

**ANÁLISIS TÉCNICO PARA DETERMINAR LAS FALLAS DE LAS BOMBAS DE
SUBSUELO DEL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO OCASIONADO POR LA
INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR EN EL CAMPO MORICHE DE
MANSAROVAR ENERGY LTDA.**

CARLOS ORLEY GIL AMAYA

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

2018

**ANÁLISIS TÉCNICO PARA DETERMINAR LAS FALLAS DE LAS BOMBAS DE
SUBSUELO DEL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO OCASIONADO POR LA
INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR EN EL CAMPO MORICHE DE
MANSAROVAR ENERGY LTDA.**

CARLOS ORLEY GIL AMAYA

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

Director

Erik Giovany Montes Páez

M. Sc en Ingeniería de Hidrocarburos

Codirector:

Reinaldo Mayorga Boza

Ingeniero de Petróleos

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

2018

DEDICATORIA

A Dios por darme la oportunidad de estar con vida y enseñarme los caminos correctos para poder realizar este logro.

*A mi madre **LUCEINA AMAYA RINCON** por brindarme todo el apoyo incondicional, y por todos tus esfuerzos que realizas cada día para que sea una persona líder y de ejemplo. Gracias a ti madre mía por esforzarte cada día de tu vida para que yo pudiera alcanzar este logro en esta preciosa Universidad.*

Todo lo que soy hoy, te lo debo a ti. Te Amo

*A mis hermanos **JULIETH DAYANA GIL AMAYA & EDUAR JOSE GIL AMAYA** por siempre estar apoyándome en este camino profesional y por regalarme sonrisas, cariño, comprensión y su tiempo. Este logro también es de ustedes. Los Amo.*

A toda mi familia, en especial a mi Abuela por estar muy atenta en mí, siempre los llevare en mi corazón.

*Gracias a **MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTD.** Por darme la oportunidad de realizar mi práctica profesional y en especial a los Ingenieros: Reinaldo Mayorga, Juan Pablo Jauregui, John Walker Álvarez, Mauricio Patarroyo y Susana Hernández, por compartir su tiempo y conocimientos conmigo.*

AGRADECIMIENTOS

A Mansarovar Energy Colombia Ltd. Por permitirme desarrollar mi proyecto en el campo Moriche.

A todos los miembros de la Unidad de Equipo Pesado & Well Services del campo Moriche, por esforzarse en compartir sus conocimientos y por compartir su preciado tiempo.

Al Ingeniero Reinaldo Mayorga por compartir su experiencia conmigo, por ayudarme a desarrollar este proyecto y también por enseñarme admirar a las personas por sus valores y modales.

Al Ingeniero Erik Montes por dirigir mi tesis de grado y por sus aportes realizados.

A la prestigiosa Universidad Industrial de Santander por contar con los más altos índices de calidad en educación y formación profesional.

A la Escuela de Ingeniería de Petróleos y por todos los docentes que hacen parte de ella, gracias a cada uno por los aportes profesionales que hicieron a lo largo de mi formación profesional.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	17
1. GENERALIDADES DEL CAMPO MORICHE.....	19
1.1 RESEÑA HISTORICA.....	19
1.2 LOCALIZACIÓN DEL CAMPO.....	20
1.3 GEOLOGIA DEL CAMPO	22
1.3.1 Generación y Migración.	22
1.3.2 Yacimiento.	22
1.3.3 Sellos y Trampas.	23
1.4 ESTRATIGRAFIA	24
1.5 PETROFÍSICA	26
1.6 PROPIEDADES FISICOQUIMICAS	28
1.6.1 Características del Fluido.....	28
1.7 COMPAÑÍA OPERADORA (MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTD.).....	30
1.7.1 Generalidades.....	30
1.7.2 Historia.....	31
2. SISTEMA DE BOMBEO MECANICO	33
2.1 FUENTES QUE REDUCEN LA EFICIENCIA DEL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO.....	33
2.1.1 Eficiencia Baja del Sistema.....	34
2.1.2 Fallas del equipo.	34
2.2 EQUIPOS DE SUPERFICIE	34
2.2.1 Cabezal de producción.	34
2.2.2 Unidad de bombeo.....	39
2.2.3 Selección del sistema de bombeo.	39
2.2.4 Diseño de la unidad.	41

2.2.5 Componentes principales de la unidad de bombeo.	43
2.3 TIPOS DE UNIDADES DE BOMBEO	48
2.3.1 Unidad de Bombeo Mecánico tipo Convencional.....	48
2.3.2 Unidad de Bombeo Mecánico Tipo Mark II.	50
2.3.3 Unidad de Bombeo Mecánico balanceado por Aire.	51
2.4 EQUIPOS DE SUBSUELO	53
2.4.1 Tubería de revestimiento o casing.	54
2.4.2 Tubería de producción o tubing.	54
2.4.3. Sarta de varillas de succión.	54
2.5 BOMBAS DE SUBSUELO	55
2.5.1 Bombas de tubería (TH).....	57
2.5.2 Bombas insertables (RH / RW).....	58
2.5.3 Bomba de barril móvil con pared fina o gruesa (RWT- RHT).....	58
2.5.4 Bomba de barril de pared fina o gruesa con anclaje inferior (RWB-RHB). ...	59
2.5.5 Bomba barril de pared fina o gruesa con anclaje superior (RWA-RHA).	60
2.5.6 Denominación de las bombas de subsuelo.....	61
2.6 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL SISTEMA DE BOMBEO MECANICO.....	64
3. INYECCION CICLICA DE VAPOR	66
3.1 VENTAJAS DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR.....	71
3.2 DESVENTAJAS DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR	71
3.3 CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DE UN YACIMIENTO PARA LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR.	72
4. METODOLOGÍA DEL ANÁLISIS TÉCNICO	74
4.1 LIMITACIONES Y GENERALIDADES DEL ANÁLISIS TÉCNICO	75
4.2 DEFINICIÓN DE LA INFORMACIÓN DE LA FALLA	76
4.2.1 Falla reparable (Intervención Menor).	76
4.2.2. Falla no reparable (intervención mayor).....	77
5. RECOPIACION DE REPORTES E INFORMACION DEL CAMPO	79
5.1 REPORTES DE SERVICIOS DE WELL SERVICES	79
5.1.1 Rss corporativo.	80

5.2 BOMBAS Y ACCESORIOS ESPECIALES PARA INYECCION CICLICA DE VAPOR EN EL CAMPO MORICHE	82
5.2.1 Bomba Insertable Con Anclaje Superior (RWA).	83
5.2.2 Bombas TH.	84
5.3 ACCESORIOS ESPECIALES PARA LAS BOMBAS SOMETIDAS A LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR	85
5.3.1. Extensión Steam By Pass.....	86
5.3.2 Caja antibloqueo de Válvula Viajera.	87
5.3.3 Extensión wipper No API.	88
5.3.4 Extensión doble Wipper No API.....	89
5.3.5 Caja antibloqueo válvula fija.	90
5.3.6 Válvula gas Brecker o válvula semiesférica con vástago y guía.....	91
6. APLICACIÓN DEL ANÁLISIS TÉCNICO PARA DETERMINAR LAS FALLAS DE LAS BOMBAS DE SUBSUELO OCASIONADO POR LA INYECCION CICLICA DE VAPOR	94
6.1 ÁRBOL DE DECISIONES PARA LA TOMA DE DECISIONES CUANDO FALLA LAS BOMBAS DE SUBSUELO	95
6.2 APLICACIÓN DEL ARBOL DE DECISIONES PARA ALGUNOS POZOS EN CAMPO.....	100
6.2.1 Aplicación de la metodología para el pozo EJEMPLO 1.....	101
6.2.2 Aplicación de la metodología para el pozo EJEMPLO 2.....	104
6.2.3. Aplicación de la metodología para el pozo EJEMPLO 3.....	107
6.3 COMPONENTES DE LAS BOMBAS AFECTADOS POR LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR	125
6.4 PARÁMETROS PARA SELECCIONAR UNA BOMBA CUANDO SE REALIZA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR.....	131
7. CONCLUSIONES	133
8. RECOMENDACIONES.....	135
BIBLIOGRAFÍA.....	136
ANEXOS.....	140

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Ubicación Geográfica – Área Moriche Buffer.....	20
Figura 2. Área bajo solicitud de Comercialidad – Moriche Buffer.....	21
Figura 3. Corte Estructural de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.	24
Figura 4. Columna estratigráfica del Campo Moriche	25
Figura 5. Columna estratigráfica correspondientes a la Zona A y Zona B.	27
Figura 6. Componentes del Cabezal de Producción.....	35
Figura 7. Esquema de una Prensa Estopa	36
Figura 8. Preventora de varilla.	38
Figura 9. Grafica para seleccionar el sistema de bombeo mecánico, según su potencial y su profundidad.	41
Figura 10. Denominación de unidades de bombeo mecánico.	42
Figura 11. Caja de engranajes de la unidad de bombeo mecánico.	44
Figura 12. Accesorios de la barra pulida y/o barra lisa.	45
Figura 13. Disco de las poleas de motor.....	46
Figura 14. Gráfico de manivelas, brazos, contrapesas de la unidad de bombeo mecánico.	47
Figura 15. Motor de potencia de la Unidad de bombeo mecánico.....	48
Figura 16. Unidad de bombeo Tipo Convencional.....	49
Figura 17. Unidad de Bombeo Mecánico Tipo Mark II.....	50
Figura 18. Unidad de Bombeo Mecánico Balanceado por Aire	52
Figura 19. Funcionamiento de Una Bomba de Subsuelo.....	56
Figura 20. Bomba de Tubería (TH).....	58
Figura 21. Bomba Insertables.....	58
Figura 22. Bomba Con anclaje Inferior.	60
Figura 23. Bomba con Anclaje Superior.	61

Figura 24. Designación Completa de una Bomba.....	63
Figura 25. Proceso del a Inyección Cíclica de vapor.	66
Figura 26. Comportamiento de los Ciclos de la Inyección de Vapor.....	67
Figura 27. Logo del Área de Equipo Pesado y Well services.	80
Figura 28. Reporte Daily Operational Brief Report.....	81
Figura 29. Visualización de los Reportes de Well Services.	82
Figura 30. Componentes de una bomba con anclaje superior (RWA).	84
Figura 31. Componente de una Bomba TH.	85
Figura 32. Extension Steam By Pass (SBP)	86
Figura 33. Bomba inserta con su Extensión Steam By Pass.	87
Figura 34. Caja antibloqueo de gas de válvula viajera.....	88
Figura 35. Extensión Wipper No API.	89
Figura 36. Extensión doble Wipper No API.....	90
Figura 37. Caja antibloqueo de válvula Fija.	91
Figura 38. Ubicación de una Válvula gas Brecker.	92
Figura 39. Válvula gas Brecker.	92
Figura 40. Árbol para la toma de decisiones cuando fallan los equipos de superficie.	96
Figura 41. Diagrama para la toma de decisiones cuando fallan las pruebas de integridad de las bombas.....	97
Figura 42. Diagrama para la toma de decisiones cuando fallan las bombas	98
Figura 43. Diagrama de flujo para la toma de decisiones cuando fallan los subcomponentes de las bombas por interferencia de gas.....	99
Figura 44. Diagrama de flujo para la toma de decisiones cuando las bombas fallan por la inyección cíclica de vapor.....	100
Figura 45. Barriles producidos del pozo EJEMPLO 1.....	101
Figura 46. Dinagrama del pozo EJEMPLO 1.	102
Figura 47. Procedimiento para concluir la falla de la bomba.	103
Figura 48. Registro fotográfico del arenamiento de la bomba.....	103
Figura 49. Barriles producidos del pozo EJEMPLO 2.....	104

Figura 50. Dinagrama del pozo EJEMPLO 2.	105
Figura 51. Procedimiento para concluir la falla de la bomba.	106
Figura 52. Registros fotográficos de la falla del pozo EJEMPLO 2.....	106
Figura 53. Barriles producidos del pozo EJEMPLO 3.....	107
Figura 54. Dinagrama del pozo EJEMPLO 3.	108
Figura 55. Diagrama de decisiones para concluir la falla de la bomba.....	109
Figura 56. Registros fotográficos de las fallas del pozo EJEMPLO 3.	109
Figura 57. Numero de fallas vs razón de pulling de bomba campo del moriche.	125
Figura 58. Numero de fallas semestrales en el campo moriche.	126
Figura 59. Costos de reparación de las falladas en el campo moriche.....	127
Figura 60. Fallas mensuales de los subcomponentes de las bombas.....	127
Figura 61. Fallas totales semestrales de los subcomponentes de las bombas en el campo moriche.....	128
Figura 62. Causa raíz de las fallas de los subcomponentes de las bombas del campo moriche.	129
Figura 63. Causa raíz de las fallas de los subcomponentes de las bombas del campo moriche por semestre.....	129

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Propiedades Petrofísicas Correspondiente a la Zona A y Zona B.	28
Tabla 2. Característica del crudo del Pozo Moriche Sur-01.....	29
Tabla 3. Contenido de metales en el Crudo Mor Sur-01.....	30
Tabla 4. Especificaciones de las Bombas de Subsuelo.....	62
Tabla 5. Ventajas y Desventajas del sistema de bombeo mecánico.	65
Tabla 6. Criterios para la aplicación para un proceso de Inyección cíclica de vapor.....	73
Tabla 7. Lista de intervenciones menores del campo Moriche.	76
Tabla 8. Lista de intervenciones mayores.....	77
Tabla 9. Cantidad de bombas utilizadas en campo Moriche.....	83
Tabla 10. CASO 1.....	110
Tabla 11. CASO 2.....	111
Tabla 12. CASO 3.....	112
Tabla 13. CASO 4.....	113
Tabla 14. CASO 5.....	114
Tabla 15. CASO 6.....	115
Tabla 16. CASO 7.....	116
Tabla 17. CASO 8.....	117
Tabla 18. CASO 9.....	118
Tabla 19. CASO 10.....	119
Tabla 20. CASO 11.....	120
Tabla 21. CASO 12.....	121
Tabla 22. CASO 13.....	122
Tabla 23. CASO 14.....	123
Tabla 24. CASO 15.....	124

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Diagrama de árbol completo para la toma de decisiones.....	140
Anexo B. Tabla de la cantidad fallas y costos de las bombas del campo Moriche	141
Anexo C. Tabla de la cantidad de fallas totales de los subcomponentes de las bombas del campo moriche	142

RESUMEN

TITULO: ANALISIS TECNICO PARA DETERMINAR LAS FALLAS DE LAS BOMBAS DE SUBSUELO DEL SISTEMA DE BOMBEO MECANICO OCASIONADO POR LA INYECCION CICLICA DE VAPOR EN EL CAMPO MORICHE DE MANSAROVAR ENERGY LTDA*

AUTOR: CARLOS ORLEY GIL AMAYA**

PALABRAS CLAVES: Bombeo Mecánico, Bombas de Subsuelo, Inyección Cíclica de Vapor, Campo Moriche.

DESCRIPCIÓN:

En el presente trabajo se realizó análisis técnico para determinar las fallas del sistema de bombeo mecánico ocasionado por la inyección cíclica de vapor en el campo moriche de Mansarovar Energy Ltda. Debido a esta inyección de vapor los elementos que conforman las bombas de subsuelos provocan alteraciones metalúrgicas, físicas y químicas de los materiales que los conforman, causando una serie de problemas que afectan la funcionalidad de las bombas provocando una deficiencia de bombeo, por lo cual va disminuyendo la producción del campo causando pérdidas económicas y daños severos en las bombas.

En la actualidad existen accesorios para las bombas especializados para altas temperaturas, pero estas fallan, cuando se le inyectan varios ciclos de vapor y el movimiento de la sarta de bombeo empieza actuar provocando fallas en cada uno de los accesorios, como las varillas, centralizadores, válvulas, asientos de las bombas, cajas de bloqueos de gas, etc.

En este proceso se determinaron las fallas que ocurren cuando se inyectan vapor en cada uno de los pozos del campo moriche y como afectan las bombas de subsuelos y se dieron soluciones posibles a estos problemas, también indicaron cuáles son los accesorios especiales para estas bombas de subsuelo y así minimizar las fallas cuando se inyecta vapor, disminuir los tiempos de mantenimiento de los pozos por parte de la unidad de WELL SERVICES de Mansarovar Energy Colombia Ltda. y por ende aumentar la producción del campo.

* Trabajo de Grado.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Erik Geovanny Montes Páez. Codirector Reinaldo Mayorga Bonza.

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL ANALYSIS TO DETERMINE THE FAULTS OF THE SUBSURFACE PUMPS OF THE MECHANICAL PUMPING SYSTEM CAUSED BY THE CYCLIC STEAM STIMULATION IN THE MORICHE FIELD OF MANSAROVAR ENERGIA LTDA*

AUTHOR: CARLOS ORLEY GIL AMAYA**

KEYWORDS: Mechanical Pumping, Subsurface Pumps, Cyclic Steam Stimulation, Moriche Field.

DESCRIPTION:

In the present work, a technical analysis was carried out to determine the failures of the mechanical pumping system caused by the cyclic steam stimulation in the Moriche field of Mansarovar Energy Ltda. Due to this steam injection, the elements that make up the subsoil pumps cause metallurgical alterations, physical and chemical materials that make them, causing a series of problems that affect the functionality of the pumps causing a deficiency of pumping, which is decreasing the production of the field causing economic losses and severe damage to the pumps.

Currently there are accessories for specialized pumps for high temperatures, but these fail, when they are injected several cycles of steam and the movement of the pump string begins to act causing faults in each of the accessories, such as rods, centralizers, valves, pump seats, gas lock boxes, etc.

In this process were determined the faults that occur when steam is injected into each of the wells of the Moriche field and how they affect the subsoil pumps and possible solutions were given to this problem, they also indicated what are the special accessories for these subsoil pumps and thus minimize the faults when steam is injected, decrease the maintenance operations of the wells by the unit of WELL SERVICES of Mansarovar Energy Colombia Ltda. and therefore increase the production of the field.

* Degree Project

** Physicochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director Erik Geovanny Montes Páez. Codirector: Reinaldo Mayorga Bonza.

INTRODUCCION

El campo Moriche, es uno de los campos más representativos del valle medio del Magdalena, ya que este tiene una producción aproximada de 12800 barriles de petróleo por día (2018). Este campo se caracteriza por producir petróleo pesado con una gravedad 12 °API.

Actualmente en el campo moriche se utiliza el sistema de bombeo mecánico como sistema de levantamiento artificial, debido a que los pozos son someros, manejan crudo pesados y tienen poca relación gas-aceite lo cual hace que este sistema sea el óptimo para este campo. Debido a los diferentes tipos de unidades de bombeo mecánico y tipos de bombas, en el campo moriche tiene implementada unidades convencionales y bombas insertables RWAM con anclaje mecánico en el tope superior para evitar el movimiento de las bombas cuando se realiza inyección de vapor presiones de 1100 psi y 550 °F

Cabe destacar que en el campo moriche se utiliza como método de recuperación térmica la inyección cíclica de vapor, por lo cual consiste en inyectar varios ciclos para que en el proceso de remojo el calor penetre más la formación productora aumentando el caudal de producción. Por ende, el sistema de bombeo mecánico hace el que sea óptimo para este campo. Al pasar de los años los pozos tienen problemas de arenamiento debido a ciclos de vapor inyectado, ya que la formación productora contiene una matriz poco consolidada aumentando la producción de arena.

En este proyecto se realizó un análisis técnico y se implementó una metodología para determinar las fallas de las bombas, después que son sometidas a varios ciclos de vapor. Por lo cual se identificó que estas fallas ocurren por no utilizar extensiones

para el manejo de arenas, gases y por no utilizar elementos con altas propiedades metalúrgicas para altas temperaturas y corrosión excesiva.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO MORICHE¹

1.1 RESEÑA HISTORICA

El contrato de Asociación Nare fue firmado en septiembre 3 de 1980, con fecha efectiva a partir del 1 de septiembre del mismo año, cubriendo una extensión original de 383.267 acres (155.106 hectáreas). El descubrimiento del 50% de esta extensión original, del 25% adicional y la del área original no productiva se hizo el 31 de agosto 1986, 31 de agosto de 1988 y el 31 de agosto de 1990, respectivamente. El sector cuenta en la actualidad con una extensión total de 40.920 acres, dentro de la cual incluyen los 10.729 acres distribuidos en el sector de comercialidad (1.119 acres) y los 9.610 acres del sector buffer.

La perforación del pozo exploratorio Laurel – 01, permitió descubrir la acumulación del aceite en el área Moriche Buffer. La perforación de este pozo exploratorio estuvo soportada en la información del programa sísmico de 1982 suministrado por TEXACO.

La trampa fue probada exitosamente como petrolífera a través del pozo Laurel –01 de TEXACO y posteriormente corroborado por Mansarovar Energy Ltda. – MECL, a través de los pozos Moriche Norte-01, Moriche Norte -02, Moriche Norte -03, Moriche Norte -04, Moriche Norte -05 y Moriche Norte -06; Moriche Sur -01, Moriche Sur-03 y Moriche Sur-11 los cuales fueron perforados durante los años 2006, 2007, 2008.

¹ Garzón Navarro Edgar Alexander, Ponce Hidalgo Ronald Darío. Evaluación de la viabilidad técnica y financiera de utilizar inyección cíclica de vapor como método de recuperación incremental de crudo en campo Moriche estudio de prefactibilidad. Universidad Industrial de Santander. Especialización en evaluación u gerencia de proyectos. Bucaramanga. 2010. Pag 23.

1.2 LOCALIZACIÓN DEL CAMPO

El área de Moriche buffer se localiza de manera adyacente al área ABARCO por el costado sur occidental de la asociación Nare “B”, el cual se encuentra estructuralmente en el flanco de la cuenta del Magdalena Medio, en los departamentos de Boyacá, Antioquia y Santander. El área Moriche Buffer esta aproximadamente a 90 millas NNW de Bogotá. Como se muestra en la Figura 1.

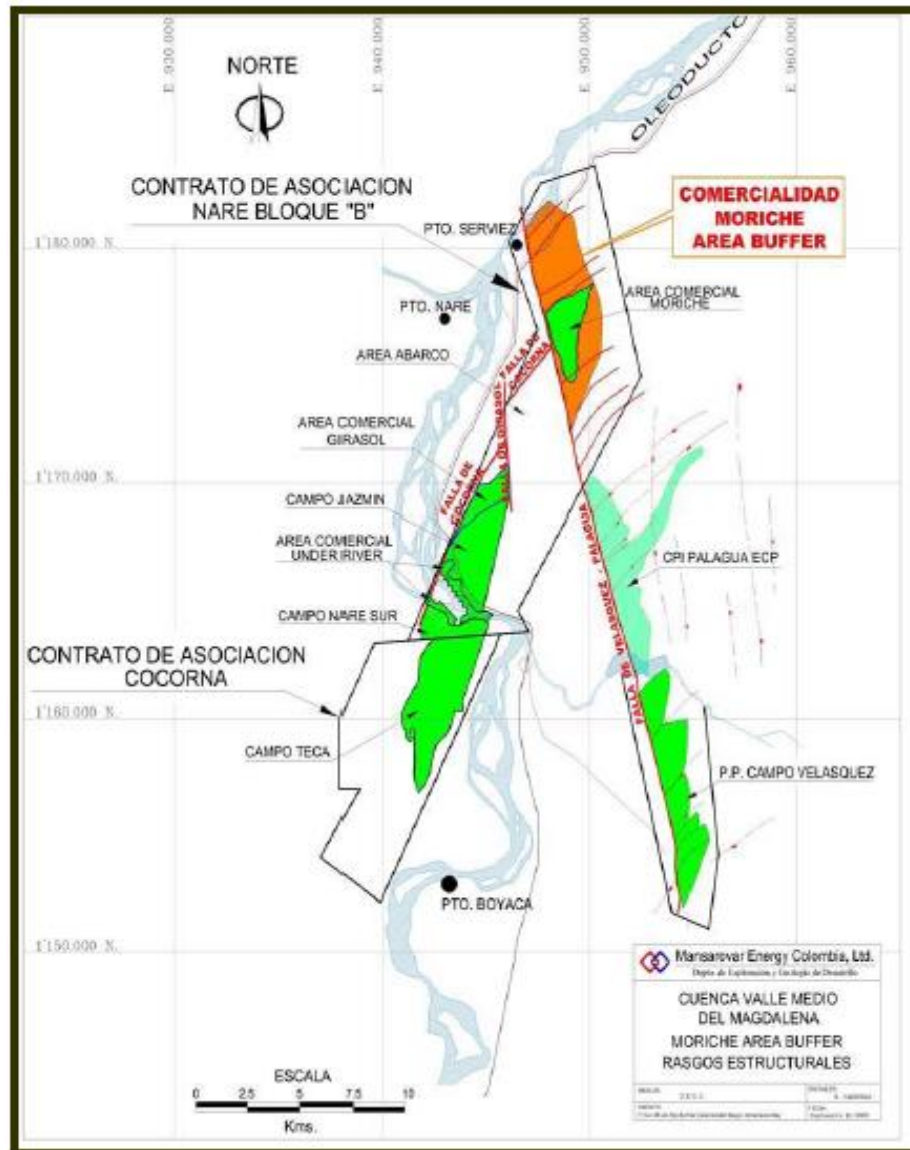
Figura 1. Ubicación Geográfica – Área Moriche Buffer.



Fuente: Garzón Navarro Edgar Alexander, Ponce Hidalgo Ronald Darío. Evaluación de la viabilidad técnica y financiera de utilizar inyección cíclica de vapor como método de recuperación incremental de crudo en campo Moriche estudio de prefactibilidad. Universidad Industrial de Santander. Especialización en evaluación u gerencia de proyectos. Bucaramanga. 2010. Pag 24.

El área de Moriche Buffer actualmente bajo exploración se estima en 9610 acres, tal como se muestra en la figura 2

Figura 2. Área bajo solicitud de Comercialidad – Moriche Buffer.



Fuente: Garzón Navarro Edgar Alexander, Ponce Hidalgo Ronald Darío. Evaluación de la viabilidad técnica y financiera de utilizar inyección cíclica de vapor como método de recuperación incremental de crudo en campo Moriche estudio de prefactibilidad. Universidad Industrial de Santander. Especialización en evaluación u gerencia de proyectos. Bucaramanga. 2010. Pag 25.

1.3 GEOLOGIA DEL CAMPO²

1.3.1 Generación y Migración. De acuerdo con la teoría de la migración de hidrocarburos del Valle Medio del Magdalena, se estima como roca generadora a la formación la Luna, con gran extensión lateral, que representa el inicio de la secuencia transgresiva del turoniano en la parte norte de la cuenca cretácica colombiana, del Catatumbo, el occidente venezolano y la Guajira. Esta formación está constituida por biomicritas y “shales” calcáreos de color gris a negro y abundante materia orgánica.

La migración del hidrocarburo, para la cuenca del valle medio del Magdalena, se estima que ocurrió antes del levantamiento de la cordillera Oriental. Las rutas de migración corresponden a la comunicación lateral entre los lentes de arenas y las rocas generadoras del cretácico y se sugiere una edad para este transporte, entre el mioceno superior y el plioceno, quedando entrampado dentro del yacimiento fluvial del oligoceno

1.3.2 Yacimiento. Los principales yacimientos de Área Moriche (Asociación Nare B) provienen de los depósitos de arenas fluviales, en la zona B y la Zona A. Está compuesta por los múltiples cuerpos de areniscas de origen fluvial, depositados en un ambiente de canales meandricos (Meandering stream) y trenzados (Braided streams). Estas areniscas conforman la secuencia de las zonas A y B del grupo Chuspas y pueden ser clasificadas litológicamente como arcosas, con fragmentos líticos de origen ígneo y sublitoarenitas. Se muestran como capas sucias, arcillosas, no calcáreas, no fosilíferas, ricas en materia orgánica de color verde claro, con tamaño de grano fino a muy grueso, ocasionalmente conglomeráticas, pobremente clasificadas, con granos sub-redondeados a sub- angulares, esféricos a sub-esféricos y porosidad moderada, propiedades que varían en profundidad.

² Garzón. Op. cit, p. 25.

Adicionalmente, se reconocen la formación de paleosuelos y la presencia de bioturbación intensa.

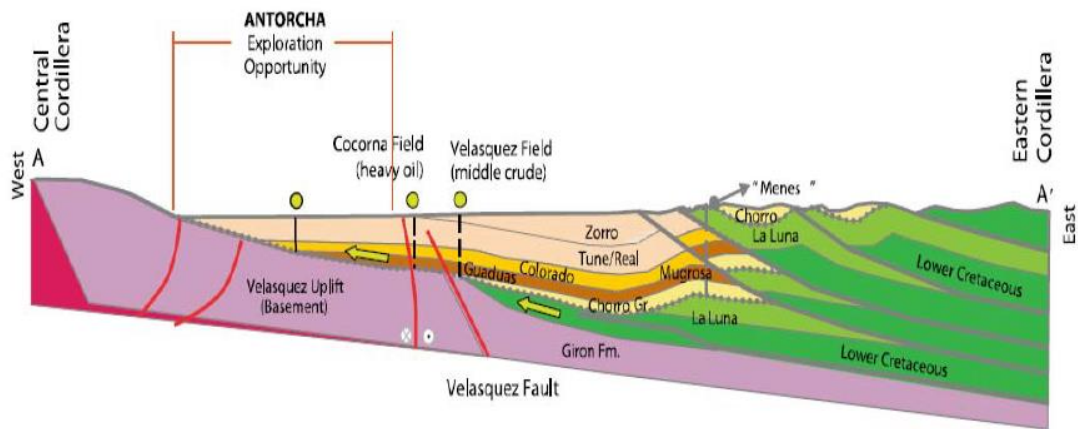
De acuerdo con al ambiente de depósito es claro que no se presenta continuidad lateral de los cuerpos areníticos que en promedio presentan espesores entre 8 y 30 pies, de acuerdo con la migración constante de los canales, supeditados a los cambios de caudal y a su ubicación dentro del sistema fluvial lo que dificulta en gran medida la correlación de los cuerpos de areniscas. De acuerdo con el ambiente de depósito, estos cuerpos corresponden a lente apilados que corresponden a la parte media de los canales, intercalados con arcillolitas propias de las zonas de llanura de inundación.

1.3.3 Sellos y Trampas. El sello lateral y el mecanismo de entrampamiento están relacionado con los cierres contra las fallas de Velásquez y las fallas secundarias. El sello vertical se da en el momento en que el desplazamiento causado por las fallas, generan el enfrentamiento de los niveles de arcillolitas con los cuerpos de areniscas, teniendo en cuenta la constante intercalación que entre ambos.

El tipo de trampa en el área moriche es similar a el mecanismo de los campos Girasol y Jazmín, que es principalmente de tipo estructural, formado por una o más fallas normales de bajo Angulo, con el bloque hundido buzando hacia el este (como es el caso de las fallas de Cocorná y girasol en el área de Abarco), lo cual limita la migración de aceite entrampándolo en cada uno de los bloques.

En la figura 3, se muestra un corte estructural generalizado del Valle Medio del Magdalena, donde se puede destacar la posición de la falla Velásquez y las posibles rutas de migración del hidrocarburo. Es importante mencionar que la formación Tuné descrita en el corte equivale a la Zona A en el campo Moriche y la formación Guaduas, toma en el Campo Moriche, el nombre de la Zona B, de acuerdo con la correlación, edad y propiedades de las formaciones. Ver figura 3.

Figura 3. Corte Estructural de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

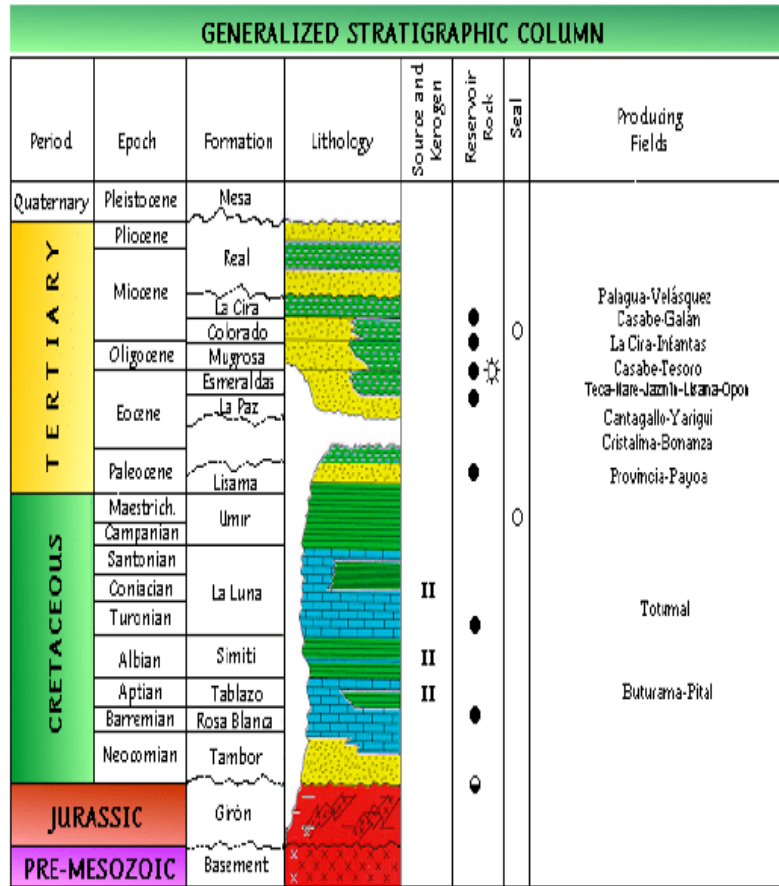


Fuente: Garzón Navarro Edgar Alexander, Ponce Hidalgo Ronald Darío. Evaluación de la viabilidad técnica y financiera de utilizar inyección cíclica de vapor como método de recuperación incremental de crudo en campo Moriche estudio de prefactibilidad. Universidad Industrial de Santander. Especialización en evaluación u gerencia de proyectos. Bucaramanga. 2010. Pag 27.

1.4 ESTRATIGRAFIA

La columna estratigráfica generalizada presente en el área del campo está constituida por un complejo de rocas ígneas y metamórficas de edad precretácica, que conforman una plataforma sobre la cual descansa una secuencia de sedimentos poco consolidados, de origen fluvial, depositados en ambientes de meandros y canales entrelazados, cuya edad se halla comprendida entre el Eoceno y el reciente Oligoceno, el espesor promedio de dicha sección en el área del campo es de 2300 pies. Ver figura 4.

Figura 4. Columna estratigráfica del Campo Moriche



Fuente: Garzón Navarro Edgar Alexander, Ponce Hidalgo Ronald Darío. Evaluación de la viabilidad técnica y financiera de utilizar inyección cíclica de vapor como método de recuperación incremental de crudo en campo Moriche estudio de prefactibilidad. Universidad Industrial de Santander. Especialización en evaluación u gerencia de proyectos. Bucaramanga. 2010. Pag 28.

La cuenca des de tipo intracontinental, asimétrica, se inclina suavemente desde la cordillera central hacia el este formando un monoclin al en todo el valle Medio de la magdalena, la litología comprende un basamento ígneo- metamórfico complejo sobre el cual reposan sedimentos discordantes del mesozoico inferior, terciario inferior y el relleno continental del terciario Superior y Cuaternario³.

³ Garzón. Op. cit, p. 29.

1.5 PETROFÍSICA

Se tuvo en cuenta la información disponible, correspondiente a los análisis de laboratorio realizados a 657 muestras tomadas de los corazones de los pozos anteriormente mencionados, de los cuales 180 muestras corresponden al pozo Mor A-04, 168 al pozo Mor AB-02, 144 al pozo Mor Q-02 y 165 al pozo Mor E-03.

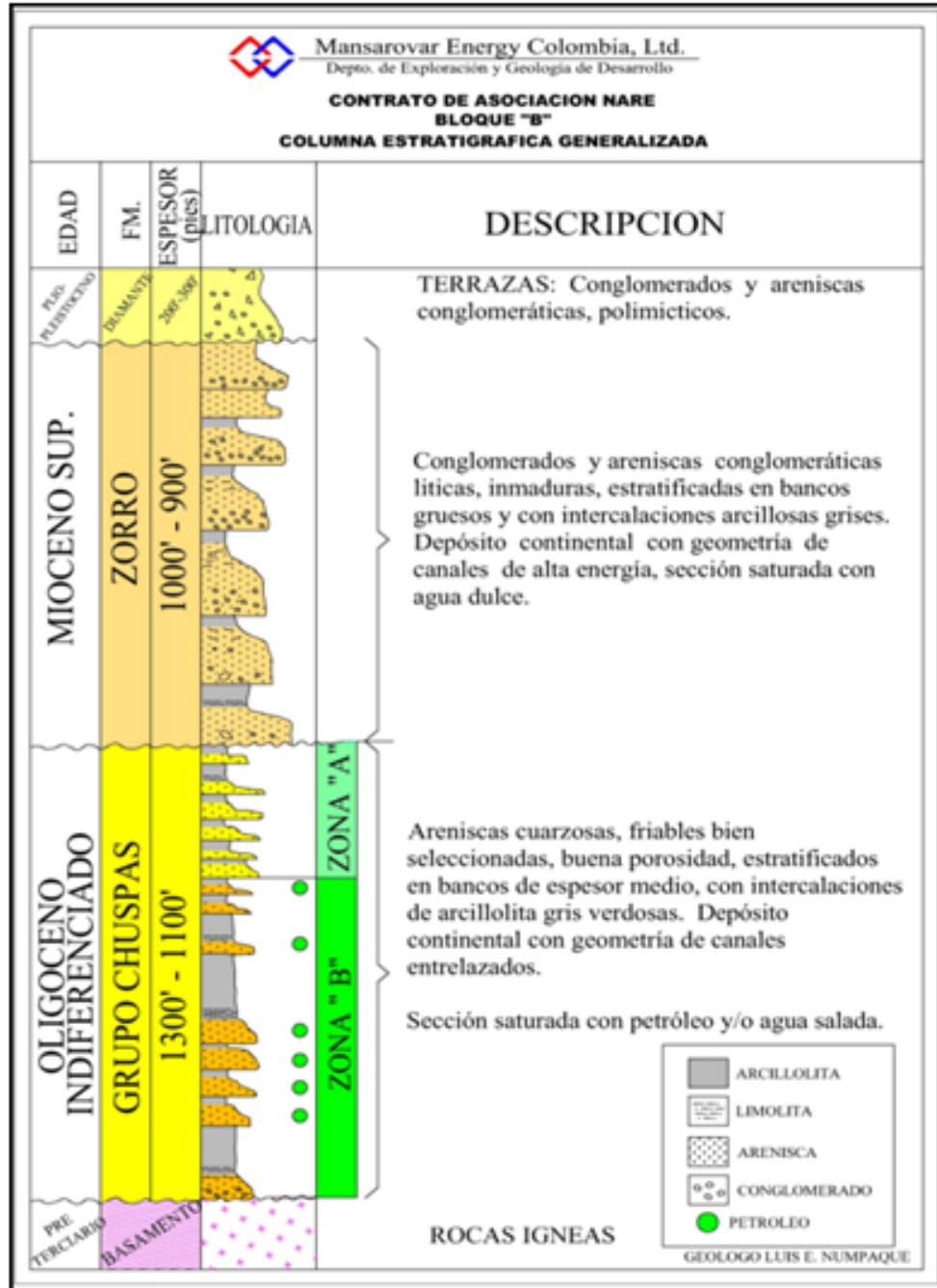
Los parámetros petrofísicos se calcularon utilizando el módulo de interpretación de registros "PRIZM" de "GEOGRAPHIX". Los resultados obtenidos a partir del Software fueron nuevamente comparados con los datos de corazón y se encontró que, en la mayoría de las veces, estos se ajustaban correctamente con la información de los registros huecos abiertos.

Se evaluaron los registros eléctricos tomados en 121 pozos de los sectores comerciales (108 pozos) y Buffer (13 pozos) del área Moriche. Se ajustó la porosidad obtenida de los corazones con el registro de densidad, que es la más acorde teniendo en cuenta la arcillosidad del campo y por lo mismo no se tuvo en cuenta la curva de neutrón teniendo en cuenta exagera la respuesta de esta herramienta.

De acuerdo con los registros ejecutados en estos pozos se obtuvieron datos de los valores de porosidad varían entre 21 a 34% en la zona A y entre 24% a 26% en la zona B. Así mismo, la permeabilidad varía entre 40 a 330 md. Esta información se obtuvo a partir de los registros eléctricos y los corazones tomados en las zonas comerciales. Figura 5

De acuerdo con nuestra evaluación en la tabla 1, se establecieron los siguientes resultados de porosidad, permeabilidad, saturación de agua y arena neta petrolífera.

Figura 5. Columna estratigráfica correspondientes a la Zona A y Zona B.



Fuente: Rincón Vargas Ludwing Smith. Implementación del modelo de confiabilidad para bombeo mecánico basado en la metodología rifts aplicado a los campos de la asociación Nare. Universidad Industrial de Santander. Escuela de ingeniería de petróleos. Bucaramanga. 2016. Pag 21.

Tabla 1. Propiedades Petrofísicas Correspondiente a la Zona A y Zona B.

	Escenario	PHIE [%]	SW [%]	k [Md]	Netpay [Ft]
ZONA A	P10	27.3	36	700	110
	P50	25.3	39.5	460	75
	P90	21.5	42	220	40
ZONA B	P10	28.5	33.8	800	38
	P50	25.5	40.5	425	18
	P90	22.5	34.2	225	5

Fuente: Rincón Vargas Ludwing Smith. Implementación del modelo de confiabilidad para bombeo mecánico basado en la metodología rifts aplicado a los campos de la asociación Nare. Universidad Industrial de Santander. Escuela de ingeniería de petróleos. Bucaramanga. 2016. Pag 21.

1.6 PROPIEDADES FISICOQUIMICAS

Es necesario conocer las propiedades fisicoquímicas del crudo del campo moriche, para determinar cuáles son los componentes que se producen con la formación para evaluar cómo puedes afectar esas propiedades en la inyección cíclica de vapor y los elementos que integran al pozo, entre sus propiedades fisicoquímicas se encuentran.

1.6.1 Características del Fluido. Todos los análisis están basados en la evaluación de los reportes del pozo exploratorio Mor Sur-01, de Área Moriche Buffer. Un resumen de algunas de las principales características analizadas en muestra de crudo del pozo Mor Sur-01, mediante Análisis de caracterización Assay Tipo III⁴, como se muestra en la Tabla 2.

⁴ Garzón. Op. cit, p. 35

Tabla 2. Característica del crudo del Pozo Moriche Sur-01.

Pruebas	Unidad	Resultados
Gravedad a 15.6 °C (60 °F)	API	13.8
Densidad a 15.6 °C (60 °F)	g/m ³	0.9735
Viscosidad Cinemática a 40 °C (104 °F)	cst	1384.52
Viscosidad Cinemática a 50 °C (122 °F)	cst	584.62
Residuo de Carbón micro	%m	7.80
Contenido de Azufre	%m	1.35
Contenido de parafina	%m	0.90
Contenido de Cenizas	%m	0.063
Punto de Fluidez	°F	15.8
Punto de Inflamación	°F	219.2
Constante Grav/visc, VGC		0.911
Insolubles n-C7	%m	1.5
Salinidad	Lb/1000 Bls	43.41
Numero Acido*	MgKOH/g	5.42
* Numero ácido tomado del crudo del pozo Moriche Sur-10		

Fuente: Modificado de Garzón Navarro Edgar Alexander, Ponce Hidalgo Ronald Darío. Evaluación de la viabilidad técnica y financiera de utilizar inyección cíclica de vapor como método de recuperación incremental de crudo en campo Moriche estudio de prefactibilidad. Universidad Industrial de Santander. Especialización en evaluación u gerencia de proyectos. Bucaramanga. 2010. Pag 36.

Lo anterior significa que el crudo del campo Moriche posee alta densidad y viscosidad, contenido medio de sulfuro, bajo contenido de parafinas y bajo punto de fluidez. Adicionalmente se observa que el crudo del pozo Mor Sur-01 contiene algunos iones metálicos, como se observa en la tabla 3.

Tabla 3. Contenido de metales en el Crudo Mor Sur-01.

Iones Metálicos	Concentración en ppm
Calcio	84.39
Vanadio	60.23
Níquel	57.62
Sodio	51.11
Hierro	26.04
Aluminio	3.55
Magnesio	2.15
Cobre	0.13

Fuente: Modificado de Garzón Navarro Edgar Alexander, Ponce Hidalgo Ronald Darío. Evaluación de la viabilidad técnica y financiera de utilizar inyección cíclica de vapor como método de recuperación incremental de crudo en campo Moriche estudio de prefactibilidad. Universidad Industrial de Santander. Especialización en evaluación u gerencia de proyectos. Bucaramanga. 2010. Pag 36.

1.7 COMPAÑÍA OPERADORA (MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTD.)

1.7.1 Generalidades. Mansarovar Energy Colombia Ltd. Es una sucursal de sociedad extranjera debidamente constituida en Colombia cuya matriz se encuentra en Bermuda y pertenece a dos actores mundiales del petróleo, ONGC Videsh Limited y SINOPEC Corp. Su objetivo principal es la exploración, explotación y transporte de hidrocarburos. Si bien, la compañía fue construida legalmente en 1994, Mansarovar Energy Colombia Ltd., entro al mercado colombiano en el año 2006, mediante la adquisición de las acciones de Omimex de Colombia Ltd., pertenecientes a OMIMEX RESOURCES Inc.

Son unos de los mayores productores de hidrocarburos en Colombia centrandó las operaciones en la producción de crudo pesado, prestando los servicios de perforación, equipo pesado, transporte y almacenamiento de crudo; además de ser los pioneros en procesos de recuperación térmica del petróleo, usando la

estimulación cíclica de vapor (CCS), disminuyendo la viscosidad del crudo pesado y aumentando su producción⁵.

Actualmente en se inyectan aproximadamente 27.000 MMBTU con una calidad del 80%. Provocando una reducción de la viscosidad del crudo y aumentando la producción del campo.

El crudo pesado que extrae es de 20.5°, 11.5°, 12.5° y 13.5° API promedio de los campos Velásquez, Jazmín, Girasol, Nare-Underriver, Moriche y Abarco respectivamente, es transportado a través del oleoducto con nafta craqueada promedio de 68° API como agente diluyente, para finalmente en la estación el Sauce, obtener un crudo pesado con 19° API y ser comercializado.

La compañía tiene como objetivos mantener relaciones armónicas con el medio ambiente, sus colaboradores, la comunidad y el gobierno nacional manteniendo en producción los yacimientos de hidrocarburos descubiertos, optimizando el recobro de los campos de producción, y siendo reconocidos como un aliado estratégico que garantiza una operación eficiente, rentable y con control total en todos los procesos

1.7.2 Historia. Nuestra historia operativa se remonta a 1940 con el descubrimiento y desarrollo del campo Velásquez, operación a la que se unió en 1967 la Concesión Cocorná 844 y en 1980 La Asociación Cocorná con el desarrollo de campo Teca, en ese tiempo operado por Texas Petroleum Company.

En 1994 la compañía OMIMEX RESOURCES INC adquiere el campo petrolero Velásquez por medio de una licitación y un año después adquirió el Oleoducto Velásquez-Galán.

⁵ Mansarovar Energy Colombia Ltd. Nuestra historia. [En línea]. (Recuperado en 15 febrero 2018). Disponible en <http://www.mansarovar.co/textos-nosotros.html#historia>

En 2005, durante la ronda abierta de negociación las compañías OIL and Natural Gas Corporation Limited (ONGC) compañía petrolera de India y Petroleum & Chemical Corporation (SINOPEC Corp.) de la China, demuestran su interés por comprar las acciones de OMIMEX RESOURCES INC y fue hasta 2006, después de varias rondas de negociación, que esta unión da nacimiento a MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTDA.

En 2006 MANSAROVAR desarrolla negocios en asocio con ECOPETROL denominados: Asociación NARE operando los campos Underriver-Nare, Jazmín, Girasol, Moriche, Abarco, Chicalá (campo descubierto no desarrollado). Además de manejar nuestras operaciones privadas en Campo Velázquez⁶.

⁶ Rincón Vargas Ludwing Smith. Implementación del modelo de confiabilidad para bombeo mecánico basado en la metodología rifts aplicado a los campos de la asociación Nare. Universidad Industrial de Santander. Escuela de ingeniería de petróleos. Bucaramanga. 2016. Pag 24.

2. SISTEMA DE BOMBEO MECANICO

El bombeo mecánico, que emplea varios procedimientos según sea la perforación. El más antiguo, y que se aplica en pozos de hasta 2.400 a 2.500 ft de profundidad, consiste en una bomba vertical colocada en la parte inferior de la tubería, accionada por varillas de bombeo de acero que corren dentro de la tubería movidas por un balancín ubicado en la superficie al cual se le transmite el movimiento de vaivén por medio de la biela y la manivela, las que se accionan a través de una caja reductora movida por un motor. La bomba consiste en un tubo de 2 a 7,32 m. de largo con un diámetro interno de 1 ½ a 3 ¾ pulgadas, dentro del cual se mueve un pistón cuyo extremo superior está unido a las varillas de bombeo. La función del sistema de bombeo mecánico por cabillas es transmitir la potencia hasta la bomba de fondo para levantar los fluidos del yacimiento hasta la superficie⁷.

2.1 FUENTES QUE REDUCEN LA EFICIENCIA DEL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO

Con el objeto de optimizar el comportamiento de sistemas por bombeo mecánico es importante identificar y entender los problemas que reducen la rentabilidad. Las dos principales fuentes de reducción de rentabilidad son baja eficiencia del sistema y fallas en el equipo como se describen a continuación.

⁷ Mansarovar Energy Colombia Ltd. Área de producción del campo Moriche. Cursos de bombeo mecánico y dinagramas. Curso 1. Capítulo 3. Pag 1. Puerto Boyacá. Julio 2017.

2.1.1 Eficiencia Baja del Sistema.

- Bomba desgastada.
- Golpe de fluido.
- Unidad desbalanceada.
- Mal diseño del tamaño del motor.

2.1.2 Fallas del equipo.

- Cabillas partidas.
- Fuga en tubería.
- Fallas en la bomba.
- Fallas en la caja de engranaje.

Parte importante de estos problemas pueden detectarse e identificarse por el personal de operaciones de campo por simple observación del desempeño de la unidad de bombeo en superficie o por medidas directas de carta dinagráfica, Nivel de fluido, amperaje, pruebas de presión, etc.

2.2 EQUIPOS DE SUPERFICIE

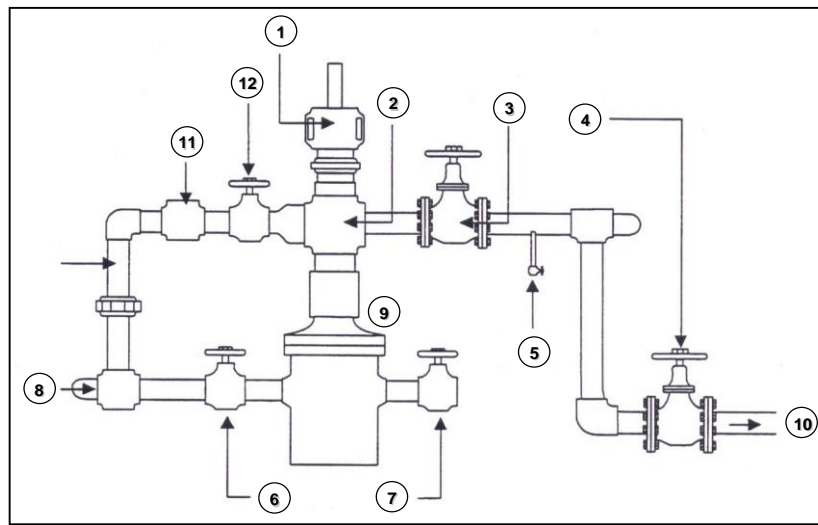
Son aquellos elementos que conforman el sistema de bombeo mecánico en la parte superficial del pozo y en el cual se hace los respectivos análisis para intervenir el pozo cuando este requiera solución a un problema que se presente

2.2.1 Cabezal de producción. Es un conjunto de equipos especialmente diseñados para permitir que el fluido de gas y/o líquido salga superficie en forma controlada. Ver figura 6.

Componentes del Cabezal de Producción:

- Prensa Estopa.
- Cruceta.
- Primera Válvula de 4" del brazo.
- Segunda Válvula de 4" del brazo.
- Válvula Toma muestra.
- Válvula del Revestidor.
- Válvula Sonolog de 2".
- Válvula de 2" del mechero.
- Brida superior del cabezal.
- Línea de flujo.
- Válvula Cheque.
- Válvula 2" de la tubería de producción.

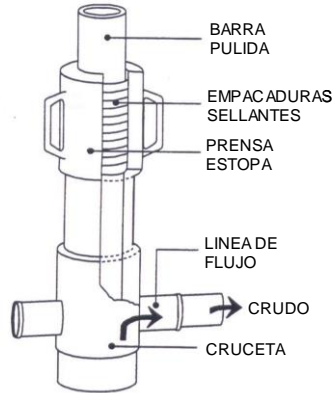
Figura 6. Componentes del Cabezal de Producción.



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltd. Área de producción del campo Moriche. Cursos de bombeo mecánico y dinagramas. Curso 1. Capítulo 3. Pag 3. Puerto Boyacá. Julio 2017.

- **prensa estopa:** Es un conjunto de piezas que se utilizan para sellar el espacio entre la barra pulida y la tubería, permitiendo el paso del petróleo hacia la línea de flujo evitando así la salida incontrolada de crudo al ambiente. Ver Figura 7.

Figura 7. Esquema de una Prensa Estopa



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltd. Área de producción del campo Moriche. Cursos de bombeo mecánico y dinagramas. Curso 1. Capítulo 3. Pag 3. Puerto Boyacá. Julio 2017.

En los primeros años de la industria petrolera la mayoría de la prensa estopa utilizaban empaques con forma de dona. Eran fabricados que varios tipos de aditivos tales como grafito para mejorar su eficiencia. Durante los años recientes empaques tipo cono se han hecho muy populares y miles prensa estopa con empaque cónico están en servicio en la industria. Un modelo mejorado está en el mercado y es virtualmente a prueba de fugas, aunque su costo podría no ser justificado para pozos marginales.

Con pozos marginales de profundidades medias a someras el modelo cónico es todavía satisfactorio. Si el sentido común y precaución es utilizado durante la instalación y los empaques se ajustan periódicamente estos podrían durar varios años sin presentar casi ninguna fuga. Es importante señalar que una de las

principales condiciones a considerar para mantener la integridad del empaque es mantener el elevador bien centrado sobre el pozo⁸.

- **Cruceta:** Es una pieza de cuatro vías con conexiones de líneas de tubería de 4", sirve para ensamblar las conexiones en superficie.
- **Primera válvula de 4" del brazo:** Se Utiliza para bloquear la comunicación de la estación al pozo.
- **Segunda válvula de 4" del brazo:** Se utiliza para bloquear la presión entre la estación y el pozo.
- **Válvula toma muestra:** Es una válvula de ½" de diámetro que sirve para tomar muestras de crudo y la presión de cabezal (THP, siglas en inglés para tubing head pressure), mientras el pozo bombea.
- **válvula del revestidor:** Utilizada para desahogar la presión en el revestidor y tomar registros.
- **Válvula de 2" del sonolog:** Válvula instalada en la parte inferior que tiene como objetivo permitir el paso de la onda sonora que se propaga por el espacio anular revestidor/tubería de producción hasta detectar el nivel de fluido.
- **Válvula de 2" del mechero:** Esta instalada en la válvula de 2" del casing en el cabezal del pozo, tiene como finalidad servir de vía de comunicación al fluido que viene del casing y va hacia la atmósfera.

⁸ Mansarovar Energy Colombia Ltd. Op. cit, p. 3

- **Brida superior del cabezal:** Se utiliza para sellar el espacio anular, soporta el peso de la tubería de producción y permite las conexiones de superficie.
- **Líneas de flujo:** Es una línea que se utiliza para transportar el crudo desde la superficie hacia la estación recolectora.
- **Preventora de Varilla:** Los preventoras o impide reventones, son equipos especialmente diseñados para impedir que el flujo de gas y/o líquido en un reventón, salga a la superficie en forma incontrolada.

Existen diversos tipos de preventoras, según las condiciones de trabajo en el pozo (preventoras de revestidor, de tubería y de cabilla). En este caso, se explicará el uso de la preventora de cabillas, el cual se instala en pozos activos e inyectados con vapor, por las siguientes razones. ver figura 8.

Para controlar la presión y salida de flujo hacia la superficie en caso de que el pozo se active. En caso de roturas en la barra pulida o de las cabillas, para sellar el espacio e impedir la salida de flujo. Al realizar actividades de subsuelo, para controlar el pozo durante la extracción o introducción de cabillas.

Figura 8. Preventora de varilla.



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltd. Área de producción del campo Moriche. Cursos de bombeo mecánico y dinagramas. Curso 1. Capítulo 3. Pag 5. Puerto Boyacá. Julio 2017.

2.2.2 Unidad de bombeo. La función de la unidad de bombeo es convertir el movimiento rotacional de la unidad motriz al movimiento ascendente-descendente de la barra pulida. Una unidad de bombeo apropiadamente diseñada tiene el tamaño exacto de la caja de engranaje y estructura. También tiene suficiente capacidad de carrera para producir el fluido que deseas.

Si bien todas las unidades de bombeo tienen características comunes, estas también tienen diferencias que podrían influenciar significativamente el comportamiento del sistema. Para maximizar la eficiencia del sistema necesitas entender las ventajas y las desventajas de las diferentes geometrías de las unidades de bombeo para las condiciones de los pozos. Esto puede hacerse simulando el sistema de bombeo con un moderno programa de diseño como el **RODSTAR** que puede asertivamente modelar toda la geometría de las unidades de bombeo. Con tales programas de computadora puede predecirse la producción, cargas, tensión, torsión y consumo de energía para diferentes geometrías de unidades de bombeo para la aplicación. Este es la manera más precisa de comparar unidades.

2.2.3 Selección del sistema de bombeo. La selección de un sistema de extracción artificial deber tener en cuenta aspectos técnicos y económicos, de manera que elegir el sistema más eficaz, confiable y de menos costo operativo total.

Hay dos premisas para tener en cuenta: ningún sistema es capaz de cubrir los requerimientos simultáneamente, y el sistema de extracción elegido será cambiado durante la vida productiva del pozo debido a la modificación de las condiciones operativas del mismo⁹.

⁹ BOLLAND. Manual de partes. Bombas mecánicas de profundidad. Versión 2005.01. Petroingeniería Ltda. Avenida Suba No 108-150/158. Torre C, Of. 611. Centro Ilarco. Bogotá D.C

El sistema de extracción por bombeo mecánico tiene las siguientes ventajas:

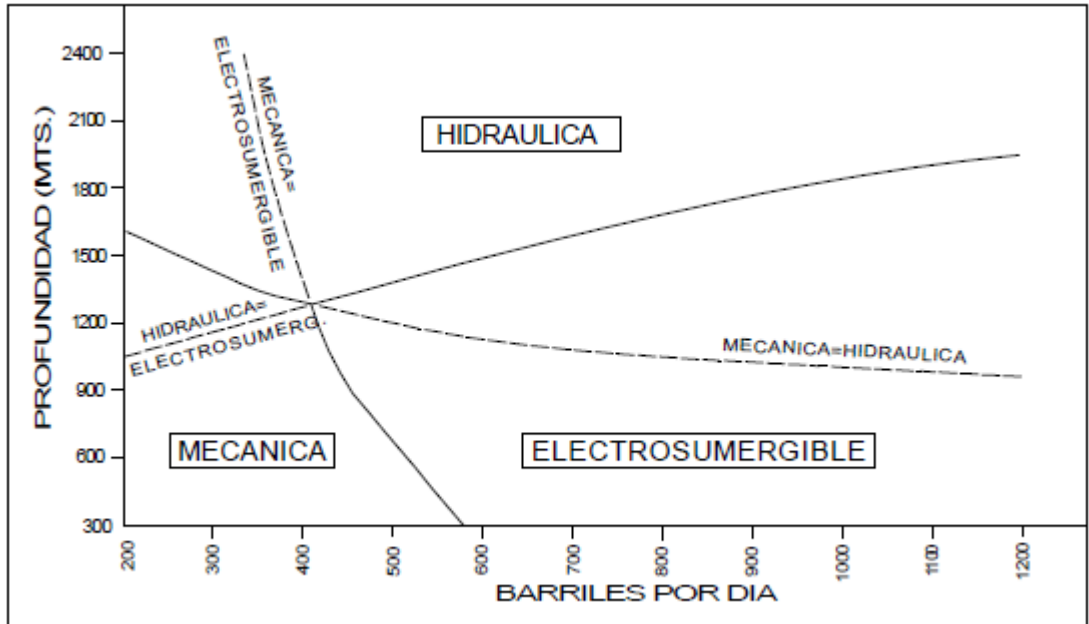
- Selección y diseño sencillo, fácil y poco costoso para cambiar
- Flexible, admite un amplio rango operativo.
- Fácil de operar en el campo, tecnología conocida.
- Puede operar bajo sumergencia
- Resistencia altas temperaturas de fluido.
- Puede trabajar con fluidos viscosos y/o corrosivos

Sus limitaciones están asociadas a:

- Inadecuado para pozos desviados
- Limitado en profundidad por resistencia y/o estiramiento de varillas y/o equipos de bombeo
- Muy alto volumen de producción y/o elevado contenido de agua.

Los rangos de aplicación económica comparados con otros sistemas de bombeo se indican, en forma aproximada, en la figura 9.

Figura 9. Grafica para seleccionar el sistema de bombeo mecánico, según su potencial y su profundidad.



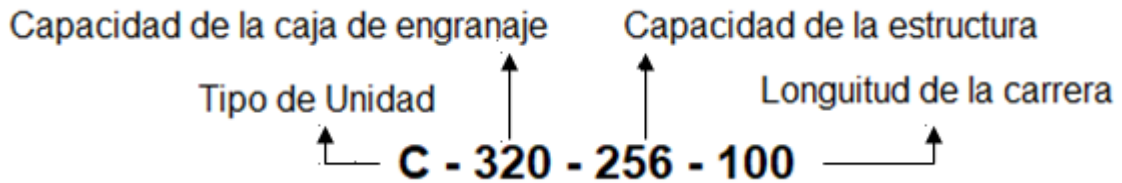
Fuente: BOLLAND. Manual de partes. Bombas mecánicas de profundidad. Versión 2005.01. Petroingeniería Ltda. Avenida Suba No 108-150/158. Torre C, Of. 611. Centro Ilarco. Bogotá D.C

Otro factor limitativo por considerar en la selección de la bomba es la profundidad de trabajo. Los elementos para tener en cuenta en pozos profundos son: el diámetro de la bomba, material de sus componentes, y el tipo de anclaje.

2.2.4 Diseño de la unidad. La API ha diseñado un método estándar para describir las unidades de bombeo¹⁰. Como se muestra en la figura 10

¹⁰ Mansarovar Energy Colombia Ltd. Área de producción del campo Moriche. Cursos de bombeo mecánico y dinagramas. Curso 1. Capítulo 3. Pag 8. Puerto Boyacá. Julio 2017

Figura 10. Denominación de unidades de bombeo mecánico.



Fuente: Modificado Mansarovar Energy Colombia Ltd. Área de producción del campo Moriche. Cursos de bombeo mecánico y dinagramas. Curso 1. Capítulo 3. Pag 8. Puerto Boyacá. Julio 2017.

La letra **C** significa unidad convencional

La letra **M** significa una unidad Mark II

La letra **A** significa una unidad balanceada por aire. También se pueden ver otras combinaciones de letras o dobles para nuevos tipos de unidades de bombeo como RM para las unidades Lufkin Mark Revers.

El primer número es la designación de la capacidad de carga de la caja de engranaje en Miles libras-pulgadas (torque), En el ejemplo, la capacidad de la caja de engranaje es hasta 320.000 lb-pulgadas.

El segundo número es la capacidad de la estructura en cientos de libras. En el ejemplo este rango significa que, para evitar sobre cargas en la estructura de la unidad, la barra pulida no debe exceder de 25.600 lb.

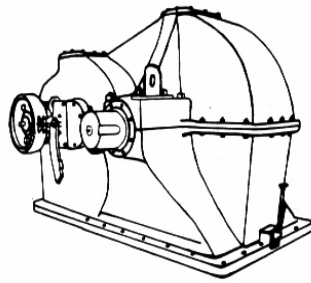
El último número muestra la longitud máxima de la carrera de la unidad en pulgadas (100 pulgada en el caso ejemplo). Las unidades de bombeo usualmente tienen desde 2 hasta 5 longitudes de carrera. Los catálogos de las unidades muestran todas las longitudes de carrera disponibles¹¹.

¹¹ Mansarovar Energy Colombia Ltd. Op. cit, p. 8.

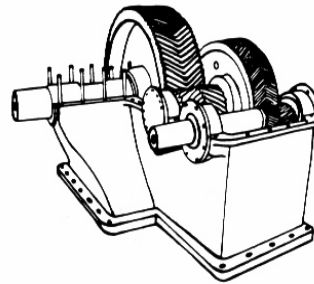
2.2.5 Componentes principales de la unidad de bombeo.

- Caja de Engranaje
 - Guaya
 - Elevador
 - Espaciador
 - Polea del Motor
 - Pesas
 - Viga viajera
 - Manivelas
 - Brazos
 - Barra pulida
 - Unidad Motriz
-
- **Caja de Engranaje:** La función de la caja de engranaje es convertir torques bajos y altas rpm de la unidad motriz en altos torsión y bajas rpm necesarios para operar la unidad de bombeo. Una reducción típica de una caja de engranaje es 30:1. Esto significa que la caja de engranaje reduce los rpm a la entrada 30 veces mientras intensifica el torque de entrada 30 veces. Son de doble reducción. Con manivelas gemelas y engranajes con dientes en V con razón de reducción según normas API. Ver figura 11.

Figura 11. Caja de engranajes de la unidad de bombeo mecánico.



CUBIERTA



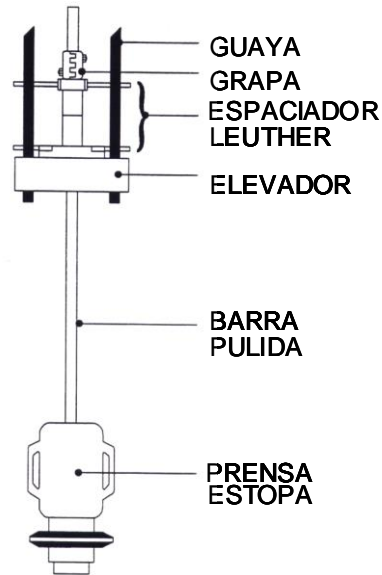
DESCUBIERTA

Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltd. Área de producción del campo Moriche. Cursos de bombeo mecánico y dinagramas. Curso 1. Capítulo 3. Pag 9. Puerto Boyacá. Julio 2017.

- **Guaya:** Alambre de acero compacto que sirve de sostén al sistema de levantamiento (elevador y sarta de cabillas).
- **Elevador:** Es aquel que sujeta la sarta de cabillas con el sistema de guayas conectado al cabezote.
- **Espaciador:** Es el espacio que existe desde la parte inferior del elevador y una placa de referencia en donde se ubica el equipo dinagrafico¹². Ver figura 12.

¹² Mansarovar Energy Colombia Ltd. Op. cit, p. 9.

Figura 12. Accesorios de la barra pulida y/o barra lisa.



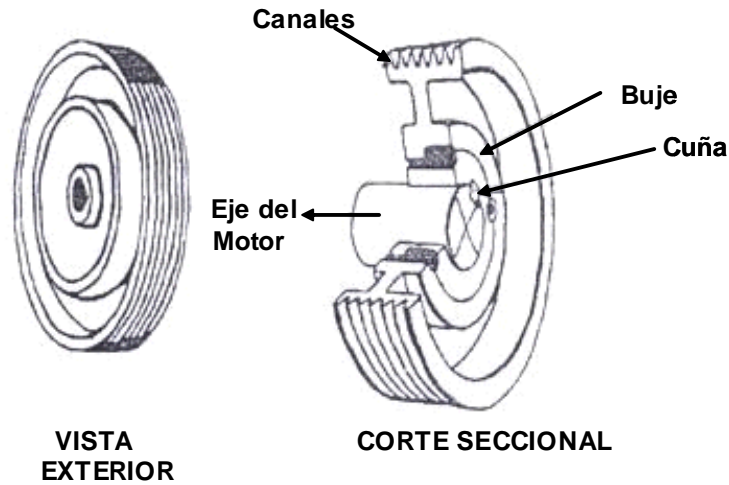
Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltd. Área de producción del campo Moriche. Cursos de bombeo mecánico y dinagramas. Curso 1. Capítulo 3. Pag 8. Puerto Boyacá. Julio 2017

- **Polea del motor:** Es un elemento de enlace que permite la transmisión de potencia a la caja de engranaje. Los diámetros de poleas más utilizados son de **7", 9", 11" y 13** pulgadas. Esta va instalada en el eje del motor, con canales en forma de V entre los cuales se colocan las correas, que transmiten el movimiento rotatorio al volante de la caja.

La combinación de diámetros polea-volante son factores determinantes en la velocidad de bombeo. Para motores convencionales la siguiente relación puede ser utilizada. Ver figura 13.

En pozos con flotación de cabillas, golpe de fluido o llenado incompleto debe considerarse disminuir la velocidad de la unidad de bombeo cambiando la polea del motor por una de menor diámetro

Figura 13. Disco de las poleas de motor.



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltd. Área de producción del campo Moriche. Cursos de bombeo mecánico y dinagramas. Curso 1. Capítulo 3. Pag 11. Puerto Boyacá. Julio 2017

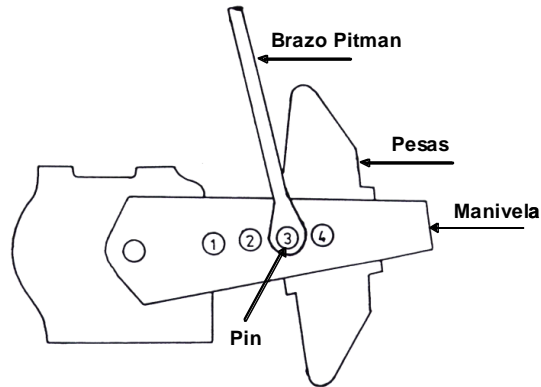
- **Contrapesas:** Son estructuras de metal que dan el peso necesario para balancear la carga en la viga viajera.

Los contrapesos ayudan a reducir el torque que la caja debe suministrar. Estos ayudan a la caja durante la carrera ascendente cuando las cargas en la barra pulida son las más grandes. En la carrera descendente, la caja de engranaje levanta los contrapesos con la ayuda de las cargas de las cabillas, quedando listos para ayudar nuevamente en la carrera ascendente. En otras palabras, en la carrera ascendente, las contrapesas proporcionan energía a la caja de engranaje (Al caer). En la carrera descendente estos almacenan energía (subiendo). La condición operacional ideal es igualar el torque en la carrera ascendente y descendente usando la cantidad correcta del momento de contrabalanceo. Cuando esto ocurre la unidad esta *Balanceada*. Ver figura 14.

- **Manivelas:** Es la estructura metálica que soporta los brazos permitiendo el movimiento de la viga viajera.

- **Brazos:** Son los que sujetan las manivelas al compensador.

Figura 14. Gráfico de manivelas, brazos, contrapesas de la unidad de bombeo mecánico.



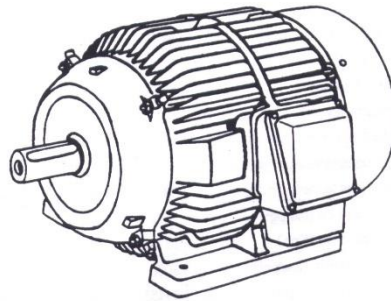
Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltd. Área de producción del campo Moriche. Cursos de bombeo mecánico y dinagramas. Curso 1. Capítulo 3. Pag 12. Puerto Boyacá. Julio 2017

- **Viga Viajera:** Convierte el movimiento rotacional del motor en el movimiento recíprocante vertical de la barra pulida¹³.
- **Barra Pulida:** La barra pulida es la encargada de enlazar la sarta de cabillas con la unidad de bombeo (balancín) Soporta la carga de la sarta de cabillas, además garantiza la no fricción de la barra con el empaque de la prensa estopa evitando fugas y consecuente daño al ambiente, generalmente es de 1 1-1/4" y de 1-1/2", y la longitud varía entre 20 y 30 pies. Como su nombre lo dice, la barra pulida tiene una superficie lisa y brillante. La superficie de la barra pulida previene el desgaste de las empacaduras de los prensaestopas.
- **Motor:** Equipo que suministra y potencia a la unidad de bombeo para levantar los fluidos del pozo. Este puede ser un motor de combustión interna o eléctrico, siendo este último el de mayor utilización en la industria¹⁴. Ver figura 15.

¹³ Mansarovar Energy Colombia Ltd. Op. cit, p.12.

¹⁴ Mansarovar Energy Colombia Ltd. Op. cit, p.13.

Figura 15. Motor de potencia de la Unidad de bombeo mecánico



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltd. Área de producción del campo Moriche. Cursos de bombeo mecánico y dinagramas. Curso 1. Capítulo 3. Pag 13. Puerto Boyacá. Julio 2017

2.3 TIPOS DE UNIDADES DE BOMBEO

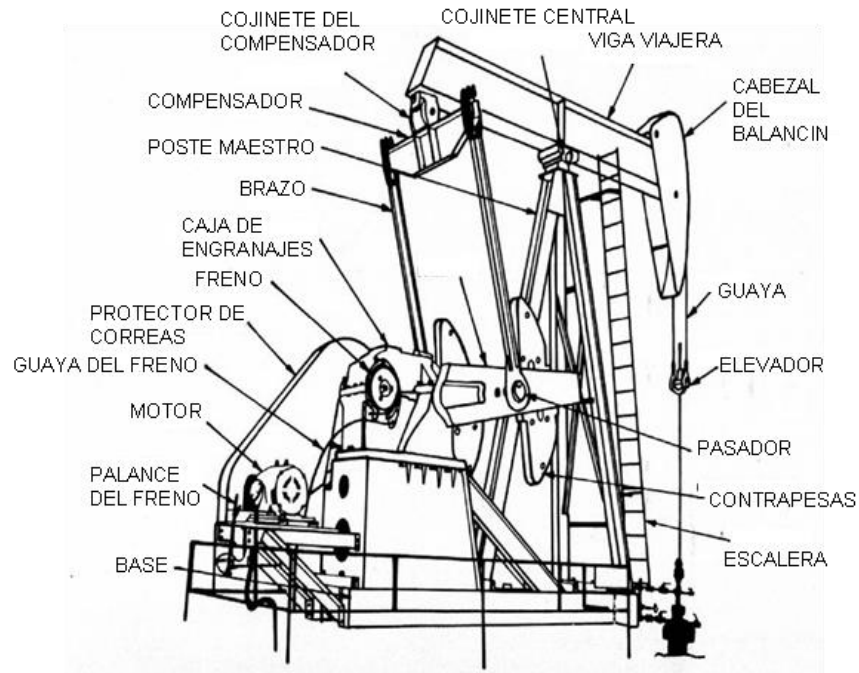
Las unidades de bombeo mecánico tienen diferentes tipos de geometría, a continuación, se describirá las unidades más usadas a nivel mundial de la industria petrolera¹⁵. Las unidades más populares son:

- Tipo convencional
- Mark II
- Balanceada por Aire

2.3.1 Unidad de Bombeo Mecánico tipo Convencional. Son las unidades que son más utilizadas a nivel mundial debido a su fácil instalación y también porque sus costos de reparación son más baratos que otros. Ver figura 16. También se caracteriza por un dimensionamiento específico de los cuales son utilizados al tener en cuenta su instalación y algún cambio de sus partes.

¹⁵ Mansarovar Energy Colombia Ltd. Op. cit, p.13.

Figura 16. Unidad de bombeo Tipo Convencional.



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltd. Área de producción del campo Moriche. Cursos de bombeo mecánico y dinagramas. Curso 1. Capítulo 3. Pag 14. Puerto Boyacá. Julio 2017

Ventajas:

- Costos de Mantenimiento bajos.
- Cuesta menos que otras Unidades.
- Usualmente es mejor que el Mark II con sarta de cabillas de fibra de vidrio.
- Puede rotar en sentido horario y antihorario.
- Puede bombear más rápido que las Unidades Mark II sin problemas.
- Requiere menos contrabalanceo que las Mark II.

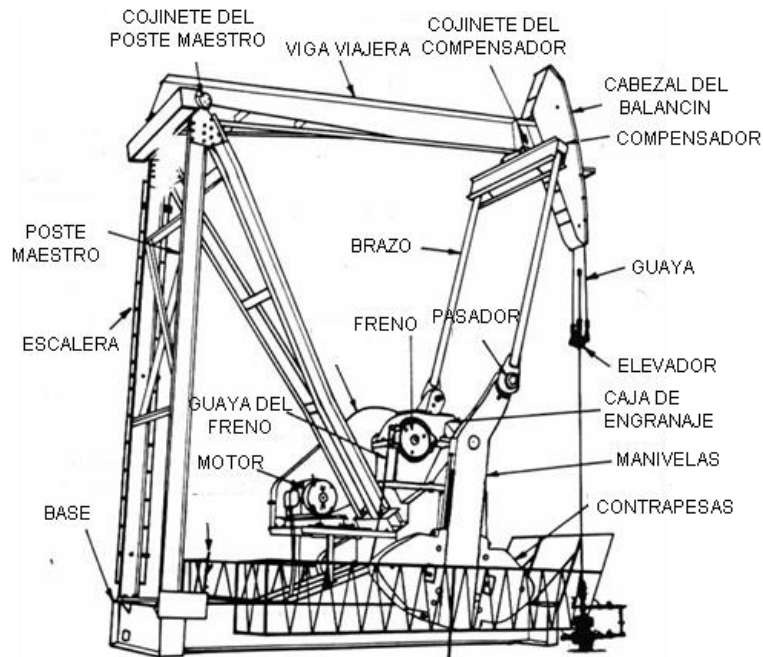
Desventajas:

- En varias aplicaciones no es tan eficiente como el Mark II u otros tipos de unidades.

- Podría requerir cajas de engranaje más grandes que otros tipos de unidad (especialmente con cabillas de acero).

2.3.2 Unidad de Bombeo Mecánico Tipo Mark II. Estas unidades se caracterizan por que reducen el torque y la carga con respecto a las unidades convencionales. Ver figura 17. También se caracteriza por que el punto de apoyo y la caja reductora están ubicados en otra parte respecto a la unidad convencional.

Figura 17. Unidad de Bombeo Mecánico Tipo Mark II



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltd. Área de producción del campo Moriche. Cursos de bombeo mecánico y dinagramas. Curso 1. Capítulo 3. Pag 14. Puerto Boyacá. Julio 2017.

Ventajas:

- Tiene menor torque en la mayoría de los casos.
- Podría costar menos (-5%, -10%) comparada con el siguiente tamaño en una unidad convencional.

- Es más eficiente que las unidades convencionales en la mayoría de los casos.

Desventajas:

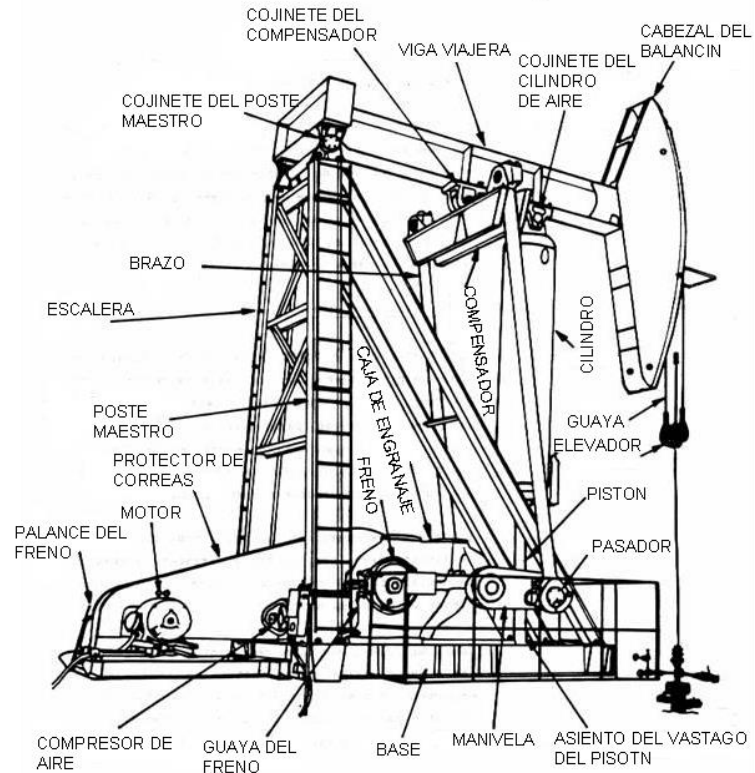
- En varias aplicaciones, no puede bombear tan rápido como una unidad convencional debido a su velocidad en la carrera descendente.
- Solo puede rotar en sentido antihorario.
- En caso de existir golpe de fluido podría causar más daño a la sarta de cabillas y la bomba.
- Puede colocar la base de la sarta de cabillas en severa compresión causando fallas por pandeo.
- Puede experimentar torques más altos que las unidades convencionales cuando se usan cabillas de fibra de vidrio, además, de la posibilidad de colocarlas en compresión.

2.3.3 Unidad de Bombeo Mecánico balanceado por Aire. Esta unidad se diferencia de las demás debido a que su sistema de balanceo se da por medio de un cilindro que se encuentra comprimido por aire, ver figura 18. Haciendo que esta unidad sea un poco pequeña a las demás cambiando su diseño.

Ventajas:

- Es más compacta y fácil de balancear que las otras unidades.
- Los costos de transporte son más bajos que otras unidades (debido a que pesa menos)
- Vienen en tamaños más grandes que cualquier otro tipo de unidad.
- Puede rotar tanto en sentido horario como antihorario.

Figura 18. Unidad de Bombeo Mecánico Balanceado por Aire



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltd. Área de producción del campo Moriche. Cursos de bombeo mecánico y dinagramas. Curso 1. Capítulo 3. Pag 17. Puerto Boyacá. Julio 2017.

Desventajas:

- Son más complicadas y requieren mayor mantenimiento (compresor de aire, cilindro de aire).
- La condensación del aire en el cilindro puede constituir un serio problema.
- La caja de engranaje podría dañarse si el cilindro pierde la presión de aire.

Otras características interesantes de las unidades balanceadas por aire son:

- Perfecto contrabalanceo con el toque del dedo.
- Longitudes de carrera de hasta 20 pies para pozos con alto potencial.

- Fácil de Instalar.

Estas son algunas de las más sobresalientes ventajas de las Unidades balanceadas por aire. Estas Unidades emplean aire comprimido para balancear

la unidad en vez de contrapesas en el crack o la viga viajera. El sistema de aire ha sido tan simplificado que las únicas partes en continua operación el cilindro de balanceo y el pistón. La capacidad de reserva del cilindro es aumentada con un receptor de acero que mueve el cilindro como una unidad.

Estas Unidades pueden ser 35% más pequeñas y 40% más livianas que las unidades balanceadas con peso, lo que las hace ideales para usarlas como unidades portátiles o de prueba.

2.4 EQUIPOS DE SUBSUELO¹⁶

Constituye la parte esencial de este sistema, está restringido por el diámetro de la tubería de revestimiento, y esto puede presentar limitaciones a su diseño. Transmite la energía necesaria para levantar el fluido del pozo, sirviendo como elemento conector entre la cara del pozo y la unidad de superficie. Sin este equipo sería imposible la extracción del fluido de yacimiento, cuya energía no es la suficiente para producir por flujo natural.

El equipo de subsuelo está compuesto por:

- Tubería de Revestimiento (Casing)
- Tubería de producción (Tubing)

¹⁶ Ospino Rangel, Emiro José, Badillo Hernández Diana Carolina/ Estudio Tecnico-Economico de la aplicación del sistema de levantamiento artificial dynapump en un campo de producción de petróleo. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga 2010.

- Sarta de Varilla (Rod String)
- Bomba de Subsuelo
- Otros accesorios (Rod Guides, Pony Rods)

2.4.1 Tubería de revestimiento o casing. La tubería de revestimiento en un pozo de bombeo es la tubería que protege al pozo de los colapsos, lo cual permite la línea maniobra y ubicación de la tubería de producción y demás equipos de fondo. Los tamos más comunes son 5^{1/2}" , 7" , 9^{5/8}" , 13^{3/8}" , 20".

2.4.2 Tubería de producción o tubing. La tubería de producción en un pozo de bombeo es el medio para movilizar el fluido a la superficie y para soportarlo mientras la bomba baja a recoger otra carga. En la mayoría de los casos de instalaciones de bombeo cuando la profundidad de la sobrepasa de los 5000 pies, la tubería es suspendida por el cabezal. A profundidades mayores la tubería debe anclarse.

La tubería la fabrican en los siguientes tamaños 1,9" 2^{3/8}" , 3^{1/2}" , 4" , 4^{1/2}"

En la norma API RP 11 se encuentra la información disponible sobre las tuberías de producción

2.4.3. Sarta de varillas de succión. Es usada para transmitir el movimiento mecánico y la potencia de la unidad de bombeo a la bomba de subsuelo, van dentro de la sarta de tubería de producción del pozo. Son fabricados de acero y en fibra de vidrio y las combinadas que conservan la propiedad del material de fabricación. La industria clasifica las varillas de acero en grado A, B, C, D y E. Dependiendo de la resistencia a la carga.

Las varillas son fabricadas de acuerdo con el API en tamaños desde 3/8" y en tamaños mayores.

2.5 BOMBAS DE SUBSUELO

La bomba de subsuelo es uno de los elementos del sistema de bombeo mecánico básicamente constituida por:

- Barril
- Pistón
- Válvula fija
- Válvula viajera

El equipo de superficie o aparato de bombeo le confiere al conjunto móvil de la bomba, mediante la sarta de varillas, un movimiento alternativo constituido por una carrera ascendente y una descendente. Este desplazamiento positivo impulsa el petróleo desde el fondo hasta la superficie a través de la tubería de producción o tubing.

La descripción primaria de la acción de bombeo es que se detalla a continuación:

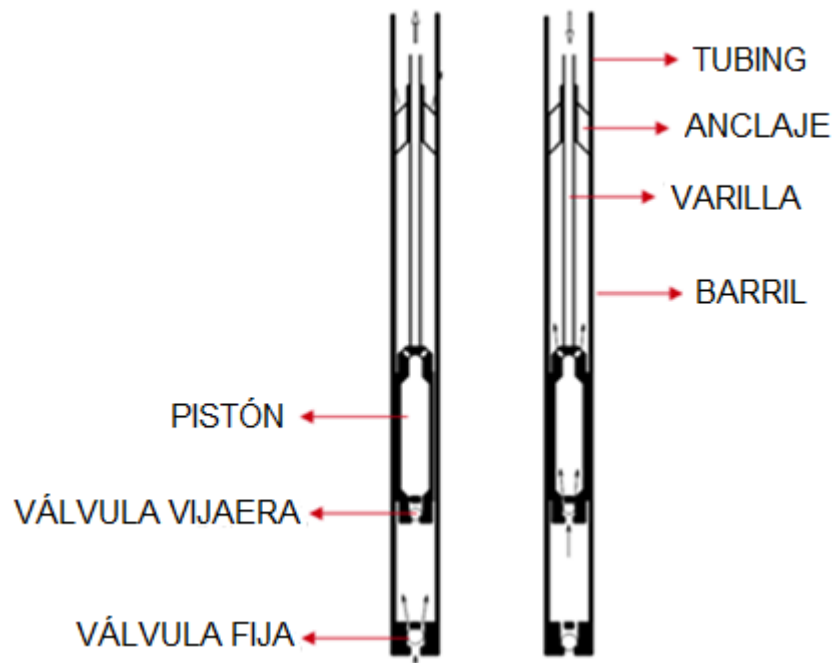
En el comienzo de la carrera ascendente, la válvula se cierra y el conjunto móvil del sistema (vástago pulido, sarta de varilla y subconjunto móvil de la bomba) levantan la columna de fluido. Soportando la carga que esta le genera. Simultáneamente y debido a la depresión que se produce en la cámara de la bomba, la válvula estacionaria se abre, permitiendo el ingreso de fluido nuevo.

Finalizada la carrera ascendente, se cierra la válvula estacionaria debido al incremento de presión en la cámara de la bomba, y al comenzar la carrera descendente, se abre la válvula viajera, que permite el pasaje del fluido a través de ella, mientras el pistón desciende hasta el punto muerto inferior.

Antes estas circunstancias, la carga del fluido es transferida al conjunto estacionario del sistema de bombeo (tubing y subconjunto estacionario de la bomba).

Reiniciando el ciclo, la carga del fluido es transferida del conjunto estacionario del sistema al conjunto móvil y así sucesivamente. De lo anterior se puede inferir que el conjunto móvil del sistema de bombeo está sometido a un esfuerzo de tracción máximo durante la carrera ascendente. Ver figura 19.

Figura 19. Funcionamiento de Una Bomba de Subsuelo.



Fuente: Modificado BOLLAND. Manual de partes. Bombas mecánicas de profundidad. Versión 2005.01. Petroingeniería Ltda. Avenida Suba No 108-150/158. Torre C, Of. 611. Centro Ilarco. Bogotá D.C

Complementariamente, el conjunto estacionario del sistema está sometido a esfuerzos de tracción máximos durante la carrera descendente. Estas solicitaciones producen el estiramiento y contracción de los elementos involucrados, lo cual se manifiesta en una reducción de la carrera efectiva de la bomba.

La carrera efectiva de la bomba, el escurrimiento de petróleo entre el barril y el pistón, la presencia de gas y el contenido de agua, son algunos de los elementos para tener en cuenta en la selección de la bomba y en el cálculo de producción de petróleo esperable¹⁷.

Los tipos y tamaños de bombas, y sus componentes, han sido normalizados por el API “American Petroleum Institute”. En su especificación ESPEC. 11AX. Este instituto cuenta con numerosas publicaciones sobre el tema como ser la “Recomendación para el uso y cuidado de Bombas de Profundidad (RP 11AR)” y la “Recomendación para el Diseño de Sistema de Bombeo (RP 11L)”, entre otros.

2.5.1 Bombas de tubería (TH). Son bombas resistentes en su construcción y simples en su diseño. El barril se conecta directamente al tubing y a la sarta de varillas se conecta directamente al pistón. En la parte inferior se ubica un niple de asiento que alojara la válvula fija. Unas de las posibilidades es bajar la válvula fija con un pescador acoplado a la parte inferior del pistón, hasta fijarla al niple. Luego el pistón se libera de la válvula fija, rotándolo en sentido contrarios a las agujas de reloj.

La bomba TH provee el máximo desplazamiento de fluido para un determinado caudal de producción, el diámetro del pistón es ligeramente menor que el diámetro interno del tubing¹⁸. Ver figura 20.

¹⁷ BOLLAND. Manual de partes. Bombas mecánicas de profundidad. Versión 2005.01. Pág. 10. Petroingeniería Ltda. Avenida Suba No 108-150/158. Torre C, Of. 611. Centro Ilarco. Bogotá D.C

¹⁸ Ibíd., p. 11.

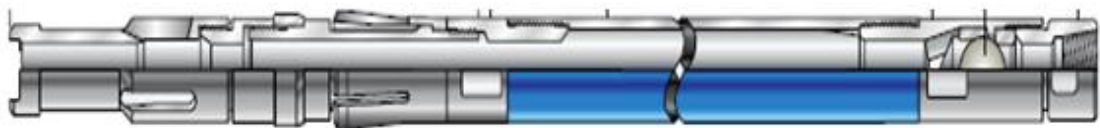
Figura 20. Bomba de Tubería (TH).



Fuente: WEATHERFORD, "Subsurface Rods Pumps, Parts and Accessories", 2008.

2.5.2 Bombas insertables (RH / RW). Su característica principal es que se fijan al tubing mediante un sistema de anclaje, por lo cual para retirarlas del pozo no es necesario sacar el tubing, ahorrando en esta operación más del 50% de tiempo. Para su instalación, se debe colocar en el tubing un elemento de fijación denominado niple de asiento. Posteriormente se baja la bomba, mediante la sarta de varillas, hasta que el anclaje de la bomba se fija al asiento, quedando está en condiciones de operar. El uso ampliamente difundido de estas bombas ha llevado al diseño una gran variedad de opciones insertables, entre otras¹⁹. Ver figura 21.

Figura 21. Bomba Insertables.



Fuente: WEATHERFORD, "Subsurface Rods Pumps, Parts and Accessories", 2008.

2.5.3 Bomba de barril móvil con pared fina o gruesa (RWT- RHT). La particularidad de esta bomba es que el elemento móvil es el barril con su válvula, en lugar del pistón. En este caso, el pistón está anclado al asiento mediante un tubo hueco denominado tubo de tiro. Las válvulas fija y móvil están ubicadas en la parte superior del pistón y del barril respectivamente.

¹⁹ Bolland. Op. Cit., p. 12.

el movimiento del barril, en su carrera ascendente y descendente, mantiene la turbulencia del fluido hasta el niple de asiento, imposibilitando que la arena se deposite alrededor de la bomba aprisionándola contra el tubing. Al tener la válvula móvil en la jaula superior del barril, en caso de pararse el pozo por alguna causa, la válvula se cerrará impidiendo el asentamiento de la arena dentro de la bomba, lo cual es de suma importancia, ya que solo una pequeña cantidad de arena depositada sobre el pistón es suficiente para que este se aprisione al barril, cuando la bomba se ponga en marcha nuevamente²⁰.

2.5.4 Bomba de barril de pared fina o gruesa con anclaje inferior (RWB-RHB).

En este tipo de bomba, el anclaje está colocado por debajo de la válvula fija del barril por lo tanto las presiones dentro y fuera del barril en la carrera descendente son iguales y la profundidad no debería ser un inconveniente.²¹

Una excepción es el caso en que, por excesiva restricción en la válvula de entrada (fluido muy viscoso u obturación parcial de la válvula). El barril no se llena completamente durante la carrera ascendente, disminuyendo la presión en el interior del mismo y produciendo la falla por abolladura o colapso

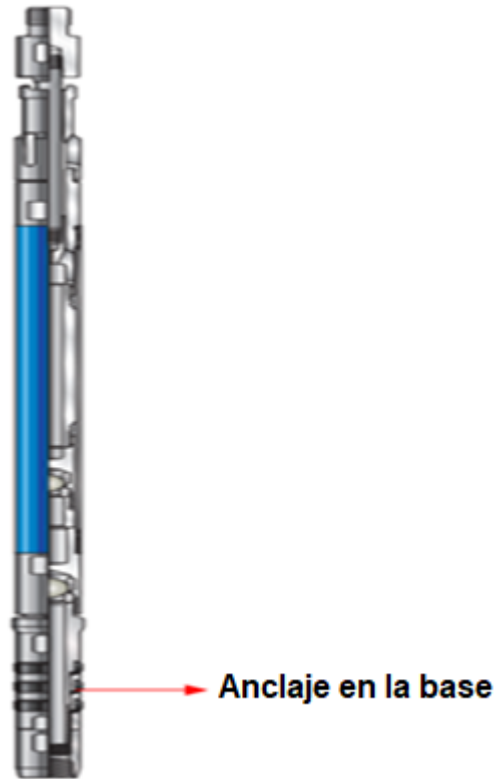
Es ideal para pozos con nivel dinámico de fluido bajo, no solo porque la entrada a la bomba está muy próxima a la válvula del barril, sino también porque esta válvula es mayor que la correspondiente a la RHT y RWT. Ambas condiciones mejoran notablemente el llenado de la bomba²². Ver figura 22.

²⁰ *Ibíd.*, p. 12.

²¹ *Ibíd.*, p. 13.

²² Bolland. *Op. Cit.*, p. 13.

Figura 22. Bomba Con anclaje Inferior.



Fuente: WEATHERFORD, "Subsurface Rods Pumps, Parts and Accessories", 2008.

2.5.5 Bomba barril de pared fina o gruesa con anclaje superior (RWA-RHA).

Las bombas de anclaje superior son extensamente usadas en el bombeo de fluidos con arena. Por su diseño, la descarga de fluido de la bomba se produce prácticamente a la altura del anclaje, evitando el depósito de arena sobre el mismo y por lo tanto el aprisionamiento de la bomba.

Debe prestarse especial atención en las instalaciones profundas, sobre todo en el caso de barriles de pared fina, ya que la presión inferior durante la carrera descendente es a menudo muy superior a la exterior, creando riesgo de reventón de barril. Ver figura 23.

Figura 23. Bomba con Anclaje Superior.



Fuente: WEATHERFORD, "Subsurface Rods Pumps, Parts and Accessories", 2008.

2.5.6 Denominación de las bombas de subsuelo. Los distintos tipos de bombas mecánicas de profundidad se identifican según la norma **API 11AX** de la siguiente forma como se muestra en la tabla 4.

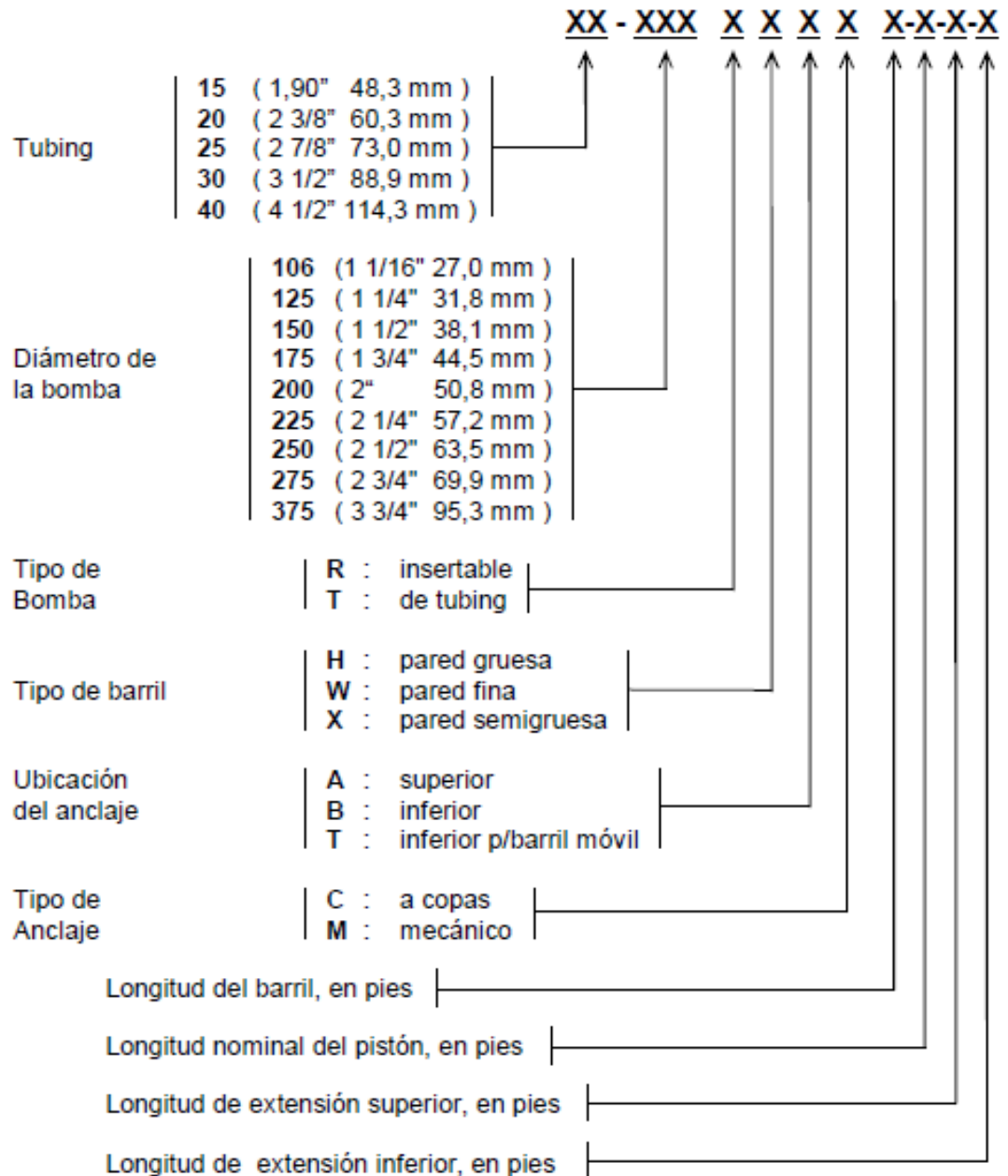
Tabla 4. Especificaciones de las Bombas de Subsuelo.

Tipo de bomba		Con pistón de metal liso	
		Barril de pared gruesa	Barril de pared fina
Insertable	Barril estacionario, anclaje superior	RHA	RWA
	Barril estacionario, anclaje inferior	RHB	RWB
	Barril móvil, anclaje inferior	RHT	RWT
De tubing		TH	---

Fuente: Modificado BOLLAND. Manual de partes. Bombas mecánicas de profundidad. Versión 2005.01. Pág. 26. Petroingeniería Ltda. Avenida Suba No 108-150/158. Torre C, Of. 611. Centro Ilarco. Bogotá D.C

La designación de una bomba completa incluye: Diámetro nominal del tubing, diámetro básico de la bomba, tipo de bomba incluyendo tipo de barril y ubicación y tipo de anclaje, longitud del barril, longitud del pistón, longitud de cada una de las extensiones cuando correspondan. La forma de expresarlos y el significado de cada parte del código están indicados en la figura 24.

Figura 24. Designación Completa de una Bomba.



Fuente: BOLLAND. Manual de partes. Bombas mecánicas de profundidad. Versión 2005.01. Pág. 26. Petroingeniería Ltda. Avenida Suba No 108-150/158. Torre C, Of. 611. Centro Ilarco. Bogotá D.C.

2.6 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL SISTEMA DE BOMBEO MECANICO

Todos los métodos de levantamiento artificial tienen sus Ventajas y desventajas que son sumamente importantes cuando se determina que método de levantamiento se va a utilizar una aplicación particular en un pozo. Antes de determinar un método se tiene que considerar máxima tasa de producción de un pozo y seleccionar el más idóneo desde que este es perforado muestra el rango de aplicación del bombeo mecánico. Como todo método dependiendo de la profundidad de la bomba, el bombeo mecánico en alguna ocasión no puede cumplir con la capacidad de producción deseada. El parámetro de producción se ve mermado según la profundidad, donde a mayor profundidad, las velocidades de las unidades de bombeo de hacen cada vez más lentas. Sin embargo, en el rango en el que puede usarse el Bombeo Mecánico, es difícil superar su eficiencia, versatilidad y facilidad de servicio. Ver tabla 5.

El completamiento de un pozo representa la concreción de muchos estudios que, aunque realizados por separado, convergen en un mismo objetivo: la obtención de hidrocarburos. La Ingeniería Petrofísica, Ingeniería de Yacimientos y de las ciencias de producción y construcción de pozos; han venido realizando, en los últimos años, un trabajo en equipo permitiendo una interacción de las ramas que conforman la ingeniería de petróleo.

La elección y el adecuado diseño de los esquemas de los completamientos de los pozos perforados, constituyen parte decisiva dentro del desempeño operativo, productivo y desarrollo de un Campo. La eficiencia y la seguridad del vínculo establecido entre el yacimiento y la superficie dependen de la correcta y estratégica disposición de todos los parámetros que lo conforman, de esta manera podría hablarse de la productividad del pozo en función del completamiento, que incluye un análisis de sus condiciones mecánicas y la rentabilidad económica que justifique su existencia. Ver tabla 5.

Tabla 5. Ventajas y Desventajas del sistema de bombeo mecánico.

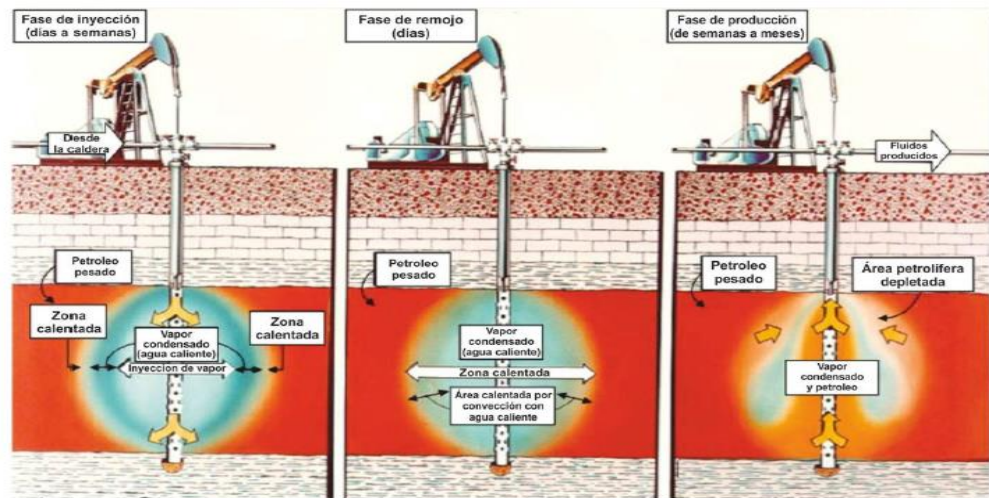
Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Fácil de operar y servicios • Puede cambiarse fácilmente la tasa de producción cambiando la velocidad de bombeo o la longitud de la carrera • Puedes disminuir la presión de entrada de la bomba para maximizar la producción. • Usualmente es el método de levantamiento artificial más eficiente. • Pueden intercambiarse fácilmente las unidades de superficie. • Pueden utilizarse motores a gas si no hay disponibilidad eléctrica • Puedes usar controladores de bombeo para minimizar golpe de fluido, costos de electricidad y fallas de cabillas. • Puede ser monitoreado de manera remota con un sistema controlador de bombeo. • Puedes usar modernos análisis dinamométricos de computadora para optimizar el sistema. 	<ul style="list-style-type: none"> • Es problemático en pozos desviados. • No puede usarse costa afuera por el tamaño del equipo de superficie y la limitación en la capacidad de producción comparado con otros métodos. • No puede manejar producción excesiva de arena. • La eficiencia volumétrica cae drásticamente cuando se maneja gas libre • Las tasas de producción caen rápido con profundidad comparada con otros métodos de levantamiento artificial. • No es oportuno en áreas urbanas.

Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltd. Área de producción del campo Moriche. Cursos de bombeo mecánico y dinagramas. Curso 1. Capítulo 3. Pag 17. Puerto Boyacá. Julio 2017.

3. INYECCION CICLICA DE VAPOR

la inyección cíclica de vapor es usada como estimulación térmica a un pozo en producción suministrando un calentamiento localizado en la zona vecina del pozo. La estimulación cíclica de vapor en algunos textos es denominada como procesos de “remojo en vapor” o “Huff and Huff”. La estimulación de pozos en producción de crudos pesados ha recibido bastante interés por parte de los productores de este tipo de crudo desde principios del año 1960²³. Como se muestra en la figura 25.

Figura 25. Proceso del a Inyección Cíclica de vapor.



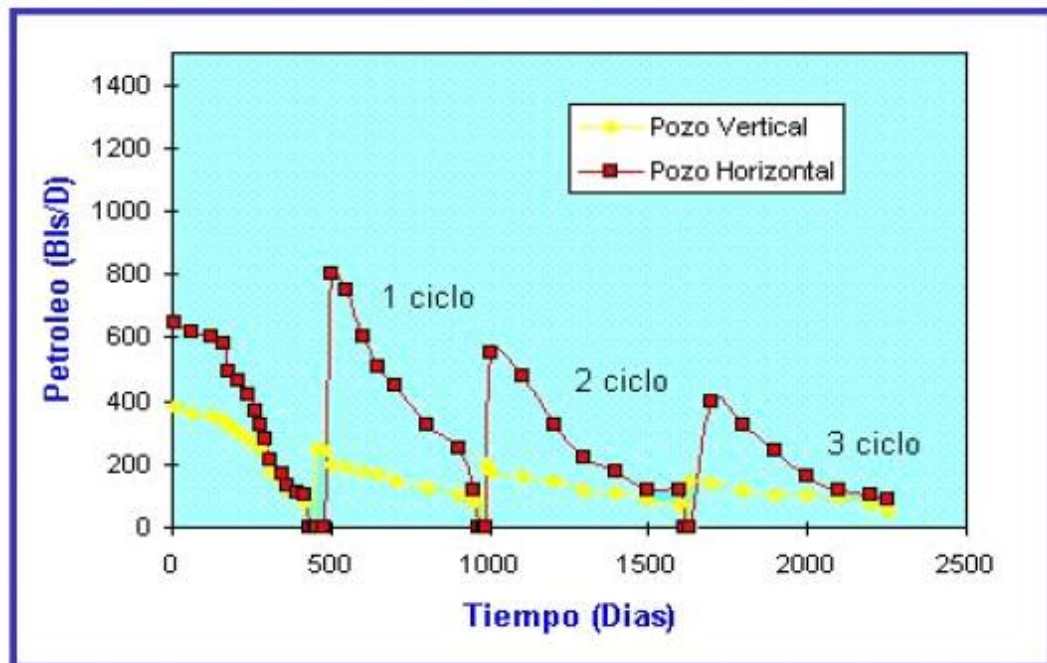
Fuente: Granados Padilla Juley María, Gil Diaz Emilio Adolfo. Evaluación de una alternativa al proceso de inyección cíclica de vapor mediante la adición de un solvente en un campo Colombiano (LASER). Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. 2014

²³ Garzón Navarro Edgar Alexander, Ponce Hidalgo Ronald Darío. Evaluación de la viabilidad técnica y financiera de utilizar inyección cíclica de vapor como método de recuperación incremental de crudo en campo Moriche estudio de prefactibilidad. Universidad Industrial de Santander. Especialización en evaluación u gerencia de proyectos. Bucaramanga. 2010

El proceso de estimulación de vapor consiste en la inyección de vapor húmedo (una mezcla de vapor y agua a la temperatura de saturación) hacia la formación de interés de petróleo viscoso por un periodo de tiempo especificado. Esto permite que el calor suministrado “remoje” o penetre en las rocas y fluidos del yacimiento por varios días y a la vez permitiendo la producción del pozo.

El flujo inyectado consiste en vapor húmedo y condensado inyectado, la producción de aceite comienza a una tasa elevada que eventualmente va declinando por lo que el calor es disipado, luego es pozo es reestimulado. Un comportamiento cíclico simulado típico es aquel que se muestra en la figura 26.

Figura 26. Comportamiento de los Ciclos de la Inyección de Vapor.



Fuente: Tomado de Garzón Navarro Edgar Alexander, Ponce Hidalgo Ronald Darío. Evaluación de la viabilidad técnica y financiera de utilizar inyección cíclica de vapor como método de recuperación incremental de crudo en campo Moriche estudio de prefactibilidad. Universidad Industrial de Santander. Especialización en evaluación u gerencia de proyectos. Bucaramanga. 2010.

El Éxito de la estimulación con vapor esté ligado al gran efecto de la temperatura sobre la viscosidad de los crudos pesados. Para un incremento en la temperatura, la viscosidad del aceite crudo disminuye marcadamente. Es de anotar que el grado de reducción es mucho más pronunciado para los aceites crudos de baja gravedad API (Campo Moriche 12.5 esto explica la estimulación térmica está siendo actualmente aplicada primariamente en yacimientos que producen petróleo de gravedad API 11.5.

Debido a la productividad de un pozo sea inversamente proporcional a la viscosidad del crudo, cualquier reducción de la viscosidad generara un incremento en el caudal de producción del pozo. El objetivo principal de la estimulación térmica, luego, es tener la energía termina dentro de la formación y permitir que la roca actué como un intercambiador de calor para almacenaje del calor inyectado. Este calor puede ser usado efectivamente para disminuir la viscosidad del aceite fluyendo a través de la región calentada.

Al lado del beneficio obtenido con la reducción de viscosidad, una cantidad de estimulación es frecuentemente producida a causa de la remoción de ciertos tipos de daño cercanos a la cara del pozo, tales como solidos finos, depósitos asfálticos y parafílicos. Así como con otras técnicas de estimulación la remoción de este daño resulta un incremento en la productividad más alta que aquella relacionada por la reducción de la viscosidad del crudo simplemente.

- **Espesores Netos de Arena.** Este es un factor muy importante para tener en cuenta en la inyección, ocurre que mientras más amplias sean las arenas para inyectar, las pérdidas de calor disminuirán notablemente debido a que se presentan menos escapes de calor a las otras formaciones.

Estas pérdidas se registran cuando existen intercalaciones de arenas con otro tipo de formación, generalmente arcillas, como es el caso de los campos Moriche

y Nare debido a la formación lenticular de los estratos. Por lo general los pozos tienen espesores netos de 150 a 250 pies en Moriche y Nare.

- **Calor Inyectado en cada Ciclo.** Según los recomendados la cantidad de vapor a inyectar en cada pozo del campo es de 35 MMBTU/pie neto de arena abierto a producción, aunque en realidad se está inyectando a 42 MMBTU/pie neto para compensar de ciertas formas las pérdidas de calor ocurridas en el proceso. Esta cantidad se determinó experimentalmente variando las cantidades a inyectar y teniendo en cuenta consideraciones financieras.

Según estudios existe la posibilidad de inyectar más vapor por pie de arena neto de formación a medida que los ciclos va aumentando, como se sabe a medida que aumentan los ciclos el crudo recuperado es cada vez menor²⁴.

- **Calidad de Vapor Generado.** La calidad de vapor generado se mide por el método de la conductividad en el agua de alimentación al generador y a la salida de este. Conociendo la conductividad en estos dos puntos la calidad puede ser determinada. La calidad generalmente en la salida del generador se encuentra entre 75-80 %.
- **Calidad de Vapor Inyectado.** El vapor inyectado al pozo llega con una calidad diferente al vapor generado, aproximadamente entre un 55-65%. Esto debido a las pérdidas de calor que se suceden por el recorrido del vapor hasta la cabeza del pozo, a lo largo de las líneas de superficie.
- **Tiempo de Remojo.** El tiempo de remojo para los pozos es de 48 horas, este tiempo es suficiente para que el yacimiento reciba la energía transmitida por el

²⁴ Garzón Navarro Edgar Alexander, Ponce Hidalgo Ronald Darío. Evaluación de la viabilidad técnica y financiera de utilizar inyección cíclica de vapor como método de recuperación incremental de crudo en campo Moriche estudio de prefactibilidad. Universidad Industrial de Santander. Especialización en evaluación u gerencia de proyectos. Bucaramanga. 2010

vapor. Se ha determinado experimentalmente que aumentando el tiempo de remojo se obtienen mejores resultados. El tiempo de remojo se determinan en forma empírica.

En zonas en presión relativamente altas donde no se observa producción de vapor al abrir los pozos a producción, el tiempo de remojo no afecta o afecta muy poco el comportamiento de la producción. En zonas de presión relativamente altas, pero donde se observa producción de vapor al abrir los pozos y en zonas de baja presión, un tiempo de remojo largo mejora el comportamiento de producción.

- **Número máximo de ciclos de Inyección.** El número máximo de ciclos de inyección de estimulación con vapor no está determinado, porque este depende principalmente de las características del yacimiento y del crudo recuperado.

En Campo Moriche y Nare Sur hay algunos pozos que llevas ya los rimeros ciclos, sin embargo, su producción es mayor. El campo tiene un promedio de producción lo que permite prever que el yacimiento está muy drenado.

El número de ciclos se determina con base en los siguientes factores:

- Reacción de los Pozos a la Inyección.
- Petróleo recuperable mediante el proceso.
- Consideraciones Económicas.
- **Periodos de Cierre (Soaking).** En algunos yacimientos de crudo pesado donde se ha aplicado la inyección alterna de vapor y posteriormente se han cerrado. La producción de crudo ha mejorado, esto debido a que el vapor condensado suministra energía adicional al yacimiento permitiéndole que al abrir nuevamente los pozos estos desalojen una mayor cantidad de petróleo.

- **Puesta del pozo a producción.** Luego del periodo de inyección y de remojo, el pozo es devuelto a producción, algunos fluyen por si solos durante un par de días gracias a la energía que en ese momento almacenan, aunque no todos presentan este comportamiento, esto no quiere decir que la estimulación no haya sido exitosa. Parámetros tales como el potencial del pozo, cantidad de vapor inyectado calidad del inyectado etc. Influyen en el momento de la puesta en producción del pozo. Un pozo que en momento de su puesta en producción no fluya por sí solo, puede indicar que el vapor inyectado fue bien recibido por la formación además de un periodo óptimo de remojo (72 horas), hechos que a la larga dará mejor resultado en la tasa de producción del pozo²⁵.

3.1 VENTAJAS DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

- Se obtiene rápidamente altas tasas de producción de Petróleo.
- La rentabilidad del proceso es alta y el tiempo de retorno de la inversión es pequeño.
- No es afectado considerablemente por las heterogeneidades del yacimiento.
- La respuesta del yacimiento es inmediata.

3.2 DESVENTAJAS DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

- Se Incrementa considerablemente la producción de agua si el pozo está cerca de un acuífero.
- Mas del 50% del agua inyectada en forma de vapor se queda en el yacimiento, creando una zona de alta saturación de agua.

²⁵ Garzón. Op. cit, p. 72.

- El condensando del vapor hidrata las arcillas y reduce la productividad de los pozos.

3.3 CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DE UN YACIMIENTO PARA LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR²⁶.

Resulta difícil establecer criterios que garanticen la aplicación de un proyecto de inyección cíclica de vapor sea exitosa, debido que la mayoría de estos depende de las características de cada campo siendo la experiencia la mejor guía para la selección de criterios. En la tabla 6. Se muestra los criterios más utilizados para la realización de este proceso:

- Se cree comúnmente que el petróleo en sitio debe ser del orden de 1.200 bbls/acre-pie o más, con la finalidad de que el proyecto resulte económicamente exitoso.
- La Permeabilidad debe ser lo suficientemente alta para permitir una inyección rápida del vapor y una alta tasa de flujo de petróleo hacia el pozo.
- El mayor éxito se obtiene cuando la viscosidad del petróleo es del orden de 4000 cP a condiciones de yacimiento, pero puede ocurrir que en algunos casos se tenga una viscosidad menor.
- La gravedad del petróleo es conveniente que este en el rango de 8 a 15 °API

²⁶ Granados Padilla Juley María, Gil Diaz Emilio Adolfo. Evaluación de una alternativa al proceso de inyección cíclica de vapor mediante la adicción de un solvente en un campo colombiano (LASER). Pag 24. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. 2014

- La máxima profundidad practica es 3000 pies. Valores de profundidad menores son deseables ya que las pérdidas en el pozo son menores.
- El espesor de arena neta debe ser mayor a 30 pies y se considera conveniente que la presión del yacimiento sea modernamente alta. Sin embargo, existen proyectos exitosos donde la presión es baja, del orden de 40 PSI.
- La porosidad alrededor de 30% y saturación de petróleo de 60%.

Tabla 6. Criterios para la aplicación para un proceso de Inyección cíclica de vapor.

Parámetros	Valor
Viscosidad (cP)	< 4000
°API	< 16
Profundidad	< 3000
Espesor (Pies)	> 30
Porosidad (%)	> 30
Saturación de Petróleo (bbl/acre-pie)	> 1200
Permeabilidad (mD)	> 1000
Transmisibilidad (mD-ft/cP)	> 100

Fuente: Modificado de Granados Padilla Juley María, Gil Diaz Emilio Adolfo. Evaluación de una alternativa al proceso de inyección cíclica de vapor mediante la adicción de un solvente en un campo colombiano (LASER). Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. 2014

4. METODOLOGÍA DEL ANÁLISIS TÉCNICO

El principal objetivo de la metodología del análisis técnico es identificar las principales causas por la cual ocurre las fallas, con el propósito de diagnosticar e implementar soluciones para disminuir o eliminar la frecuencia de los problemas presentados. La metodología de análisis técnico está comprendida en 3 fases.

Fase 1: Registro Fotográfico. La primera fase del proceso está dirigida a la identificación visual de la falla del elemento a analizar, con el fin de determinar la principal causa de daño o falencia que presente.

Fase 2: Análisis de la falla. Esta etapa está enfocada a la determinación concisa y detallada del problema. Posteriormente la explicación del problema de las fallas ocurridas, los componentes que fallaron, la ubicación de la falla, y el tipo de falla ocurrida. Para lograr esto se realizará un análisis de todas las causas posibles y verificación de la causa por la cual ocurre. Con la determinación de la falla es fundamental para lograr el éxito de una solución y la disminución de estos problemas.

Fase 3: Desarrollo de la solución. En esta etapa se identificarán las soluciones más viables al problema, teniendo en cuenta los criterios específicos y técnicos para garantizar la eliminación y disminución de los problemas presentados.

Un análisis técnico de tener la información de fallas que incluyen los registros tanto de los sistemas que han fallado como de los sistemas que están operando y los que han sido parados y/o retirados por condiciones diferentes a una falla del sistema, esta es una buena práctica que permite un análisis de confiabilidad más acertado debido al manejo de información censurada que se puede realizar.

La metodología cubre solamente equipo de subsuelo del sistema de bombeo mecánico por esta razón se debe establecer el límite del sistema, sin embargo, es recomendable mantener información de los elementos de superficie pues su desempeño puede impactar el comportamiento del equipo de fondo, y puede afectar la información de consumo y calidad de energía del sistema²⁷.

4.1 LIMITACIONES Y GENERALIDADES DEL ANÁLISIS TÉCNICO

Los elementos que componen las bombas de subsuelo del sistema de bombeo mecánico y que forman parte del análisis a realizar son los siguientes:

a) Bomba de fondo y sus componentes.

- Barril
- Pistón
- Válvula fija
- Válvula viajera

b) Accesorios de la bomba.

- Extensiones
- Pull tube
- Wipper

c) Sarta de varilla.

²⁷ Rincón Vargas Ludwing Smith. implementación del modelo de confiabilidad para bombeo mecánico basado en la metodología rifts aplicado a los campos de la asociación Nare. Universidad Industrial De Santander, Facultad De Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela De Ingeniería De Petróleos. Bucaramanga.2016

4.2 DEFINICIÓN DE LA INFORMACIÓN DE LA FALLA

Para realizar el análisis técnico es necesario definir si la falla es reparable o no reparable, esto se utiliza para llevar un registro de las intervenciones que sufre la corrida de un sistema dentro del pozo.

4.2.1 Falla reparable (Intervención Menor). Las fallas reparables están asociadas a intervenciones menores realizadas para restablecer el estado operativo que NO implican extraer el sistema del fondo del pozo.

A continuación, se consideraron las siguientes intervenciones menores posibles del campo Moriche y en algunas la opción de la posible causa. Ver tabla 7.

Tabla 7. Lista de intervenciones menores del campo Moriche.

INTERVENCION MENOR (NO HAY RETIRO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL)	
TRABAJO REALIZADO	CAUSA
FLUSHING	BLOQUEO POR GAS
	ARENAMIENTO
REESPACIAMIENTO	INTERFERENCIA POR GAS
	DECLINACION DE TEMPERATURA
	NO LEVANTA PRESION
PRUEBA HIDROSTATICA	
INTENTO DE SERVICIO A POZO	
CAMBIO DE BARRA LISA	
CAMBIO DE PUMPING FLANGE	
CAMBIO DE HORSE HEAD	
CAMBIO DE STUFFING BOX	
CAMBIO DE EMPAQUES DE ESTUFFING BOX	
CAMBIO/INSTALACION DE BOP	
POST INYECCION	
CAMBIO DE UNIDAD DE SUPERFICIE	

INTERVENCION MENOR (NO HAY RETIRO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL)	
TRABAJO REALIZADO	CAUSA
CAMBIO DE PUMPING TEE	
INSTALACION DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO	
POST INYECCION CON SARTA LEVANTADA	

El registro de las fallas menores se lleva para calcular la cantidad de fallas asociadas a los problemas de los pozos dándole solución a estos con la Unidad de equipos pesado & Well services del campo Moriche y verificar los problemas que afectan a los pozos y determinar el comportamiento y el runlife de las bombas antes y después que se le inyecta el vapor en sus diferentes ciclos.

4.2.2. Falla no reparable (intervención mayor). Las fallas No reparables, implican la extracción del sistema (total o parcial) y la finalización del conteo de tiempo de vida de la corrida debido al cambio de piezas y/o revisión que sufre el sistema en superficie. Ver tabla 8.

Tabla 8. Lista de intervenciones mayores.

INTERVENCION MAYOR (IMPLICA RETIRO TOTAL O PARCIAL DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO-PULLING)	
RAZON DEL PULLING	RAZON DEL PULLING ESPECIFICA
FLUJO	NO HAY FLUJO EN SUPERFICIE
	POCO FLUJO EN SUPERFICIE
	DECLINACION DE PRODUCCION
SERVICIO A POZO/MANTENIMIENTO	FALLA DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO
	FALLA DE VARILLA
	FALLA DE TUBING
	FALLA DE BOMBA
	PREINYECCION DE VAPOR
	LIMPIEZA DE ARENA

INTERVENCION MAYOR (IMPLICA RETIRO TOTAL O PARCIAL DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO-PULLING)	
RAZON DEL PULLING	RAZON DEL PULLING ESPECIFICA
	CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO
	CAMBIO DE DISEÑO DE BOMBA DE FONDO
	CAMBIO DE DISEÑO DE SARTA DE VARILLAS
	CAMBIO DE PROFUNDIDAD
	RETIRO DE EMPAQUE TERMICO
	CHEQUEO DE FONDO
	DESPEGAR SARTA
	PRUEBA DE TUBERIA
	CORTE DE TUBERIA
	PESCA DE TUBERIA
	REPARACION DE OTRO ELEMENTO
	DESCONOCIDO
SUSPENSION	ABANDONO PERMANENTE
	ABANDONO TEMPORAL
	CIERRE
OTRO	BAJA RENTABILIDAD

5. RECOPIACION DE REPORTES E INFORMACION DEL CAMPO

Para realizar el análisis técnico de las fallas de las bombas de subsuelo del campo moriche es necesario estudiar y recopilar los registros, diseños, rediseños de los trabajos que se le realizan a los pozos, entre estos están los trabajos varilleros, que son: Cambios de Barra lisa, cambios de barras de peso, cambio o suspensión de varillas, entre otros. Estos reportes fueron tomados de la base de datos del Software OPEN WELL. Y además los reportes de reparación de mantenimiento del taller de bombas que es realizado por el personal especializado del campo.

Hasta este momento, la información que se tiene para estudiar es la mencionada, por ende, se realizara una descripción del tipo de varilla, bombas, accesorios especiales que se implementan en el campo Moriche para poder hacer un análisis determinado de las posibles fallas que se presentan y así mismo poder dar una solución y una reducción a estos problemas.

El objetivo de este informe es presentar en forma específica los equipos de subsuelo que se están usando en el campo moriche, para al final poder determinar cada una de las fallas de las bombas utilizadas, y así determinar las soluciones del problema y garantizar unas recomendaciones prevenir problemas futuros.

5.1 REPORTES DE SERVICIOS DE WELL SERVICES

Los campos de la Asociación Nare cuentan con el departamento de Equipo Pesado & Well Services propio de Mansarovar el cual está dividido en dos equipos de trabajo: Well Services Moriche-Abarco y Well Services Jazmín-Girasol-Underriver los cuales está encargado de todos los servicios a pozo que ameriten la operación,

proporcionando los informes de servicio de los cuales se basa el modelo como fuente de información. Ver figura 27 y 28.

Figura 27. Logo del Área de Equipo Pesado y Well services.



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltd. Área de equipo pesado & Well services del campo Moriche.

5.1.1 Rss corporativo. Es aquel reporte de servicio reportado en el Operational Brief Report pero ya con todos sus pasos y complementos (desinstalación de la bomba fallada instalación de la nueva bomba). Este se encuentra en Internet Explorer en la siguiente URL:

http://rss_corporativo/Reports/Pages/Report.aspx?ItemPath=%2fREPORTES_PEFORACION_WS%2fREPORT+WELL+SERVICES

Figura 28. Reporte Daily Operational Brief Report.

Presenting Daily Well Services Operational Brief Report Moriche & Abarco Fields – Jun 13h, 2016.

JS-04: ABA PH1HZ01		NU BOP STACK	START	FINISH	HOURS
·	ABA PH3HZ08	PUMP CHANGE	06/12/16 21:00	06/13/16 22:00	25.0
·	ABA PH1HZ01	COMPLETE COMPLETE CHANGE PUMP + SLOTTED TBG	06/13/16 22:00	Present	8.0
MEC-1: MOR AO-08		INSTALL HORSEHEAD	START	FINISH	HOURS
·	MOR AO-08	COMPLETE CHANGE PUMP / RUNLIFE	06/12/16 22:30	Present	31.5
FB-MECL-01: MOR I-04		PERFORM PUMP ACTION TEST	START	FINISH	HOURS
·	MOR C-02	ADD PONY	06/12/16 20:00	06/13/16 02:00	6.0
·	MOR BM-08	NOT PUMP/ DEFICIENCY	06/13/16 02:00	06/13/16 05:00	3.0

Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltd. Área de equipo pesado & Well services del campo Moriche.

Los reportes constan de 5 páginas: La primera es la portada, en la segunda encontramos información sobre el equipo que realizó el servicio y los tiempos de inicio-finalización de este, en la tercera se encuentra el reporte paso a paso, en la cuarta se encuentra el historial de servicios pasados y en la quinta página se encuentra el estado mecánico de cómo se entregó el pozo. (Ver Figura 29).

Figura 29. Visualización de los Reportes de Well Services.

Inido > REPORTES_PERFORACION_WS > REPORT WELL SERVICES

Field: MORICHE Cluster: CLUSTER A

Well: MOR A 06 Event_Type: MNT - PUMP CHANGE - INSERT PUMP/ONLY ROD - 30/05/2016

Duracion: 8,5

3 de 4 ? 100% Buscar | Siguiente

DATE mm/dd/yyyy	TIME START	TIME END	DURATION	PHAS E	CODE	CLASS	OPERATION
05/30/2016	14:00	14:30	0.5	WS	MOB	P	MOVED FLUSH BY MECL 1 UNIT FROM MOR R-07 WELL TO MOR A-06 WELL TO PERFORM CHANGE SBP PUMP (DISTANCE 3.8 KM).
05/30/2016	14:30	15:30	1	WS	RU	P	RIGGED UP UNIT 100%
05/30/2016	15:30	16:30	1	WS	USIWT	P	REMOVED HORSE HEAD. INSTALLED WORKING TABLE AND HANDLING ROD TOOLS. TESTED HYDRAULIC INTEGRITY OF TUBING STRING WITH 500/500 PSI X 10 MIN, OK. PERFORMED PUMPING ACTION TEST, SV ISSUE. REMOVED STUFFING BOX AND NU ROD BOP. (WEIGHT STRING: 7.5 KIPS, OVERPULL: 10.0 KIPS)
05/30/2016	16:30	18:30	2	WS	PULLS R	P	PULLED PUMPING STRING, FROM 3060.75 FT TO SURFACE AS FOLLOW: 1 POLISHED ROD 1-1/4" x 26 FT 3 PONY ROD 7/8" x 10 FT + 10 FT + 6 FT (26 FT) 96 SUCKER ROD 7/8" x 30 FT (2880 FT) 23 ROD GUIDE FOR TUBING 2-7/8" x 7/8" PIN x 2, 25 FT (51.75 FT) 3 SINKER BARS 1-1/2" x 25 FT (75 FT) 1 PONY ROD 7/8" x 2 FT 1 INSERT PUMP 25-200 RWAM 18-2-0=6 TYPE: SBP CONVENTIONAL S/N # WM 0236 M REMARKS: - WEIGHT OF THE STRING: 7.5 KIPS
							RUNNING ROD STRING FROM SURFACE TO 3060.75 FT AS FOLLOW: 1 POLISHED ROD 1-1/4" x 26 FT 3 PONY ROD 7/8" x 10 FT + 10 FT + 6 FT (26 FT) 96 SUCKER ROD 7/8" x 30 FT (2880 FT) 23 ROD GUIDE FOR TUBING 2-7/8" x 7/8" PIN x 2, 25 FT (51.75 FT)

Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltd. Área de equipo pesado & Well services del campo Moriche.

5.2 BOMBAS Y ACCESORIOS ESPECIALES PARA INYECCION CICLICA DE VAPOR EN EL CAMPO MORICHE

Actualmente en el campo moriche se encuentra activos 603 pozos de los cuales aportan una producción de 12876 barriles de petróleo por día. Siendo este el campo de mayor producción de petróleo del contrato de asociación Nare.

Esta producción se debe a la estimulación cíclica de vapor y a la ingeniería aplicada por cada una de las diferentes áreas que se encuentra en el campo, actualmente en el campo se utiliza dos tipos de bombas que son las bombas insertas que son las que mayor se usan en el campo y las bombas TH Convencional que son utilizadas en una cantidad menor, que son sugeridos por el área de ingeniería del campo Moriche. Ver tabla 9.

Tabla 9. Cantidad de bombas utilizadas en campo Moriche.

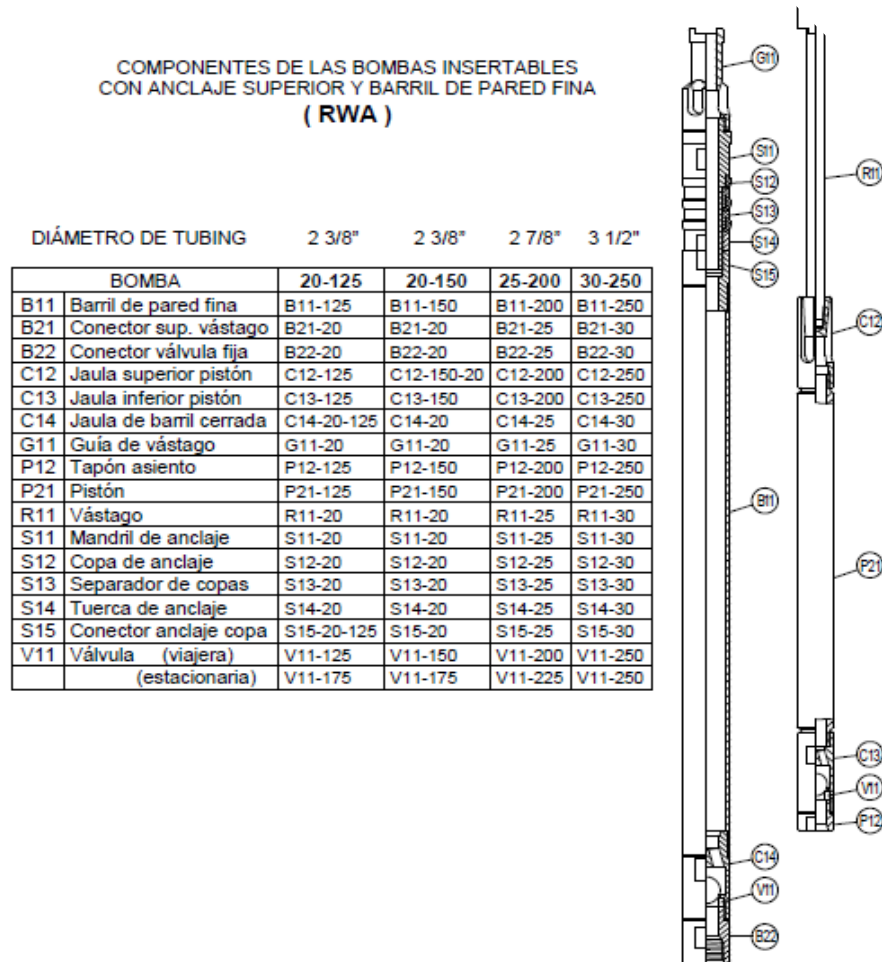
Tipo de Bomba	Cantidad de Bombas
Bomba Insertable Anclaje Superior	587
Bombas TH Convencional	16
Total, de bombas	603

Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltd. Área de equipo pesado & Well services del campo Moriche

De acuerdo con la tabla anterior se describirá el tipo de bomba de subsuelo que es utilizado en el campo Moriche para tener detalladamente los elementos fallados a analizar.

5.2.1 Bomba Insertable Con Anclaje Superior (RWA). Este tipo de bomba de bombas es el más utilizado en el campo moriche debido a que se ajusta a todos los parámetros y propiedades del crudo que se extrae, también es utilizada debido a que es de fácil maniobrabilidad y sus costos de reparación son bajos comparados con otras bombas. Cabe destacar que este tipo de bomba son de anclaje mecánico por lo cual su descripción sería Bomba RWAM. Este tipo de bomba se caracteriza por que se le pueden agregar accesorios especiales según lo requiera el pozo, como una extensión wipper para el manejo de arena o gas Brecker para el manejo de gas y también para el paso de la inyección cíclica de vapor. Ver figura 30.

Figura 30. Componentes de una bomba con anclaje superior (RWA).



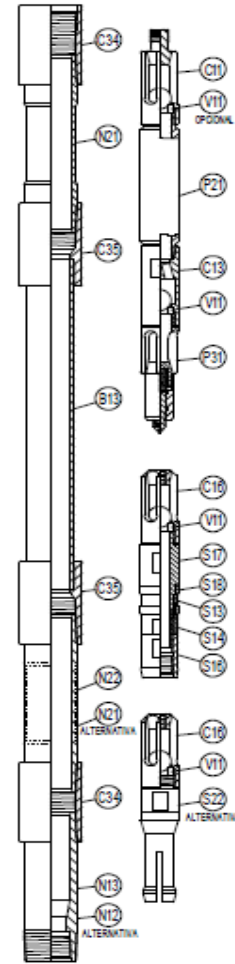
Fuente: BOLLAND. Manual de partes. Bombas mecánicas de profundidad. Versión 2005.01. Pág. 26. Petroingeniería Ltda. Avenida Suba No 108-150/158. Torre C, Of. 611. Centro Ilarco. Bogotá D.C.

5.2.2 Bombas TH. Estas bombas se utilizadas en algunos pozos del campo moriche debido a que su capacidad es extracción de crudo es mayor, la cual la hace excelente para aquellos pozos que tienen alto producción de fluido, esta bomba tiene poca utilización en el campo Moriche debido los pozos gran producción de arena debido a que la matriz de la arena productora es poco consolidada y al ver inyección cíclica de vapor, esta genera más arena impidiendo el perfecto funcionamiento de la bomba. Ver figura 31.

Figura 31. Componente de una Bomba TH.

**COMPONENTES DE LAS BOMBAS DE TUBING
(TH)**

DIÁMETRO DE TUBING		2 3/8"	2 7/8"	3 1/2"
BOMBA		20-175	25-225	30-275
B13	Barril de pared gruesa	B13-175	B13-225	B13-275
C11	Jaula superior pistón	C11-20	C11-25	C11-30
C13	Jaula inferior pistón	C13-175	C13-225	C13-275
C16	Jaula válvula fija	C16-175	C16-225	C16-275
C34	Cupla de tubing	C34-20	C34-25	C34-30
C35	Cupla de barril	C35-20	C35-25	C35-30
N12	Niple anclaje mecánico	N12-20	N12-25	N12-30
N13	Niple asiento de copas	N13-20	N13-25	N13-30
N21	Niple de extensión sup	N21-20	N21-25	N21-30
N22	Niple de extensión inf.	N22-20	N22-25	N22-30
P21	Pistón	P21-175	P21-225	P21-275
P31	Pescador válvula fija	P31-175	P31-225	P31-275
S13	Separador de copas	S13-20	S13-25	S13-30
S14	Tuerca de anclaje	S14-20	S14-25	S14-30
S16	Contratuerca de copas	S16-20	S16-25	S16-30
S17	Mandril de anclaje	S17-20	S17-25	S17-30
S18	Copa de anclaje	S18-20	S18-25	S18-30
S22	Anclaje mecánico inf.	S22-20	S22-25	S22-30
V11	Válvula (viajera/estac.)	V11-175	V11-225	V11-250



Fuente: BOLLAND. Manual de partes. Bombas mecánicas de profundidad. Versión 2005.01. Pág. 26. Petroingeniería Ltda. Avenida Suba No 108-150/158. Torre C, Of. 611. Centro Ilarco. Bogotá D.C.

5.3 ACCESORIOS ESPECIALES PARA LAS BOMBAS SOMETIDAS A LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

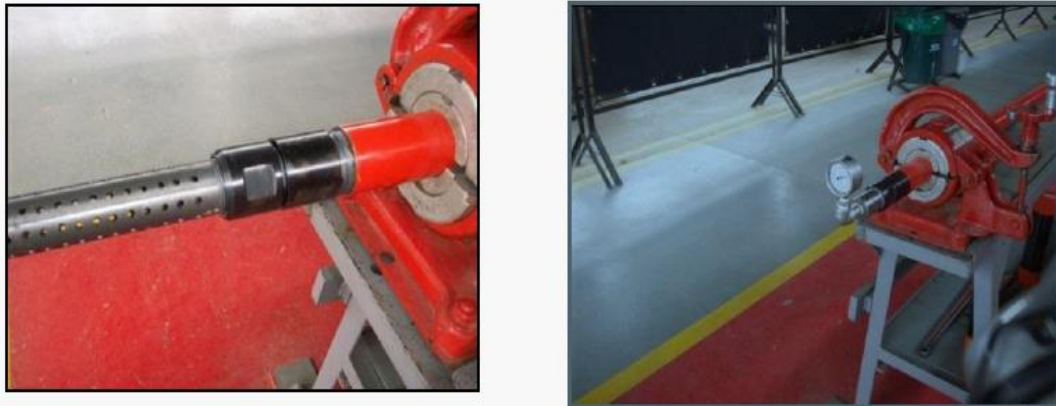
Debido a la cantidad de pozos productores en el campo moriche, fue necesario implementar algunas extensiones y accesorios especiales a las bombas para no permitir el bloqueo de válvulas, problemas de arenamiento, problemas por

interferencia de gas y problemas de baches de vapor. Estas extensiones y accesorios especiales son presentados a continuación.

5.3.1. Extensión Steam By Pass. Esta extensión permite inyectar el vapor a la formación productora sin necesidad de retirarla del fondo del pozo, generando un área de flujo. suficiente para que pase el vapor sin ningún problema. Ver figura 32.

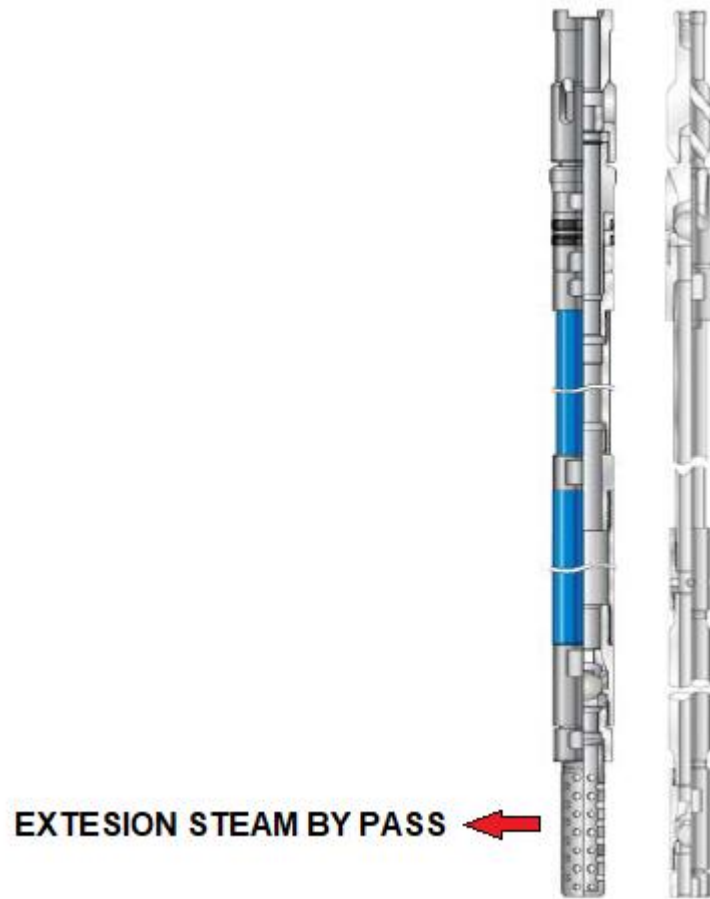
La extensión By Pass, está compuesta con un diámetro menor que el barril, es instalada entre el barril y el Hold Down. Este diseño aumenta el área disponible para el paso del vapor cuando se encuentra ubicado frente a la niplesilla una vez se desasienta la bomba. Ver figura 33.

Figura 32. Extension Steam By Pass (SBP)



Fuente: Parko Services S.A. Presentación de bombas y accesorios para inyección de vapor.

Figura 33. Bomba inserta con su Extensión Steam By Pass.



Fuente: WEATHERFORD, Onshore heavy oil, steam-injected. Steam-bypass 30-250-RWAF-TS-12-2. Rod pump with hollow tube. Lagunillas, Venezuela. 2003

5.3.2 Caja antibloqueo de Válvula Viajera. Es un componente de la bomba que va unida en la superior del pistón y en la parte inferior del tapón de asiento, su longitud es de 9 pulgadas y su diámetro de 2 pulgadas en ella se genera la contra presión para subir el fluido cuando la válvula fija está cerrada. Ver figura 34.

Cuando se presenta interferencia de gas o por algún bache de vapor por la inyección cíclica de vapor, este hace que la válvula no da el respectivo sello para hacer que el fluido llegue a superficie, por lo cual la caja antibloqueo genera una contra presión

permitiendo el sello de la válvula fija en la carrera descendente y así mismo garantizar una mayor eficiencia al pozo.

Figura 34. Caja antibloqueo de gas de válvula viajera.



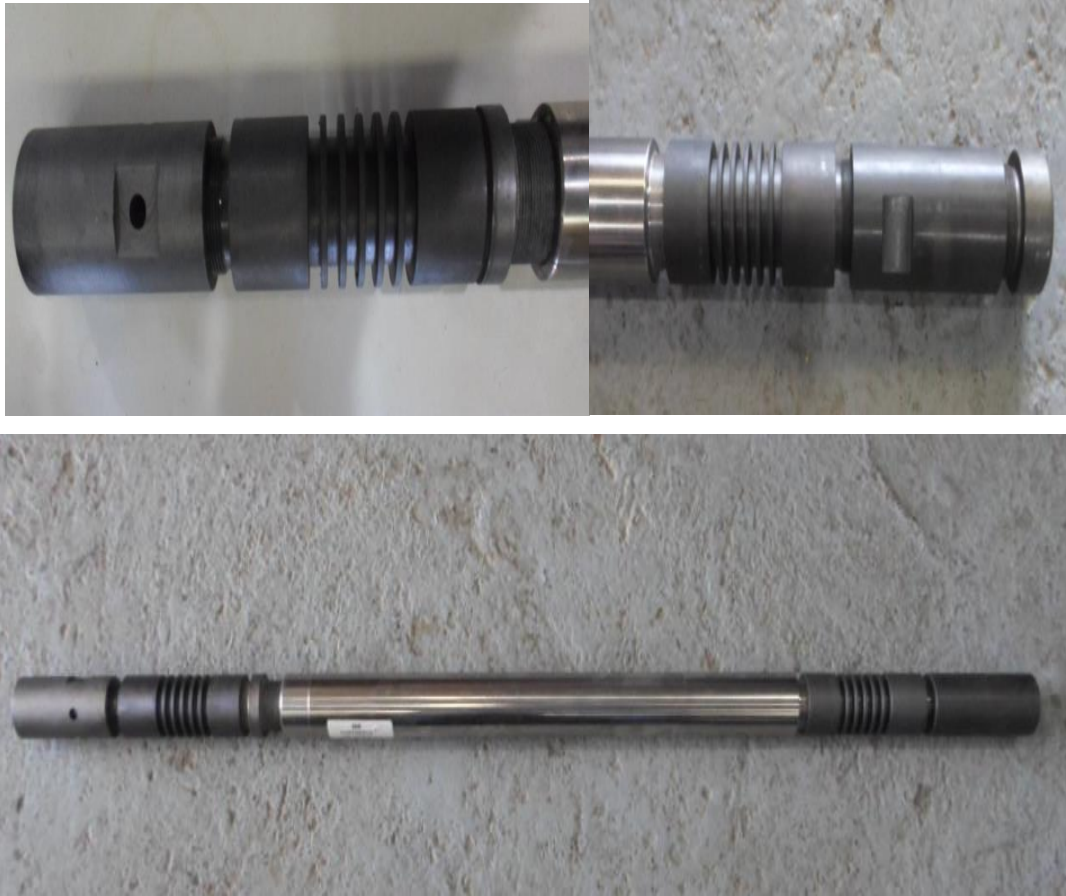
5.3.3 Extensión wipper No API. Componente de la bomba que va unida en la parte superior de la cupla de extensión del tubo de tiro con un conector Pin-Pin, su cuerpo tiene parte anillada donde se depositan 6 anillos de alta temperatura y su función principal es la de no permitir la entrada de arena o sólidos a la parte externa del pistón para no permitir que este se pegue dentro del barril. Ver figura 35.

Figura 35. Extensión Wipper No API.



5.3.4 Extensión doble Wipper No API. Este tipo de extensión es utilizado para el manejo crítico de arena y sólidos que se presenta en el interior de la bomba, este componente es adaptado en la parte superior e inferior del pistón, para prevenir una pega crítica en el barril. Ver figura 36.

Figura 36. Extensión doble Whipper No API.



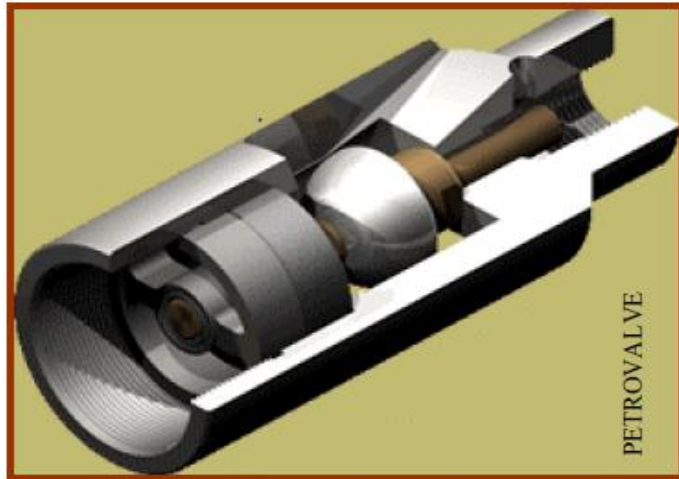
5.3.5 Caja antibloqueo válvula fija. Componente de la bomba que va unida en la parte superior con el barril en su parte inferior con el conector de la válvula fija, se considera la caja de la válvula fija donde se hace la contra presión para que el fluido llegue a la parte superior de la bomba su longitud es de 6” con un vástago de 5.5”, este entra por la parte inferior de la válvula viajera y la acciona, evitando que esta quede bloqueada por gas u otros. Ver figura 37.

Figura 37. Caja antibloqueo de válvula Fija.



5.3.6 Válvula gas Brecker o válvula semiesférica con vástago y guía. Dicho elemento está compuesto de una válvula semiesférica penetrada por un vástago el cual se proyecta verticalmente hacia arriba y hacia abajo. La guía del vástago en la parte superior e inferior de la semiesfera es fabricada sobre una placa conteniendo una abertura para guiar el vástago. Esto crea un sistema de guía el cual controla estrictamente el movimiento de la válvula de tal manera que esta se centra automáticamente al abrir y cerrar. Con respecto a su utilización para producir petróleo pesados, esta válvula posee con un área transversal de hasta el doble de la tecnología existente, incrementando la capacidad de flujo a través de ella. Ver figura 38 y 39.

Figura 38. Ubicación de una Válvula gas Brecker.



Fuente: Tomado de García Fabian, Criterios de selección de bombas mecánicas de profundidad no convencionales. Pan American Energy.

Figura 39. Válvula gas Brecker.



Debido a los diferentes problemas que se presenta en el campo Moriche debido a la inyección cíclica de vapor, los accesorios mencionados anteriormente son los que cumplen con las especificaciones técnicas para para poder reducir los problemas que se presentan, en cada uno de los pozos del campo.

Cada elemento y accesorio tienen una función especial que es minimizar los problemas operacionales que presentan las bombas, al hacer la respectiva

inyección cíclica de vapor los pozos tienen diferentes tipos de comportamiento, tanto como producción excesiva de arena, producción de gas, producción de baches de vapor, los cuales ya han sido identificados por el área de producción del campo Moriche.

Después que el pozo, termina la inyección cíclica de vapor, este entra en un estado de remojo para así maximizar la penetración del calor en la formación productora, una vez terminada el remojo es solicitado al taller de bombas que es el encargado de la reparación, mantenimiento, logística y despacho de las bombas, se le solicita el tipo de bomba especial para así poder garantizar una producción idónea del pozo y reducir los tiempos no productivos del pozo al no seleccionar la bomba adecuada.

6. APLICACIÓN DEL ANÁLISIS TÉCNICO PARA DETERMINAR LAS FALLAS DE LAS BOMBAS DE SUBSUELO OCASIONADO POR LA INYECCION CICLICA DE VAPOR

Debido a la preocupante situación en la cual se ha evidenciado que las bombas de subsuelo han tenido un corto RunLife en el año 2017, se inició una recopilación de datos para encontrar la causa raíz de esta problemática, encontrando que los pozos que están en Post-Inyección son los que más fallas aportan. Este agravante se pudo diagnosticar haciendo un análisis técnico a las bombas de subsuelo a las cuales se les saco la bomba por Preinyección de vapor, encontrando que varias de estas evidenciaban presencia de arena, desgaste y la erosión de las válvulas, fallas de accesorios especiales y elementos dañados por la corrosión.

Hasta el momento, la información que se tiene a estudiar es la mencionada y por ende no se tienen estudios de laboratorio de los accesorios y de las bombas falladas, para determinar si la metalurgia de los componentes falla, también para garantizar si las propiedades químicas y físicas de los materiales cumplen con lo que especifica el proveedor. Pero de igual manera se cuenta con un equipo de trabajo especializado en el taller de bombas que realiza las inspecciones técnicas visuales de los materiales y así garantizar un diagnostico conciso y acertado de las fallas, también para garantizar el buen mantenimiento y ensamble de los equipos de subsuelo que se realiza en el respectivo taller.

se mostrara 15 casos de varios tipos de fallas y problemáticas en las bombas de subsuelo que se presentan en el campo cuando se hace la inyección cíclica de vapor, se mostrara cada tipo de problema ocasionada, con un respectivo análisis explicando que pudo haber fallado, que otros factores causaron el posible fallo, y unas recomendaciones para así minimizar las fallas de las bombas y a su vez

garantizar una mayor productividad al campo debido al tiempo en que demora la logística al hacer nuevamente un cambio de bomba y a su vez evitando problemas futuros a estas. Estos casos se mostrarán después de la toma de decisiones que se plantea en el siguiente árbol de decisiones.

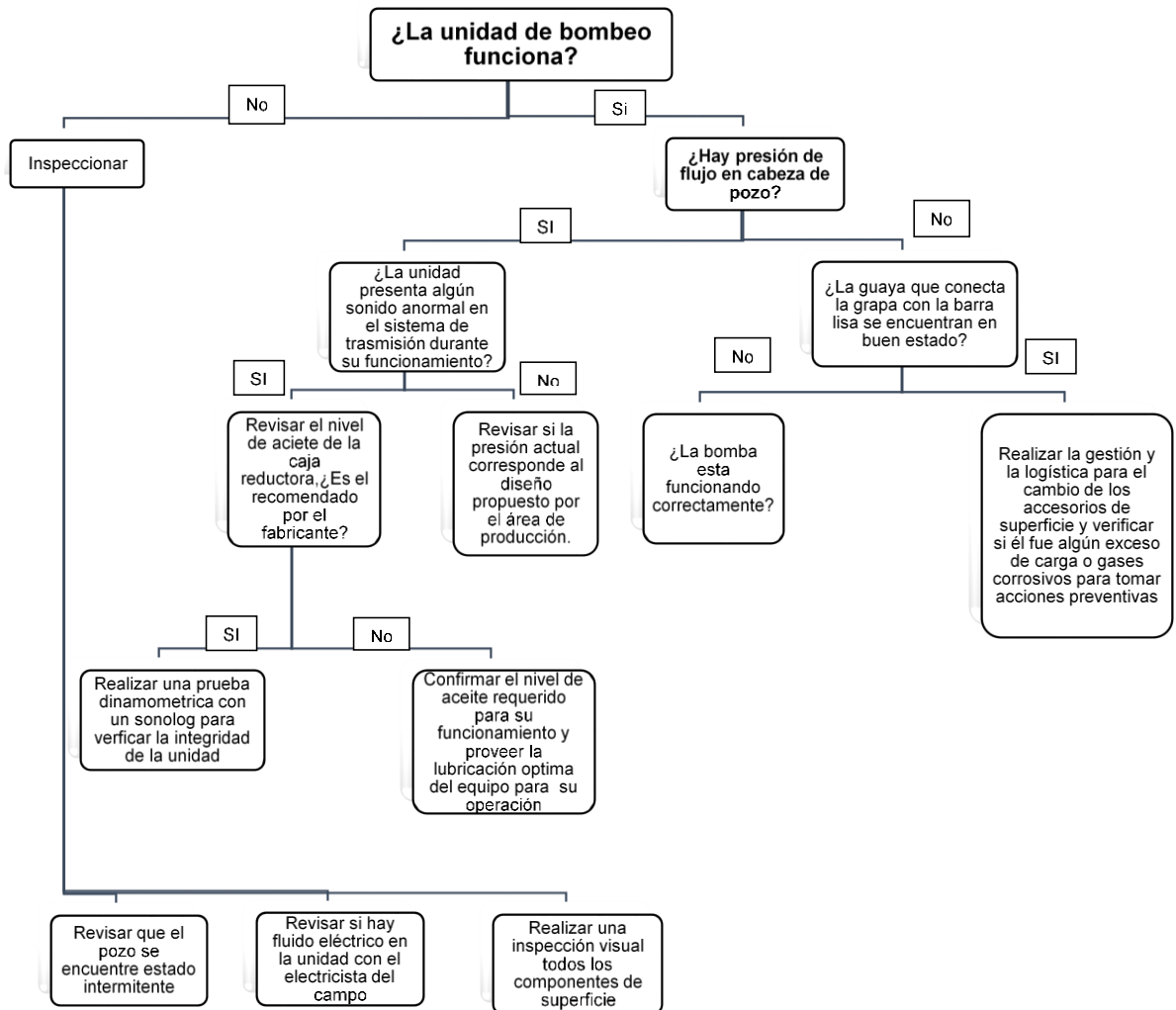
6.1 ÁRBOL DE DECISIONES PARA LA TOMA DE DECISIONES CUANDO FALLA LAS BOMBAS DE SUBSUELO

Revisando la información bibliográfica expuesta en los capítulos anteriores, se realizó un árbol de decisiones, con los pasos correspondiente para la toma de decisiones con las respectivas fallas de las bombas presentada en el sistema de bombeo mecánico.

En el árbol de decisiones consta de una secuencia ordenada y detallada con los pasos correctos para cumplir con los objetivos específicos del proyecto. La finalidad del grafico facilitar las observaciones y los análisis para determinar las fallas, por la cuales la bomba no pudo continuar con su operación.

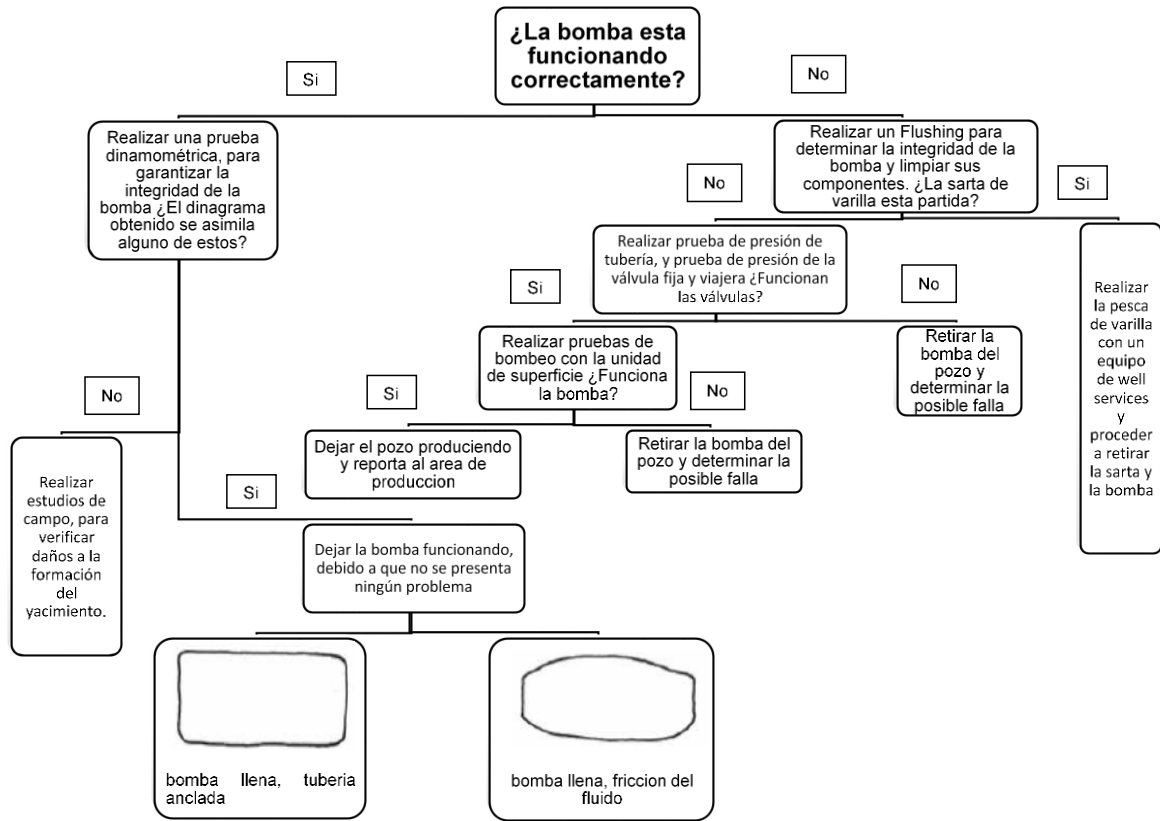
Para la primera condición sobre el funcionamiento de la bomba de subsuelo es necesario realizar una observación visual y hacer un respectivo análisis de los equipos de superficie, para así proceder a otras inspecciones en el fondo del pozo. Para este primer caso es necesario determinar de una forma general el funcionamiento de la unidad de bombeo, como se muestra en la figura 40.

Figura 40. Árbol para la toma de decisiones cuando fallan los equipos de superficie.



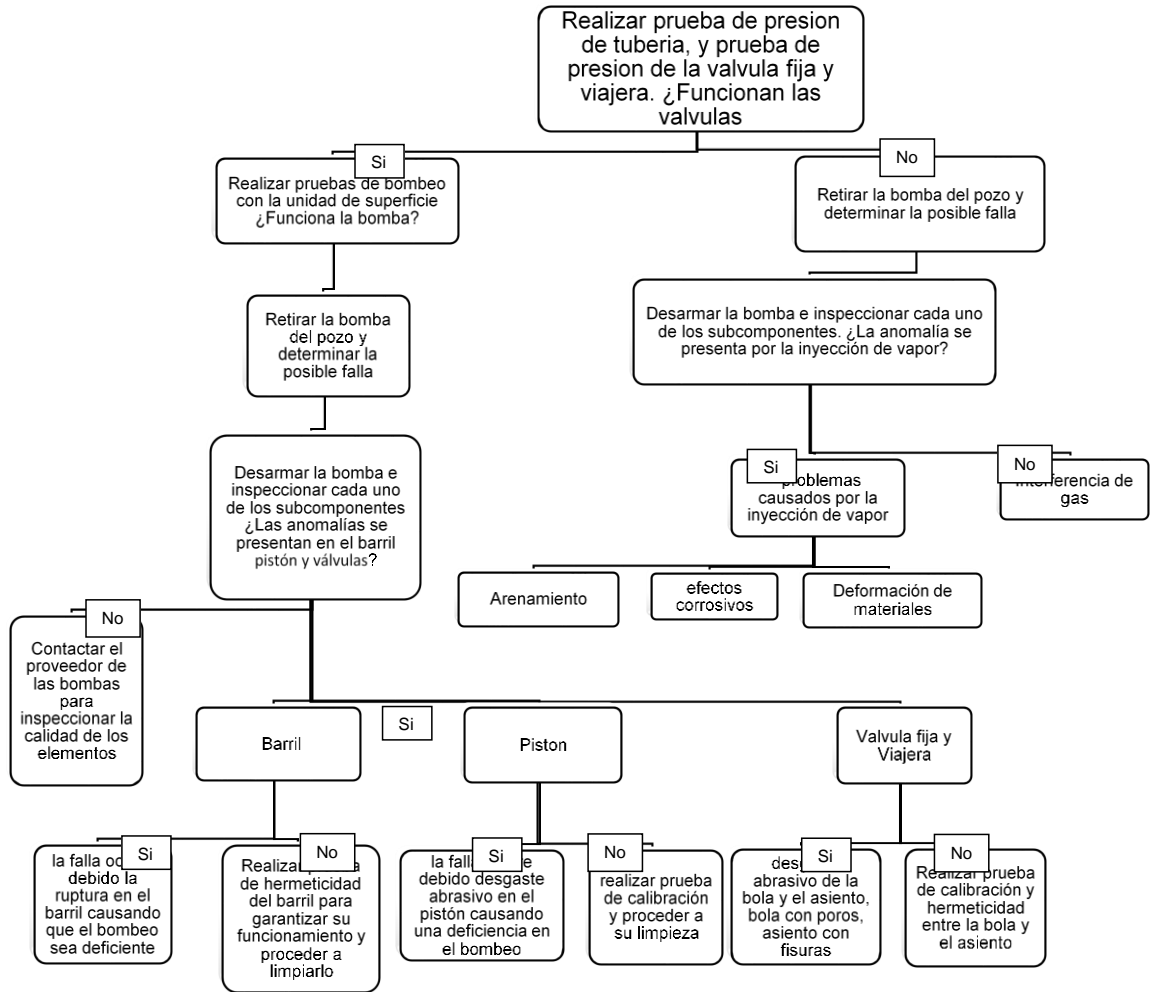
En la primera sección del árbol de toma de decisiones (figura 40). se tuvieron en cuenta todos los aspectos necesarios cuando fallan los equipos de superficie, debido a que este proyecto se enfoca en las fallas de las bombas, se continuara profundizando en ese ítem, como se muestra en la figura 41.

Figura 41. Diagrama para la toma de decisiones cuando fallan las pruebas de integridad de las bombas.



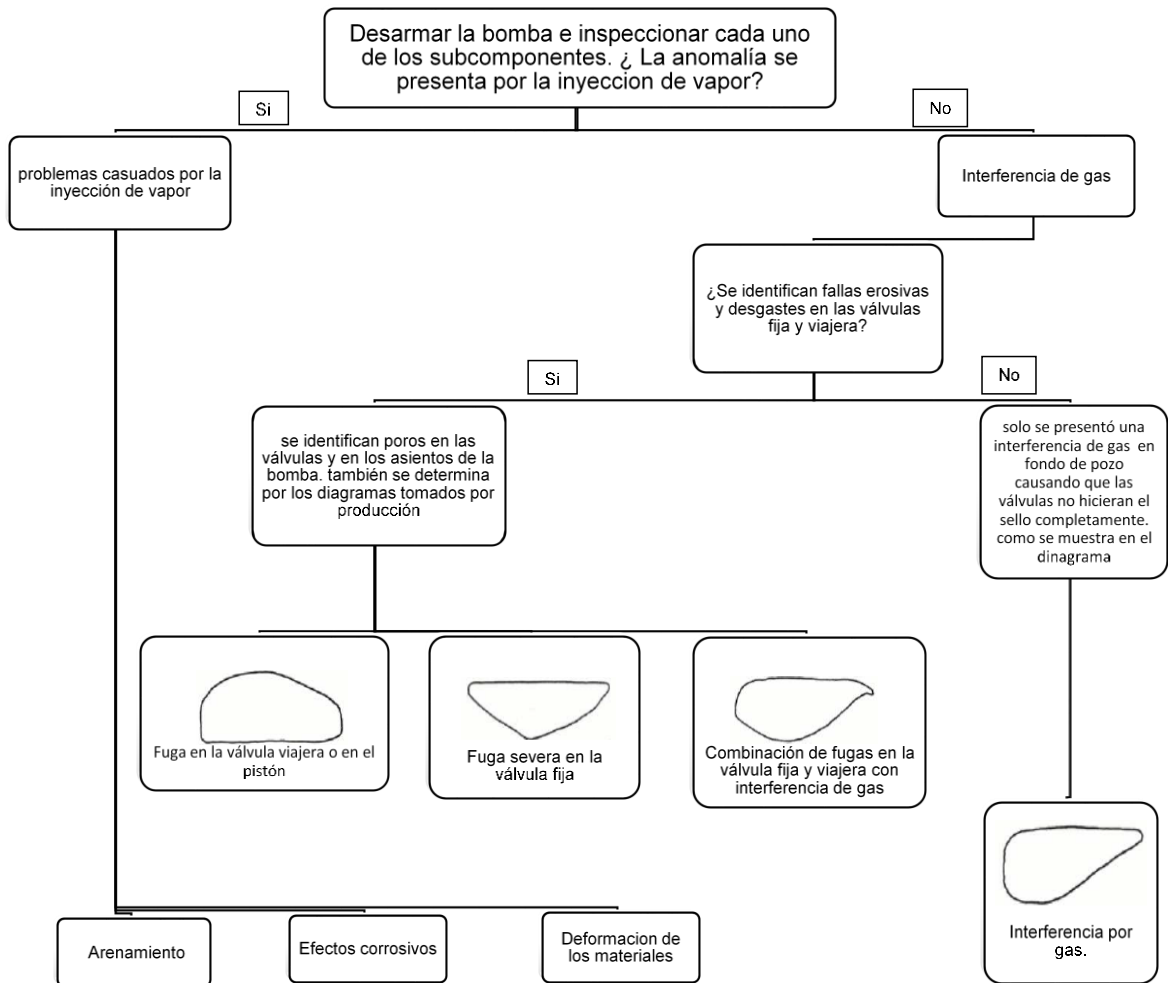
En la segunda sección del árbol de decisiones se tuvieron en cuenta pruebas de presión de tubería, integridad de la bomba y pruebas de las válvulas fijas, al realizarse estas pruebas en ciertos casos la bomba dejó funcionar por lo cual se llevó al taller de bombas para su respectiva observación y encontrar la posible falla como se muestra en la figura 42.

Figura 42. Diagrama para la toma de decisiones cuando fallan las bombas



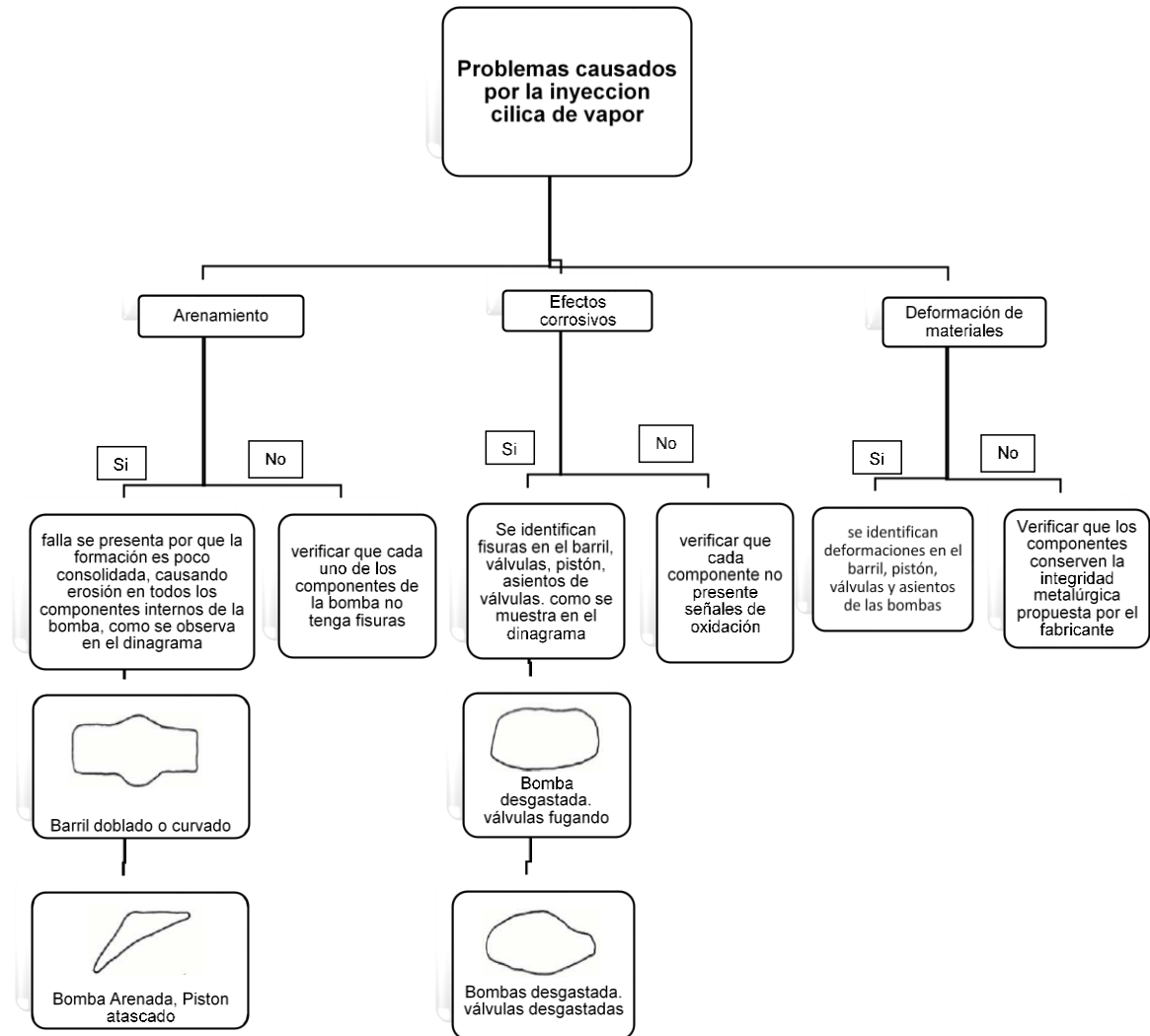
En la tercera sección del árbol de decisiones (ver figura 42). Se determinaron las fallas principales por las cuales las bombas fallan. En esta cuarta sección se explicará y detallara cada uno de los problemas que se determinaron anteriormente y explicara minuciosamente cuales fueron sus componentes más afectados. Como se muestra en la figura 43.

Figura 43. Diagrama de flujo para la toma de decisiones cuando fallan los subcomponentes de las bombas por interferencia de gas.



En la cuarta sección del árbol de decisiones (Ver figura 43). Se determinan las fallas principales por la interferencia de gas en las bombas. En esta quinta sección se explicará los detalles de los problemas causados por la inyección cíclica de vapor. Como se muestra en la figura 44. Para una mejor guía de la metodología ver el árbol de decisiones completo como Anexo A.

Figura 44. Diagrama de flujo para la toma de decisiones cuando las bombas fallan por la inyección cíclica de vapor.



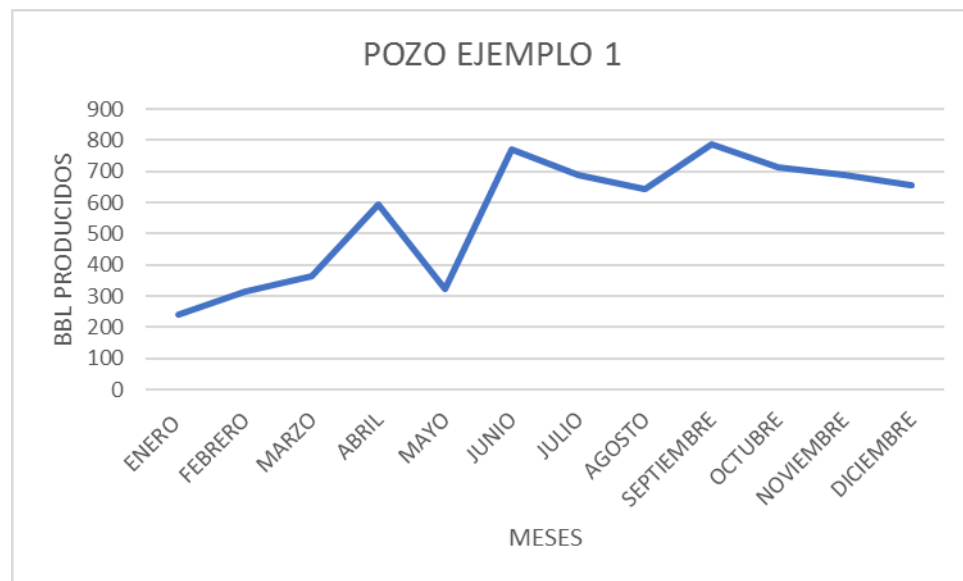
6.2 APLICACIÓN DEL ARBOL DE DECISIONES PARA ALGUNOS POZOS EN CAMPO

Según los datos recopilados anteriormente, se aplicó la metodología de árbol de decisiones para algunos pozos de campo, los cuales llamaremos pozo EJEMPLO 1,2,3 por confidencialidad de la empresa.

En estos pozos se presentaron declinaciones de la producción debido al mal funcionamiento de las bombas, debido a que estos pozos producían en condiciones especiales después que se sometía a inyección cíclica de vapor.

6.2.1 Aplicación de la metodología para el pozo EJEMPLO 1. Para este caso el pozo EJEMPLO 1, se encontraba desde el mes de enero hasta el mes de abril en perfectas condiciones de producción y bombeo, por lo cual en el mes de abril empezó su declinación, se tiene el historial del pozo del año 2017 donde se evidencia que se realizó el ciclo de inyección de vapor en el mes de marzo dando así la respectiva producción incremental inducida por este proceso. Como se muestra en la figura 45.

Figura 45. Barriles producidos del pozo EJEMPLO 1.

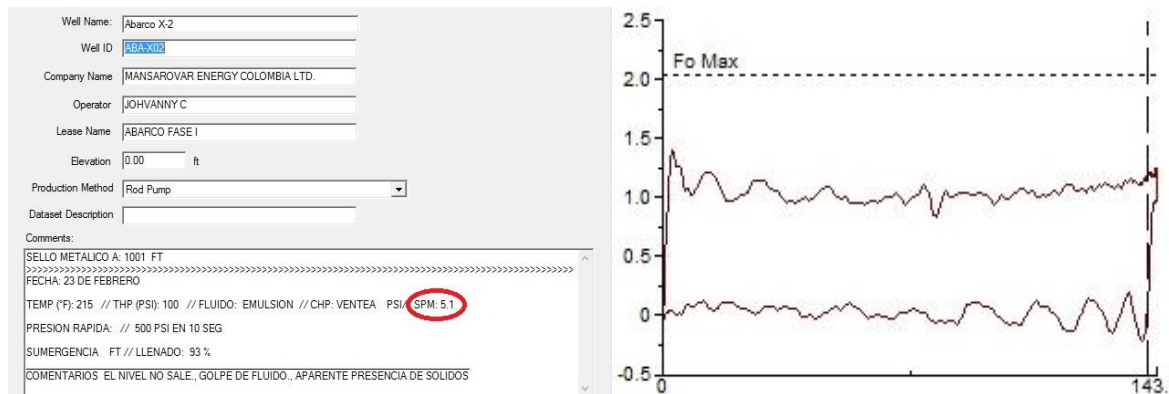


Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltd. Área de producción del campo Moriche. Registro de producción diaria de crudo.

Respectivamente después de la inyección cíclica de vapor, la cuadrilla a cargo de la toma de dinagrama observo, falencia en el proceso de producción del pozo y en el sistema de bombeo. Por lo cual la carta dinamométrica resalta que hay una

producción deficiente debido a la presencia de arena en el pozo. Como se muestra en la figura 46.

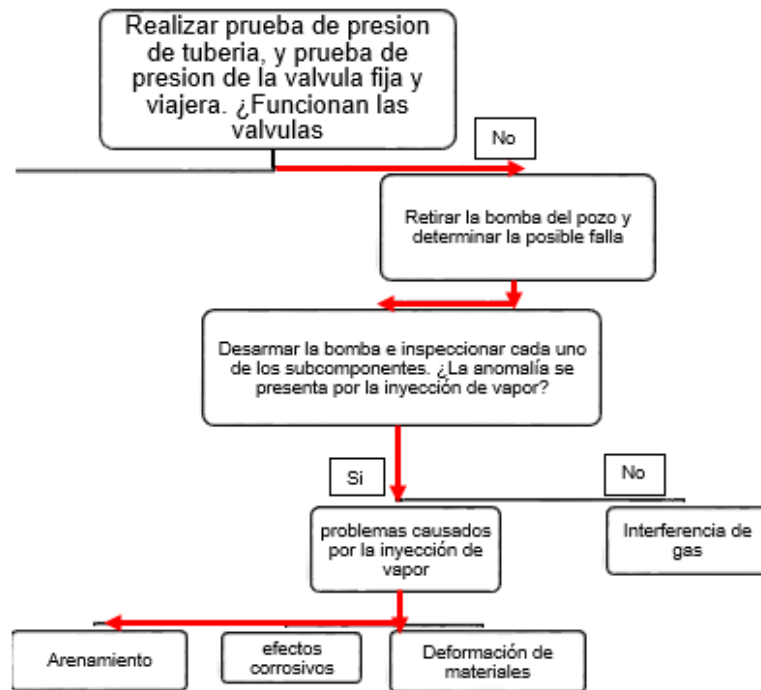
Figura 46. Dinagrama del pozo EJEMPLO 1.



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltd. Área de producción del campo Moriche. Registro de Dinagramas y bombas.

Después de haber realizado dicha prueba dinamométrica, es reportado la falla del pozo a la Unidad de Equipo pesado & Well Services del campo Moriche, en el cual llevan su equipo de operación para realizar su respectivo mantenimiento del pozo. Una vez que llegan al pozo el supervisor revisar la unidad de bombeo por lo cual determina que se encuentra en óptimas condiciones y los accesorios como grapa, barra lisa y guaya se encuentra en optimo estado, por lo cual por regla general de la unidad es necesario realizar un *FLUSHING* para verificar el estado y la integridad de la bomba por la cual se determina por mediante pruebas de la carrera ascendente y descendente, que las válvulas no funcionan y se debe proceder a realizar la extracción de la bomba del pozo. Los pasos para seguir se muestran en el árbol de decisiones de la figura 47.

Figura 47. Procedimiento para concluir la falla de la bomba.



Después de haber retirado la bomba del pozo del pozo se observó que la bomba se encontraba arena por lo cual erosiono el barril y el pistón provocando que este no pudiera fluir debido a la cantidad de arena que se encontraba dentro de este. Como se muestra en la figura 48.

Figura 48. Registro fotográfico del arenamiento de la bomba.



6.2.2 Aplicación de la metodología para el pozo EJEMPLO 2. Para este caso el pozo EJEMPLO 2, se encontraba desde el mes de enero hasta el mes de junio en óptimas condiciones de producción y bombeo, por lo cual en el mes de julio empezó su declinación, se tiene el historial del pozo del año 2017 donde se evidencia que se realizó el ciclo de inyección de vapor en el mes de julio por lo cual debería tenerse una producción incremental y el pozo sigue declinando. Como se muestra en la figura 49.

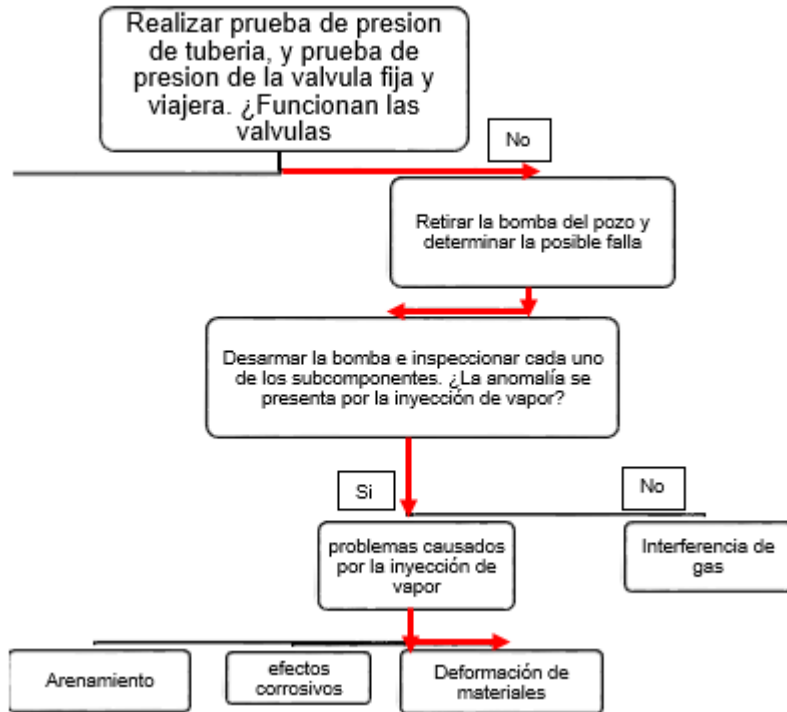
Figura 49. Barriles producidos del pozo EJEMPLO 2.



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltd. Área de producción del campo Moriche. Registro de producción diaria de crudo.

Respectivamente después de la inyección cíclica de vapor no se obtuvo ninguna producción incremental por lo cual, se realizó la prueba dinamométrica al pozo EJEMPLO 2. Por cual presentaba deficiencia de bombeo por la válvula y también por desgaste abrasivo del pistón. Ver figura 50

Figura 51. Procedimiento para concluir la falla de la bomba.



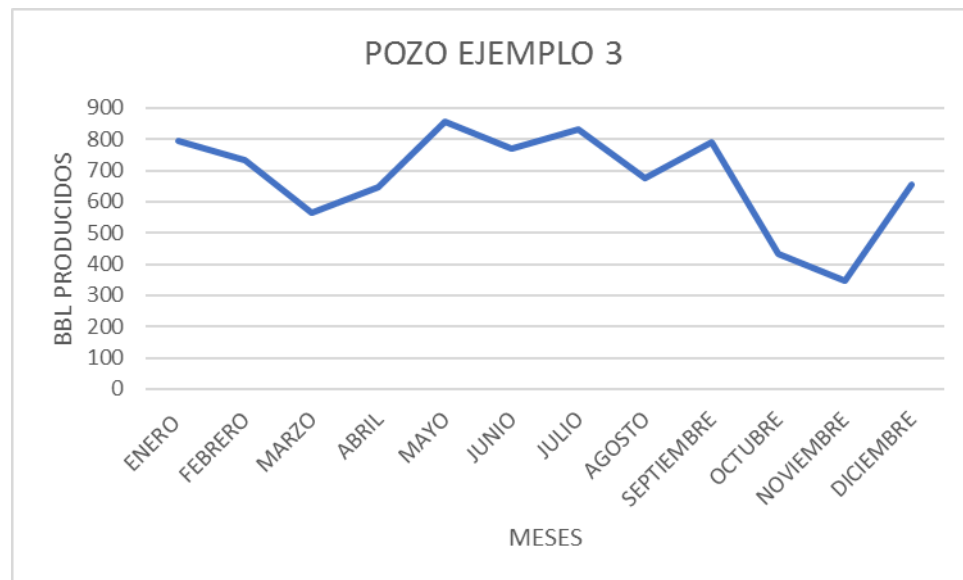
Al retirar la bomba del pozo, esta se evidencio con arena, pero también el asiento de la bola de la válvula fija salió totalmente partido debido a las altas temperaturas y la gran cantidad de sedimentos que arrastro. Ver figura 52.

Figura 52. Registros fotográficos de la falla del pozo EJEMPLO 2.



6.2.3. Aplicación de la metodología para el pozo EJEMPLO 3. Para este caso el pozo EJEMPLO 3, se encontraba desde el mes de mayo hasta el mes de agosto en óptimas condiciones de producción y bombeo, por lo cual en el mes de septiembre empezó su declinación, se tiene el historial del pozo del año 2017 donde se evidencia que se realizó el ciclo de inyección de vapor en el mes de octubre por lo cual debería tenerse una producción incremental y el pozo sigue declinando. Como se muestra en la figura 53.

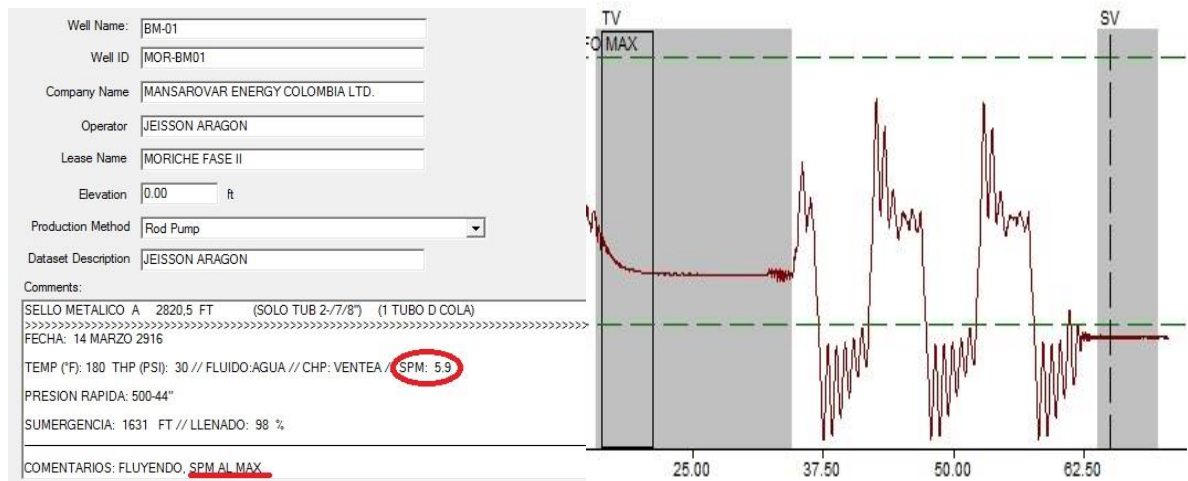
Figura 53. Barriles producidos del pozo EJEMPLO 3.



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltd. Área de producción del campo Moriche. Registro de producción diaria de crudo.

Respectivamente después de la inyección cíclica de vapor no se obtuvo ninguna producción incremental por lo cual, se realizó la prueba dinamométrica al pozo EJEMPLO 2. Por cual presentaba deficiencia de bombeo por la válvula y también por desgaste abrasivo del pistón. Ver figura 54.

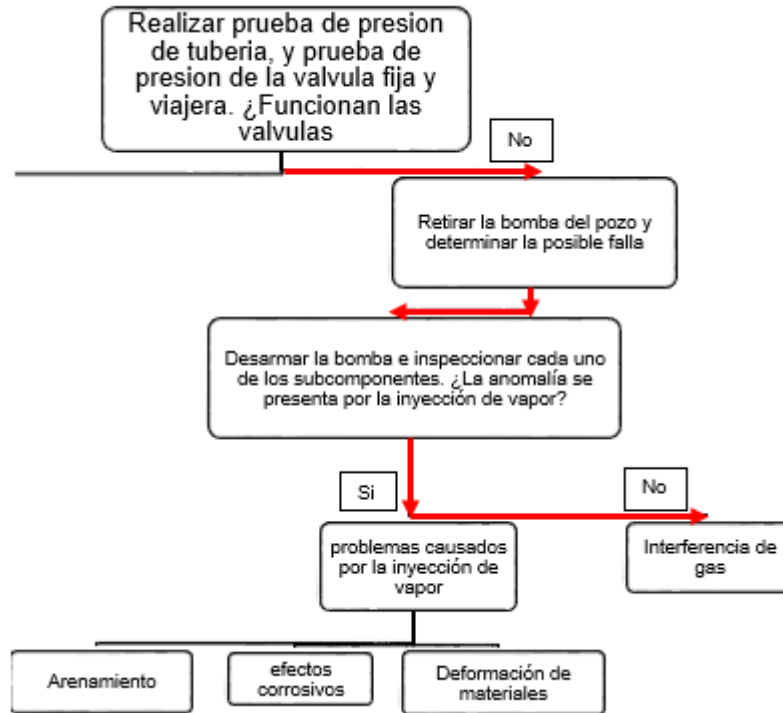
Figura 54. Dinagrama del pozo EJEMPLO 3.



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltd. Área de producción del campo Moriche. Registro de Dinagramas y bombas.

Después de haber realizado dicha prueba dinamométrica, es reportado la falla del pozo a la Unidad de Equipo pesado & Well Services del campo Moriche, en el cual llevan su equipo de operación para realizar su respectivo mantenimiento del pozo. Una vez que llegan al pozo el supervisor revisar la unidad de bombeo por lo cual determina que se encuentra en óptimas condiciones y los accesorios como grapa, barra lisa y guaya se encuentra en optimo estado, por lo cual por regla general de la unidad es necesario realizar un *FLUSHING* para verificar el estado y la integridad de la bomba por la cual se determina por mediante pruebas de la carrera ascendente y descendente, que las válvula Fija no funciona y se debe proceder a realizar la extracción de la bomba del pozo. Los pasos para seguir se muestran en el árbol de decisiones de la figura 55.

Figura 55. Diagrama de decisiones para concluir la falla de la bomba.



Al retirar la bomba del fondo del pozo se evidenció que la válvula fija presentaba fugas con el asiento de la bola, debido a la porosidad de la válvula debido a la interferencia de gas aportada por el pozo, causando una deficiencia de bombeo.

Figura 56. Registros fotográficos de las fallas del pozo EJEMPLO 3.



Tabla 10. CASO 1.

Mecanismo De Falla	Análisis De Falla	Componentes Afectados	Criterios Y Recomendaciones
<p>Condiciones abrasivas, causada el rozamiento entre el pistón y el barril por exceso de arena</p>	<p>se presenta debido a la cantidad de vapor inyectada en la formación de interés presenta poca consolidación de finos causando así una mayor producción de arena</p> <p>También se presenta al exceso de strokes de la bomba causando que este drene el pozo más rápido, logrando así una mayor acumulación de sólidos en la bomba.</p>	<p>Barril</p> <p>Pistón</p>	<p>Para evitar este problema es necesario disminuir los strokes de la bomba para así evitar el paso de finos y solidos a la bomba</p> <p>se recomienda utilizar una extensión wipper en la bomba para así no volver a presentar este problema y garantizar una mayor actividad de bombeo</p>

REGISTRO FOTOGRAFICO



Tabla 11. CASO 2.

Mecanismo De Falla	Análisis De Falla	Componentes Afectados	Criterios Y Recomendaciones
<p>Exceso critico de Arena</p> <p>Pega entre el barril y pistón</p> <p>Abrasión en el pistón y barril</p>	<p>se presenta debido a la cantidad de vapor inyectada en la formación de interés presenta poca consolidación de finos causando así una mayor producción de arena</p> <p>También se presenta al exceso de strokes de la bomba causando que este drene el pozo más rápido, logrando así una mayor acumulación de sólidos en la bomba.</p>	<p>Barril</p> <p>Pistón</p> <p>Pull Tube</p>	<p>Para evitar este problema es necesario disminuir los strokes de la bomba para así evitar el paso de finos y solidos a la bomba</p> <p>se recomienda utilizar una extensión doble wipper en la bomba para así no volver a presentar un exceso critico de arena, lo cual provoca un desgaste y daño en los equipos de subsuelo y superficie</p>

REGISTRO FOTOGRAFICO



Tabla 12. CASO 3.

Mecanismo De Falla	Análisis De Falla	Componentes Afectados	Criterios Y Recomendaciones
<p>Exceso critico de solidos</p> <p>Daño en el Asiento y bola de la válvula fija</p> <p>Abrasión en el asiento y bola de la válvula fija</p>	<p>Este problema se presenta debido a la depositación y acumulación de parafina presente en el fondo del pozo</p> <p>También puede ser solidos de alguna formación cercana tuvo algún tipo de desprendimiento debido a la inyección cíclica de vapor.</p>	<p>Asiento de la válvula</p> <p>Bola de la válvula</p>	<p>Para evitar este problema es necesario disminuir los strokes de la bomba para así evitar el paso de finos y solidos a la bomba</p> <p>Se recomienda una verificación por el área de yacimientos, para determinar cuál fue la posible formación pudo desprender este tipo de sólido.</p>
REGISTRO FOTOGRAFICO			
			

Tabla 13. CASO 4.

Mecanismo De Falla	Análisis De Falla	Componentes Afectados	Criterios Y Recomendaciones
<p>Exceso critico de Arena</p> <p>Pega entre el barril y pistón</p> <p>Abrasión en el pistón y barril</p>	<p>se presenta debido a la cantidad de vapor inyectada en la formación de interés presenta poca consolidación de finos causando así una mayor producción de arena</p> <p>También se presenta al exceso de strokes de la bomba causando que este drene el pozo más rápido, logrando así una mayor acumulación de sólidos en la bomba.</p>	<p>Barril</p> <p>Pistón</p> <p>Pull Tube</p>	<p>Para evitar este problema es necesario disminuir los strokes de la bomba para así evitar el paso de finos y solidos a la bomba</p> <p>se recomienda utilizar una extensión doble wipper en la bomba para así no volver a presentar un exceso critico de arena, lo cual provoca un desgaste y daño en los equipos de subsuelo y superficie</p>

REGISTRO FOTOGRAFICO



Tabla 14. CASO 5.

Mecanismo De Falla	Análisis De Falla	Componentes Afectados	Criterios Y Recomendaciones
<p>Exceso baches de vapor</p> <p>Exceso de H₂S</p> <p>Golpe excesivo en el asiento de la válvula</p>	<p>se presenta por el exceso de gas que presenta el pozo por lo cual hace que la válvula gas Brecker genere golpe excesivo en el asiento de la válvula causando una fisura.</p> <p>También se presenta por el exceso de H₂S el cual ayuda al desgaste acelerado de los accesorios, debilitando así su metalurgia.</p>	<p>Válvula gas Brecker</p> <p>Asiento de la Válvula</p>	<p>Se recomienda realizar un flushing con agua al pozo para así evitar el exceso de gas en el pozo</p> <p>Se recomienda evaluar tipo de metalurgia de los accesorios y utilizar uno de mayor dureza y de mejor calidad para así evitar inconvenientes futuros</p>

REGISTRO FOTOGRAFICO



Tabla 15. CASO 6.

Mecanismo De Falla	Análisis De Falla	Componentes Afectados	Criterios Y Recomendaciones
Exceso baches de vapor Exceso de H ₂ S Golpe de bomba Mal diseño de la bomba	se presenta por la mala prácticas de arme de la bomba la cual provoco un curvamiento en el vástago de la válvula gas brecker También debido a las altas temperaturas que se manejan en el pozo pudo que este sufriera una deformación mecánica debido a la gran cantidad de baches de gas que maneja	Válvula gas Brecker Asiento de la Válvula	Se recomienda realizar un flushing con agua al pozo para así evitar el exceso de gas y temperatura en el pozo Se recomienda evaluar tipo de metalurgia de los accesorios y utilizar uno de mayor dureza y de mejor calidad para así evitar inconvenientes futuros

REGISTRO FOTOGRAFICO



Tabla 16. CASO 7.

Mecanismo De Falla	Análisis De Falla	Componentes Afectados	Criterios Y Recomendaciones
<p>Desgaste erosivo de la válvula semiesférica gas Brecker</p> <p>Desgaste prolongado del asiento de la válvula</p>	<p>Se presenta este tipo de problema por la cantidad excesiva de baches de vapor y H₂S, que bombea el pozo causando golpe prolongado a los accesorios</p> <p>También debido a las altas temperaturas que se manejan en el pozo pudo que este sufriera una deformación mecánica</p>	<p>Válvula gas Brecker</p> <p>Asiento de la Válvula</p>	<p>Se recomienda realizar un flushing con agua al pozo para así evitar el exceso de gas y temperatura en el pozo</p> <p>Se recomienda evaluar tipo de metalurgia de los accesorios y utilizar uno de mayor dureza y de mejor calidad para así evitar inconvenientes futuros</p>

REGISTRO FOTOGRAFICO

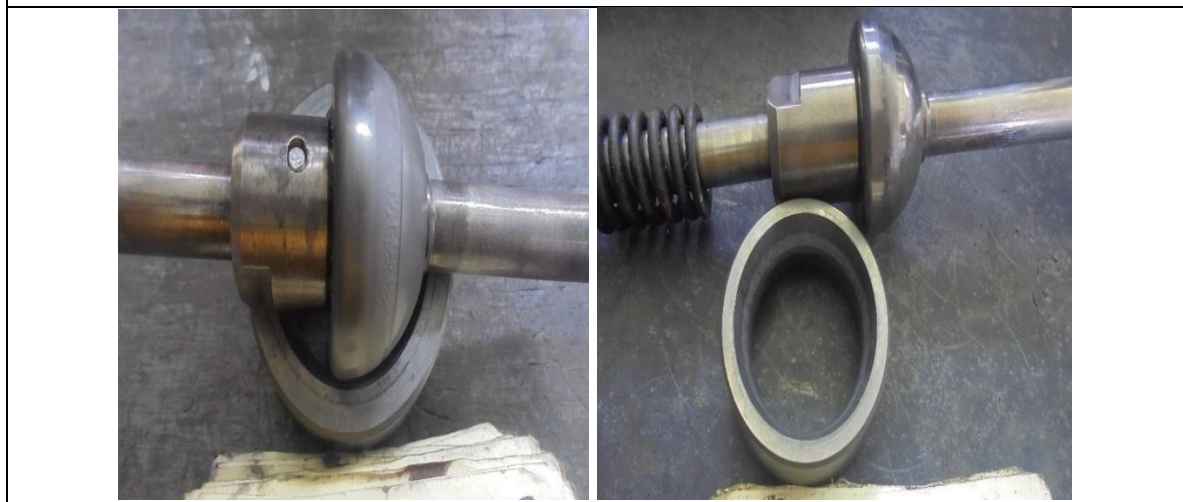


Tabla 17. CASO 8.

Mecanismo De Falla	Análisis De Falla	Componentes Afectados	Criterios Y Recomendaciones
<p>Exceso critico de arena</p> <p>Condiciones abrasivas en los anillos wipper</p> <p>Daño mecánico en la cubierta de los anillos</p>	<p>Se presenta este tipo de falla debido a la cantidad excesiva de finos que arrastra el pozo después de su ciclo de inyección</p> <p>Los anillos wipper no están cumpliendo con las funciones requeridas, debido a que el material no tiene la dureza necesaria para proteger la cubierta del pistón.</p>	<p>Pistón</p> <p>Extensión wipper</p> <p>Anillos wipper</p> <p>Cubierta de los anillos wipper</p>	<p>se recomienda cambiar los anillos de la extensión wipper por unos de mayor de dureza, para así evitar problemas futuros.</p> <p>Es necesario contar con una extensión doble wipper con mayor cantidad de anillos, para obtener una mayor eficiencia de arrastre de loa finos.</p> <p>Se recomienda disminuir los strokes de la bomba</p>

REGISTRO FOTOGRAFICO

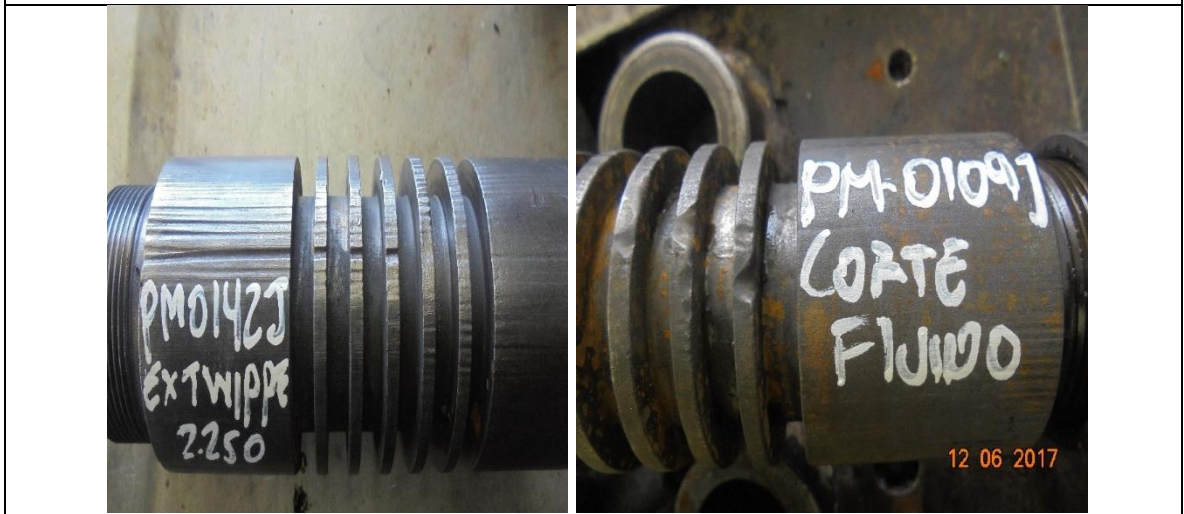


Tabla 18. CASO 9.

Mecanismo De Falla	Análisis De Falla	Componentes Afectados	Criterios Y Recomendaciones
<p>Exceso critico de arena</p> <p>Condiciones abrasivas en los anillos wipper</p> <p>Daño mecánico en la cubierta de los anillos</p> <p>Daño abrasivo en la superficie del pistón</p> <p>Daño abrasivo dentro del pistón</p>	<p>Se presenta este tipo de falla debido a la cantidad excesiva de finos que arrastra el pozo después de su ciclo de inyección</p> <p>Los anillos wipper no están cumpliendo con las funciones requeridas, debido a que el material no tiene la dureza necesaria para proteger la cubierta del pistón.</p>	<p>Pistón</p> <p>Extensión wipper</p> <p>Anillos wipper</p> <p>Cubierta de los anillos wipper</p> <p>Barril</p>	<p>se recomienda cambiar los anillos de la extensión wipper por unos de mayor de dureza, para así evitar problemas futuros.</p> <p>Es necesario contar con una extensión doble wipper con mayor cantidad de anillos, para obtener una mayor eficiencia de arrastre de loa finos.</p> <p>Se recomienda reducir los strokes de las bombas para no arrastrar muchos finos en superficie.</p>

REGISTRO FOTOGRAFICO



Tabla 19. CASO 10.

Mecanismo De Falla	Análisis De Falla	Componentes Afectados	Criterios Y Recomendaciones
<p>Daño mecánico en el pistón</p> <p>Condiciones abrasivas por solidos</p> <p>Daño abrasivo en la superficie del pistón</p>	<p>Se presenta este tipo de falla debido a la cantidad excesiva de finos y solidos que arrastra el pozo después de su ciclo de inyección</p> <p>El pistón no tenía instalado una extensión wipper por los cual no pudo hacer un manejo eficiente de la arena, lo cual causó daños mecánicos del pistón y barril</p>	<p>Pistón</p> <p>Barril</p> <p>Conectores Pin del Barril</p>	<p>Se recomienda instalar una extensión doble wipper, para prevenir daños mecánicos de los accesorios de la bomba.</p> <p>Se recomienda disminuir los strokes de la bomba, para no presentar acumulación de arenas y finos dentro del barril</p>

REGISTRO FOTOGRAFICO



Tabla 20. CASO 11.

Mecanismo De Falla	Análisis De Falla	Componentes Afectados	Criterios Y Recomendaciones
<p>Erosión del asiento de la bola</p> <p>Condiciones abrasivas por solidos</p> <p>Daño abrasivo en la superficie bola</p>	<p>Se presenta este tipo de falla debido a la cantidad excesiva de finos y solidos que arrastra el pozo después de su ciclo de inyección</p> <p>La bola y el asiento de la bola presentan porosidad, lo cual no permite un sello totalmente hermético generando perdidas al momento de bombear el fluido a superficie</p>	<p>Asienta de la Bola</p> <p>Bola</p>	<p>Se recomienda instalar una extensión doble wipper, para prevenir daños mecánicos de los accesorios de la bomba.</p> <p>Se recomienda disminuir los strokes de la bomba, para no presentar acumulación de arenas y finos dentro de las válvulas de las bombas</p> <p>Se recomienda verificar la metalurgia de los accesorios.</p>

REGISTRO FOTOGRAFICO



Tabla 21. CASO 12.

Mecanismo De Falla	Análisis De Falla	Componentes Afectados	Criterios Y Recomendaciones
<p>Erosión del asiento de la bola</p> <p>Condiciones abrasivas por solidos</p> <p>Daño abrasivo en la superficie bola</p> <p>Daño mecánico de del asiento de la bomba</p>	<p>Se presenta esta falla debido a las altas temperatura en el fondo del pozo, lo cual, al generar el respectivo bombeo, la bola golpea en asiento causando un desgaste severo en el proceso.</p> <p>La bola y el asiento no poseen la metalurgia adecuada para garantizar un proceso a altas temperaturas.</p>	<p>Asienta de la Bola</p> <p>Bola</p>	<p>Se recomienda verificar con el proveedor el tipo de metalurgia que se instala en cada uno de los accesorios de la bomba.</p> <p>Se recomienda inspeccionar el ensamble de las bombas para garantizar un proceso exitoso y no tener problemas futuros.</p>

REGISTRO FOTOGRAFICO



Tabla 22. CASO 13.

Mecanismo De Falla	Análisis De Falla	Componentes Afectados	Criterios Y Recomendaciones
<p>Erosión en el Pull Tube de la bomba</p> <p>Erosión excesiva en el barril</p> <p>Daño abrasivo en la parte interna del barril</p>	<p>Se presenta este tipo de falla debido a la cantidad excesiva de finos que arrastra el pozo después de su ciclo de inyección</p> <p>También se presenta al exceso de strokes de la bomba causando que este drene el pozo más rápido, logrando así una mayor acumulación de sólidos en la bomba.</p>	<p>Pull tube</p> <p>Barril</p> <p>Pistón</p>	<p>Se recomienda instalar una extensión doble wipper en el pistón de la bomba para no permitir el paso de sedimentos y solidos entre el barril y pistón.</p> <p>Se recomienda disminuir los strokes de la bomba, para evitar la acumulación de sólidos y arenas dentro del barril y pistón.</p>

REGISTRO FOTOGRAFICO



Tabla 23. CASO 14.

Mecanismo De Falla	Análisis De Falla	Componentes Afectados	Criterios Y Recomendaciones
<p>Daño abrasivo del pistón</p> <p>Daño erosivo de la superficie del pistón.</p> <p>Daño corrosivo del pistón</p>	<p>Se presenta este tipo de falla debido a la cantidad excesiva de finos que arrastra el pozo después de su ciclo de inyección</p> <p>También se presenta al exceso de strokes de la bomba causando que este drene el pozo más rápido, logrando así una mayor acumulación de sólidos en la bomba.</p> <p>Se presenta daño corrosivo</p>	<p>Pistón</p>	<p>Se recomienda instalar una extensión doble wipper en el pistón de la bomba para no permitir el paso de sedimentos y solidos entre el barril y pistón.</p> <p>Se recomienda utilizar materiales que sean resistentes a los gases corrosivos del pozo y así evitar problemas futuros.</p> <p>Se recomienda disminuir el strokes de la bomba, para disminuir la entrada de solidos a la bomba</p>

REGISTRO FOTOGRAFICO



Tabla 24. CASO 15.

Mecanismo De Falla	Análisis De Falla	Componentes Afectados	Criterios Y Recomendaciones
<p>Daño corrosivo</p> <p>Daño erosivo en los pines de la varilla</p>	<p>Este problema se presenta debido a toda la exposición de gas vapor, gas H₂S, componentes del petróleo, causando un exceso de oxidación en la varilla causando partiduras en los pines y en el cuerpo de la varilla debido a los esfuerzos tensionales que este ejerce a diario</p>	<p>Varilla</p> <p>Pines de varilla</p>	<p>Se recomienda implementar varillas con mejores propiedades metalúrgicas, debido a las que se usan no soporta los parámetros de corrosión que se presentan en algunos pozos del campo.</p>

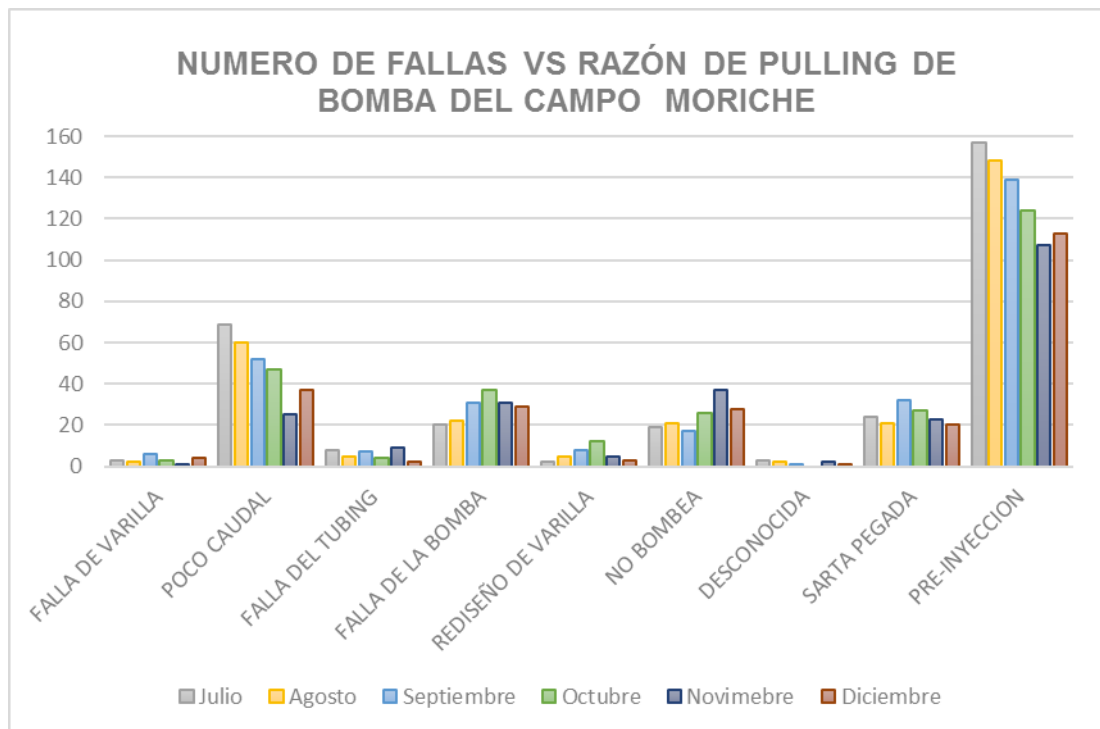
REGISTRO FOTOGRAFICO



6.3 COMPONENTES DE LAS BOMBAS AFECTADOS POR LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

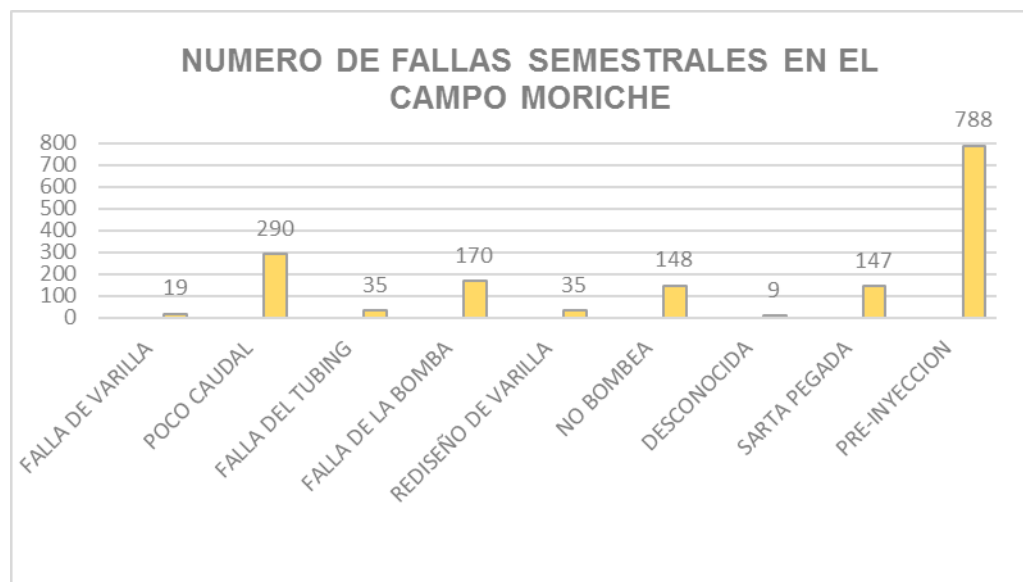
De acuerdo con el análisis realizado anteriormente se pudo determinar que la inyección cíclica de vapor causa de manera subyacente y daño grave a los accesorios y componentes de la bomba de una manera directa e indirecta, a través de las imágenes analizada se determinó que esta provoca una gran liberación de finos y sólidos en la cara de la formación lo cual hace que estos solidos ingresen a la bomba causando fallas y problemas económicos y operacionales que afectan la producción diaria del campo. También a partir de los datos estadísticos se obtuvieron en el periodo del mes de julio a diciembre del 2017, se determinaron las fallas que más afectaron las combas. Entre ellos se mostrará la razón por la cual fueron retiradas las bombas y también los datos estadísticos de los subcomponentes fallados.

Figura 57. Numero de fallas vs razón de pulling de bomba campo del moriche.



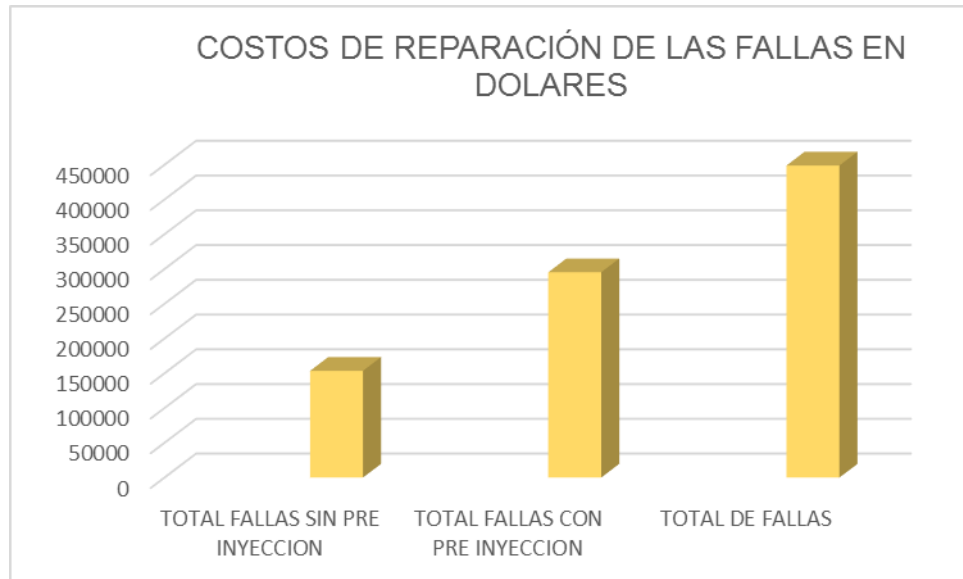
De la figura 57, se muestra que los mayores motivos por lo cual se retira la bomba del fondo de pozo es por los Pre-inyección los cuales consiste en retira toda la sarta de varilla para inyectar los ciclos de vapor y así disminuir los daños corrosivos de los materiales, también se observa que una de las fallas que sobresalen son la sarta pegada, falla de la bomba, poco caudal y no bombea, los cuales estos son causados por las fallas de los subcomponentes que afectan la integridad y vuelven el sistema de bombeo deficiente.

Figura 58. Numero de fallas semestrales en el campo moriche.



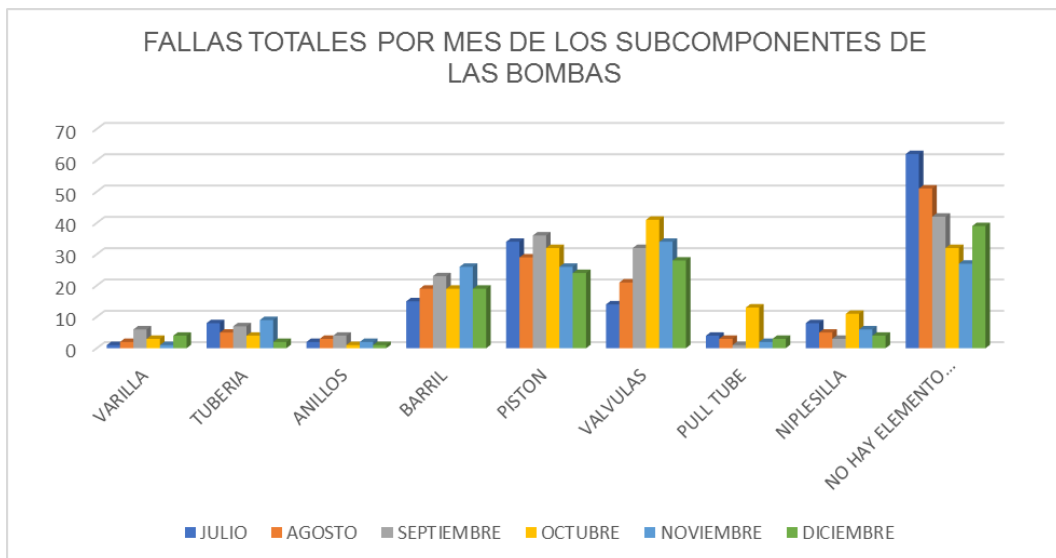
También se obtuvieron los costos de reparación cuando las bombas son extraídas y llevadas al taller de bombas, cabe destacar que los costos más elevados son cuando se realizan los Pre-inyección, para realizar la inyección cíclica de vapor y obtener una mayor producción en los pozos, también cabe mencionar que en los pre-inyección las bombas también presentan fallos por los cual se retiran para minimizar costos.

Figura 59. Costos de reparación de las falladas en el campo moriche.



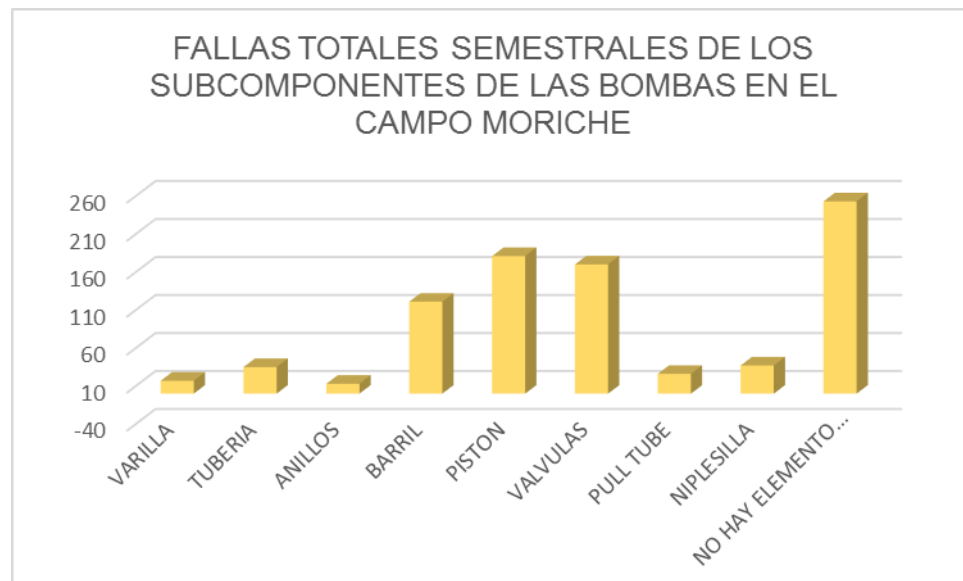
En el anexo B se encuentra la información detallada de las fallas y de los costos de reparación del periodo en julio y diciembre del 2017. De las gráficas anteriores se obtuvieron los datos por los cuales son retiradas las bombas, sin tener en cuenta los subcomponentes fallados, en las siguientes graficas se mostrarán la cantidad de fallas por los subcomponentes de las bombas del campo moriche.

Figura 60. Fallas mensuales de los subcomponentes de las bombas



De la gráfica anterior se observa que el ítem que más sobresale es no hay elementos fallados, este representa la mayor cantidad, debido a que la mayoría de los pozos tienen problema de arenamiento o baches de vapor los cuales causan que sus componentes se bloqueen y en algunos casos queda en buenas condiciones para ser reutilizados. Por otra parte, se identifican que los subcomponentes que más fallan en el campo moriche son el barril, pistón y válvulas debido a la gran cantidad de arena que producen estos pozos. A continuación, se mostrarán la cantidad de fallas totales en el periodo de julio a diciembre de 2017.

Figura 61. Fallas totales semestrales de los subcomponentes de las bombas en el campo moriche



Tiendo en cuenta las gráficas anteriores y las fallas de los subcomponentes de las bombas, en el taller de bombas se desarrolló las estadísticas que indican la causa raíz principal del problema como se muestra en la figura 62 y 63.

Figura 62. Causa raíz de las fallas de los subcomponentes de las bombas del campo moriche.

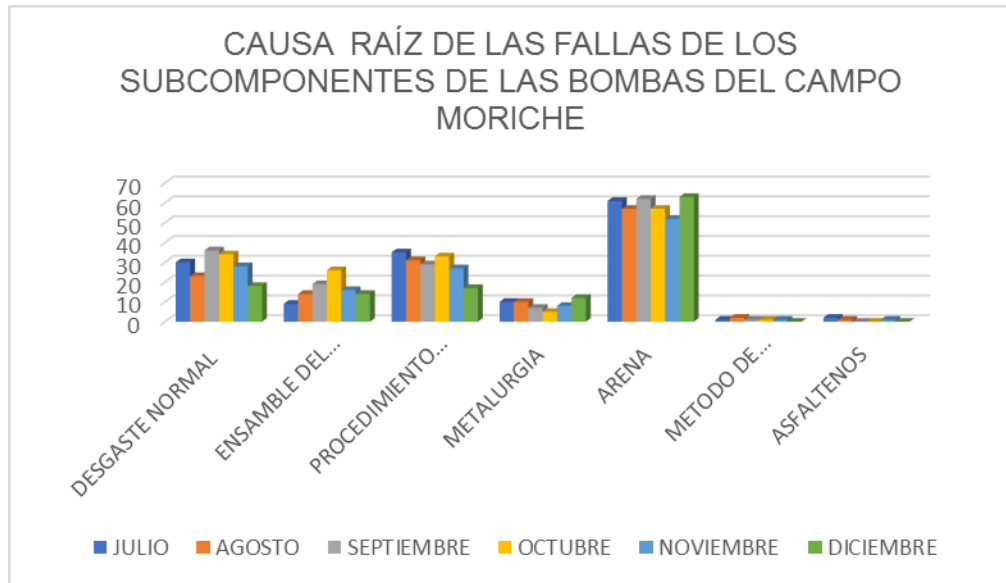
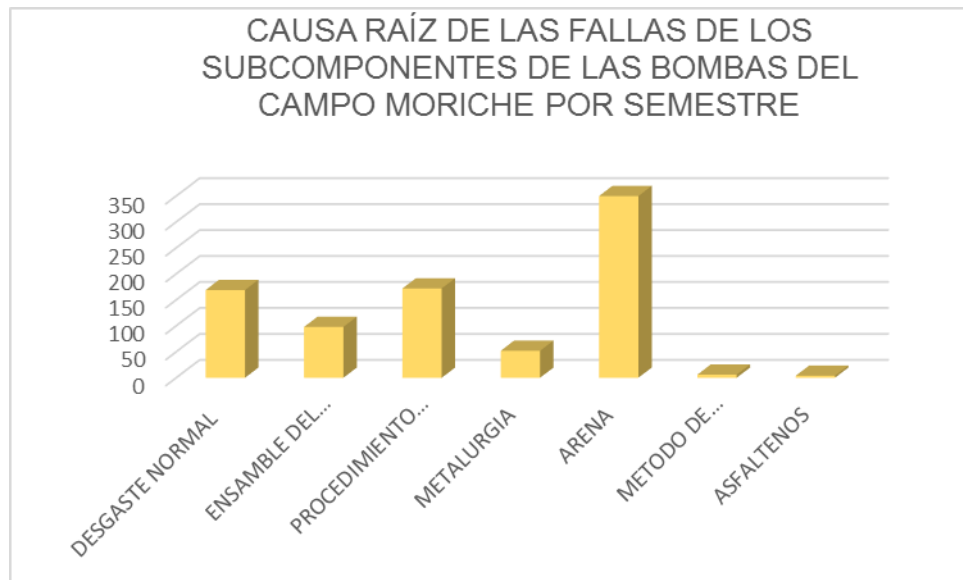


Figura 63. Causa raíz de las fallas de los subcomponentes de las bombas del campo moriche por semestre.



Teniendo en cuenta los reportes estadísticos mostrados anteriormente, se identifica claramente que la inyección cíclica de vapor en el campo moriche causa problemas

con mayor impacto en los subcomponentes de las bombas como son el pistón, las válvulas y el barril.

Estos subcomponentes son los más fallados debido a que la inyección de vapor en el campo moriche causa un problema subyacente más, que la producción excesiva de arena, la cual representa aproximadamente 60 fallas mensuales debido a que la formación productora del campo moriche contiene una matriz poco consolidada por lo cual cada vez que se realiza la respectiva inyección de vapor, esta desprende cada vez más arenas, finos y solidos los cuales causan los problemas que se mostraron en las gráficas anteriores. De lo anterior se pudo identificar que los subcomponentes más afectados en el campo moriche son:

- Válvula fija
- Válvula viajera
- Válvula gas brecker
- Extensión Wipper
- Pistón
- Barril

Estos son los componentes que más fallan debido a que son móviles (excepto el barril), es decir aquellos que siempre están en movimiento y a su vez haciendo contacto con algún otro accesorio de la bomba los cual hace que su desgaste sea mayor que en comparación de otros.

Para evitar estos problemas a diario es necesario conocer muy bien las propiedades y cualidades que posee cada clúster del campo moriche, para así poder determinar los problemas operacionales que han presentado las anteriores bombas y basados en esa información implementar las nuevas configuraciones de las bombas para prevenir problemas futuros.

6.4 PARÁMETROS PARA SELECCIONAR UNA BOMBA CUANDO SE REALIZA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR.

Debido a las altas temperaturas y presiones que se manejan cuando se inyecta vapor a los pozos, la estructura mecánica del pozo sufre daños acelerados debido a la abrasión que producen los granos de arena que se desprenden de la formación por el arrastre del vapor a altas velocidades en toda la estructura metálica del pozo y del sistema del bombeo artificial.

Debido a que la producción de arena es uno de los más extensos y costosos problemas asociados en los proyectos de recobro térmico, es necesario seleccionar la bomba adecuada e ideal para así tener un proceso óptimo en la extracción de petróleo.

Teniendo en cuenta lo anterior los criterios para selección bomba cuando se realiza inyección cíclica de vapor en el campo moriche son:

- Seleccionar una bomba inserta RWAM con anclaje superior, para garantizar una mayor estabilidad en la bomba cuando esta se somete a inyección de vapor, debido a que la presión que manejan los generadores es de 1050 psi y 550 °F.
- Según los datos estadísticos de las fallas en el campo moriche es necesario seleccionar una extensión especial para el manejo de arena como son los wipper, dobles wipper y los pistones anillados para evitar problemas de arenamiento dentro de la bomba. Ya que el campo moriche está teniendo más de 60 problemas de arenamiento mensuales por no tener este tipo de extensión, teniendo una diferida de producción de 200 barriles. Por no prevenir este tipo de problema.

- Debido a los ciclos de vapor inyectado en los pozos del campo moriche, estos comienzan a emanar un gran cantidad de bache de vapor y de gases tóxicos por los cual esto bloquea las válvulas de las bombas causando un bombeo deficiente y desgastes de los materiales por lo cual es necesario seleccionar válvulas gas brecker para evitar influjo de gas dentro de las bombas para evitar el bloqueo de las válvulas fija y viajera y también para optimizar la producción cuando el pozo produce baches de vapor.
- seleccionar bombas y accesorios especiales con las propiedades metalúrgicas necesarias para soportar las altas temperaturas y altas presiones, debido a que algunos pozos en el campo moriche presenta dogled severos y ese cambio angular puede causar fisuras y curvas en los materiales de las bombas.
- Seleccionar bombas con extensiones Steam By Pass para permitir el paso de vapor a la formación productora sin necesidad de extraer la bomba a superficie.
- En el campo moriche se tienen clúster que producen altos volúmenes de gases por lo cual es necesario implementar bombas y accesorios especiales con alta resistencia a la corrosión por gases como vapor de agua y H₂.

7. CONCLUSIONES

- La metodología del análisis técnico es un mecanismo formalizado con todos los parámetros visuales, físicos y técnicos, con ayuda del personal del taller de bombas y al Ingeniero ALS determinan todas las posibles fallas que presento la bomba, durante su periodo de producción y así mismo identificar las soluciones posibles para evitar daños futuros y garantizar una óptima producción de petróleo.
- El problema principal en las bombas de subsuelo del campo Moriche ocurren debido a la producción excesiva de arena causada por la inyección cíclica de vapor, lo cual deteriora y acorta el RunLife de los accesorios como son las válvulas fijas y viajeras, el pistón, el barril, la válvula gas brecker, las extensiones wipper y otros componentes de la bomba.
- Otro problema subyacente a la inyección cíclica de vapor es la corrosión que sufren los todos los componentes de la bomba, debido a que son sometidos a altas presiones y temperaturas, lo cuales cambian las propiedades metalúrgicas de los materiales ocasionando que estos se deterioren de una manera más rápida.
- Es necesario establecer los strokes necesarios de las bombas con los ingenieros de producción, para no arrastrar tanta cantidad de finos y sólidos en las bombas y en las líneas de producción en superficie, con el fin de garantizar un mayor RunLife de las bombas y en los accesorios especiales

- Es necesario contar con un personal especializado en el ensamble y desensambles de las bombas para optimizar tiempos de logísticas, eficiencia de las bombas entre otros.

8. RECOMENDACIONES

- Analizar todos los accesorios de las bombas de subsuelo a través de una contratista especializada en metalurgia para garantizar la integridad de los materiales con los cuales fueron construido y garantizar que cumplen las normas exigidas
- Implementar una guía rápida en el campo Moriche para identificar cuáles son los clústeres de mayor producción de arena y gas para así poder instalar una bomba especializada y disminuir los daños de las bombas, garantizando una mayor producción de petróleo.
- Implementar nuevas tecnologías en bombas especializadas para el control de arena y gas, para mitigar los gastos en reparaciones de bombas y aumentar la producción de petróleo del campo.
- Analizar e implementar nuevas extensiones y accesorios especiales para las bombas tipo RWAM, para determinar cuales se acoplan más al campo moriche y así contar con varias soluciones a los problemas que se presentan
- Analizar las fallas de bombas causadas por la inyección cíclica de vapor en pozos horizontales como en los campos abarco y Underriver-Nare
- Analizar como la inyección de geles puede ocasionar problemas en el sistema de bombeo mecánico.
- Realizar un análisis comparativo entre las bombas insertables y las bombas TH cuando se someten a inyección de vapor en un campo de pozos horizontales.

BIBLIOGRAFÍA

ALVAREZ DIAZ, Daniel Alejandro. GAMA GUTIERREZ, Juan Felipe. 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. Trabajo de grado. FUNDACION UNIVERSIDAD DE AMERICA. Bogotá D.C. 2017

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API 11ax - specification for subsurface sucker rod pumps and fittings. Eleventh edition. June. 2001

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API 11b - specifications for sucker rods. Twenty-Sixth edition. January 1. 1998

BOLLAND. Manual de partes. Bombas mecánicas de profundidad. Versión 2005.01

DIAZ CABRERA, Jorge Antonio. LOPEZ URIBE, Juan Enrique. Análisis y mejoramiento de la producción de pozos en bombeo mecánico con alta relación gas aceite. aplicación campo Payoa. Trabajo de grado. UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. Bucaramanga. 2007

GARCÍA Fabian. VLEUGELS Alejandro. SÁNCHEZ Juan, HIRSCHFELDT Marcelo. Criterios de selección de bombas mecánicas de profundidad no convencionales. Pan American Energy

GARZON NAVARRO, Edgar Alexander. PONCE HIDALGO, Ronald Darío. Evaluación de la viabilidad técnica y financiera de utilizar la inyección cíclica de vapor como método de recuperación incremental de crudo en campo moriche

estudio de prefactibilidad. UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. Bucaramanga. 2010.

GRANADOS PADILLA, Juley María. Gil Diaz Emilio Adolfo. Evaluación de una alternativa al proceso de inyección cíclica de vapor mediante la adición de un solvente en un campo colombiano-laser. Trabajo de grado. UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. Bucaramanga. 2014

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS. Normas Colombianas para presentación de tesis, trabajos de grados y otros trabajos de investigación. Sexta actualización. BOGOTA D.C.: INCONTEC, 2008. 37p. NTC 1486

MALDONADO PEREZ, Lelis Aylim. Análisis del comportamiento y vida útil de las varillas en los sistemas de levantamiento artificial tipo PCP y bombeo mecánico en el campo cira-infantas. Trabajo de grado. UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. Bucaramanga. 2012

MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTD. Área de producción del campo Moriche. Cursos de bombeo mecánico y dinagramas. Curso 1. Capítulo 3. Pag 17. Puerto Boyacá. Julio 2017.

MONCADA DELGADO, Davian Augusto. Caracterización y guía de estudio de bombeo mecánico y electrosumergible para pozos de crudo pesado. Trabajo de grado. UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. Bucaramanga. 2015

NUÑEZ SANABRIA, Carlos Andrés. RODRIGUEZ RUIZ, Juan Felipe. Metodología para el análisis a la tasa de producción en pozos con bombeo mecánico aplicada a un campo colombiano. Trabajo de grado. UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. Bucaramanga. 2005

OSPINO RANGEL, Emiro José. BADILLO HERNANDEZ, Diana Carolina. Estudio técnico-económico de la aplicación del sistema de levantamiento artificial dynapump en un campo de producción de petróleo. Trabajo de grado. UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. Bucaramanga. 2010

QUINTANILLA BUENO, Verónica Marcela. evaluación técnica y financiera de la inyección cíclica de vapor mejorada con nitrógeno en un campo petróleo de crudo pesado en el Magdalena medio colombiano. Trabajo de grado. UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. Bucaramanga. 2017

RODRIGUEZ CARVAJAL, Milton José. Análisis de falla en las bombas de subsuelo del sistema bombeo mecánico en el campo Casabe. Trabajo de grado. UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. Bucaramanga. 2005

THETA ENTERPRISES INC. Optimización bombeo mecánico. Entrenamiento levantamiento artificial. 1989-2005

URIBE HIDALGO, Carlos Andrés. Evaluación técnico-financiera de un proceso de inyección cíclica de vapor usando pozos horizontales. Trabajo de grado. UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. Bucaramanga. 2012

VARGAS RINCON, Ludwing Smith. implementación del modelo de confiabilidad para bombeo mecánico basado en la metodología RIFTS aplicado a los campos de la asociación Nare. Trabajo de grado. UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. Bucaramanga. 2016.

WEATHERFORD, "Catalog of sucker rod", 2008.

WEATHERFORD, "Designing a rod pump system", 2008.

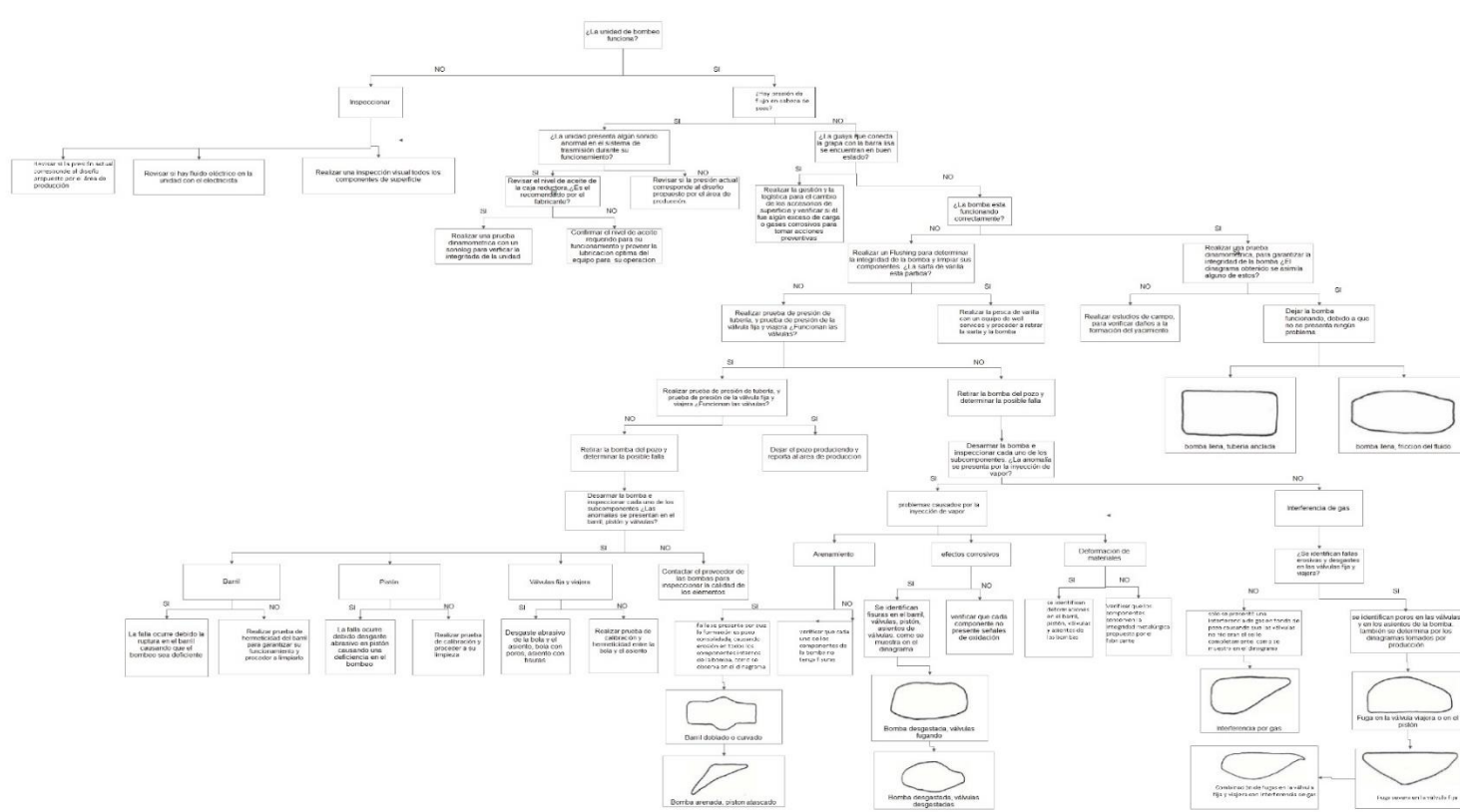
WEATHERFORD, "Rod pumps and sucker rods", 2008.

WEATHERFORD, "Rod pumping design", 2008.

WEATHERFORD, "Subsurface Rods Pumps, Parts and Accessories", 2008.

ANEXOS

Anexo A. Diagrama de árbol completo para la toma de decisiones.



Anexo B. Tabla de la cantidad fallas y costos de las bombas del campo Moriche

REPORTES ESTADISTICOS DEL PULLING DE BOMBAS EN CAMPO MORICHE									
RAZON DE PULLING	FALLAS TOTALES POR MES						COSTO DE REPARACION		
	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	SEMESTRAL	Mensual USD	Semestral
FALLA DE VARILLA	3	2	6	3	1	4	19	570	3420
POCO CAUDAL	69	60	52	47	25	37	290	8700	52200
FALLA DEL TUBING	8	5	7	4	9	2	35	1050	6300
FALLA DE LA BOMBA	20	22	31	37	31	29	170	5100	30600
REDISEÑO DE VARILLA	2	5	8	12	5	3	35	1050	6300
NO BOMBEA	19	21	17	26	37	28	148	4440	26640
DESCONOCIDA	3	2	1	0	2	1	8	270	1620
SARTA PEGADA	24	21	32	27	23	20	147	4410	26460
PRE-INYECCION	157	148	139	124	107	113	788	23640	141840
TOTAL FALLAS SIN PRE INYECCION	148	138	154	156	133	124	853	25590	153540
TOTAL FALLAS DE PRE INYECCION	157	148	139	124	107	113	788	49230	295380
TOTAL DE FALLAS	305	286	293	280	240	237	1641		448920

Anexo C. Tabla de la cantidad de fallas totales de los subcomponentes de las bombas del campo moriche

SUBCOMPONENTES FALLADOS	FALLAS TOTALES POR MES DE LOS SUBCONMPONENTES DE LAS BOMBAS						SEMESTRAL
	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	
VARILLA	1	2	6	3	1	4	17
TUBERIA	8	5	7	4	9	2	35
ANILLOS	2	3	4	1	2	1	13
BARRIL	15	19	23	19	26	19	121
PISTON	34	29	36	32	26	24	181
VALVULAS	14	21	32	41	34	28	170
PULLTUBE	4	3	1	13	2	3	26
NIPLESILLA	8	5	3	11	6	4	37
NO HAY ELEMENTO FALLADO	62	51	42	32	27	39	253
FALLAS TOTALES	148	138	154	156	133	124	853