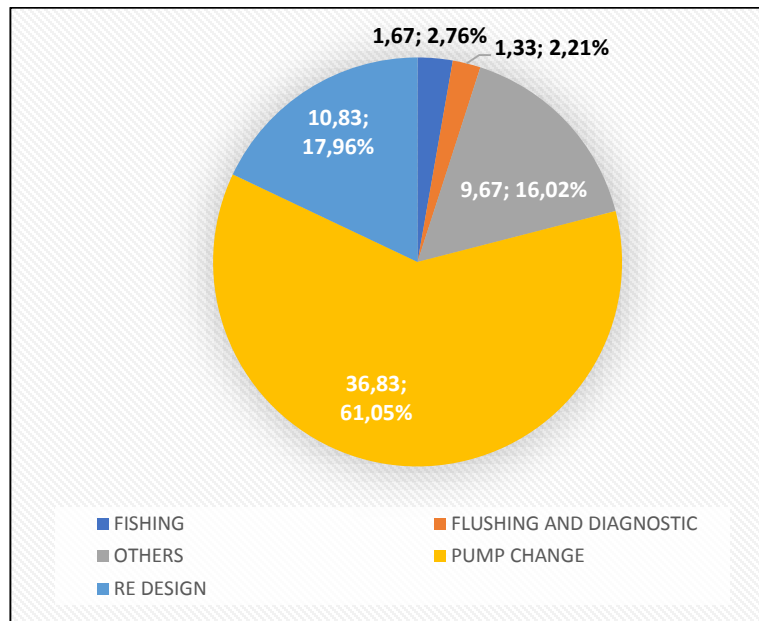


De las **Gráficas 18 y 19**, se puede evidenciar que de los servicios que están ejecutando los Rigs para la categoría Steam en los Post-injection son 75,64% y para los Pre-injection son 37,32%, de servicios convencionales solo varilla. Este servicio específico lo puede realizar la Flush by a un menor costo por hora y en un menor tiempo operacional. Por este motivo se recomienda revisar porque estos servicios están siendo ejecutados por los Rigs.

**Tabla 15.** Cantidad de servicios ejecutados por Rigs (MNT).

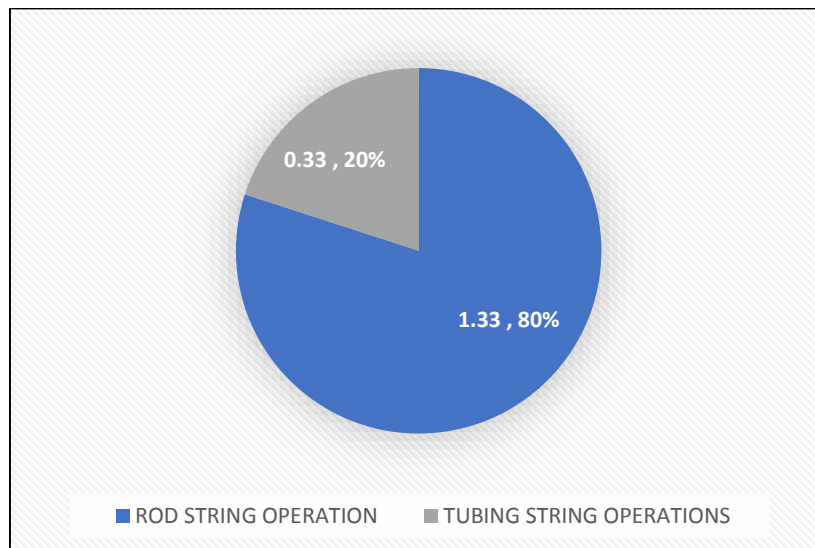
Servicio	Cantidad	Promedio
Fishing	10	1,67
Rod string operation	8	1,33
Tubing string operations	2	0,33
Flushing and diagnostic	8	1,33
Not failure	4	0,67
Standing valve issue	3	0,50
Tubing issue	1	0,17
Others	58	9,67
Change broken tubing	3	0,50
Gel injection	5	0,83
Install horse head	1	0,17
Memory gauge run	7	1,17
Not complete service	11	1,83
Packer change	2	0,33
Packer recovery	7	1,17
Plt jobs	2	0,33
Pulling rod & tubing string	3	0,50
Pulling rod string	1	0,17
Pulling tubing string	3	0,50
Running pumping string	1	0,17
Running tubing string	1	0,17
Sand cleaning / circulation	3	0,50
Test casing integrity	6	1,00
Verify rod string	2	0,33
Pump change	221	36,83
Esp complete	3	0,50
Insert pump complete	2	0,33
Insert pump/complete	106	17,67
Insert pump/only rod	21	3,50
Pcp/complete	4	0,67
Pcp/complete	4	0,67
Tubing pump complete	1	0,17
Tubing pump/complete	69	11,50
Tubing pump/only rod	12	2,00
Tubing string not redesign	3	0,50
Re design	65	10,83
Pump redesign	15	2,50
Tubing redesign	50	8,33
<b>Grand total</b>	<b>362</b>	<b>60,33</b>

**Gráfica 20.** Servicios a pozo ejecutados por rigs (MNT).



De la **Gráfica 21.**, se evidencia que el 61.05 % de los servicios pertenecen al tipo de servicio Pump Change con un promedio mensual de servicios de 36.83. Se debe trabajar en no realizar servicios que pueden ejecutar con Flush By para mejorar los tiempos operativos y disminuir costos.

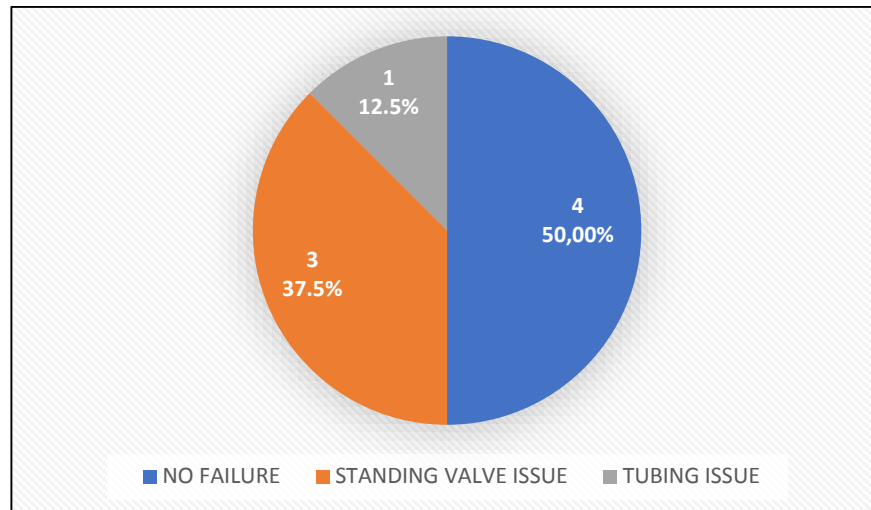
**Gráfica 21.** Servicios a pozo ejecutados de fishing (Rigs).





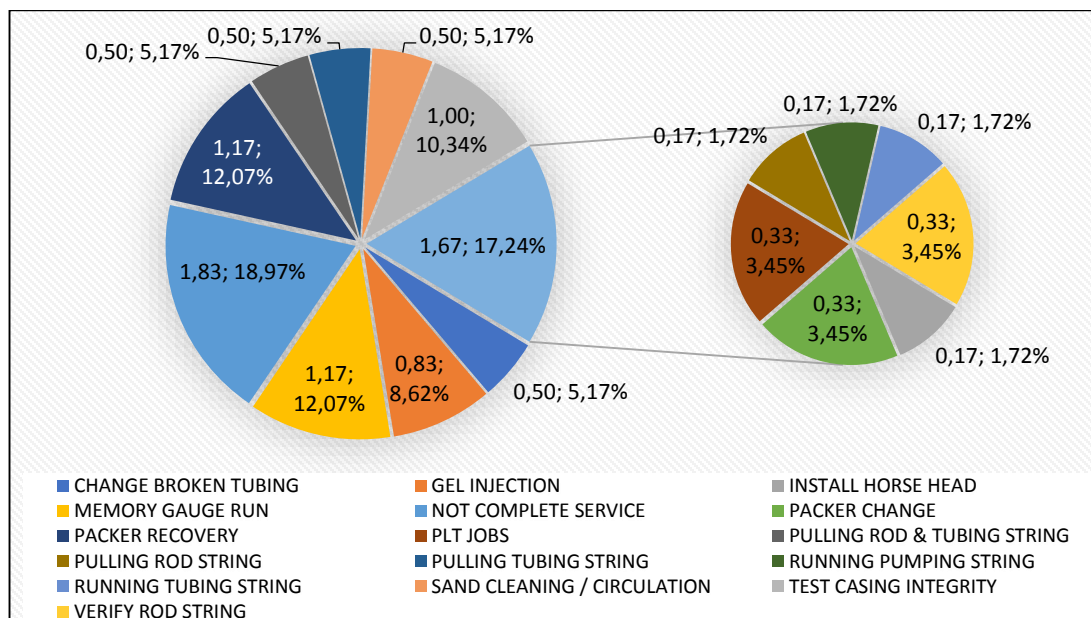
De la **Gráfica 21.**, se evidencia que el 20% de los servicios de Fishing son en la sarta de varillas y el 80% son pescas de sarta de tubería. Adicionalmente todos fueron exitosos.

**Gráfica 22.** Servicios a pozo ejecutados de Flushing and Diagnostic (Rigs).



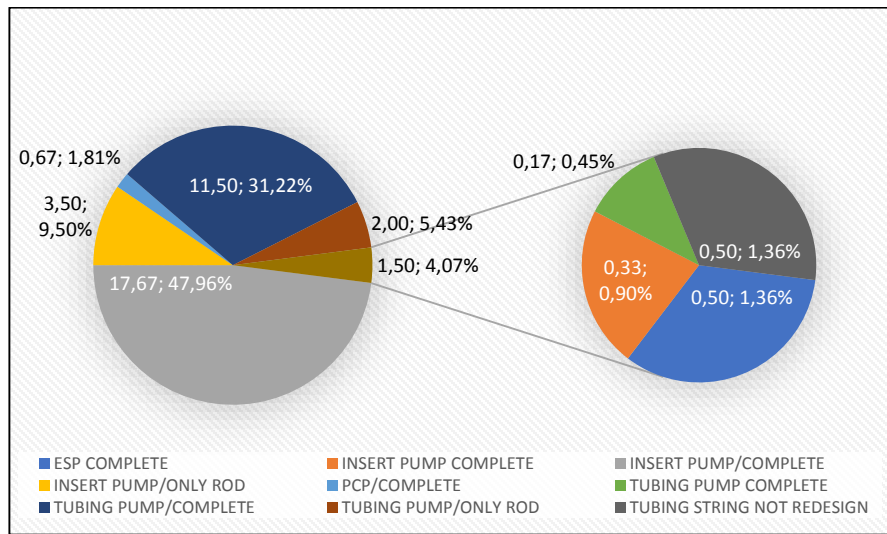
De la **Gráfica 22.**, se puede evidenciar que la mitad (50%) de los servicios efectuados del servicio específico de “Flushing and Diagnostic”, no presentan falla por lo que es necesaria evaluar la necesidad de repetir este tipo de servicio.

**Gráfica 23.** Servicios a pozo ejecutados de others (Rigs).



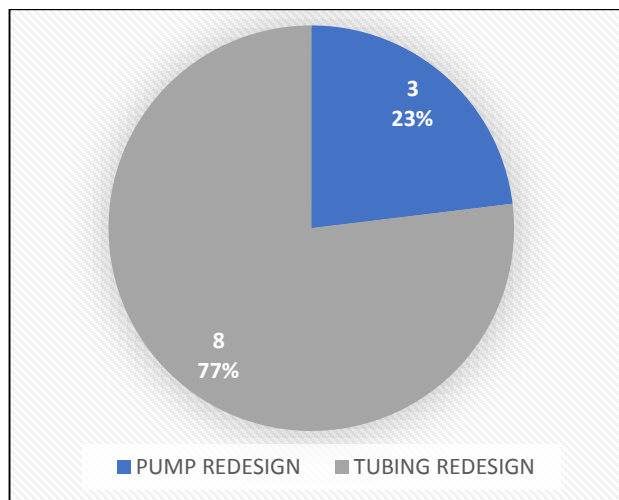
De la **Gráfica 23.**, se evidencia que se están realizando servicios que pueden ser ejecutados por Flush By con los Rigs, se recomienda revisar el plan de ejecución para evitar que sean ejecutados por los Rigs teniendo en cuenta que estos son PULLING ROD STRING, INSTALL HORSEHEAD, VERIFY ROD STRING, RUNNING PUMPING STRING.

**Gráfica 24.** Servicios a pozo ejecutados de “Pump Change” (Rigs).



De la **Gráfica 24.** Se evidencia que los dos servicios específico con mayor ejecución en los campos de Asociación Nare son Insert Pump/Complete con un porcentaje de 47.96% y Tubing Pump/Complete con un porcentaje de 31.22%, la cantidad total de estos servicios es de 29.17 promedio mensual.

**Gráfica 25.** Servicios a pozo ejecutados de redesign (rigs).



De la **Gráfica 25.**, se puede evidenciar que el servicio específico de la categoría MNT más ejecutado es el de “Tubing Redesign” con un porcentaje de 77% y una cantidad de 8 servicios ejecutados por mes.

Adicionalmente se observa que el número de rediseños respecto al número de cambios de bomba es muy bajo; esto nos muestra que se podría realizar un análisis en los pozos dañados para no correr el mismo diseño.

**5.2 CANTIDAD DE SERVICIOS A POZO EJECUTADOS POR UNIDAD.** Como se mencionó anteriormente, en los campos de la Asociación Nare se emplean diferentes unidades para realizar los servicios a pozo, para ver qué tipo de servicio y que cantidad de servicios está realizando cada unidad, se mostrarán tablas y gráficas; con estas gráficas es posible realizar comparaciones entre las unidades para ver cuál no está realizando la cantidad de servicios que se espera.

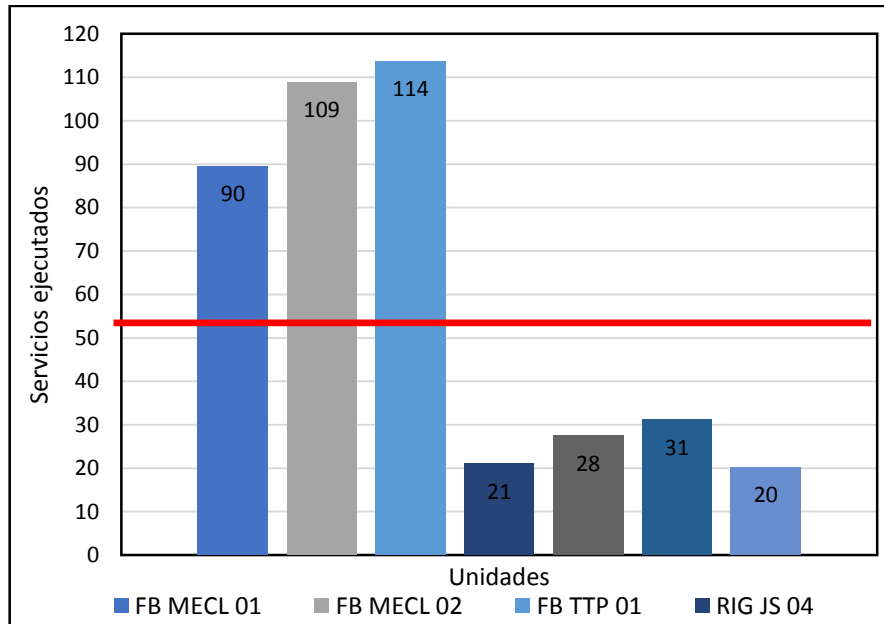
En la siguiente tabla se puede ver la totalidad de los servicios ejecutados por cada tipo de unidad sin importar la categoría a la que pertenezca el mismo, bien sea de MNT o STM; de manera posterior se mostrarán los resultados de manera visual en la **Tabla 18** y la **Gráfica 26**.

Además, se muestra una línea roja en el mismo que indica la cantidad de servicios promedio de todos los ejecutados durante los seis meses, esto permite evaluar la eficiencia de la unidad cuando desarrolla servicios a pozo.

**Tabla 16.** Servicios a pozo ejecutados por unidad.

Unidad	Cantidad
Flush By MECL 01	90
Flush By MECL 02	109
Flush By TTP 01	114
Rig JS 04	21
Rig JS 2	28
Rig JS 3	31
Rig MEC 1	30
<b>Grand total</b>	<b>413</b>
Promedio	59

**Gráfica 26.** Servicios a pozo ejecutados por unidad.



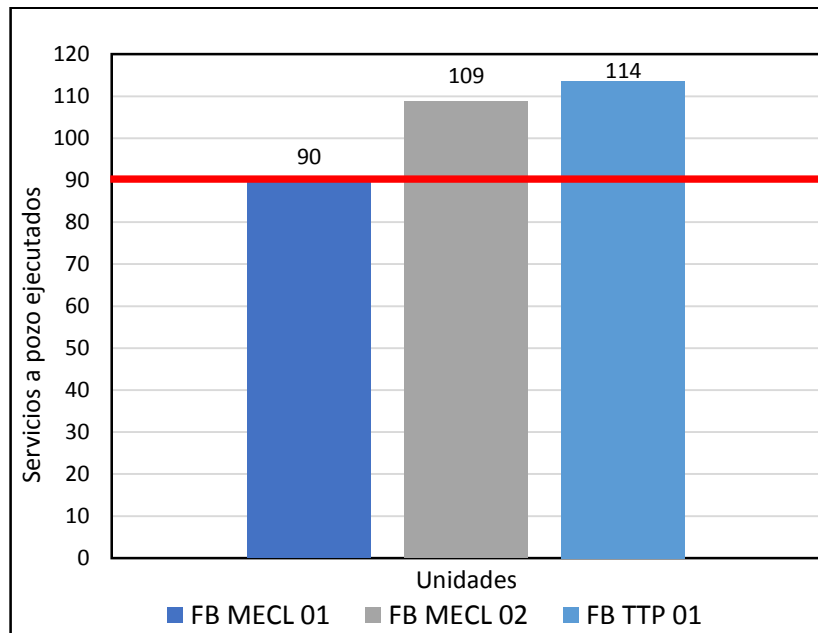
De la **Gráfica 26.**, se puede evidenciar que las unidades FB ejecutan de 3 a 5 veces la cantidad de servicios ejecutados por las unidades Rigs, esto se corrobora con los tiempos que toma realizar los diferentes tipos de servicios teniendo en cuenta que los servicios que ejecutan las FB son de menor tiempo que los que ejecutan los Rigs, es por esto que la cantidad de servicios ejecutados son mayores.

Para los servicios ejecutados por las diferentes unidades de Flush by se muestra una tabla con los datos de los servicios ejecutados por cada unidad y su respectiva gráfica de los datos (Ver **Tabla 19** y **Gráfico 31**, en el mismo también se traza el promedio (línea roja) de servicios ejecutados por las unidades (FB) lo que permite ver la eficiencia de la unidad al ejecutar los servicios a pozo.

**Tabla 17** Servicios a pozo ejecutados por Flush By.

Unidad	Cantidad
Flush By MECL 01	90
Flush By MECL 02	109
Flush By TTP 01	114
<b>Grand total</b>	<b>313</b>
<b>Promedio</b>	<b>104</b>

**Gráfica 27.** Servicios a pozos ejecutados por Flush By.



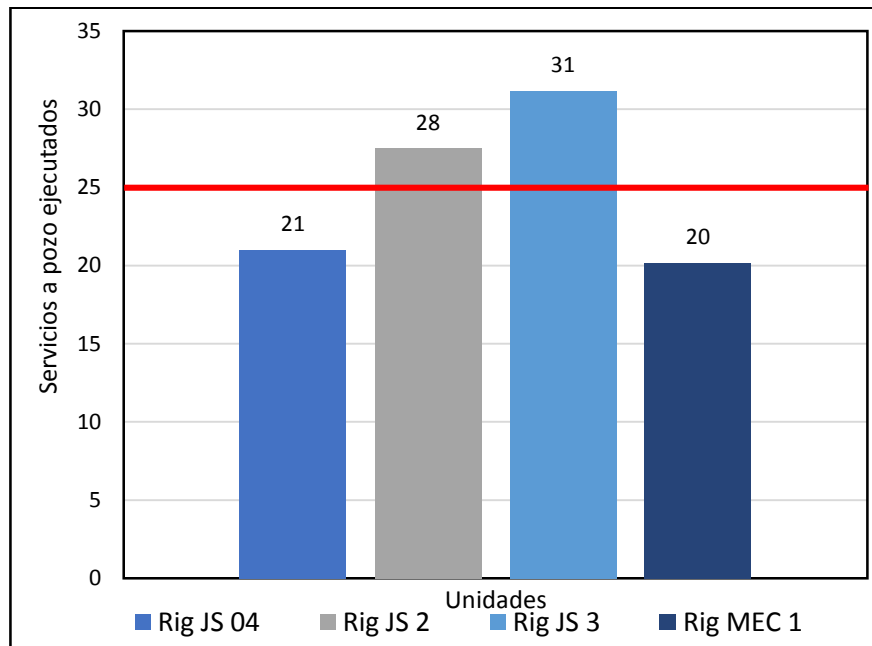
A partir de los resultados representados en la **Gráfica 27.**, se puede concluir que la unidad FB MECL 01 no está ejecutando los servicios esperados mensuales (10) línea roja en el gráfico, por el contrario, esta unidad está ejecutando 14 (13.47%) servicios menos.

Las unidades FB MECL 02 y FB TTP 01, están ejecutando mayor cantidad de servicios que los esperados mensualmente con unos valores de 109 (4.8%) y 114 (9.61%), respectivamente. De igual forma se mostrará, la tabla de los servicios a pozo ejecutados por los Rigs, y el gráfico que muestra los resultados de la misma, que incluye el promedio de los servicios realizados representado por una línea roja) por las diferentes unidades de este tipo (Ver **Tabla 20** y **Gráfica 28**); esto con el fin de ver la eficiencia cuando una unidad ejecuta los servicios a pozo.

**Tabla 18.** Servicios ejecutados por unidades (Rig).

Unidad	Cantidad
Rig JS 04	21
Rig JS 2	28
Rig JS 2	31
Rig MEC 1	20
Grand total	100
Promedio	25

**Gráfica 28.** Servicios ejecutados por unidades (Rig).



Teniendo en cuenta los resultados que se muestran en la **Gráfica 28.**, se evidencia que los Rigs JS 04 y MEC 1 no están ejecutando la cantidad de servicios a pozo esperados (25), estas unidades están ejecutando menos servicios 4(16%) y 5 (20%), respectivamente.

**5.3 PROMEDIOS DE TIEMPO POR SERVICIO A POZO.** Empleando los datos obtenidos de OpenWells, se determinaron los tiempos reales de los diferentes servicios que se realizan en los campos de la Asociación Nare.

**Tabla 19.** Promedio de horas por servicio.

Categoría	Tipo de unidad	Tiempo (horas)
MNT	Flush By	7
	Rig	31
STM	Flush By	7
	Rig	23

**Tabla 20.** Promedio de horas por servicio específico.

Servicio específico	Unidad	Tiempo (h)
Fishing	Flush By	8
	Rig	45
Flushing and diagnostic	Flush By	4
	Rig	7

**Tabla 20.** (Continuación).

Servicio específico	Unidad	Tiempo (h)
Others	Flush By	5
	Rig	34
Redesign	Flush By	5
	Rig	33
Pump change	Flush By	10
	Rig	30

**Tabla 21.** Tiempo promedio de los servicios realizados por Flush By.

Servicios	Promedio (h)
Fishing	15
Rod string operation	8
Unsuccessful	7
Flushing and diagnostic	40
No failure	4
Standing valve issue	4
SV & TV issue	4
Travelling valve issue	4
Tubing issue	4
Unseated pump	3
Unsuccessful	5
Well sanded	13
Others	85
Add pony rod	4
Change crossover on wellhead	3
Change polished rod	4
Change rod BOP	3
Change x-over on wellhead	3
Install pcp drive head	4
Install horse head	3
Install hydraulic unit	5
Not complete service	8
Pulling rod string	7
Pulling tubing string	8
Running pump string	9
Running tubing string	10
Spaced out pumping string	2
Uninstall hydraulic unit	4
Uninstall pcp drive head	3
Verify rod string	10
Pump change	20
Insert pump/only rod	10
Tubing pump/only rod	10

**Tabla 21.** (Continuación).

Servicios	Promedio (h)
Re design	5
Rod redesign	5
Post-injection	28
Conventional /only rod	7
Open /brake circulation device	10
Redesign /only rod	7
Seat rod string	4
Pre-injection	40
Open and close sliding slee	20
Conventional /only rod	6
Lift up rod string	4
Verify rod string	11

**Tabla 22.** Tiempo promedio de los servicios realizados por Rig.

Servicio	Promedio (h)
Fishing	124
Rod string operation	34
Tubing string operations	90
Flushing and diagnostic	21
No failure	8
Standing valve issue	8
Tubing issue	5
Others	497
Change broken tubing	24
Gel injection	37
Install horse head	3
Memory gauge run	37
Not complete service	28
Packer change	38
Packer recovery	31
Plt jobs	45
Pulling rod & tubing string	32
Pulling rod string	8
Pulling tubing string	12
Running pump string	28
Running tubing string	19
Sand cleaning / circulation	98
Test casing integrity	48
Verify rod string	9



**Tabla 22.** (Continuación).

Servicio	Promedio (h)
Pump change	321
Esp complete	25
Insert pump/complete	33
Insert pump/only rod	17
Pcp/complete	32
Tubing pump/complete	30
Tubing pump/only rod	16
Tubing string not redesign	40
Re design	64
Pump redesign	30
Tubing redesign	34
Post-injection	101
Conventional /only rod	12
Open /brake circulation device	15
Tubing string not redesign	35
Test casing integrity	48
Verify rod string	9
Pump change	321
Esp complete	25
Insert pump/complete	33
Insert pump/only rod	17
Pcp/complete	32
Tubing pump/complete	30
Tubing pump/only rod	16
Tubing string not redesign	40
Re design	64
Pump redesign	30
Tubing redesign	34
Post-injection	101
Conventional /only rod	12
Open /brake circulation device	15
Tubing string not redesign	35
Tubing string redesign	39
Pre-injection	166
Conventional /only rod	13
Injection of isolation gel	35
Tubing redesign	56
Tubing string not redesign	30
Tubing string redesign	33

Desde el **Cuadro 50** hasta el **Cuadro 64** se puede observar la duración teórica de cada actividad perteneciente al servicio, así como también la suma de las actividades que muestran el tiempo total que debería durar cada servicio

teóricamente. Además, en estos cuadros se muestra el tiempo real de duración del servicio obtenido de la data extraída de la plataforma openWells, que permite hacer comparaciones de efectividad con la que se está ejecutando el servicio.

**Cuadro 49.** Tiempos teóricos del servicio cambio de bomba con Flush By (Bomba inserta solo varilla (BM) - bomba de tubería solo varilla (BM) -PCP inserta solo varilla - PCP de tubería solo varilla).

Código	Descripción de Fase Operacional	Flush By MEC 1,600 ft-MD	Flush By MEC 2,200 ft-MD	Flush By MEC 2,800 ft-MD	Flush By MEC 3,400 ft-MD	Flush By MEC 4,000 ft-MD
MOB	Movilizar equipo.	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
RU	Armar equipo (Instalar unidad básica e lizar torre).	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
USIWT	Descargar pozo. Retirar cabezal, realizar pruebas de bomba y tubería. Armar mesa y herramientas de varilla. Pescar y desasentar válvula fija / rotor e instalar BOP de varillas.	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
PULLSR	Sacar sarta de bombeo. (35 std/hr)	1,0	1,5	1,5	2,0	2,0
RUNSR	Instalar BOP de varillas y bajar pistón con sarta de varillas. (35 std/hr)	1,5	2,0	2,0	2,5	2,5
TPSO	Espaciar pistón. Realizar prueba de integridad de sello y bombeo.	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
ISURF	Instalar cabezal de unidad y línea de producción.	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
RD	Desarmar el equipo.	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
<b>Total (horas)</b>		<b>6,5</b>	<b>7,5</b>	<b>7,5</b>	<b>8,5</b>	<b>8,5</b>
<b>Tiempo promedio teórico (horas)</b>		<b>8</b>				
<b>Tiempo promedio real (horas)</b>		<b>10</b>				

**Cuadro 50.** Tiempos teóricos del servicio post-inyección con Flush By (convencional solo varilla - rediseño solo varilla).

Código	Descripción de Fase Operacional	Rigs MEC 1,600 ft-MD	Rigs MEC 2,200 ft-MD	Rigs MEC 2,800 ft-MD	Rigs MEC 3,400 ft-MD	Rigs MEC 4,000 ft-MD
MOB	Movilizar equipo.	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
RU	Armar equipo (Instalar unidad básica e lizar torre).	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
USIWT	Retirar tapón en instalar BOP de pozo. Armar mesa y herramientas de varilla. Instalar BOP de varillas.	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
RUNSR	Bajar bomba con sarta de varillas. (40 jts/hr)	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5
TPSO	Desarmar mesa y herramientas. Anclar y espaciar bomba. Realizar prueba de integridad de sello y bombeo.	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
ISURF	Instalar cabezal de unidad y línea de producción.	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
RD	Desarmar el equipo.	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
<b>Total (horas)</b>		<b>6</b>	<b>5,5</b>	<b>6</b>	<b>6,5</b>	<b>7</b>
<b>Tiempo promedio teórico (horas)</b>		<b>6</b>				
<b>Tiempo promedio real (horas)</b>		<b>7</b>				

**Cuadro 51.** Tiempos teóricos del servicio post-inyección con Flush By (Apertura/ruptura de dispositivo de circulación).

Código	Descripción de Fase Operacional	Flush By MEC 1,600 ft-MD	Flush By MEC 2,200 ft-MD	Flush By MEC 2,800 ft-MD	Flush By MEC 3,400 ft-MD	Flush By MEC 4,000 ft-MD
MOB	Movilizar equipo.	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
RU	Armar equipo (Instalar unidad básica e lizar torre).	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
USIWT	Retirar tapón en instalar BOP de pozo. Armar mesa y herramientas de varilla. Instalar BOP de varillas.	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
BRKPN / OPENSS	Bajar sarta de varillas para romper dispositivo de circulación.	2,5	3,5	4,5	5,5	6,0
RUNSR	Bajar bomba con sarta de varillas. (40 jts/hr)	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5
TPSO	Desarmar mesa y herramientas. Anclar y espaciar bomba. Realizar prueba de integridad de sello y bombeo.	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5

**Cuadro 51.** (Continuación).

Código	Descripción de Fase Operacional	Flush By MEC 1,600 ft-MD	Flush By MEC 2,200 ft-MD	Flush By MEC 2,800 ft-MD	Flush By MEC 3,400 ft-MD	Flush By MEC 4,000 ft-MD
ISURF	Instalar cabezal de unidad y línea de producción.	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
RD	Desarmar el equipo.	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
<b>Total (horas)</b>		7,5	9	10,5	12	13
<b>Tiempo promedio teórico (horas)</b>		<b>10</b>				
<b>Tiempo promedio real (horas)</b>		<b>10</b>				

**Cuadro 52.** Tiempos teóricos del servicio post-inyección con Flush By (sarta levantada).

Código	Descripción de Fase Operacional	Flush By MEC 1,600 ft-MD	Flush By MEC 2,200 ft-MD	Flush By MEC 2,800 ft-MD	Flush By MEC 3,400 ft-MD	Flush By MEC 4,000 ft-MD
MOB	Movilizar equipo.	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
RU	Armar equipo (Instalar unidad básica e izar torre).	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
USIWT	Retirar tapón en instalar BOP de pozo. Armar mesa y herramientas de varilla. Instalar BOP de varillas.	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
TPSO	Desarmar mesa y herramientas. Anclar y espaciar bomba. Realizar prueba de integridad de sello y bombeo.	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
ISURF	Instalar cabezal de unidad y línea de producción.	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
RD	Desarmar el equipo.	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
<b>Total (horas)</b>		3	3	3	3	3
<b>Tiempo promedio teórico (horas)</b>		<b>3</b>				
<b>Tiempo promedio real (horas)</b>		<b>4</b>				

**Cuadro 53.** Tiempos teóricos del servicio pre-inyección con Flush By (convencional / sólo varilla).

Código	Descripción de Fase Operacional	Flush By	Flush By	Flush By	Flush By	Flush By
		MEC 1,600 ft-MD	MEC 2,200 ft-MD	MEC 2,800 ft-MD	MEC 3,400 ft-MD	MEC 4,000 ft-MD
MOB	Movilizar equipo.	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
RU	Armar equipo (Instalar unidad básica e izar torre).	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
USIWT	Retirar cabezal, realizar pruebas de bomba y tubería. Armar mesa y herramientas de varilla. Desasentar bomba / pescar válvula e instalar BOP de varillas.	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
PULLSR	Sacar sarta de bombeo. (40 jts/hr)	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5
ISURF	Desarmar mesa y herramientas. Instalar tapón de superficie.	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
RD	Desarmar el equipo.	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
<b>Total (horas)</b>		<b>4</b>	<b>5</b>	<b>5,5</b>	<b>6</b>	<b>6,5</b>
<b>Tiempo promedio teórico (horas)</b>		<b>5</b>				
<b>Tiempo promedio real (horas)</b>		<b>6</b>				

**Cuadro 54.** Tiempos teóricos del servicio pre-inyección (apertura / ruptura de dispositivo de circulación).

Codigo	Descripcion de Fase Operacional	Rigs	Rigs	Rigs	Rigs	Rigs
		MEC 1,600 ft-MD	MEC 2,200 ft-MD	MEC 2,800 ft-MD	MEC 3,400 ft-MD	MEC 4,000 ft-MD
MOB	Movilizar equipo.	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
RU	Armar equipo (Instalar unidad basica e lzar torre).	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
USIWT	Retirar tapon en instalar bop de pozo. Armar mesa y htas de varilla. Instalar preventora de varillas.	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
PULLSR	Sacar sarta de bombeo. (40 jts/hr)	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5
BRKPN / OPENSS	Bajar sarta de varillas para romper dispositivo de circulacion.	2,5	3,5	4,5	5,5	6,0
TPSO	Desarmar mesa y htas. Anclar y espaciar bomba. Realizar prueba de integridad de sello y bombeo.	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
ISURF	Instalar cabezal de unidad y linea de produccion.	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
RD	Desarmar el equipo.	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5

**Cuadro 54.** (Continuación).

Codigo	Descripcion de Fase Operacional	Rigs MEC 1,600 ft-MD	Rigs MEC 2,200 ft-MD	Rigs MEC 2,800 ft-MD	Rigs MEC 3,400 ft-MD	Rigs MEC 4,000 ft-MD
<b>Total (horas)</b>		7,5	9,0	10,5	12,0	13,0
<b>Tiempo promedio teórico (horas)</b>		<b>10</b>				
<b>Tiempo promedio real (horas)</b>		<b>10</b>				

**Cuadro 55.** Tiempos teóricos del servicio pre-inyección (sarta levantada).

Código	Descripción de Fase Operacional	Flush By MEC 1,600 ft-MD	Flush By MEC 2,200 ft-MD	Flush By MEC 2,800 ft-MD	Flush By MEC 3,400 ft-MD	Flush By MEC 4,000 ft-MD
MOB	Movilizar equipo.	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
RU	Armar equipo (Instalar unidad básica e lizar torre).	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
USIWT	Retirar tapón en instalar BOP de pozo. Armar mesa y herramientas de varilla. Instalar BOP de varillas.	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
ISURF	Instalar cabezal de unidad y línea de producción.	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
RD	Desarmar el equipo.	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
<b>Total (horas)</b>		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
<b>Tiempo promedio teórico (horas)</b>		<b>3</b>				
<b>Tiempo promedio real (horas)</b>		<b>4</b>				

**Cuadro 56.** Tiempos teóricos del servicio de cambio de bomba - (bomba inserta completa (BM) - PCP inserta completa).

Código	Descripción de Fase Operacional	Rigs MEC 1,600 ft-MD	Rigs MEC 2,200 ft-MD	Rigs MEC 2,800 ft-MD	Rigs MEC 3,400 ft-MD	Rigs MEC 4,000 ft-MD
MOB	Movilizar equipo.	1	1	1	1	1
RU	Armar equipo (Instalar unidad básica e lizar torre).	2	2	2	2	2
USIWT	Descargar pozo, retirar cabezal, realizar pruebas de bomba y tubería. Armar mesa y herramientas de varilla. Desasentar bomba e instalar BOP de varillas.	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
PULLSR	Sacar sarta de bombeo. (35 std/hr)	1	1,5	1,5	2	2

**Cuadro 56.** (Continuación).

Código	Descripción de Fase Operacional	Rigs MEC 1,600 ft-MD	Rigs MEC 2,200 ft-MD	Rigs MEC 2,800 ft-MD	Rigs MEC 3,400 ft-MD	Rigs MEC 4,000 ft-MD
NUBOP	Retirar mesa y cambiar herramientas. Retirar línea, árbol de producción y pumping flange, instalar BOP de tubería, realizar prueba de apertura y cierre. Armar mesa de trabajo.	2	2	2	2	2
TAGBTM	Verificar fondo con tubería y retirar la tubería adicional.	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
POOH	Sacar tubería de producción y desarmar BHA de producción. (18 std/hr)	1,5	2	2,5	3	3,5
RIH	Armar BHA de producción y bajar con tubería realizando pruebas de sello. (22 std/hr)	1,5	2	2,5	3	3,5
FISHD	Cambiar herramientas. Armar y correr pescador. Realizar pesca de hold down y sacar a superficie. (35 std/hr)	2	2,5	3	3,5	4
RWBSF	Instalar y sentar tubing hanger. Retirar mesa de trabajo y desarmar BOP. Instalar pumping flange y árbol de producción.	2	2	2	2	2
RUNSR	Instalar BOP de varillas y bajar bomba con sarta de varillas. (35 std/hr)	1	1,5	1,5	2	2
TPSO	Anclar y espaciar bomba. Realizar prueba de integridad de sello y bombeo.	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
ISURF	Instalar cabezal de unidad y línea de producción.	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
RD	Desarmar el equipo.	2	2	2	2	2
<b>Total (horas)</b>		19	21,5	23	25,5	27
<b>Tiempo promedio teórico (horas)</b>		<b>23</b>				
<b>Tiempo promedio real (horas)</b>		<b>33</b>				

**Cuadro 57.** Tiempos teóricos del servicio de cambio de bomba - (bomba de tubería completa (BM) - PCP de tubería completa).

Código	Descripción de Fase Operacional	Rigs MEC 1,600 ft-MD	Rigs MEC 2,200 ft-MD	Rigs MEC 2,800 ft-MD	Rigs MEC 3,400 ft-MD	Rigs MEC 4,000 ft-MD
MOB	Movilizar equipo.	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
RU	Armar equipo (Instalar unidad básica e izar torre).	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0

**Cuadro 57. (Continuación).**

<b>Código</b>	<b>Descripción de Fase Operacional</b>	<b>Rigs MEC 1,600 ft-MD</b>	<b>Rigs MEC 2,200 ft-MD</b>	<b>Rigs MEC 2,800 ft-MD</b>	<b>Rigs MEC 3,400 ft-MD</b>	<b>Rigs MEC 4,000 ft-MD</b>
USIWT	Descargar pozo, retirar cabezal, realizar pruebas de bomba y tubería. Armar mesa y herramientas de varilla. Pescar y desasentar válvula fija e instalar BOP de varillas.	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
PULLSR	Sacar sarta de bombeo. (35 std/hr)	1,0	1,5	1,5	2	2
NUBOP	Retirar mesa y cambiar herramientas, retirar línea, árbol de producción y pumping flange, Instalar BOP de tubería, realizar prueba de apertura y cierre. Armar mesa de trabajo.	2	2	2	2	2
TAGBTM	Verificar fondo con tubería y retirar la tubería adicional.	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
POOH	Sacar tubería de producción y desarmar BHA de producción. (18 std/hr)	1,5	2	2,5	3	3,5
RIH	Armar BHA de producción y bajar con tubería realizando pruebas de sello. (22 std/hr)	1,5	2	2,5	3	3,5
RWBSF	Instalar y sentar tubing hanger. Retirar mesa de trabajo y desarmar BOP. Instalar pumping flange y árbol de producción.	2	2	2	2	2
RUNSR	Instalar BOP de varillas y bajar pistón con sarta de varillas.	1,0	1,5	1,5	2	2
TPSO	Espaciar pistón. Realizar prueba de integridad de sello y bombeo. (35 std/hr)	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
ISURF	Instalar cabezal de unidad y línea de producción.	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
RD	Desarmar el equipo.	2	2	2	2	2
<b>Total (horas)</b>		<b>17</b>	<b>19</b>	<b>20</b>	<b>22</b>	<b>23</b>
<b>Tiempo promedio teórico (horas)</b>		<b>20</b>				
<b>Tiempo promedio real (horas)</b>		<b>31</b>				



**Cuadro 58.** Tiempos teóricos del servicio de cambio de bomba - (bomba inserta solo varilla (BM) - bomba de tubería solo varilla (BM) - PCP inserta solo varilla - PCP de tubería solo varilla).

Código	Descripción de Fase Operacional	Rigs MEC 1,600 ft-MD	Rigs MEC 2,200 ft-MD	Rigs MEC 2,800 ft-MD	Rigs MEC 3,400 ft-MD	Rigs MEC 4,000 ft-MD
MOB	Movilizar equipo.	1	1	1	1	1
RU	Armar equipo (Instalar unidad básica e Izar torre).	2	2	2	2	2
USIWT	Descargar pozo, retirar cabezal, realizar pruebas de bomba y tubería. Armar mesa y herramientas de varilla. Desasentar bomba / pescar válvula e instalar BOP de varillas.	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
NUBOP	Retirar mesa y cambiar herramientas. Retirar línea, árbol de producción y pumping flange. Instalar BOP de tubería, realizar prueba de apertura y cierre. Armar mesa de trabajo.	2	2	2	2	2
TAGBTM	Verificar fondo con tubería y retirar la tubería adicional.	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
POOH	Sacar tubería de producción y desarmar BHA de producción. (18 std/hr)	1,5	2	2,5	3	3,5
RIH	Armar BHA de producción y bajar con tubería realizando pruebas de sello. (22 std/hr)	1,5	2	2,5	3	3,5
FISHD	Cambiar herramientas. Armar y correr pescador. Realizar pesca de hold down y sacar a superficie. (35 std/hr)	2	2,5	3	3,5	4,0
RWBSF	Instalar y sentar tubing hanger. Retirar mesa de trabajo y desarmar BOP. Instalar pumping flange y árbol de producción.	2	2	2	2	2
RUNSR	Instalar BOP de varillas y bajar bomba / pistón con sarta de varillas. (35 std/hr)	1	1,5	1,5	2	2
ISURF	Instalar cabezal de unidad y línea de producción.	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
RD	Desarmar el equipo.	2	2	2	2	2
<b>Total (horas)</b>		10	11	11	12	12
<b>Tiempo promedio teórico (horas)</b>		<b>11</b>				
<b>Tiempo promedio real (horas)</b>		<b>16</b>				

**Cuadro 59.** Tiempos teóricos del servicio de post-inyección (tubería de producción sin rediseño - tubería de producción con rediseño).

Código	Descripción de Fase Operacional	Rigs	Rigs	Rigs	Rigs	Rigs
		MEC 1,600 ft-MD	MEC 2,200 ft-MD	MEC 2,800 ft-MD	MEC 3,400 ft-MD	MEC 4,000 ft-MD
MOB	Movilizar equipo.	1	1	1	1	1
RU	Armar equipo (Instalar unidad básica e lizar torre).	2	2	2	2	2
USIWT	Retirar tapón en instalar BOP de pozo. Armar mesa y herramientas de varilla. Instalar BOP de varillas.	1	1	1	1	1
RUNSR	Bajar bomba con sarta de varillas. (40 jts/hr)	1,5	2	2,5	3	3,5
TPSO	Desarmar mesa y herramientas. Anclar y espaciar bomba. Realizar prueba de integridad de sello y bombeo.	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
ISURF	Instalar cabezal de unidad y línea de producción.	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
RD	Desarmar el equipo.	2	2	2	2	2
<b>Total (horas)</b>		18	20	21,5	23,5	25
<b>Tiempo promedio teórico (horas)</b>		<b>22</b>				
<b>Tiempo promedio real (horas)</b>		<b>37</b>				

**Cuadro 60.** Tiempos teóricos del servicio de post-inyección (convencional solo varilla - rediseño solo varilla).

Código	Descripción de Fase Operacional	Rigs	Rigs	Rigs	Rigs	Rigs
		MEC 1,600 ft-MD	MEC 2,200 ft-MD	MEC 2,800 ft-MD	MEC 3,400 ft-MD	MEC 4,000 ft-MD
MOB	Movilizar equipo.	1	1	1	1	1
RU	Armar equipo (Instalar unidad básica e lizar torre).	2	2	2	2	2
USIWT	Retirar tapón en instalar BOP de pozo. Armar mesa y herramientas de varilla. Instalar BOP de varillas.	1	1	1	1	1
RUNSR	Bajar bomba con sarta de varillas. (40 jts/hr)	1,5	2	2,5	3	3,5
TPSO	Desarmar mesa y herramientas. Anclar y espaciar bomba. Realizar prueba de integridad de sello y bombeo.	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
ISURF	Instalar cabezal de unidad y línea de producción.	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
RD	Desarmar el equipo.	2	2	2	2	2

**Cuadro 60.** (Continuación).

Código	Descripción de Fase Operacional	Rigs	Rigs	Rigs	Rigs	Rigs
		MEC 1,600 ft-MD	MEC 2,200 ft-MD	MEC 2,800 ft-MD	MEC 3,400 ft-MD	MEC 4,000 ft-MD
<b>Total (horas)</b>		8,5	9	9,5	10	10,5
<b>Tiempo promedio teórico (horas)</b>		<b>10</b>				
<b>Tiempo promedio real (horas)</b>		<b>12</b>				

**Cuadro 61.** Tiempos teóricos del servicio de post-inyección (apertura/ruptura de dispositivos de circulación).

Código	Descripción de Fase Operacional	Rigs	Rigs	Rigs	Rigs	Rigs
		MEC 1,600 ft-MD	MEC 2,200 ft-MD	MEC 2,800 ft-MD	MEC 3,400 ft-MD	MEC 4,000 ft-MD
MOB	Movilizar equipo.	1	1	1	1	1
RU	Armar equipo (Instalar unidad básica e lizar torre).	2	2	2	2	2
USIWT	Retirar tapón en instalar BOP de pozo. Armar mesa y herramientas de varilla. Instalar BOP de varillas.	1	1	1	1	1
BRKPN / OPENSS	Bajar sarta de varillas con el fin de abrir o romper dispositivos de circulación	1,5	2	2,5	3	3,5
RUNSR	Bajar bomba con sarta de varillas. (40 jts/hr)	1,5	2	2,5	3	3,5
TPSO	Desarmar mesa y herramientas. Anclar y espaciar bomba. Realizar prueba de integridad de sello y bombeo.	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
ISURF	Instalar cabezal de unidad y línea de producción.	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
RD	Desarmar el equipo.	2	2	2	2	2
<b>Total (horas)</b>		10	11	12	13	14
<b>Tiempo promedio teórico (horas)</b>		<b>12</b>				
<b>Tiempo promedio real (horas)</b>		<b>15</b>				

**Cuadro 62.** Tiempos teóricos del servicio de pre-inyección (tubería sin rediseño - tubería con rediseño).

Código	Descripción de Fase Operacional	Rigs MEC 1,600 ft-MD	Rigs MEC 2,200 ft-MD	Rigs MEC 2,800 ft-MD	Rigs MEC 3,400 ft-MD	Rigs MEC 4,000 ft-MD
MOB	Movilizar equipo.	1	1	1	1	1
RU	Armar equipo (Instalar unidad básica e lizar torre).	2	2	2	2	2
USIWT	Descargar pozo. Retirar cabezal, realizar pruebas de bomba y tubería. Armar mesa y herramientas de varilla. Desasentar bomba / pescar válvula e instalar BOP de varillas.	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
PULLSR	Sacar sarta de bombeo. (35 std/hr)	1	1,5	1,5	2,0	2,0
NUBOP	Retirar mesa y cambiar herramientas. Retirar árbol de producción y pumping flange. Instalar BOP de tubería, realizar prueba de apertura y cierre. Armar mesa de trabajo.	2	2	2	2	2
TAGBTM	Verificar fondo con tubería y retirar la tubería adicional.	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
POOH	Sacar tubería de producción y desarmar BHA de producción. (18 std/hr)	1,5	2	2,5	3	3,5
RIH	Armar BHA de producción y bajar con tubería realizando pruebas de sello. (22 std/hr)	2,5	3,5	4,5	5	5,5
FISHD	Cambiar herramientas. Armar y correr pescador. Realizar pesca de hold down y sacar a superficie. (40 jts/hr)	2,5	3	3,5	4	4,5
RWBSF	Instalar y sentar tubing hanger. Retirar mesa de trabajo y desarmar BOP. Instalar pumping flange, árbol de producción y tapón de superficie.	2	2	2	2	2
RD	Desarmar el equipo.	2	2	2	2	2
<b>Total (horas)</b>		18,5	21	23	25	26,5
<b>Tiempo promedio teórico (horas)</b>		<b>23</b>				
<b>Tiempo promedio real (horas)</b>		<b>32</b>				

**Cuadro 63.** Tiempos teóricos del servicio de pre-inyección (Convencional sólo varilla).

Código	Descripción de Fase Operacional	Rigs MEC 1,600 ft-MD	Rigs MEC 2,200 ft-MD	Rigs MEC 2,800 ft-MD	Rigs MEC 3,400 ft-MD	Rigs MEC 4,000 ft-MD
MOB	Movilizar equipo.	1	1	1	1	1
RU	Armar equipo (Instalar unidad básica e Izar torre).	2	2	2	2	2
USIWT	Retirar cabezal, realizar pruebas de bomba y tubería. Armar mesa y herramientas de varilla. Desasentar bomba / pescar válvula e instalar BOP de varillas.	1	1	1	1	1
PULLSR	Sacar sarta de bombeo. (40 jts/hr)	1,5	2	2,5	3	3,5
ISURF	Desarmar mesa y herramientas. Instalar tapón de superficie.	1	1	1	1	1
RD	Desarmar el equipo.	2	2	2	2	2
<b>Total (horas)</b>		8,5	9	9,5	10	10,5
<b>Tiempo promedio teórico (horas)</b>		<b>10</b>				
<b>Tiempo promedio real (horas)</b>		<b>13</b>				

**Cuadro 64.** Tiempos teóricos del servicio de re diseño (rediseño de bomba).

Código	Descripción de Fase Operacional	Rigs MEC 1,600 ft-MD	Rigs MEC 2,200 ft-MD	Rigs MEC 2,800 ft-MD	Rigs MEC 3,400 ft-MD	Rigs MEC 4,000 ft-MD
MOB	Movilizar equipo.	1	1	1	1	1
RU	Armar equipo (Instalar unidad básica e Izar torre).	2	2	2	2	2
USIWT	Descargar pozo. Retirar cabezal unidad / cabezal PCP, realizar pruebas de bomba y tubería. Armar mesa y herramientas de varilla. Desasentar bomba / Pescar válvula / Sacar rotor e instalar BOP de varillas.	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
PULLSR	Sacar sarta de bombeo. (35 std/hr)	1	1,5	1,5	2	2
NUBOP	Retirar mesa y cambiar herramientas. Retirar árbol de producción y pumping flange. Instalar BOP de tubería, realizar prueba de apertura y cierre. Armar mesa de trabajo.	2	2	2	2	2
TAGBTM	Verificar fondo con tubería y retirar la tubería adicional.	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
		1,5	2	2,5	3	3,5

**Cuadro 64.** (Continuación).

Código	Descripción de Fase Operacional	Rigs MEC 1,600 ft-MD	Rigs MEC 2,200 ft-MD	Rigs MEC 2,800 ft-MD	Rigs MEC 3,400 ft-MD	Rigs MEC 4,000 ft-MD
POOH	Sacar tubería de producción y desarmar BHA de producción. (18 std/hr)	1,5	2	2,5	3	3,5
RIH	Armar BHA de producción y bajar con tubería realizando pruebas de sello. (22 std/hr)	1,5	2	2,5	3	3,5
FISHD	Cambiar herramientas. Armar y correr pescador. Realizar pesca de hold down y sacar a superficie. (35 std/hr)	2	2,5	3	3,5	4
RWBSF	Instalar y sentar tubing hanger. Retirar mesa de trabajo y desarmar BOP. Instalar pumping flange y árbol de producción.	2	2	2	2	2
RUNSR	Instalar BOP de varillas y bajar bomba/ pistón / rotor con sarta de varillas. (35 std/hr)	1,5	2	2	2,5	2,5
TPSO	Anclar y espaciar bomba/pistón Realizar prueba de integridad de sello y bombeo.	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
ISURF	Instalar cabezal de unidad/cabezal PCP y línea de producción.	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
RD	Desarmar el equipo.	2	2	2	2	2
<b>Total (horas)</b>		19,5	22	23,5	26	27,5
<b>Tiempo promedio teórico (horas)</b>		<b>24</b>				
<b>Tiempo promedio real (horas)</b>		<b>30</b>				

#### 5.4 TIEMPOS NO PLANEADOS (NPTS).

En la siguiente sección se mostrarán las estadísticas que corresponden a las horas que son clasificadas como tiempos no planeados en las operaciones de Well Services y la descripción de que elementos hay en cada categoría.

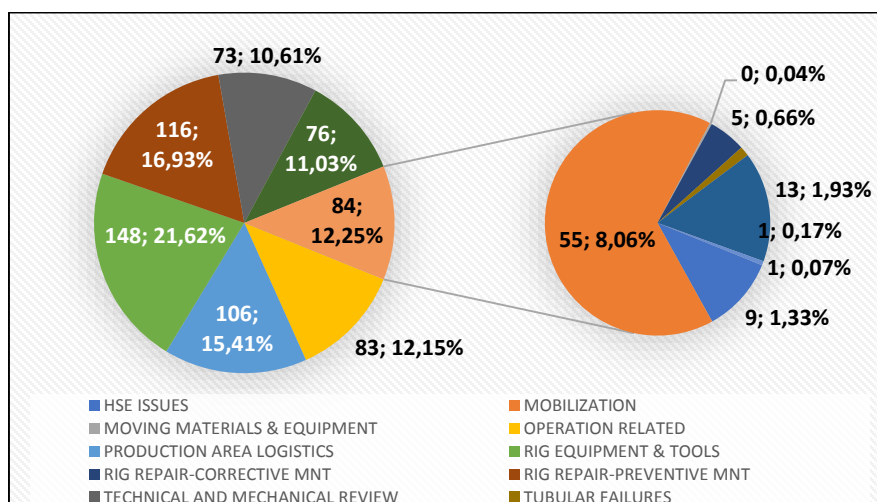
**Tabla 23.** Tiempos no planeados controlables.

NPTS	Tiempo (horas)	Promedio (horas)
Artificial lift failure	55	9
HSE issues	331	55
Mobilization	2	0
Moving materials & equipment	499	83
Operation related	633	106
Production area logistics	888	148
Rig equipment & tools	27	5
Rig repair-corrective MNT	696	116

**Tabla 23.** (Continuación).

NPTS	Tiempo (horas)	Promedio (horas)
Rig repair-preventive MNT	436	73
Technical and mechanical review	7	1
Tubular failures	80	13
Waiting on	453	76
Waiting on daylight to mobilize	3	1

**Gráfica 29.** Distribución de los Tiempos no planeados.



De la **Tabla 23** y la **Gráfica 29**, se evidencia que los promedios mensuales de las categorías de tiempos no planeados controlables más altos son HSE ISSUES con 55 horas, MOVING MATERIALS & EQUIPMENT con 83 horas, OPERATION RELATED con 106 horas, PRODUCTION AREA LOGISTICS con 148 horas, RIG REPAIR-CORRECTIVE MNT con 116 horas y WAITING ON con 76 horas.

Adicionalmente se evidencia que se están usando 73 horas RIG REPAIR-PREVENTIVE MNT, por contrato es permitido usar 0.5 horas diarias por cada equipo (7), lo cual nos da un equivalente de 108.5 horas mensuales. Se deberían emplear el total de estas horas para disminuir el tiempo de RIG REPAIR-CORRECTIVE MNT.

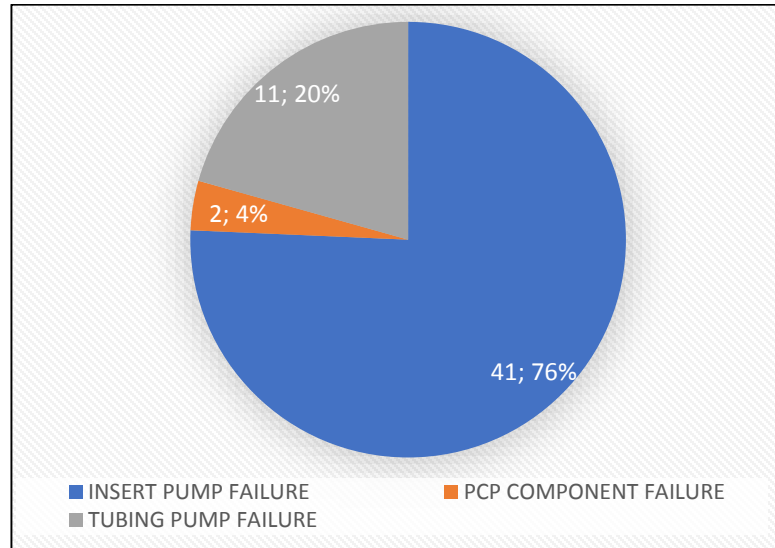
**Tabla 24.** NPTS asociados a Sistemas de levantamiento artificial.

NPTS	Tiempo (h)	Promedio (h)
Artificial lift failure	55	9
Insert pump failure	41	7
PCP component failure	2	1

**Tabla 24.** (Continuación).

NPTS	Tiempo (h)	Promedio (h)
Tubing pump failure	11	2

**Gráfica 30.** NPTS asociados a fallas en sistemas de levantamiento artificial.



De la **Tabla 25** y la **Gráfica 30**. Se evidencia que la subcategoría con mayor tiempo no planeado, que pertenece a la categoría de Artificial Lift Failure es Insert Pump Failure con 7 horas promedio mensual.

**Tabla 25.** NPTS asociados a asuntos HSE.

NPTS	Tiempos (h)	Promedios (h)
HSE issues	331	55
Contractor safety meeting	22	4
Filled up work permits.	1	0
Filling up working permits	122	20
H2s presence	40	7
Held hse drill	3	1
Held management visit	6	1
Held simops meeting	10	2
High temperature	4	1
Remedying contamination	21	3
Safety meetings	73	12

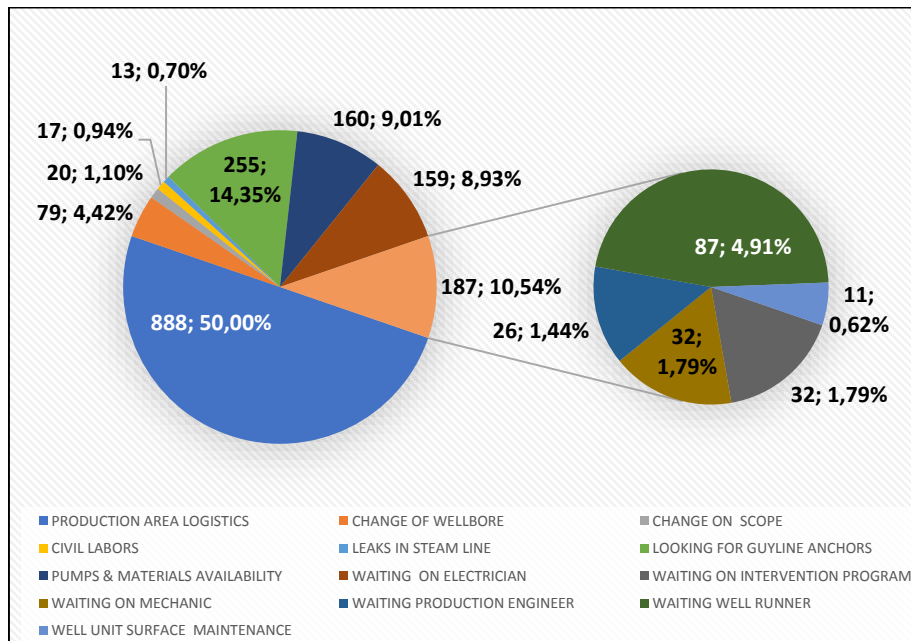
**Tabla 25.** (Continuación).





NPTS	Tiempo (h)	Promedio (h)
Waiting production engineer	26	4
Waiting well runner	87	15
Well unit surface maintenance	11	2

**Gráfica 32.** NPTS asociados a logística del área de producción.



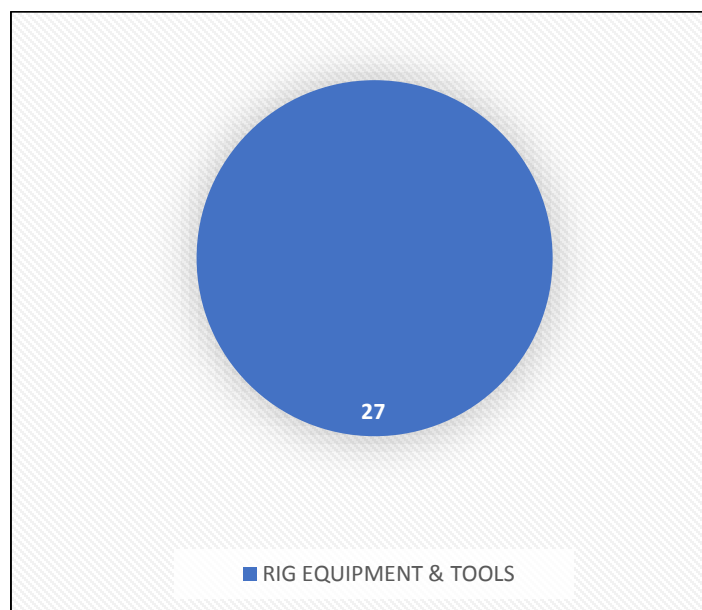
De la **Tabla 27** y la **Gráfica 32.**, se evidencia que las subcategorías con más horas promedio mensual son LOOKING FOR GUYLINE ANCHORS con 43 horas, PUMPS & MATERIALS AVAILABILITY con 27 horas, WAITING ON ELECTRICIAN con 26 horas y WAITING WELL RUNNER con 15 horas mensual.

Se recomienda demarcar los anclajes de los pozos para eliminar este tiempo, adicionalmente realizar acuerdos con el área de producción para reducir los otros tiempos no planeados.

**Tabla 27.** NPTS asociados a equipos y herramientas de la unidad.

NPTS	Tiempo (h)	Promedio (h)
Rig equipment & tools	27	5
Rig equipment & tools	27	5

**Gráfica 33.** NPTS asociados a equipo y herramientas de la unidad.

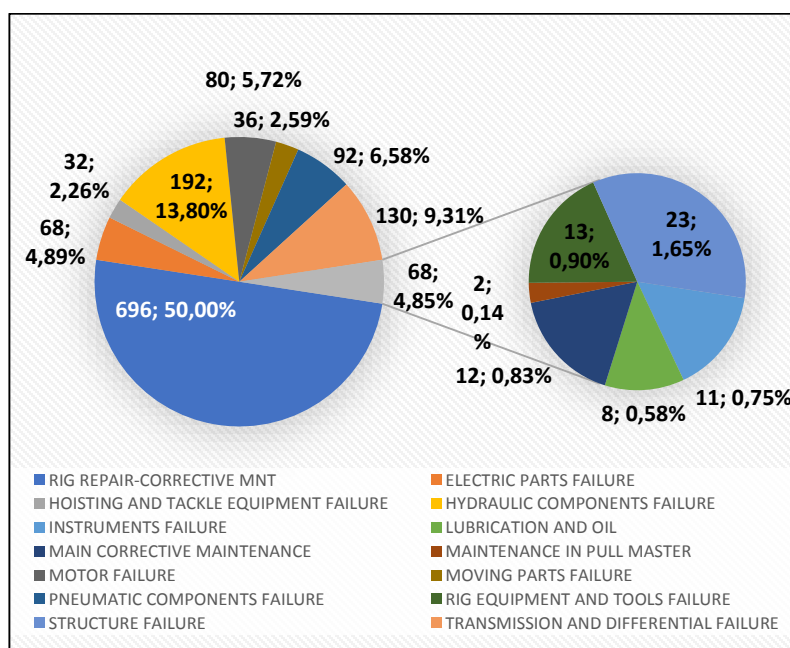


De la **Tabla 29** y al **Gráfico 33**. Se evidencia que tiempo promedio mensual de esta categoría es de 5 horas.

**Tabla 28.** NPTS asociados a reparación por mantenimiento correctivo.

NPTS	Tiempos (h)	Promedio (h)
Rig repair-corrective mnt	696	116
Electric parts failure	68	11
Hoisting and tackle equipment failure	32	5
Hydraulic components failure	192	32
Instruments failure	11	2
Lubrication and oil	8	1
Main corrective maintenance	12	2
Maintenance in pull master	2	0
Motor failure	80	13
Moving parts failure	36	6
Pneumatic components failure	92	15
Rig equipment and tools failure	13	2
Structure failure	23	4
Transmission and differential failure	130	22

**Gráfica 34.** NPTS asociados a reparación por mantenimiento correctivo.

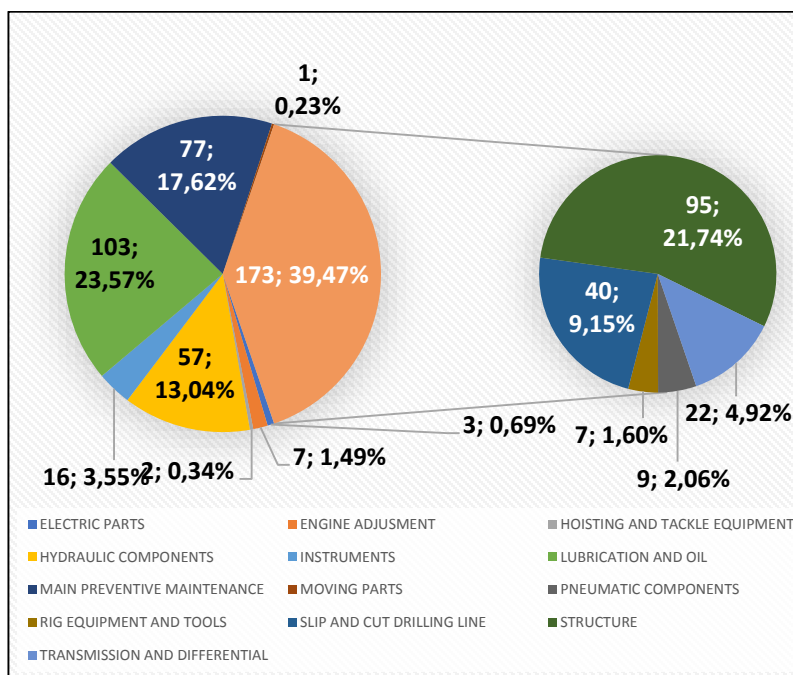


De la **Tabla 30** y el **Gráfico 35**. Se evidencia que las subcategorías con mayor tiempo promedio mensual es HYDRAULIC COMPONENTS FAILURE con 32 horas, esto nos indica que se podría contratar especialistas en la parte hidráulica de Unidades de Well Services.

**Tabla 29.** NPTS asociados a reparación por mantenimiento preventivo.

NPTS	Tiempo (h)	Promedio (h)
Rig repair-preventive mnt	436	73
Electric parts	3	1
Engine adjusment	7	1
Hoisting and tackle equipment	2	0
Hydraulic components	57	10
Instruments	16	3
Lubrication and oil	103	17
Main preventive maintenance	77	13
Moving parts	1	1
Pneumatic components	9	2
Rig equipment and tools	7	1
Slip and cut drilling line	40	7
Structure	95	16
Transmission and differential	22	4

**Gráfica 35.** NPTS asociados a reparación por mantenimiento preventivo.

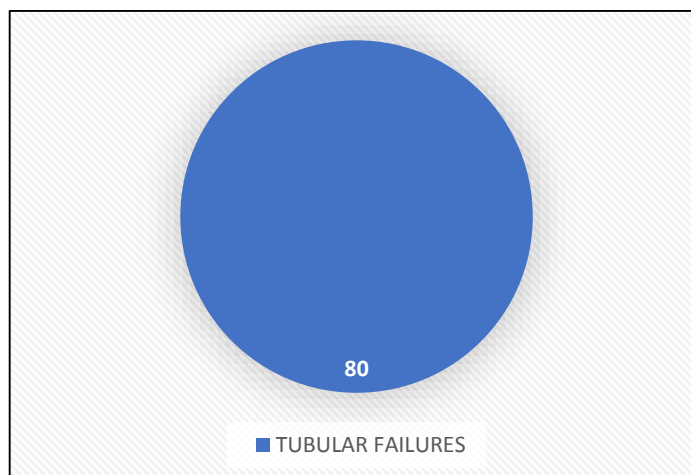


De la **Tabla 31** y el **Grafico 36**. Se evidencia se estan usando 73 horas RIG REPAIR-PREVENTIVE MNT, por contrato es permitido emplear 0.5 horas diaras por cada equipo (7), lo cual nos da un equivalente de 108.5 horas mensuales. Se deberian emplear el total de estas horas para disminuir el tiempo de RIG REPAIR-CORRECTIVE MNT.

**Tabla 30.** NPTS asociados a fallas de tubería.

NPTS	Tiempo (horas)	Promedio (horas)
Tubular failures	80	13

**Gráfica 36.** NPTS asociados a fallas de tubería.

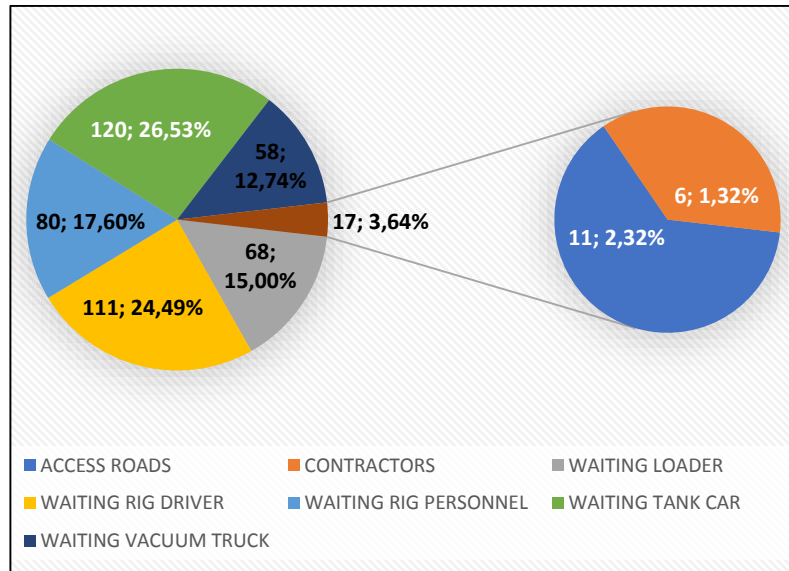


De la **Tabla 32** y el **Gráfico 36**. Se evidencia que la Categoría de Tubing Failure tiene un tiempo promedio mensual de 80 horas, esto se debe a los ciclos de inyección de vapor generan un deterioro extra en la tubería de producción, se podría revisar la posibilidad de comprar tubería especial para soportar estos cambios drásticos de temperatura.

**Tabla 31.** NPTS asociados a esperando.

NPTS	Tiempo (h)	Promedio (h)
Waiting on	453	76
Access roads	11	2
Contractors	6	1
Waiting loader	68	11
Waiting rig driver	111	19
Waiting rig personnel	80	13
Waiting tank car	120	20
Waiting vacuum truck	58	10

**Gráfica 37.** NPTS asociados a “Waiting on”.



De la **Tabla 32** y la **Gráfica 37**. Se evidencia que las subcategorías con mayor tiempo promedio mensual son Waiting tank car con 20 horas, Waiting rig driver con 19 horas y Waiting rig personnel con 13 horas.

**6.4.1 NPTS distribuidos por el tipo de unidad.** Para verificar que tipo de unidad es la que está presentando mayor cantidad de NPTS se mostrarán tablas y gráficas de acuerdo a los resultados de la mismas.

En la **Tabla 32.**, se puede observar que NPTS´s se están presentando en las FB en las dos categorías (MNT y STM) y los resultados que se presentan se pueden ver en la **Gráfica 38** para MNT y **Gráfica 39** para STM.

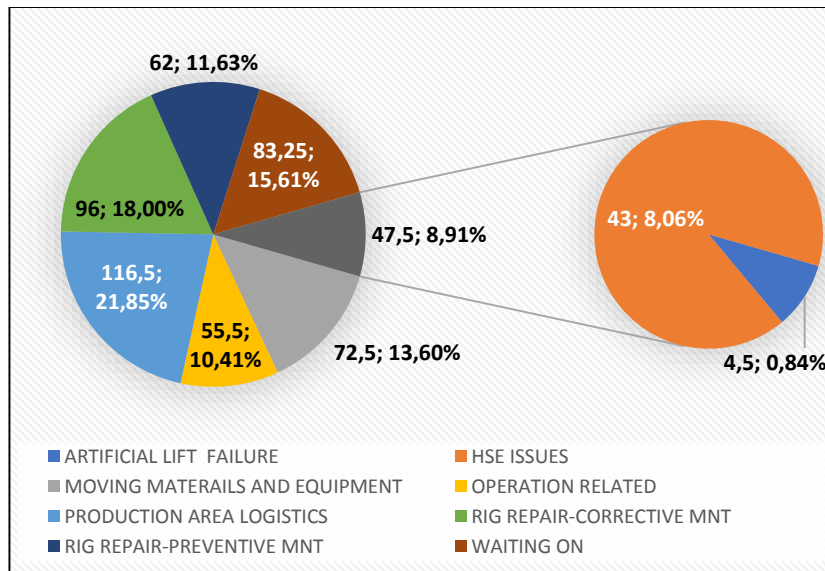
**Tabla 32.** Distribución de NPTS por unidad FB.

NPTS asociados a flush – by	Tiempo (horas)
<b>MNT</b>	<b>533,25</b>
Artificial lift failure	4,5
Hse issues	43
Moving materials and equipment	72,5
Operation related	55,5
Production area logistics	116,5
Rig repair-corrective mnt	96
Rig repair-preventive mnt	62
Waiting on	83,25
<b>STM</b>	<b>888,5</b>
Artificial lift failure	41

**Tabla 32.** (Continuación).

NPTS asociados a flush – by	Tiempo (horas)
HSE issues	73
Moving materials and equipment	89,75
Operation related	61,5
Production area logistics	154,75
Rig equipment & tools	3
Rig repair-corrective mnt	238,5
Rig repair-preventive mnt	135
Technical and mechanical review	7
Waiting on	85
<b>Grand total</b>	<b>1421,75</b>

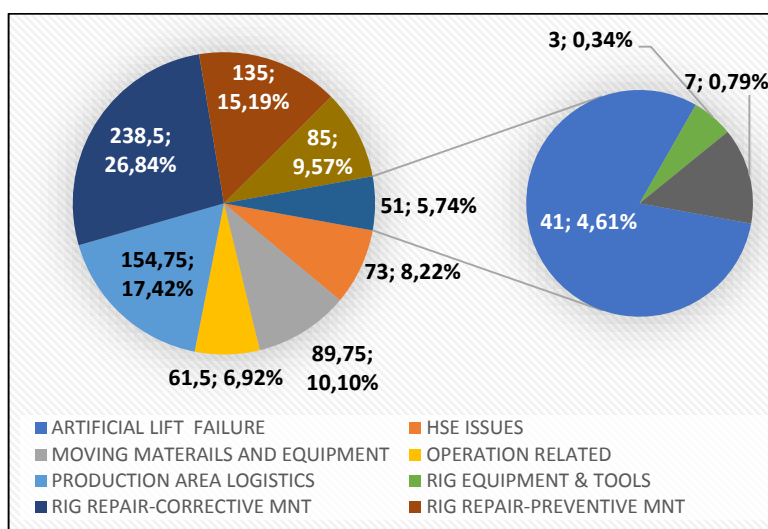
**Gráfica 38.** NPTS asociados a la categoría de MNT (FB).



De la **Gráfica 38.**, se evidencia que uno de los NPTS que más afecta a las unidades FB es el de RIG REPAIR CORRECTIVE MNT con una cantidad de 96 horas mensuales, esto representa 0.13% del tiempo total operativo de una unidad mensual. Se recomienda aumentar los mantenimientos preventivos para cumplir con el tiempo máximo avalado por Ecopetrol que es de 108 horas, esto generará la disminución de los mantenimientos correctivos que generan pérdidas para la compañía.



**Gráfica 39.** NPTS asociados a la categoría de STM (FB).



En la **Tabla 33.**, se puede observar la distribución de los NPTS que pertenecen a las categorías generales MNT y STM para las unidades Rigs, los resultados se pueden observar en las siguientes gráficas, para la cateoría MNT ver **Gráfica 40** y para STM ver **Gráfica 41**.

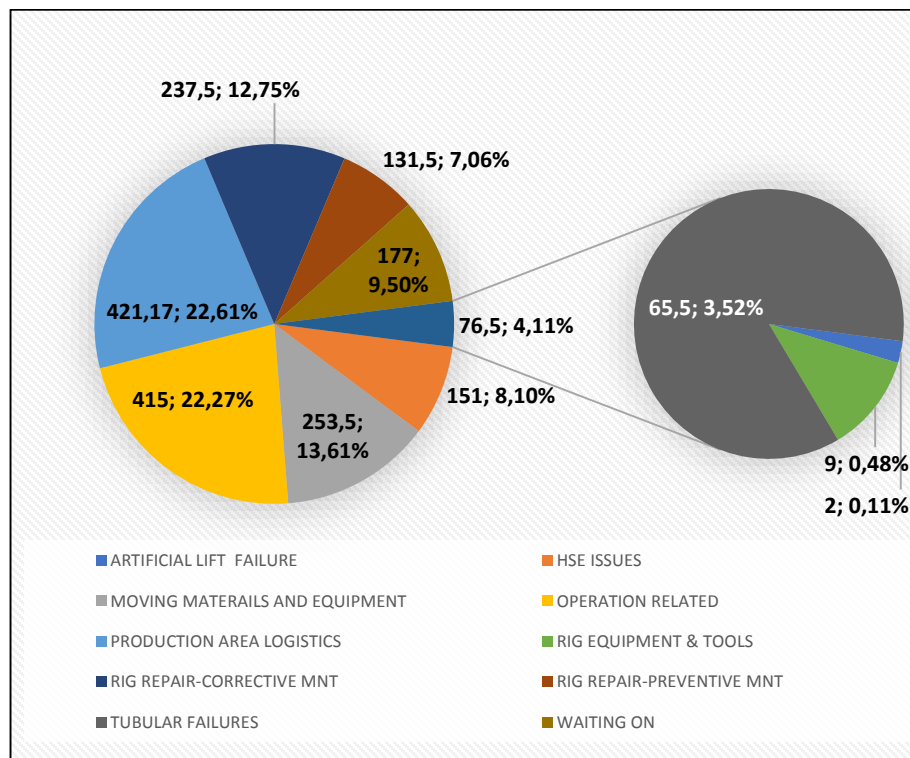
**Tabla 33.** Distribución de los NPTS en unidad Rig.

NPTS asociados a rig	Tiempo (horas)
<b>MNT</b>	<b>1863,17</b>
Artificial lift failure	2
HSE issues	151
Moving materails and equipment	253,5
Operation related	415
Production area logistics	421,17
Rig equipment & tools	9
Rig repair-corrective mnt	237,5
Rig repair-preventive mnt	131,5
Tubular failures	65,5
Waiting on	177
<b>STM</b>	<b>824</b>
Artificial lift failure	7
Hse issues	64
Moving materails and equipment	85
Operation related	101
Production area logistics	196

**Tabla 33.** (Continuación).

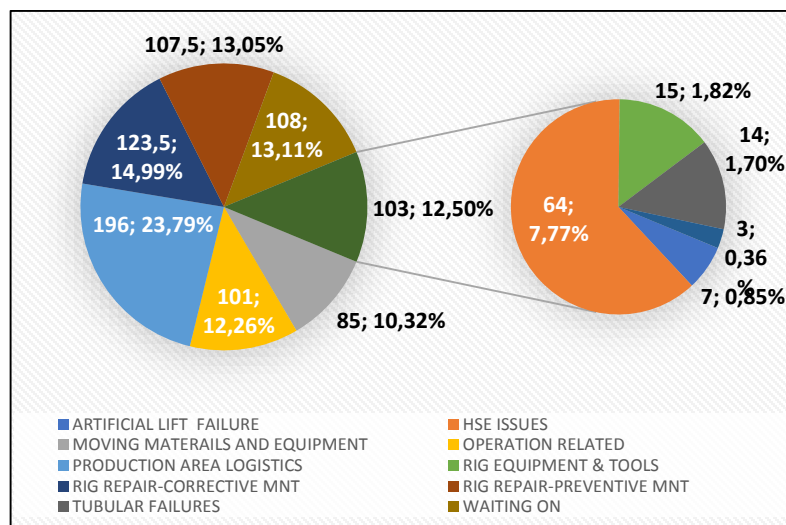
NPTS asociados a rig	Tiempo (horas)
Rig equipment & tools	15
Rig repair-corrective mnt	123,5
Rig repair-preventive mnt	107,5
Tubular failures	14
Waiting on	108
Waiting on daylight to mobilize	3
<b>Grand Total</b>	<b>2687,17</b>

**Gráfica 40.** NPTS asociados a la categoría MNT (Rig).



De la **Gráfica 40.**, se puede evidenciar que uno de los NPTS que más afecta a las unidades Rigs, es el de MOVING MATERIALS AND EQUIPMENT, se recomienda verificar la disponibilidad para realizar el servicio en el pozo antes de que la unidad inicie el servicio, además de limpiar el área para que no haya necesidad de movilizar equipos y materiales en la locación.

**Gráfica 41.** NPTS asociados a la categoría MNT (Rig).



De la **Gráfica 41.**, se evidencia que la categoría WAITING ON representa 108 horas mensuales en promedio que son un 0.15% de las horas totales operativas mensuales de un equipo.

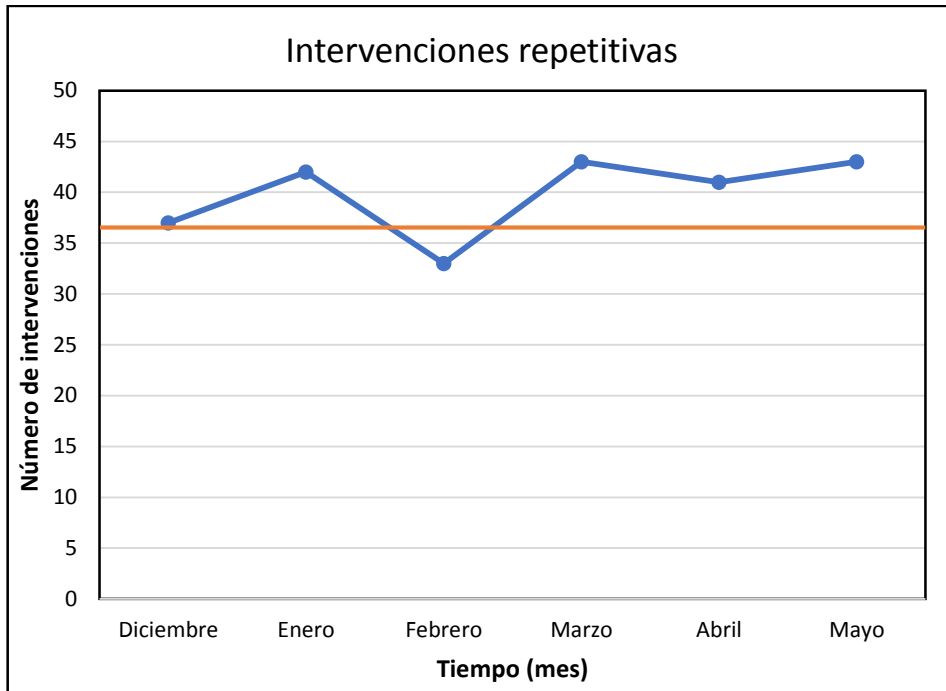
### 5.5 INDICE DE REPITITIVIDAD

Se conoce como índice de repetitividad a la variable que cuantifica cuantas veces se ha intervenido un pozo en un periodo de tiempo determinado, esta variable no tiene en cuenta el primer servicio de mantenimiento de servicio a pozo realizado. Con esta variable se cuantifica el costo que acarrea la repetitividad de los servicios teniendo en cuenta el tipo de unidad que los realizó, (esto se verá analizado en el capítulo financiero). En la **Tabla 32.**, se observa la cantidad de servicios repetitivos que se llevaron a cabo en el periodo que comprende los meses desde julio a diciembre de 2016, posteriormente se podrá observar la gráfica que representa los datos que se muestran en la siguiente tabla, en la gráfica solo se visualiza la cantidad de intervenciones repetitivas sin discriminar por el tipo de unidad y además se ilustra con una línea roja la cantidad de servicios a pozo promedio ejecutados en el tiempo ya enunciado anteriormente.

**Tabla 34.** Índice de repetitividad.

Mes	Repetitividad de Intervenciones	Flush by	Rig
Diciembre	37	30	7
Enero	42	27	15
Febrero	33	29	4
Marzo	43	23	20
Abril	41	20	21
Mayo	43	21	22

**Gráfica 42.** Índice de repetitividad.



Para el diseño de esta estadística se tuvieron en cuenta dos variables, la primera variable se determina teniendo en cuenta un periodo de tiempo y que el pozo supere más de una intervención en este periodo de tiempo. La segunda variable se determina con el índice de falla el cual se obtiene identificando la falla principal del sistema de levantamiento artificial en cada servicio. A partir de estas dos en conjunto con el staff de Ingeniería se toman las decisiones pertinentes para evitar la falla habitualmente concurrida.

A partir de las estadísticas de los Tiempo No Planeados Controlables se pueden realizar estrategias para la reducción de los mismos, con el objetivo de optimizar la eficiencia de los Servicios a Pozo y con esto lograr realizar mayor cantidad de Servicios a Pozo o disminuir los costos mensuales.

Adicionalmente con estas estadísticas se puede determinar cuál Tiempo No Planeado Contrable (NPCT) específico está afectando a cada Unidad de Servicio a Pozo, con el fin de identificar la manera correcta de abordar la disminución de estos tiempos. Por el motivo previamente mencionado, se podrán destinar los recursos ya existentes a donde son realmente necesarios.

En base a la información obtenida de las estadísticas se recomienda:

- Analizar toda la información obtenida en conjunto para así tomar decisiones que mejores todos los aspectos de las operaciones de Well Services y también

contrastarlas con los costos operacionales para que de esta forma se puedan tomar medidas que realmente disminuyan los costos de operación.

- En base a la información obtenida de la estadística obtener el presupuesto anual que requiere la unidad de Well Services para realizar sus operaciones.
- A partir de la información obtenida de la estadística revisar los indicadores anuales de la unidad de Well Services.
- Revisar anualmente los tipos de servicios, índices de falla, tiempos no planeados, actividades realizadas durante los servicios y tipos de sistemas de levantamiento relacionados con las operaciones. Con el objetivo de que, si nuevas subcategorías en estos ítems se presentan, se puedan agregar a la plataforma OpenWells y así poder seguir obteniendo estadísticas representativas acerca de las operaciones de Well Services.
- Se debe automatizar la obtención de todas las estadísticas para poder visualizarlas mensualmente, con el fin de disminuir los tiempos de obtención de esta y los errores humanos. Adicionalmente esto permitirá revisarla cualquier día del mes de manera inmediata para revisar la ejecución.

## **6. ANÁLISIS FINANCIERO**

La industria petrolera actualmente se encuentra dividida por un grupo de áreas cardinales, las cuales son: Geología & Yacimientos, Producción, Exploración, Perforación & Reacondicionamiento y Servicio a Pozo; Para el manejo de información en estas áreas se requieren bases de datos que permitan almacenar la información suministrada a partir de sus respectivas actividades. En el proceso de crecimiento de las organizaciones el incremento en activos y las certificaciones realizadas para generar procesos de mejora continua, se ha identificado la necesidad de una base de datos que requiera una mayor exigencia en sus características, por ejemplo: ingreso de datos en tiempo real, adaptación a las necesidades propias de cada área, fácil interpretación, visualización y consulta inmediata de los datos, además cabe resaltar la facilidad en la generación de estadísticas operacionales que permitan la toma de decisiones en las diferentes jerarquías para el desarrollo de la compañía.

En la empresa Mansarovar Energy Colombia Ltda., las actividades relacionadas con una unidad de servicio a pozo pertenecen al área de Perforación & Servicio a Pozo, la cual se encarga de la ejecución de este tipo de actividades en la empresa; De acuerdo a lo anterior la empresa busca una base de datos que permita ingresar la información relevante de cada uno de los servicios ejecutados y por ejecutar.

Para la selección del programa más indicado para esta función, se identificaron una serie de conceptos técnicos tales como: versatilidad y facilidad en la adaptación a los diferentes servicios a pozo realizados en la empresa, siendo el programa OpenWells el más indicado. Por último, cabe resaltar el factor agregado del programa en las estadísticas arrojadas, las cuales se diversifican según las particularidades establecidas para cada caso.

El siguiente análisis financiero se realizará a partir de un comparativo entre los costos actuales de operación y la reducción de estos, generados por los posibles ahorros a causa de la implementación del programa OpenWells, el cual arrojará diferentes estadísticas de la base de datos que permitirán aplicar estrategias de reducción en los costos operativos. Para el análisis y desarrollo del caso se hará uso de la moneda Estadunidense (Dólar Americano), el cual se mantendrá constante durante los 6 periodos (Semestre) en los que se verán proyectados los valores del flujo de caja, los cuales permitirán hallar indicadores como el valor presente neto (VPN) y el costo anual equivalente (CAUE), que determinarán la factibilidad y beneficio de este proyecto.

### **6.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN**

Para tener acceso a la base de datos OpenWells, en conjunto con todas sus características, soporte técnico, mantenimiento y actualizaciones se debe adquirir la licencia del programa, que debe ser renovada anualmente. El valor de renovación

de la licencia corresponde a 50.000 USD, cuyos costos se pueden ver desglosados en la **Tabla 35**, esta inversión genera un costo para la compañía y se ve reflejada en el flujo de caja como un egreso extra a los costos operacionales.

**Tabla 35.** Costo programa OpenWells.

<b>COSTO PROGRAMA OPENWELLS</b>			
<b>Descripción</b>	<b>Nº de usuarios</b>	<b>Valor por usuario/anual (USD)</b>	<b>Valor Total programa anual (USD)</b>
<b>Licencia del Programa</b>	2	15.000	30.000
<b>Soporte técnico al usuario y administrador</b>	2	5.000	10.000
<b>Mantenimiento y actualizaciones del programa</b>	2	5.000	10.000
<b>Total</b>	-	<b>25.000</b>	<b>50.000</b>

Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

En la **Tabla 36**, se pueden ver las inversiones que son necesarias para los periodos de evaluación que corresponden a 3 años de evaluación de forma semestral (6 semestres); en los que la renovación de la licencia se efectúa anualmente, razón por la que se ve reflejada en los periodos 0, 2, 4 y 6, como se muestra en flujo de caja en la **Figura 1**.

## **6.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE LAS OPERACIONES DE SERVICIOS A POZO**

Los costos de las operaciones de servicio a pozo involucran diferentes variables que se consideran necesarias para la correcta ejecución del servicio a realizar y posteriormente una exitosa entrega del pozo al área de producción. Estos costos son dados en la unidad de tiempo hora (h), con el objetivo de realizar un seguimiento constante de estas operaciones a raíz de los altos costos que estas conllevan, estos valores se encuentran distribuidos en dos tipos de unidades: Rig y Flush by, los cuales manejan diferentes tarifas de operación.

Es importante aclarar que los servicios de mantenimiento se muestran separados de los servicios de inyección de vapor con el fin de determinar el índice de repetitividad en los servicios a pozo, ya que los servicios pertenecientes a la inyección de vapor son requeridos por el área de Yacimientos con el objeto de aumentar el recobro de petróleo de los campos de la Asociación Nare.

A continuación, en la **Tabla 36.**, se relacionan los datos básicos del proyecto y en la **Tabla 37.**, se presentan los costos de las operaciones de servicio a pozo actuales.

**Tabla 36.** Datos básicos.

Descripción	DATOS BASICOS			
	Promedio servicios mes	Promedio. Horas trabajadas / Unidades	Nº Unidades operando	Valor dólares h/Unidad (USD)
Servicios a pozo categoría de Mantenimiento, realizados por Rig.	60	24	4	417
Servicios a pozo categoría de Inyección de Vapor, realizados por Rig.	37	24		
Servicios a categoría de Mantenimiento, realizados por Flush By.	121	8	3	125
Servicios a pozo categoría de Inyección de Vapor, realizados por Flush By.	182	8		
<b>Total</b>	<b>420</b>	<b>-</b>	<b>7</b>	<b>-</b>

Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

Con los datos anteriores, se calculó el valor actual de los servicios realizados a pozo como se muestra en la **Tabla 37.**, estos valores se expresan por categoría y en promedio mensual de la información recolectada durante un periodo de 6 meses.



**Tabla 37.** Promedio de costos mensuales de operación actual.

PROMEDIO DE COSTOS MENSUALES DE OPERACIÓN ACTUAL						TOTAL COSTO SEMESTRE ACTUAL (USD)
Descripción	Prom. servicios mes	Prom. horas trabajadas/ Unidades	Prom. horas trabajadas netas/mes	Valor hora/Unidad (USD)	Total costo promedio/mes (USD)	
Servicios a pozo categoría de Mantenimiento, realizados por Rig.	60	31	1860	417	775.620	4'653.720
Servicios a pozo categoría de Inyección de Vapor, realizados por Rig.	37	23	851	417	354.867	2'129.202
Servicios a pozo categoría de Mantenimiento, realizados por Flush By.	121	7	847	125	105.875	635.250
Servicios a pozo categoría de Inyección de Vapor, realizados por Flush By.	182	7	1274	125	159.250	955.500
<b>Total</b>	<b>420</b>	<b>-</b>	<b>4832</b>	<b>-</b>	<b>1'187.145</b>	<b>8'373.672</b>

La **Tabla 38.**, muestra la optimización de las operaciones de servicio a pozo, a partir de dos variables halladas mediante las estadísticas del programa, las cuales se consideran como las más relevantes y que permiten su control para lograr la reducción en los costos del servicio, estas variables son: tiempo no planeados controlables (NPCT) y Servicios repetitivos, que generan altos sobrecostos a la operación.

Para poder identificar datos concretos a partir de los cuales se determinaron los costos a reducir, se realizó un promedio mensual con un rango de 6 meses, para todos los tiempos no planeados controlables asociados a las operaciones de servicios a pozo, organizando los promedios por tipo de unidad, a raíz de la diferencia en su tarifa de operación. Además, se determinó el promedio de servicios repetitivos con la misma metodología, excluyendo los

servicios correspondientes a Inyección de Vapor; A partir de estos valores se determinó el total de los costos que pueden ser reducidos.

**Tabla 38.** Promedio de costos mensuales por reducir con OW.

PROMEDIO DE COSTOS MENSUALES POR REDUCIR CON OW										
Descripción servicio	Prom. servicios mes	Prom horas perdidas /servicio	Prom horas NPTS /mes	Valor hora/ Unidad (USD)	Valor total NPTS prom/mes	Prom Servicios Repetitivos/ mes	Prom horas trabajadas/ Unidades	Valor prom Servicios Repetitivos /mes (USD)	Total Costo NPTS + SR prom mes (USD)	TOTAL AHORRO SEMESTRE (USD)
Mantenimiento por Rig.	60	5	311	417	75.060	15	31	193.905	323.592	1'941.552
Inyección de Vapor, por Rig.	37	4	137	417	46.287	N/A	23	N/A	57.129	342.774
Mantenimiento por Flush By.	121	1	89	125	15.125	25	7	21.875	33.000	198.000
Inyección de Vapor, por Flush By.	182	1	148	125	34.125	N/A	7	N/A	18.500	111.000
<b>Total</b>	<b>420</b>	<b>-</b>	<b>685</b>		<b>170.597</b>	<b>40</b>	<b>-</b>	<b>215.780</b>	<b>432.221</b>	<b>2'593.326</b>

En la **Tabla 39.**, se calcula el valor máximo de reducción en costos que se podría llegar a obtener mediante la implementación de OpenWells; con el fin de mantener un escenario neutral con los valores analizados a partir de las estadísticas generadas por el programa se determinó un ahorro inicial por periodo del 5% sobre el total de ahorro semestral, logrando un impacto inmediato en los flujos de caja que se muestran más adelante. En la **Tabla 5.**, se observa la comparación de los costos semestrales que presentan los dos escenarios evaluados.

**Tabla 39.** Comparativos costos semestrales.

<b>COMPARATIVO COSTOS SEMESTRALES (USD)</b>				
<b>Descripción</b>	<b>TOTAL COSTO SEMESTRE ACTUAL</b>	<b>TOTAL AHORRO SEMESTRE</b>	<b>TOTAL AHORRO SEMESTRE ESPERADO (5%)</b>	<b>TOTAL COSTO SEMESTRE ESPERADO</b>
Servicios a pozo pertenecientes a la categoría de Mantenimiento, realizados por Rig.	4653720,00	1941552,00	97077,60	4556642,40
Servicios a pozo pertenecientes a la categoría de Inyección de Vapor, realizados por Rig.	2129202,00	342774,00	17138,70	2112063,30
Servicios a pozo pertenecientes a la categoría de Mantenimiento, realizados por Flush By.	635250,00	198000,00	9900,00	625350,00
Servicios a pozo pertenecientes a la categoría de Inyección de Vapor, realizados por Flush By.	955500,00	111000,00	5550,00	949950,00
<b>Total</b>	<b>8373672,00</b>	<b>2593326,00</b>	<b>129666,30</b>	<b>8244005,70</b>

### 6.3 ANÁLISIS FLUJO DE CAJA

El flujo de caja permite identificar las variaciones de entradas y salidas de efectivo en un tiempo determinado, en este caso este flujo de caja no representa ingresos en los periodos de estudio, puesto que el proyecto se basa en el análisis de los costos generados a partir de una actividad del proceso operacional denominada servicio a pozo.

La **Tabla 40.**, muestra las variaciones del costo de este servicio actualmente y su comportamiento durante los 6 periodos continuos.

**Tabla 40.** Flujo de caja actual.

FLUJO DE CAJA ACTUAL	
PERIODO	TOTAL COSTO SEMESTRE (USD)
I	8.373.672
II	8.373.672
III	8.373.672
IV	8.373.672
V	8.373.672
VI	8.373.672

Como se determinó al inicio del capítulo, para efectos de este proyecto se hará uso de valores constantes para las proyecciones de los semestres, por lo cual no se verán afectados los periodos por un factor o porcentaje de inflación.

Para realizar el siguiente flujo de caja correspondiente al escenario propuesto con la implementación del programa OpenWells, inicialmente se hará referencia en la **Tabla 41.**, al costo total del programa y una breve explicación de su origen.

La multinacional Halliburton como propietarios del programa OpenWells, hacen uso de este mediante su área de servicio Landmark, pues identificaron la importancia para la empresa de acceder a información certera y en tiempo real, con el fin de ser competitivos en el sector donde se ubica la organización como prestadora de servicios y oferta de productos para la exploración y producción de petróleo.

Para la adquisición del programa se involucra la licencia de funcionamiento, soporte técnico y mantenimiento/actualizaciones para el uso de este. El costo total anual se calcula en USD 25.000 por usuario, por lo cual la empresa Mansarovar Energy Colombia Ltda., determina el pago de 2 usuarios anuales, puesto que los campos

de la Asociación Nare son manejados por dos gerencias, para un total de USD 50.000.

Se estima que, para el funcionamiento de este programa, se requiere un administrador y dos colaboradores, encargados del ingreso de la información de los servicios a pozo; El costo de este personal está asociado a la tarifa diaria de las Unidades de Well Services, motivo por el cual no se encuentra discriminado en la tabla anterior.

A continuación, en la **Tabla 41.**, se desarrolla el flujo de caja para la implementación del proyecto, estos valores se muestran positivos puesto que son considerados como una variación de efectivo de egreso, pues este programa se destina al mejoramiento interno de la compañía con el fin de optimizar procesos y reducir costos, en el estudio de los indicadores se explicará la afectación de estos valores para su análisis.

**Tabla 41.** Flujo de caja implementación OpenWells.

Flujo de caja OpenWells						
Periodo	I	II	III	IV	V	VI
<b>Costo semestral operación (USD)</b>	8.244.005	8244005	8244005	8244005,7	8244005,7	8244005,7
<b>Costo semestral programa (USD)</b>	50000	50000	50000	50000	50000	50000
<b>Total costo (USD)</b>	<b>8294005,7</b>	<b>8294005,7</b>	<b>8294005,7</b>	<b>8294005,7</b>	<b>8294005,7</b>	<b>8294005,7</b>

Al realizar la comparación del flujo de caja del estado actual vs el propuesto a partir de la implementación del programa, se visualiza la disminución en los costos anuales de operación con el caso propuesto, considerando que el ahorro obtenido se calculó bajo el porcentaje mínimo esperado, pues a juicio de experto se podría llegar a que el porcentaje de ahorro en los próximos periodos logre un alcance hasta de un 50% sobre el total calculado en la **Tabla 37.**

#### 6.4 EVALUACIÓN INDICADORES

Se evaluará la viabilidad financiera a través de la metodología del indicador financiero Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE), pero para poder determinar este indicador es necesario calcular el indicador financiero Valor Presente Neto (VPN); Está definido como “El equivalente en dólares (\$) actuales de todos los egresos, presentes y futuros, que constituyen el proyecto.”<sup>1</sup> [5]

<sup>1</sup> VILLAREAL. Arturo. Evaluación Financiera de proyectos de inversión. 2001. p. 67.

**6.4.1 Valor presente neto (VPN).** Para este proyecto específico los VPN que serán calculados con los dos flujos de caja serán negativos ya que representan costos; se tendrán que analizar viendo los ahorros obtenidos en uno de los flujos de caja representados en reducción de gastos.

Desde el punto de vista matemático el indicador VPN, es la sumatoria de los flujos de caja puestos en el día de hoy lo cual se puede expresar como:

**Ecuación 1.** Valor Presente Neto (VPN).

$$VPN(i) = \sum F_n (1+i)^n$$

Donde

F<sub>n</sub>= Flujo de caja neto  
i= Tasa de Interés de Oportunidad (TIO)  
n= Periodo de tiempo (semestres)

**Fuente:** BACA, Guillermo. Ingeniería Económica. Octava edición. Fondo Educativo Panamericano, 2000. p. 197.

En este caso para el cálculo del indicador no se tendrá una inversión inicial, igualmente la tasa de interés será tomada como el valor del TIO = 7,5% semestral el cual es determinado por la empresa.

Haciendo uso del flujo de caja para cada caso y la Ecuación 1., se realiza el cálculo obteniendo los siguientes valores:

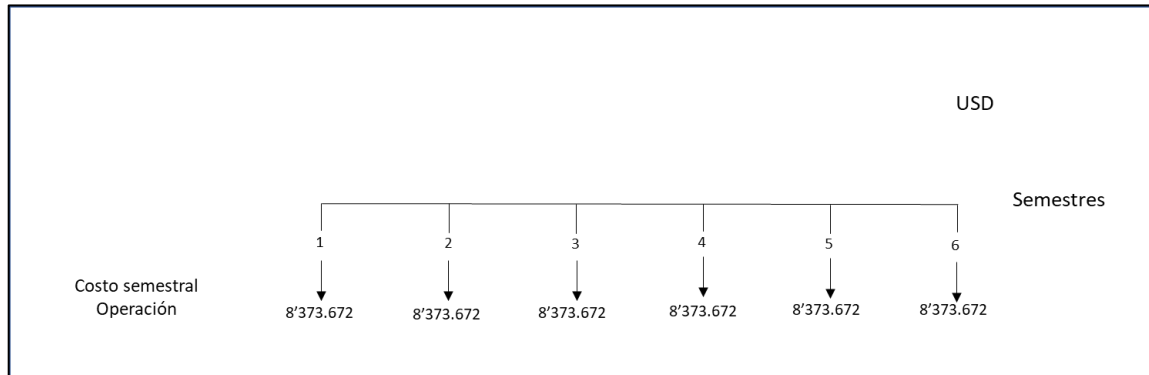
**Ecuación 2.** VPN flujo de caja actual.

$$VPN(7,5\%) = \frac{8'373.672}{(1+0,075)^1} + \frac{8'373.672}{(1+0,075)^2} + \frac{8'373.672}{(1+0,075)^3} + \frac{8'373.672}{(1+0,075)^4} + \frac{8'373.672}{(1+0,075)^5} + \frac{8'373.672}{(1+0,075)^6}$$

**VPN = -39304730.34 USD**

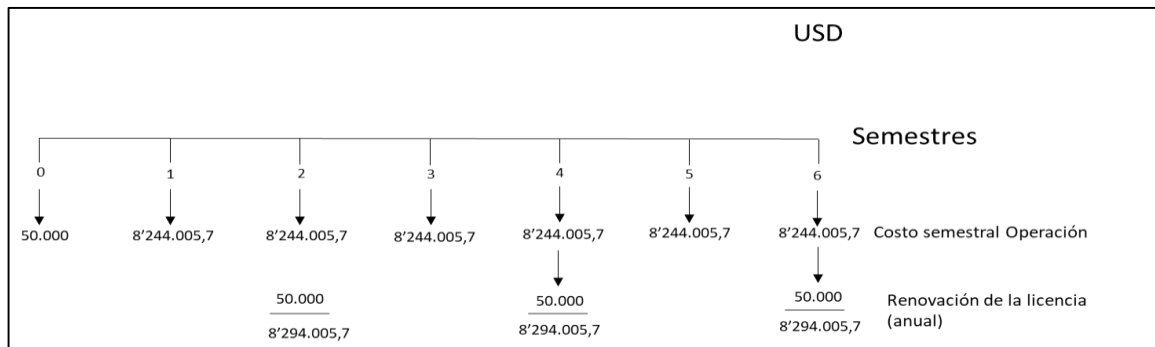
- **Esopenado actual de operación:**

**Figura 25.** Flujo de caja actual de la operación.



- **Implementación OpenWells:**

**Figura 26.** Flujo de caja implementación OpenWells.



**Ecuación 3.** VPN implementación OpenWells.

$$\text{VPN (7,5\%)} = -50.000 - \frac{8'244.006}{(1 + 0,075)^1} - \frac{8'244.006}{(1 + 0,075)^2} - \frac{8'244.006}{(1 + 0,075)^3} - \frac{8'244.006}{(1 + 0,075)^4} - \frac{8'244.006}{(1 + 0,075)^5} - \frac{8'244.006}{(1 + 0,075)^6}$$

**VPN = -38930788.937 USD**

Para el desarrollo de este proyecto su resultado se interpreta a dólares de hoy, el valor equivalente de los costos de operación del proyecto, además teniendo presente que solamente se hizo análisis de costos y uso de estos datos, el resultado será determinado por el VPN más cercano a 0.

Especificado lo contrario, se demuestra que con los resultados obtenidos del VPN en los dos casos, el proyecto es favorable, puesto que su valor es el que mayor se

acerca a cero, siendo este de USD 38'930.788,93 con una diferencia al VPN actual de 373.941,37 USD correspondiente a un 1.97%.

**6.4.2 Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE).** Posterior al cálculo del VPN, se determinará este indicador económico, el cual consiste en reducir todos los ingresos y los egresos a una serie uniforme equivalente de pagos, de esta manera los costos generados durante un periodo de la alternativa uno, serán comparados con los costos durante un periodo de la alternativa dos<sup>2</sup>. [6]

Para este proyecto en específico no se tendrán en cuenta ingresos ya que son inexistentes, se determinará el ahorro que se genere en la disminución de costos los costos. Normalmente el periodo de comparación es un año de ahí el nombre Costo Anual Uniforme Equivalente, sin embargo, puede darse el caso de existir el costo mensual uniforme equivalente o con otra clase de periodo, para este caso se analizarán periodos semestrales.

**Ecuación 4.** Valor Presente Neto (VPN)

$$CAUE_i = VPN * \frac{(1 + i)^n * i}{(1 + i)^n - 1}$$

Dónde:

CAUE(i): Costo Anual Uniforme Equivalente  
 VPN: Valor Presente Neto  
 i: Tasa de interés de oportunidad (TIO).

**Fuente:** BACA, Guillermo. Ingeniería Económica. Octava edición. Fondo Educativo Panamericano, 2000. Modificado por los autores.

Haciendo uso de la **Ecuación 2.**, y los valores ya obtenidos del valor presente neto, considerando un interés relacionado a la TIO de 7,5% se obtiene los siguientes resultados para los dos escenarios:

• **Estado actual de operación:**

$$CAUE_{(7,5\%)} = 39304730.34 * \frac{(1 + 0,075)^6 * 0,075}{(1 + 0,075)^6 - 1} \quad CAUE = -1844'903.674, USD$$

<sup>2</sup> Guillermo bacca Currea, libro Economía financiera pág. 223.



- **Implementación OpenWells:**

$$\text{CAUE}_{(i)} = 38995344.37 * \frac{(1 + 0,075)^6 * 0,075}{(1 + 0,075)^6 - 1} \quad \text{CAUE} = -182'735.144,4 \text{ USD}$$

Haciendo usando de este indicador financiero se concluye que el proyecto es viable, puesto que, al comparar los dos valores obtenidos por medio de este indicador financiero en la situación actual y la situación de implementación propuesta, se evidencia que el valor del CAUE elegido como el más favorable es el correspondiente al caso de implementación del programa OpenWells.

## 7. CONCLUSIONES

- Teniendo en cuenta los servicios a pozo ejecutados en los campos de la Asociación Nare, se estandarizaron y definieron 76 tipos de servicios a pozo lo que permitió entender las operaciones y los problemas que las afectan, facilitando así la identificación de las limitaciones del sistema actual de recolección de datos para los reportes de servicio a pozo.
- Se identificaron siete (7) limitaciones en el sistema de recolección de datos empleado, estas definieron los criterios para la selección de la base de datos. Lo que permitió que la base de datos seleccionada se adaptara a las necesidades de los reportes de servicio a pozo.
- La versatilidad de OpenWells es el mayor beneficio que tiene la plataforma, porque permite la adecuación del 100% de los elementos que hacen parte de los servicios a pozo ejecutados.
- La adaptación de los cinco (5) ítems propuestos para la base de datos facilitó la obtención de las estadísticas para identificar y cuantificar los problemas durante las operaciones de servicio a pozo, en los campos de Asociación Nare.
- En base a los Tiempos No Planeados Controlables obtenidos de la estadística, se evidencia que el promedio de horas perdidas de esta categoría asciende a 685 horas por mes, lo que equivale a un 0.145% de las horas totales en el mes.
- Teniendo en cuenta la cantidad de servicios repetitivos promedio que corresponden a 40, se evidencia que el costo de estos mensualmente es de 1'294.680 USD, que corresponden a un 0.15% del costo de operación semestral con la implementación de OpenWells.
- La implementación de la base de datos OpenWells reduce los costos operacionales semestrales en 1,97% que equivalen a 1'755.223,4 USD.

## 8. RECOMENDACIONES

- Analizar los servicios a pozo ejecutados, estados mecánicos de los pozos, actividades, tiempos no planeados e índices de falla que se presentan en el Campo Velásquez perteneciente a Mansarovar Energy Colombia Ltd (100%), con el fin de estandarizar la información y adecuar la base de datos OpenWells a los requerimientos del campo.
- Adecuar la plataforma OpenWells utilizada en los Campos de la Asociación Nare para otros campos, según el tipo de operaciones que se ejecutan en estos, teniendo en cuenta las características de dichas operaciones.
- Socializar el proyecto con los integrantes del área de “Drilling & Well Services” de la empresa para garantizar el entendimiento de las actividades desarrolladas en cada código, los servicios ejecutados y el cargue de información a OpenWells adecuado para garantizar la correcta obtención y posterior interpretación de las estadísticas.

## BIBLIOGRAFÍA

BENAVIDES CEBALLOS, Jessica Yanira. Análisis Técnico-Económico De La Implmentación De Equipo De Bombeo En Pozos Seleccionados Por Bajo Aporte En Los Campos Mahogany y Alice De La Compañía Andes Petroleum En El Año 2012. <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/10721>. Online: Escuela politécnica nacional, 2015.

BERNAL SÁNCHEZ, Mauricio. Generalidades Del Campo Moriche.

DUARTE DIAZ, Paula Daniela y PRADA FONSECA, Maria Angélica. Propuesta De Los Problemas Durante La Perforación Del Pozo A En El Campo Castilla. <http://hdl.handle.net/20.500.11839/65>. Online: Universidad de América, 2016.

FLOREZ DULCEY, Patricia. Evaluacion Del Desempeño Del Sistema De Bombeo Mecanico En Los Pozos Del Campo Yariguí-Cantagallo a Partir De Registros Twm e Informacion De Produccion <http://repositorio.uis.edu.co/jspui/bitstream/123456789/712/2/130385.pdf>. Online. Universidad Industrial de Santander, 2009.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Documentación, Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. Bogotá: ICONTEC, 2008. 14 p. (NTC -1486)

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Especifica los elementos y su orden en las referencias bibliográficas de las fuentes consultadas para la elaboración de documentos. Bogotá: ICONTEC, 2008. (NTC 5613).

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Referencias documentales para fuentes de información electronicas. Bogotá: ICONTEC, 1998. (NTC 4490).

MARTTELO PALMA, Claudia Ivette. Aplicación De Tecnologías no Convencionales De Bombeo Mecánico En México. <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/1319/Tesis.pdf?sequence=1>. Online. Universidad Nacional Autónoma de México, 2010.

ORJUELA PAVA, Andres Felipe. Evaluación Técnica Financiera Del Desempeño Del Sistema De Levantamiento Artificial Bombeo Por Cavidades Progresivas Metal-Metal Para La Producción De Crudo Pesado En El Campo Abarco. <http://hdl.handle.net/20.500.11839/926>.: Universidad de America, 2017.

ORTEGA SALVADOR, Esquivel. Sistema De Bombeo De Cavidades Progresivas Aplicado a Pozos Desviados.

<http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/jspui/bitstream/132.248.52.100/1062/1/Tesis.pdf>. Online: Universidad Nacional Autónoma de México, 2009.

PORRAS TIRADO, Javier Andrés y SUAREZ MEDINA, Juan Felipe. Evaluación Técnico Financiera De Un Sistema De Levantamiento Combinado Bombeo Mecánico e Hidráulico Para La Obtención De Información Del Yacimiento Por Medio De Registros De Producción En Un Pozo En Campo Provincia. <http://hdl.handle.net/20.500.11839/101>. Online: Universidad de América, 2016.

VARGAS DELGADO, César. Componentes de bombeo mecánico su uso y aplicación en Chicontepec. <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100218/INFORME.pdf?sequence=1> p13. Online: Universidad Nacional Autónoma de México, 2012

**ANEXO A**  
**REPORTE EXPORTADO DE OPENWELLS A PDF**



## DRILLING WELL SERVICES UNIT



MORICHE CG 04

WELL SERVICE REPORT

J5 04

## 1 GENERAL

## 1.1 CUSTOMER INFORMATION

Company	Mansarovar Energy Colombia Ltd.
Representative	Mauricio Patarroyo
Address	Av Calle 100 No 13-76 Piso 11

## 1.2 WELL INFORMATION

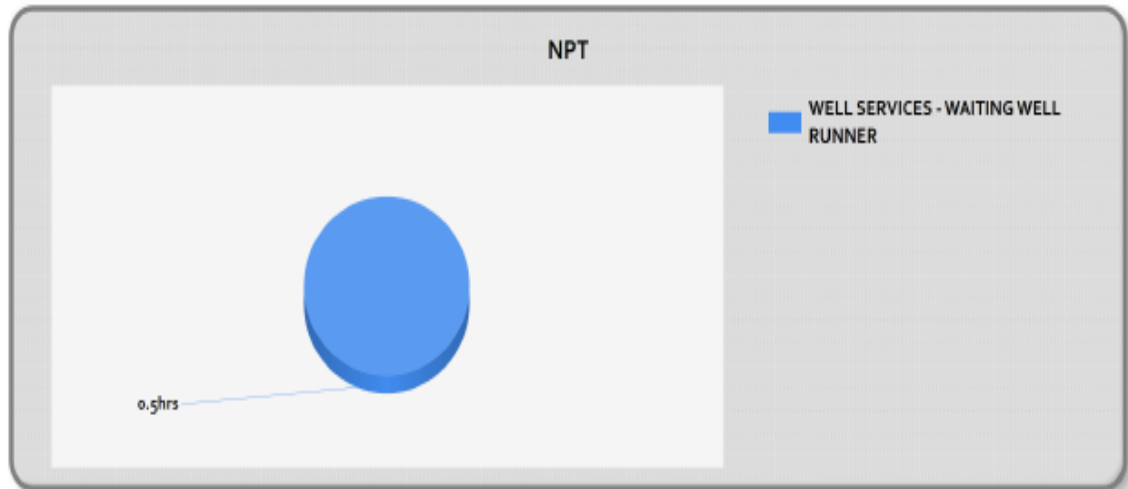
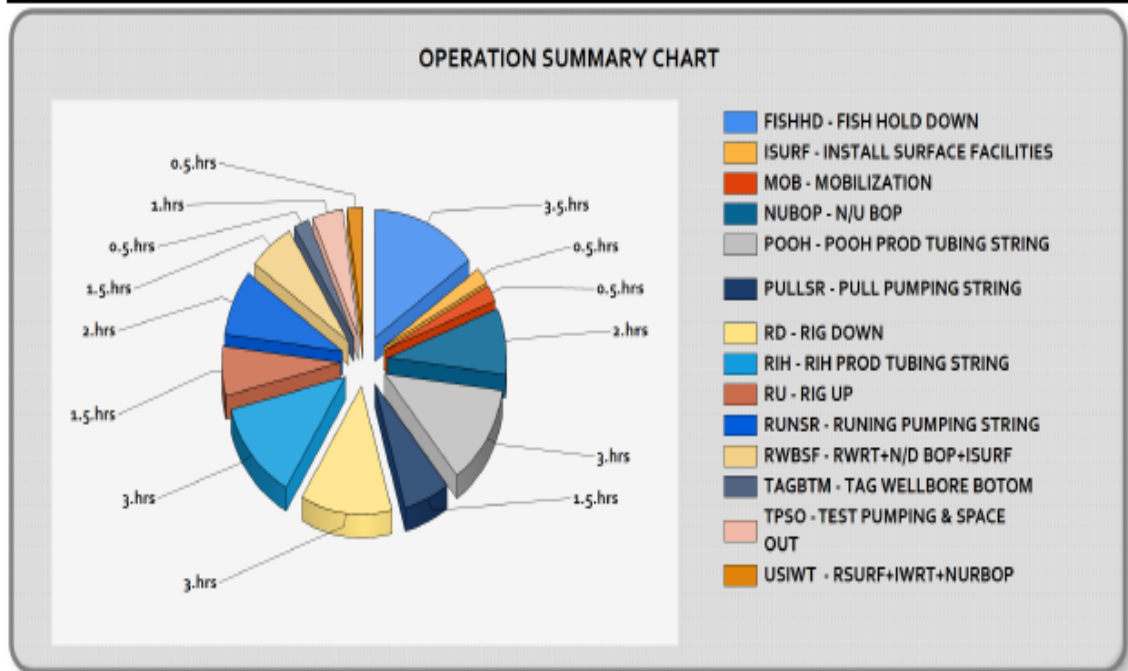
RIG	J5 04	WS Manager:	ANDRES BERNAL	DATA (FT)	
Well	MORICHE CG 04	Engineer:	JOHN ALVAREZ	Top of filled:	3235
Field	MORICHE	Job Type:	MNT	Total filled:	47
Start Date	2017-05-01 00:00	Service Type:	PUMP CHANGE	Advance:	9
End Date	2017-05-02 00:00	Specific Service Type:	INSERT PUMP/COMPLETE	Bottom of liner:	3252
HOURS:	24	Artificial Lift System:	BP INSERT SBP	Oring seal sub Top:	
		Artificial Lift System Change:	NO CHANGE	Rate hole:	120
		BOPD:		Restriction top:	
		% BSW:		Fish top:	0
		Index Failure:	TUBING FAILURE	Production liner top	2475
		Specific Index Failure:	BROKEN TUBING BY THE COUPLING		



## OPERATION SUMMARY

DATE mm/dd/yyyy	TIME START	TIME END	DURATION	PHASE	CODE	CLASS	OPERATION
07/24/2016	00:00	00:30	0.5	WS	MOB	P	MOBILIZED J5-04 UNIT FROM MOR AA-09 WELL TO MORICHE CG-04 WELL. (DISTANCE 5 km)
07/24/2016	00:30	02:00	1.5	WS	RU	P	RIGGED UP 100 %
07/24/2016	02:00	02:30	0.5			USIWT	PERFORMED ATMOSPHERIC MEASUREMENTS. CHECKED PRESSURE THP & CHP 0 psi. REMOVED HORSEHEAD, POLISHED ROD, STUFFING BOX AND WELL BOP.  INSTALLED HYDRAULIC RODS B.O.P, WORKING TABLE AND RODS HANDLING EQUIPMENT. PERFORMED TBG INTEGRITY TEST WITH XXX psi x XX minutes, WITHOUT SUCCESS. TESTED PUMPING ACTION UPSTROKES AND DOWNSTROKES WITH XXX psi, WITHOUT SUCCESS. RELEASED INSERT PUMP, OV: 5,000 lbs WS: 9,000 lbs
07/24/2016	02:30	04:00	1.5	WS	PULLSR	P	PULLED PUMPING STRING FROM 3,054.25 FT TO SURFACE AS FOLLOWS:  QTY DESCRIPTION OD LENGTH T. LENGHT  1 POLISHED ROD 1 1/4" 26 26 1 PONY ROD 7/8" 2 2 1 PONY ROD 7/8" 20 20 1 PONY ROD 7/8" 6 6 1 PONY ROD 7/8" 4 4 90 SUCKER ROD 7/8" 30 2700 13 ROD GUIDES 1 7/8" 1.25 29.25 11 SINKER BAR 1 1/2" 25 275 1 PONY ROD 7/8" 2 2  OBSERVATIONS: 1. WS 9,000 lbs. 2. MADE TEST TO PUMP ON SURFACE. OK. 3. OD RINGS 2.307". 4. INSERT PUMP 25-200 RWAM 18-2-0, TYPE: CONVENTIONAL, S/N: EF 00 76 P-005.
07/24/2016	04:00	06:00	2	WS	NUBOP	P	UNINSTALLED RODS HANDLING EQUIPMENT. REMOVED HYDRAULIC RODS B.O.P, PUMPING FLOW T, CROSSOVER AND PUMPING FLANGE N/U B.O.P 7-1/2" X 3 M, ANNULAR.
07/24/2016	06:00	06:30	0.5	WS	TAGBT M	P	TAGGED BOTTOM AT 3,235 FT-MD WITH 120 FT ADDITIONAL OF TUBING BELOW FLANGE ADAPTER + 3,115 FT OF TUBING STRING. (BOTTOM OF LINER @ 3,252 FT-MD) FILLED: 17 FT. ADVANCE: 9 FT. POOH ADDITIONAL TUBING. TOP OF LINER: 3,475 FT. RAT HOLE: 120 FT.
07/24/2016	06:30	09:30	3	WS	POOH	P	POOH TUBING STRING FROM 3,115 FT TO SURFACE AS FOLLOWS:  QTY DESCRIPTION OD LENGTH RTE 10.6 99 JOINTS 1 7/8 EUE 3071.9 1 SEATING NIPPLE 1 7/8 EUE 1.2 1 JOINTS 1 7/8 EUE 31.8  OBSERVATIONS: 1. WS: 18,000 lbs 2. SEATING NIPPLE S/N: L 73-1

07/21/2016	09:30	11:30	3	WS	RIH	P	<p>RIH PRODUCTION STRING FROM SURFACE TO 3,445 FT AS FOLLOW:</p> <p>QTY DESCRIPTION OD LENGTH  RTE 10.6  99 JOINTS 2 7/8 EUE 3074.9  1 SEATING NIPPLE 2 7/8 EUE 1.2  1 JOINTS 2 7/8 EUE 31.8</p> <p>REMARKS:  1. WS: 18,000 lbs.  2. SEATING NIPPLE S/N: L 156-1.  3. PERFORMED TUBING INTEGRITY TEST WITH 1200 - 500 PSI, OK.  4. APLIED TORQUE TO CONECTIONS.  5. RATHOLE: 120 FT.</p>
07/21/2016	11:30	16:00	3.5	WS	FISHHD	P	<p>MU AND RIH OVERSHOT ON ROD STRING TO 3,083 FT-MD. FISHED HOLD DOWN (4,000 lbs OF OVP AND WS 9,000 lbs). POOH ROD STRING SURFACE AND RECOVERED HOLD DOWN.</p>
07/21/2016	16:00	18:00	2	WS	RUNSR	P	<p>RUNNING PUMPING STRING FROM SURFACE TO 3,054.25 FT AS FOLLOWS:</p> <p>QTY DESCRIPTION OD LENGTH T. LENGHT  1 POLISHED ROD 1 1/4" 26 26  1 PONY ROD 7/8" 2 2  1 PONY ROD 7/8" 10 10  1 PONY ROD 7/8" 6 6  1 PONY ROD 7/8" 4 4  90 SUCKER ROD 7/8" 30 2700  13 ROD GUIDES 2 7/8" 2.25 29.25  11 SINKER BAR 1 1/2" 25 275  1 PONY ROD 7/8" 2 2</p> <p>NOTES:  1. WS 9,000 lbs.  2. MADE TEST TO PUMP ON SURFACE. OK.  3. OD RINGS 1.307".  4. INSERT PUMP 25-200 RWAM 18-2-0, TYPE: CONVENTIONAL, S/N: EF-004, P-005.</p>
07/21/2016	18:00	19:30	1.5	WS	RWBSF	P	<p>REMOVED RODS HANDLING EQUIPMENT + WORKING TABLE.  N/D B.O.P 7-1/16" B.O.P x 3 M, ANNULAR.  INSTALLED PUMPING FLANGE + CROSS OVER + PUMPING FLOW TEE + HYDRAULIC RODS BOP + WORKING TABLE.</p>
07/21/2016	19:30	20:30	1	WS	TPSO	P	<p>UNINSTALLED WORKING TABLE + HYDRAULIC RODS BOP + RODS HANDLING EQUIPMENT.  INSTALLED WELLS ROD B.O.P + STUFFING BOX + POLISHED ROD.  PERFORMED TBG INTEGRITY TEST WITH 500 psi x 5 minutes, OK.  TESTED PUMPING ACTION UPSTROKES AND DOWNSTROKES WITH 500 psi x 5 minutes, OK.  SPACED OUT WITH 3".</p>
07/21/2016	20:30	21:00	0.5	WS	ISURF	P	<p>INSTALLED HORSEHEAD + PRODUCTION LINE.</p>
07/21/2016	21:00	21:30	0.5	WS	RD	U	<p>NON PLANING TIME CONTROLLABLE - PRODUCTION AREA LOGISTICS - WAITING WELL RUNNER.</p>
07/21/2016	21:30	00:00	2.5	WS	RD	P	<p>RIGGED DOWN 100%. CLEANED AND ORGANIZED AREA. DELIVERED WELL.</p>



EVENT TYPE	REMARKS
STM - POST-INJECTION - CONVENTIONAL /ONLY ROD - 01/04/2014	
MNT - OTHERS - CHANGE BROKEN TUBING - 02/04/2014	
MNT - PUMP CHANGE - INSERT PUMP/COMPLETE - 05/04/2014	
MNT - RE DESIGN - ROD REDESING - 25/04/2014	
MNT - PUMP CHANGE - INSERT PUMP/COMPLETE - 12/05/2014	

STM - PRE-INJECTION - CONVENTIONAL /ONLY ROD - 02/06/2014	
STM - POST-INJECTION - CONVENTIONAL /ONLY ROD - 21/06/2014	
STM - PRE-INJECTION - CONVENTIONAL /ONLY ROD - 28/12/2014	
STM - POST-INJECTION - CONVENTIONAL /ONLY ROD - 08/01/2015	
MNT - FLUSHING AND DIAGNOSTIC - STANDING VALVE ISSUE - 24/01/2015	
STM - PRE-INJECTION - CONVENTIONAL /ONLY ROD - 11/06/2015	
STM - POST-INJECTION - CONVENTIONAL /ONLY ROD - 01/07/2015	REMARK: NOT INSTALLED HORSE HEAD DUE TO IS NOT POSSIBLE TO MOVE UP WALKING BEAM.
MNT - OTHERS - INSTALL HORSE HEAD - 01/07/2015	
STM - PRE-INJECTION - CONVENTIONAL /ONLY ROD - 11/01/2016	
STM - POST-INJECTION - CONVENTIONAL /ONLY ROD - 23/01/2016	
MNT - FLUSHING AND DIAGNOSTIC - TUBING ISSUE - 21/02/2016	
MNT - PUMP CHANGE - INSERT PUMP/COMPLETE - 21/02/2016	
MNT - PUMP CHANGE - INSERT PUMP/COMPLETE - 21/02/2016	
STM - PRE-INJECTION - CONVENTIONAL /ONLY ROD - 08/07/2016	
STM - POST-INJECTION - CONVENTIONAL /ONLY ROD - 19/07/2016	
STM - PRE-INJECTION - CONVENTIONAL /ONLY ROD - 10/11/2016	
STM - POST-INJECTION - CONVENTIONAL /ONLY ROD - 22/11/2016	
MNT - FISHING - ROD STRING OPERATION - 19/02/2017	
MNT - PUMP CHANGE - INSERT PUMP/ONLY ROD - 23/02/2017	
MNT - PUMP CHANGE - INSERT PUMP/COMPLETE - 01/03/2017	

## COMPONENTS DETAILS PROD


Type	Section Type	Component Type	Number of joints	Length	Md Top (FT)	Md Base (FT)	Body Od (IN)	Body Id (IN)	Drift	Item Description	Condition
ROD STRING	ROD	Polished Rod	1	26	20.6	36.6	1.125			1 1/4" POLISHED ROD X 26'	RE-RUN
	ROD	Pony Rod(s)	2	6	36.6	42.6	0.875			7/8" PONY ROD X 4 + 2FT	RE-RUN
	ROD	Pony Rod(s)	1	6	42.6	48.6	0.875			7/8" PONY ROD X 6FT	RE-RUN
	ROD	Pony Rod(s)	1	10	48.6	58.6	0.875			7/8" PONY ROD X 10FT	RE-RUN
	ROD	Sucker Rod(s)	90	2700	58.6	2,758.6	0.875			7/8" SUCKER RODS X 30FT	RE-RUN
	WBEQP	Rod Guides	43	29.25	2,758.6	2,787.9	2.444			ROD GUIDES FOR 2 7/8" TBG X 7/8" PIN X 2.25 FT	RE-RUN
	WBEQP	Sinker Bar	11	275	2,787.9	3,062.9	1.5			1 1/2" SINKER BARS X 25FT	RE-RUN
	ROD	Pony Rod(s)	1	2	3,062.9	3,064.9	0.875			7/8" PONY ROD X 2FT	RE-RUN
	CPUMP	Rod Pump	1	26	3,064.9	3,090.9	2			1 INSERT PUMP 25-200 RWAM 18-2-0, TYPE: CONVENTIONAL, S/N: EF-004 P-005...	RECND
SAND	WBEQP	Sand	1	47	3,235.0	3,252.0	4.276			TAGGED BOTTOM AT 3,235 FT-MD WITH 120 FT ADDITIONAL OF TUBING BELOW FLANGE ADAPTER + 3,445 FT OF TUBING STRING. (BOTTOM OF LINER @ 3,252 FT-MD) FILLED: 47 FT. ADVANCE: 9 FT. POOH ADDITIONAL TUBING. TOP OF LINER: 2,475 FT. RAT HOLE: 120 FT.	
TUBING ASSEMBLY	TBG	Tubing	99	3071.58	20.6	3,082.2	2.875	2.444	2.347	2-7/8" EUE TUBING, N-80, 6.5 ppf.	RE-RUN
	WBEQP	Seating Nipple	1	1.2	3,082.2	3,083.4	2.875	2.2912		2-7/8" SEATING NIPPLE/FRICTION RING-S/N: L 156-1	NEW
	TBG	Tubing	1	31.8	3,083.4	3,445.2	2.875	2.444	2.347	2-7/8" EUE TUBING, N-80, 6.5 ppf.	RE-RUN

## PUMP

Model	Length	Barrel body OD	Barrel Pump ID	Manufacturer	Serial No	Pump Type	Travel Valve Ball	Pin Size	Barrel Type	Clearance	Hold Down Type	Plunger Type	Standing Valve Ball	Standing Valve Seat	Travel Valve Seat
SBP-API 25-200-RWAM-18-2-6	26	2.25		Weatherford	EF004	Insert SBP	Titanium carbide	0.875	Chrome Plate On Steel	0.000	Compression	Spray Metal	Titanium carbide	Tungsten carbide	Tungsten carbide

API Code									
API Barrel Length	API Tbg Size Code	API Length Extensions	API Plunger Length	API Pump Bore	API Barrel Type	API Pump Type	API Length Extensions Lower	API Seating Assembly Loc	API Type Seat Assembly
18	25	6	2	200	W	R	0	A	M

Con el reporte anteriormente mostrado se evidencia que todos los datos necesarios para la optimización de las operaciones de Well Services de los campos de la Asociación Nare esta consignada en cada reporte, además de usar normas API para registrar la nomenclatura de las bombas de subsuelo. Es necesario actualizar esta base de datos dependiendo las nuevas tecnologías que en el transcurso del tiempo serán implementas en estos campos, con el objetivó de siempre tener información de calidad para la toma de decisiones.


 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

## AUTORIZACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL REPOSITORIO DIGITAL INSTITUCIONAL LUMIERES




Nosotros Daniel Alejandro Álvarez Díaz y Juan Felipe Gama Gutiérrez en calidad de titulares de la obra **ANÁLISIS TÉCNICO FINANCIERO DE LAS ESTADÍSTICAS OBTENIDAS DE LOS REPORTES DE SERVICIO A POZO, DE UNA BASE DE DATOS EN LOS CAMPOS DE LA ASOCIACIÓN NARE**, elaborada en el año 2016, autorizamos al **Sistema de Bibliotecas de la Fundación Universidad América** para que incluya una copia, indexe y divulgue en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres, la obra mencionada con el fin de facilitar los procesos de visibilidad e impacto de la misma, conforme a los derechos patrimoniales que nos corresponden y que incluyen: la reproducción, comunicación pública, distribución al público, transformación, en conformidad con la normatividad vigente sobre derechos de autor y derechos conexos (Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, entre otras).

Al respecto como Autores manifestamos conocer que:

- La autorización es de carácter no exclusiva y limitada, esto implica que la licencia tiene una vigencia, que no es perpetua y que el autor puede publicar o difundir su obra en cualquier otro medio, así como llevar a cabo cualquier tipo de acción sobre el documento.
- La autorización tendrá una vigencia de cinco años a partir del momento de la inclusión de la obra en el repositorio, prorrogable indefinidamente por el tiempo de duración de los derechos patrimoniales del autor y podrá darse por terminada una vez el autor lo manifieste por escrito a la institución, con la salvedad de que la obra es difundida globalmente y cosechada por diferentes buscadores y/o repositorios en Internet, lo que no garantiza que la obra pueda ser retirada de manera inmediata de otros sistemas de información en los que se haya indexado, diferentes al Repositorio Digital Institucional – Lumieres de la Fundación Universidad América.
- La autorización de publicación comprende el formato original de la obra y todos los demás que se requiera, para su publicación en el repositorio. Igualmente, la autorización permite a la institución el cambio de soporte de la obra con fines de preservación (impreso, electrónico, digital, Internet, intranet, o cualquier otro formato conocido o por conocer).
- La autorización es gratuita y se renuncia a recibir cualquier remuneración por los usos de la obra, de acuerdo con la licencia establecida en esta autorización.
- Al firmar esta autorización, se manifiesta que la obra es original y no existe en ella ninguna violación a los derechos de autor de terceros. En caso de que el trabajo haya sido financiado por terceros, el o los autores asumen la responsabilidad del cumplimiento de los acuerdos establecidos sobre los derechos patrimoniales de la obra.
- Frente a cualquier reclamación por terceros, el o los autores serán los responsables. En ningún caso la responsabilidad será asumida por la Fundación Universidad de América.
- Con la autorización, la Universidad puede difundir la obra en índices, buscadores y otros sistemas de información que favorezcan su visibilidad.

	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

Conforme a las condiciones anteriormente expuestas, como autores establecemos las siguientes condiciones de uso de nuestra obra de acuerdo con la **licencia Creative Commons** que se señala a continuación:

	<b>Atribución- no comercial- sin derivar:</b> permite distribuir, sin fines comerciales, sin obras derivadas, con reconocimiento del autor.	
	<b>Atribución – no comercial:</b> permite distribuir, crear obras derivadas, sin fines comerciales con reconocimiento del autor.	<input checked="" type="checkbox"/>
	<b>Atribución – no comercial – compartir igual:</b> permite distribuir, modificar, crear obras derivadas, sin fines económicos, siempre y cuando las obras derivadas estén licenciadas de la misma forma.	

Licencias completas: [http://co.creativecommons.org/?page\\_id=13](http://co.creativecommons.org/?page_id=13)

**Siempre y cuando se haga alusión de alguna parte o nota del trabajo, se debe tener en cuenta la correspondiente citación bibliográfica para darle crédito al trabajo y a sus autores.**

De igual forma como autores autorizamos la consulta de los medios físicos del presente trabajo de grado así:


AUTORIZAMOS	SI	NO
La consulta física (sólo en las instalaciones de la Biblioteca) del CD-ROM y/o Impreso	SI	
La reproducción por cualquier formato conocido o por conocer para efectos de preservación	SI	

<b>Información Confidencial:</b> este Trabajo de Grado contiene información privilegiada, estratégica o secreta o se ha pedido su confidencialidad por parte del tercero, sobre quien se desarrolló la investigación. En caso afirmativo expresamente indicaré (indicaremos), en carta adjunta, tal situación con el fin de que se respete la restricción de acceso.	SI	NO
		No

Para constancia se firma el presente documento en Bogotá DC, a los 26 días del mes de octubre del año 2017.

#### LOS AUTORES:

##### Autor 1

<b>Nombres</b>	<b>Apellidos</b>
Daniel Alejandro	Álvarez Díaz
<b>Documento de identificación No</b>	<b>Firma</b>
1082977747	

<b>Nombres</b>	<b>Apellidos</b>
Juan Felipe	Gama Gutiérrez
<b>Documento de identificación No</b>	<b>Firma</b>
1019081708	