

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**DISEÑO DE UNA VÁLVULA PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA
DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS EN EL YACIMIENTO B-2-
X 70/80 DEL CAMPO LAGUNILLAS-LAGO UBICADO EN EL LAGO DE
MARACAIBO.**

Presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Zerpa Ruiz, Omarly Gilset
Como requisito para optar al
Título de Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2019.

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

DISEÑO DE UNA VÁLVULA PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS EN EL YACIMIENTO B-2- X 70/80 DEL CAMPO LAGUNILLAS-LAGO UBICADO EN EL LAGO DE MARACAIBO.

TUTOR ACADÉMICO:

Profa. Eliana Alvarado.

TUTOR INDUSTRIAL:

Ing. José Brito.

Ing. Cardona, Jairo

Presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Zerpa Ruiz, Omarly Gilset
Como requisito para optar al
Título de Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2019

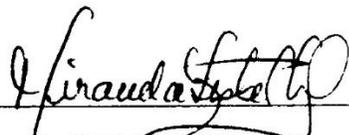
Caracas, Junio de 2019

CARTA DE APROBACIÓN

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por la Bachiller Zerpa R., Omarly G., titulado:

DISEÑO DE UNA VÁLVULA PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS EN EL YACIMIENTO B-2-X 70/80 DEL CAMPO LAGUNILLAS-LAGO UBICADO EN EL LAGO DE MARACAIBO.

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.



Prof. Lisbeth Miranda

Jurado



Prof. Sandro Gasbarri

Jurado



Prof. Eliana Alvarado

Tutor Académico



Ing. José Brito

Tutor Industrial



Ing. Jairo Cardona

Tutor Industrial

DEDICATORIA

A Dios por darme la oportunidad de vivir, por fortalecer mi corazón y por darme la fuerza que necesito en cada paso que doy para alcanzar los sueños y metas que me he trazado.

A mis padres Aligia y Omar por haberme apoyado en todo momento, especialmente a ti mami por ser un gran ejemplo cuyos sabios principios y enseñanzas han servido de gran soporte para ser quien soy. Espero poder seguir llenándolos de alegría para compensar todo lo que han hecho por mí.

A mi abuela María, por haberme apoyado en todo momento y ayudarme en los buenos y malos momentos que vivimos juntas durante todos estos años de formación.

A mi hermana Imarly, ti@s y prim@s, les dedico este trabajo y les doy las gracias por su apoyo incondicional y ayudarme en los buenos y malos momentos que vivimos juntos como familia en este largo viaje de mi formación.

A todos mis amigos y profesores, quienes me llenaron de conocimientos, buenos consejos y orientación, les doy las gracias por ser tan especiales espero que nuestra amistad perdure por siempre.

A mis tutores José, Eliana y Jairo, quienes me llenaron de conocimientos, gracias por darme la oportunidad y creer en mí.

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar quiero agradecer a Dios, por haberme dado la vida, salud y bienestar tanto a mí como a mi familia durante todos estos años de formación.

A la Universidad Central de Venezuela y a la Escuela de Ingeniería de Petróleo mi casa de estudio, y a los excelentes profesores que me inculcaron y guiaron en mi carrera de aprendizaje académico durante estos años de formación profesional.

Agradezco enormemente a mis padres Aligia Ruiz y Omar Zerpa, por apoyarme en el transcurso de mi carrera, y por ser mi fortaleza, mi orgullo, mi alegría y mis ganas de salir adelante, sin ellos, sin su apoyo y sin su crianza no sería la persona que soy ahora, y no sería la profesional que soy, ni la ingeniera en la que me he convertido, gracias por estar a mi lado.

A Rhonal Mendoza por ser una parte importante de mi vida, por el apoyo recibido desde el día que lo conocí, juntos logramos esta meta.

Agradezco a mis familiares más cercanos, a mi hermana Imarly Zerpa, mi abuela María Sánchez, a mis tí@s y mis prim@s, que siempre han estado a mi lado pendiente de mí, brindándome su apoyo y ayuda incondicional.

A mis amigos de estudios y compañeros de clases, por haber compartidos tantos momentos de estudios hasta alcanzar mi meta y sueño.

Finalmente quiero agradecer a la Empresa Mixta PDVSA Lagopetrol, a Industrias EXCEL y a mis Tutores Industrial y Académico por el apoyo brindado en la elaboración de este Trabajo Especial de Grado, y a todo el personal de la empresa por brindarme sus conocimientos y experiencia.

ZERPA R., OMARLY G.

DISEÑO DE UNA VÁLVULA PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS EN EL YACIMIENTO B-2-X 70/80 DEL CAMPO LAGUNILLA-LAGO UBICADO EN EL LAGO DE MARACAIBO.

Tutor Académico: Prof. Eliana Alvarado. Tutor Industrial: Ing. José Brito, Ing. Cardona, Jairo. Tesis. Caracas. U. C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Petróleo. Año 2019, Pág. 260.

Palabras Clave: Diseño, Autodesk Inventor Professional 2018, Válvula, Levantamiento Artificial por Gas (LAG), Optimización.

Resumen: Esta investigación consistirá en el diseño de fabricación de un prototipo de válvula para la optimización del sistema de Levantamiento Artificial por Gas en los pozos del Yacimiento B-2-X 70/80 de la Empresa Mixta PDVSA Lagopetrol, ubicados en el Lago de Maracaibo. Para ello se determinó las condiciones de operatividad tanto del sistema extractivo como de las válvulas, para luego realizar el estudio de demanda donde se demuestra que existe una necesidad de mantener optimizado el sistema debido a que el 84 % del yacimiento opera por inyección de Gas y el 49% de estos pozos se encuentran inactivos de producción inmediata, por consiguiente se prosiguió con el diseño de la válvula con la participación de la Empresa Metalúrgica EXCEL, con ayuda de un programa de simulación llamado Autodesk Inventor Professional 2018. Además se buscó optimizar la válvula orificio para su mejor funcionamiento, para ello se analizó la función de la válvula y cada parte de ella, observando que la dimensión del check, podría representar un riesgo en cuanto este opere ya que al momento en que la válvula cierra este sube quedando solo unos pocos milímetros de el dentro de su guía, por ende, se decidió modificar esta pieza, alargándola unos 8mm sin alterar su diseño mecánico. Finalmente se determinó y analizó los costos asociados a la obra. El presente trabajo se justifica por su valor técnico, utilidad práctica, conveniencia y en base a los beneficios que genere. El estudio se sustenta en el diseño para la fabricación de un tipo de válvula de inyección de Gas partiendo del conocimiento de válvulas existentes en el yacimiento de estudio, para un uso eficiente del sistema y una mayor producción, buscando independizar tecnológicamente la industria petrolera venezolana de empresas trasnacionales, impulsando aún más la autonomía de PDVSA y de Empresas Mixtas.

ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA.....	iv
AGRADECIMIENTOS.....	v
RESUMEN.....	vi
LISTA DE FIGURAS	xi
INDICE DE TABLAS.....	xvi
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPITULO I.....	5
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	5
1.1 OBJETIVOS.....	7
Objetivo General.....	7
Objetivos Específicos.....	7
1.2 ALCANCES.....	8
1.3 JUSTIFICACIÓN.....	8
1.4 DELIMITACIONES.....	9
1.5 LIMITACIONES.....	9
CAPITULO II.....	11
MARCO REFERENCIAL.....	11
2.1 ANTECEDENTES.....	11
2.2 BASES TEÓRICAS.....	14
Sistema de producción.....	14
Proceso de producción.....	14
Recorrido de los fluidos en el sistema.....	15
Capacidad de producción del sistema.....	16
Curvas de oferta y demanda de energía en el fondo del pozo: curvas VLP/IPR.....	21
Análisis Nodal.....	22
Métodos de producción.....	22
Sistema de levantamiento artificial.....	23
Método de levantamiento artificial por Gas.....	23
Funciones del levantamiento Artificial por Gas.....	24
Tipos de Levantamiento artificial por gas.....	24

Levantamiento Artificial por Gas de flujo Continuo.....	25
Mecanismos de levantamiento para flujo continuo.....	25
Rango de Aplicaciones de Flujo Continuo	26
Eficiencia del LAG continuo	27
Máxima profundidad de inyección	27
Tasas de inyección de gas adecuada	27
Control de la inyección	28
Subtipos de LAG continuo.....	28
Levantamiento Artificial por Gas de flujo Intermitente	29
Mecanismos de levantamiento por flujo intermitente	30
Rango de Aplicaciones de Flujo Intermitente.....	31
Ciclo de Levantamiento Intermitente.....	31
Eficiencia del LAG Intermitente.....	32
Máxima Profundidad de Inyección.....	32
Tasa de Inyección de Gas Adecuada.....	32
Control de la Inyección	33
Subtipos de LAG Intermitente	33
Diseño de Levantamiento Artificial por Gas	34
Pasos para el diseño de un sistema extractivo por LAG	37
Ventajas y limitaciones del Levantamiento Artificial por Gas (LAG).....	51
Ventajas del Levantamiento Artificial por Gas.....	51
Limitaciones del Levantamiento Artificial por Gas.....	52
Clasificación de las instalaciones de LAG.....	53
Optimización del diseño de instalaciones de LAG	54
Descripción del sistema para LAG	56
Equipos utilizados para LAG.....	57
Equipos de superficie utilizados en el LAG	58
Estaciones de flujo y equipos de medición y control	58
Equipos de subsuelos utilizados en el LAG.....	65
Empacaduras	65
Uso de la empacaduras.....	65
Tipos de empacadura	65
Mandriles para Levantamiento Artificial por Gas	67

Nomenclatura para mandriles	70
Válvula usada en el sistema de LAG	71
Válvulas de Levantamiento Artificial por Gas.....	72
Clasificación de las válvulas de LAG	77
Válvulas operadas por presión de gas (VOP)	82
Válvulas operadas por fluido (VOF).....	84
Válvula piloto.....	85
Válvula ciega	88
Válvula orificio	89
Válvula NOVA™- Experiencias en PDVSA.....	90
Mecánica de las válvulas.....	91
Flujo de gas a través de la válvula	93
Ecuación Thornhill-Craver	94
Dinámica de válvulas de LAG.....	95
Materia prima	99
2.3 Históricos de la empresa Mixta PDVSA Lagopetrol	101
 Reseña Histórica de la Empresa	101
 Localización de la Empresa.....	102
 Condición Actual del Yacimiento B-2-X.70/80.....	106
 Proceso Productivo de PDVSA Lagopetrol	108
Métodos de Producción.....	108
Perforación y Producción.....	109
Productos Obtenidos	109
2.4 Históricos de la Industria Metalúrgica EXCEL, C.A	110
 Reseña Histórica de la Empresa	110
 Política de la Calidad	111
 Experiencia	112
 Servicios Diseños Industriales CAD-CAM-CAE.....	112
CAPITULO III.....	113
MARCO METODOLÓGICO	113
 3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN	113
 3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	115
 3.3. POBLACIÓN y MUESTRA	117

Muestra	118
3.4 TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS	119
3.5 INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN	119
3.6 TÉCNICAS DE PROCEDIMIENTO DE DATOS.....	121
CAPITULO IV	145
ANALISIS DE RESULTADOS	145
4.1 Evaluación de las condiciones actuales operacionales del sistema de Levantamiento Artificial por Gas en el yacimiento B-2-X 70/80.....	145
4.2 Evaluación de las condiciones actuales operacionales de las válvulas en los pozos que producen por LAG, para diseño y optimización del sistema de Levantamiento Artificial.....	162
4.3 Demanda del sistema de levantamiento artificial por gas en el yacimiento B-2-X 70/80	169
4.4 Diseño de la válvula orificio partiendo de un modelo de válvula con la que se opera en los pozos en el yacimiento B-2-X 70/80, a través de la simulación del prototipo junto a la Empresa Metalúrgica EXCEL.....	173
4.5. Posibles áreas para la incorporación de la válvula orificio de 1 ½ pulgada y evaluación de mejoras al sistema extractivo por LAG.	190
4.6 Determinar y analizar los costos asociados de acuerdo al diseño obtenido, considerando la propuesta de los materiales a utilizar.....	191
CONCLUSIONES.....	196
RECOMENDACIONES.....	199
REFERENCIA BIBLIOGRAFICA	201
BIBLIOGRAFIA.....	202
APÉNDICES	203

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Esquema del proceso de producción.	15
Figura 2. Ubicación del nodo en el fondo del pozo.	19
Figura 3. Ubicación del nodo en el cabezal del pozo.	20
Figura 4. Curva de demanda vs oferta de energía en el fondo del pozo.	21
Figura 5. Levantamiento con Gas en Flujo Continuo.	26
Figura 6. Tipos de Levantamiento con Gas en Flujo Continuo.	29
Figura 7. Ciclos de Levantamiento con Gas en Flujo Intermitente.	30
Figura 8. Tipos de Levantamiento con Gas en Flujo Intermitente.	34
Figura 9. (A) Gráfico de presión de pozo fluyente (lpc) vs tasa de petróleo (bpd), (B) Gráfico de la tasa de diseño (bpd) vs la tasa de inyección (pc/d).	37
Figura 10. Pasos del 1 al 5 del diseño de LAG.	39
Figura 11. Área disponible para el espaciamiento de mandriles.	41
Figura 12. Válvula superior o tope en el pozo.	42
Figura 13. Imagen gráfica que determina la profundidad de la válvula tope.	43
Figura 14. Grafica de espaciamiento con $\Delta P_o=25$ lpc.	44
Figura 15. Gráfica del diseño de un levantamiento por Gas.	45
Figura 16. Gráfico de un levantamiento artificial por gas donde el yacimiento aporta fluidos.	47
Figura 17. Tipos de instalaciones para LAG.	54
Figura 18. Sistema de Levantamiento Artificial por Gas.	56
Figura 19. Equipo de Superficie Levantamiento Artificial por Gas.	57
Figura 20. Equipo de Subsuelo Levantamiento Artificial por Gas.	58
Figura 21. Proceso del Manejo de Gas.	63
Figura 22. Mandril convencional.	67
Figura 23. Tipos de mandril.	69
Figura 24. Mandril Kick-off.	69
Figura 25. Mandril Bottom.	69
Figura 26. Mandril de bolsillo tipo K.	70

Figura 27. Mandril de bolsillo tipo KBMO 2-3/8”.	70
Figura 28. Mandril de bolsillo tipo M.	71
Figura 29. Mandril de bolsillo tipo MMA 3-1/2”.	71
Figura 30. Partes Fundamentales de una Válvula de LAG.	73
Figura 31. Nariz de una válvula de levantamiento artificial.	73
Figura 32. Regulador de presión (a) y esquema de una válvula de LAG (b).	74
Figura 33. R (Conjunto No. 15-R-690).	75
Figura 34. B (Conjunto No. 10-B-230).	75
Figura 35. Partes de una traba o candado.	76
Figura 36. Válvula operadora por presión de inyección.	83
Figura 37. Válvula operadora por presión de inyección o Válvula calibrada.	83
Figura 38. Válvula operadora por presión de inyección o Válvula calibrada.	84
Figura 39. Esquema de una válvula operadora por presión de tubería.	85
Figura 40. Configuración típica de una válvula piloto de 1 1/2 pulgada.	87
Figura 41. Componente de una válvula piloto de 1 pulgada.	87
Figura 42. Válvula ciega.	89
Figura 43. Esquema de una válvula orificio.	89
Figura 44. Válvula orificio.	90
Figura 45. Corte transversal de la válvula NOVA™.	90
Figura 46. Fuerzas de apertura y cierre de una válvula en el pozo.	91
Figura 47. Flujo de gas a través de la válvula.	93
Figura 48. Coeficiente de descarga para reductores Thornhill-Craver.	95
Figura 49. Regímenes de flujo orificio.	96
Figura 50. Comportamiento dinámico de la válvula convencional y la NOVA™.	99
Figura 51. Ubicación Geográfica del Yacimiento B-2-X 70/80.	102
Figura 52. Características del Yacimiento B-2-X-70/80.	103
Figura 53. Límites del Yacimiento B-2-X 70/80.	104
Figura 54. Mapa Isópaco del Yacimiento B-2-X 70/80.	105
Figura 55. Columna Estratigráfica del Yacimiento B-2-X 70/80.	106
Figura 56. Pantalla de Inicio de Centinela- Pozo.	123

Figura 57. Pantalla de AICO.	125
Figura 58. Listado de Tarjeta tipo P6 (BA369).	126
Figura 59. Ficha de Pozo del Pozo BA369.	127
Figura 60. Chequeo Físico del Pozo LL2530.	128
Figura 61. Diseño LAG del Pozo BA369 (Parte Superior).	129
Figura 62. Diseño LAG del Pozo BA369 (Parte Inferior).	130
Figura 63. Diagrama Mecánico del Pozo LL-1454, BA-1386, LL-1537.	130
Figura 64. Pantalla de sistema de LAG por pozo.	131
Figura 65. Reporte del Operador Orden de Trabajo.	132
Figura 66. Reporte de Operaciones.	133
Figura 67. Vernier digital.	138
Figura 68. Bloques patrón cilíndrico.	138
Figura 69. Proyector Prolife PH350.	140
Figura 70. Peine de rosca.	140
Figura 71. Muestra del manual A.L. Casillas S.	141
Figura 72. Comportamiento de producción del yacimiento B-2-X 70/80.	146
Figura 73. Comportamiento del corte del agua 1954-2018.	147
Figura 74. Comportamiento del RGP 1954-2018.	148
Figura 75. Comportamiento de presiones del yacimiento B-2-X 70/80.	149
Figura 76. Pozos pertenecientes al Mioceno, datos de punto de inyección y máxima profundidad.	150
Figura 77. Pozos pertenecientes al Eoceno, datos de punto de inyección y máxima profundidad.	150
Figura 78. Pestaña: DATOS del Diseño.	153
Figura 79. Pestaña: DATOS – Área de Comentarios y Diagnostico del Pozo BA369.	154
Figura 80. Pestaña: COMENTARIO DEL POZO –Pozo BA369.	155
Figura 81. Tendencia AICO de BBPD, %AyS, RGP, API, Gas Inyectado y Total de los Pozos de Lagopetrol.	158

Figura 82. Sistema de compresión y red de distribución de Gas en el yacimiento B-2-X 70/80.	159
Figura 83. Sistema de compresión recolección del yacimiento B-2-X 70/80.	160
Figura 84. Diagrama mecánico del pozo LL-1757 y pozo LL-1726 del yacimiento B-2-X 70/80.	163
Figura 85. Reporte de Operaciones.	170
Figura 86. Métodos extractivos en el yacimiento B-2-X 70/80.	171
Figura 87. Pozos operados por Inyección de Gas según su categoría.	171
Figura 88. Porcentajes de válvulas utilizadas en el sistema extractivo por LAG en el yacimiento B-2-X 70/80.	172
Figura 89. Porcentajes de válvulas en inventario utilizadas en el sistema extractivo por LAG en el yacimiento B-2-X 70/80.	173
Figura 90. Válvula Orificio de 1 ½ de pulg aportada por la empresa mixta PDVSA Lagopetrol, en condición mecánica usada.	175
Figura 91. Despiece de la válvula orificio de 1 ½ pulg.	178
Figura 92. Ventana de inicio de Autodesk Inventor Professional 2018	180
Figura 93. Menú principal del programa Autodesk Inventor Professional 2018.	181
Figura 94. Ventana de Create New File.	181
Figura 95. Selección de plano a trabajar en Autodesk Inventor Professional.	182
Figura 96. Boceto 2D del cuerpo macizo de la válvula orificio 1 ½ pulg.	183
Figura 97. Boceto 3D del cuerpo macizo de la válvula orificio 1 ½ pulg.	183
Figura 98. Ventana de Create New File.	184
Figura 99. Hoja de ensamblaje de Autodesk Inventor Professional.	185
Figura 100. Ensamblaje digitalizado de la válvula orificio 1 ½ pulgada.	185
Figura 101. Sección transversal del ensamblaje digitalizado de la válvula orificio 1 ½ pulgada.	186
Figura 102. Ventana Create New File.	186
Figura 103. Hoja de planos de Autodesk Inventor Professional.	187
Figura 104. Plano del orificio ajustable de la válvula.	188

Figura 105. Check original digitalizado vs el modelo físico de la válvula orificio de 1 ½ pulg.	189
Figura 106. Check modificado digitalizado de la válvula orificio de 1 ½ pulg.	190

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Categoría de los Pozo del B-2-X 70/80 de la EM PDVSA Lagopetrol	102
Tabla 2. Propiedades Roca y Fluido del Yacimiento B-2-X 70/80	107
Tabla 3. Características del Yacimiento B-2-X 70/80	108
Tabla 4. La especificación de las categorías del yacimiento B-2-X 70/80	117
Tabla 5. Muestra del trabajo de investigación	118
Tabla 6. Elementos del menú de Centinela	123
Tabla 7. Herramientas requeridas para el despiece de la válvula orificio de 1 ½ pulg	135
Tabla 8. Cuestionario de entrevistas no estructuradas.	143
Tabla 9. Datos básicos del yacimiento B-2-X 70/80	145
Tabla 10. Variables presentes en la optimización del sistema LAG	151
Tabla 11. Descripción detallada de las fallas presentes en los equipos de superficie para el sistema de LAG del Yacimiento B-2-X 70/80	161
Tabla 12. Descripción detallada de las fallas presentes en los equipos de subsuelo para el sistema de LAG del yacimiento B-2-X 70/80	164
Tabla 13. Tabla de características del sistema de levantamiento artificial	165
Tabla 14. Partes de la válvula orificio de 1 ½ pulg	176
Tabla 15. Dimensiones de las piezas existentes en catálogos	177
Tabla 16. . Propiedades físicas y mecánicas del acero AISI 316L	192
Tabla 17. Propiedades físicas y mecánicas del acero UNS S41000	192
Tabla 18. Presupuesto 1 de materiales a utilizar para la fabricación de la válvula orificio 1 ½ pulgada	193
Tabla 19. Costo de fabricación total de una válvula orificio de 1 ½ pulgada con Presupuesto 1	193
Tabla 20. Presupuesto 2 de materiales a utilizar para la fabricación de la válvula orificio 1 ½ pulgada	194
Tabla 21. Costo de fabricación total de una válvula orificio de 1 ½ pulgada Presupuesto 2	194

INTRODUCCIÓN

Desde la segunda década de 1900, Venezuela deja de ser un país agrícola, para convertirse en un país petrolero, teniendo como principal fuente de ingreso la explotación y producción de hidrocarburos. Desde entonces lleva más de cien años produciendo hidrocarburos a nivel comercial (Gestión de Tecnología , 2018).

En la actualidad la industria petrolera a nivel mundial continúa implementando nuevas tecnologías que permiten el máximo desarrollo de los yacimientos de hidrocarburos. Son muchos los servicios a pozos que se ofrecen para facilitar la construcción, producción y/o abandono de los mismos.

“A finales de los 90 y principios de este siglo, la elevada demanda de petróleo a nivel mundial, ha elevado sustancialmente los precios de este, convirtiendo yacimientos que en el pasado no eran rentables en yacimientos económicamente rentables” (Gómez, 2015), creciendo los contratos de asistencia tecnológica para recibir apoyo de equipos para la exploración, explotación y producción en las áreas en las que existen algún déficit en su desarrollo.

Existen yacimientos que de acuerdo a su energía inicial son capaces de producir por flujo natural, a medida que se extrae el petróleo, la energía del yacimiento va disminuyendo, producto de los años de explotación y producción de los pozos, surgiendo la necesidad de implementar sistemas extractivos, que proporcione la energía necesaria para hacer fluir los hidrocarburos desde el fondo del pozo a la superficie, para su posterior traslado, procesamiento y venta en el mundo.

En la Empresa Mixta PDVSA Lagopetrol, la totalidad de sus pozos se encuentran produciendo por medio del levantamiento artificial por Gas en sus dos

modalidades (continua e intermitente), a excepción de los pozos LL2418 y LL2851, que trabajan con el levantamiento artificial por Bombeo Electro Sumergible o BES. Debido a esto, se implementan mejoras novedosas para la optimización y mayor eficiencia del consumo del gas en los pozos del yacimiento B-2-X 70/80 del campo Lagunillas-Lago.

Actualmente Venezuela presenta problemas y limitaciones operacionales debido a la obsolescencias y a una distribución escasa de equipos, espacios ocupados por infraestructuras inhabilitadas, disminución de las actividades de mantenimiento especialmente en las áreas predictivas y preventivas, falta de implementación de nuevas tecnologías que faciliten las actividades al personal y crecimiento de la producción, además de la oferta de servicios de abandono de pozos sin taladros, pero principalmente a que la industria petrolera venezolana presenta dimisiones masivas de técnicos en procesos claves, y no se aseguró de que su personal activo recibiera la formación necesaria para desarrollar habilidades que evitarían la dependencia tecnológica y el desinterés a la innovación.

La propuesta en este trabajo especial de grado, es impulsar la fabricación de equipos de levantamiento artificial de producción de hidrocarburos que permitan suplir la demanda del servicio no solo para el yacimiento de estudio B-2-X 70/80 sino para todo el país, con igual eficiencia tecnología y apropiada para romper con la dependencia tecnológica de otras naciones, basándose en la seguridad e integridad del personal y protección ambiental, partiendo de la simulación del diseño de una válvula para la optimización del sistema extractivo por Levantamiento Artificial por Gas (LAG).

Considerando que el principal objetivo de un levantamiento artificial es incrementar la energía necesaria para hacer fluir los hidrocarburos desde el fondo hasta la superficie, es recomendable tener la disponibilidad en el campo de los equipos adecuados para su implementación.

Venezuela cuenta con desarrollo en el área metalúrgica dedicada a suministrar bienes y servicios orientados a satisfacer las necesidades y expectativas tanto para el sector petrolero como en el industrial, siendo el caso de la Industria Metalúrgica EXCEL.

INDUSTRIAS METALURGICAS EXCEL, C.A. establecida en 1985, empresa 100% Venezolana, fabricante de materiales para áreas clasificadas y/o para ambientes corrosivos. Líder en la generación de soluciones tecnológicas y de productos de alto valor agregado, bajo los más elevados estándares de calidad e innovación, con el fin de prestar el mejor servicio a sus clientes, con conciencia social en pro del desarrollo industrial nacional.

Los procesos de fabricación y aseguramiento de la calidad de EXCEL son continuamente auditados por Petróleos de Venezuela (PDVSA) a través de INTEVEP. Personal Técnico de las divisiones de negocio de Petróleos de Venezuela (PDVSA) participan en dichas auditorias, garantizando el alto nivel de compromiso de la empresa.

(Industrias Metalúrgicas EXCEL, C.A. , 2018)

Por esta razón la Empresa EXCEL tendrá una importante participación en el presente trabajo de grado y en la continuidad del proyecto.

Este trabajo de investigación está estructurado en cuatro capítulos, el Capítulo I, plantea el problema a estudiar y los objetivos tanto general como específicos a lograr, también la justificación y la importancia de este trabajo tanto para la empresa como para la práctica profesional del tesista.

En el Capítulo II, El Marco Teórico, se enmarca teóricamente toda la información necesaria para el estudio del problema y el mejor entendimiento para el desarrollo de este análisis, se realizó una revisión bibliográfica para establecer los fundamentos teóricos relacionados con el tema tratado, iniciando con la descripción del sistema de Levantamiento Artificial por Gas.

El Marco Metodológico desarrollado en el Capítulo III, hace referencia al tipo y diseño de la investigación, se plantea y explica la metodología utilizada y las fases a seguir durante la investigación.

El Capítulo IV, Análisis de Resultados, presenta los resultados obtenidos de este trabajo de investigación, los cuales cumplen con los objetivos específicos trazados.

Finalmente se presenta las conclusiones obtenidas del desarrollo de la investigación y se proponen las recomendaciones inferidas con la finalidad de plantear soluciones al problema estudiado.

CAPITULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Las reservas del Lago de Maracaibo se constituyen de yacimientos en desarrollo donde existe una gran demanda de servicios, tanto para la exploración, explotación y producción de hidrocarburos, como, por ejemplo, la asistencia para los sistemas de Levantamiento Artificial por Gas.

La Empresa Mixta PDVSA Lagopetrol se ocupa del proceso de perforación y producción, en tal sentido su objetivo es maximizar el valor económico a largo plazo a las reservas de hidrocarburos en el yacimiento B-2-X 70/80, implementando procesos novedosos para mantener y aumentar la producción de hidrocarburos y de esta forma cumplir con sus metas y planes de producción para la nación, garantizando la seguridad de sus instalaciones y de su personal, en armonía con el medio ambiente (Gómez, 2015). En la actualidad estas formas de cumplir sus metas se ven afectada por el aumento en la demanda de servicios y del deterioro de los equipos, a pesar de que se les ha realizado modificaciones y reparaciones, algunos han excedido su vida útil y la importación de los mismos es compleja, siendo el caso de las válvulas para el sistema de LAG, donde la disponibilidad de los equipos no cubre la demanda, afectando los planes de producción.

Por este motivo, PDVSA Lagopetrol requiere de fabricación de equipos para la industria, específicamente de válvulas de LAG con el propósito de ofrecer servicios de producción para pozos petroleros. La finalidad es diseñar una válvula partiendo de conocimientos de válvulas existentes, para optimizar el levantamiento artificial y así minimizar la dependencia tecnológica de empresas transnacionales, garantizando la continuidad, calidad del servicio, seguridad del personal y protección ambiental.

No obstante, la Empresa Mixta PDVSA Lagopetrol deberá asumir la incertidumbre del desempeño y el riesgo de la posible afectación o mejora en los pozos y en la producción del yacimiento B-2-X 70/80. Debido a esto, el propósito de este trabajo es diseñar este tipo de válvula con la valiosa participación de la Empresa Metalúrgica EXCEL, la cual desempeñará inicialmente el papel del diseño del prototipo de válvula para el Levantamiento Artificial por Gas través de la simulación en conjunto con PDVSA Lagopetrol, para su posterior fabricación, que cumpla con las condiciones y parámetros exigidos para el mismo.

Adicionalmente el presente trabajo busca establecer la necesidad de romper con la dependencia tecnológica impulsando la fabricación de equipos hechos en Venezuela, necesarios para la producción de hidrocarburos, que permitan suplir la demanda del servicio para todo el país, equipándonos con la más eficiente tecnología y equipos apropiados.

1.1 OBJETIVOS

Objetivo General

Diseñar una válvula para la optimización del Sistema de Levantamiento Artificial por Gas, en el yacimiento B-2-X 70/80 del campo Lagunillas-Lago ubicado en el Lago de Maracaibo.

Objetivos Específicos

1. Revisar bibliografía disponible acerca del sistema de levantamiento artificial por inyección de Gas.
2. Establecer y evaluar las condiciones actuales de operación del sistema de levantamiento artificial por Gas en el yacimiento B-2-X 70/80, como también la recolección de la información del área de estudio (yacimientos y operaciones de producción).
3. Establecer y evaluar las condiciones actuales operacionales de las válvulas en los pozos que producen por LAG para su diseño y optimización del sistema de levantamiento artificial.
4. Realizar el estudio de la demanda del sistema de levantamiento artificial en el yacimiento B-2-X 70/80.
5. Diseñar la válvula para sistema extractivo por LAG partiendo del modelo de la válvula con la que se opera en los pozos del yacimiento B-2-X 70/80, a través de la simulación del prototipo junto a la empresa Metalúrgica EXCEL.
6. Determinar y analizar los costos asociados de acuerdo al diseño obtenido, considerando la propuesta de los materiales a utilizar.

1.2 ALCANCES

La investigación realizada en este trabajo está dirigida a diseñar una válvula para inyección de Gas y realizar una evaluación del sistema implementado en los pozos del yacimiento B-2-X 70/80, estableciendo la eficiencia del método en la actualidad.

De igual forma la investigación experimental busca fijar los parámetros óptimos de operación e implementación de las válvulas para el sistema de LAG a diseñar, así como sus ventajas y desventajas, además de explorar las condiciones del yacimiento necesario para la incorporación de estas válvulas.

Actualmente existe un déficit de válvulas para los pozos con levantamiento artificial por Gas en el yacimiento B-2-X 70/80, debido a esto es necesario evaluar los pozos que pueden ser candidatos óptimos para la implementación de estas válvulas y los beneficios en el aumento de producción con este equipo.

Finalmente se determinará los costos del producto y el diseño del equipo, quedando la fabricación de la válvula en manos de la Industria Metalúrgica EXCEL, cumpliendo con las condiciones y parámetros exigidos para el mismo, optimizando el levantamiento artificial por Gas, y de esta manera se logrará minimizar la dependencia tecnológica de empresas transnacionales, garantizando la calidad del servicio, seguridad del personal y protección ambiental.

1.3 JUSTIFICACIÓN

Este trabajo busca diseñar un prototipo de válvula para la inyección de LAG en el yacimiento B-2-X 70/80, optimizando dicho sistema de levantamiento artificial, ya que varios pozos de este yacimiento se han visto afectados por la falta de las mismas, minimizando la dependencia tecnológica, teniendo en cuenta que dichos

equipos son vitales para el levantamiento artificial por Gas, logrando la extracción del crudo para su comercialización. Además de impulsar la fabricación de equipos hechos en Venezuela, necesarios para la producción de petróleo, que permita suplir la demanda de servicio tecnológico de empresas transnacionales.

1.4 DELIMITACIONES

- **Delimitación especial:** la investigación se llevó a cabo en el estado Zulia, específicamente en los pozos productores de petróleo que operan por sistema extractivo por LAG y pertenecientes al yacimiento B-2-X 70/80 en la empresa mixta PDVSA Lagopetrol.
- **Delimitación temporal:** para su desarrollo se necesitó un espacio de tiempo aproximado de treinta y ocho (38) semanas, comprendida entre los meses de Septiembre- Mayo del año 2019, durante este tiempo se llevó a cabo todos los pasos referentes al desarrollo de la investigación, cumpliendo así, los objetivos anteriormente planteados.
- **Delimitación temática:** este trabajo especial de grado se inserta en el área de Ingeniería de Optimización, referida a equipos de subsuelos, especialmente a las válvulas utilizadas para el sistema extractivo por LAG.

1.5 LIMITACIONES

Dentro de las limitaciones que se presentan para la realización de este trabajo de investigación y desarrollo, se encuentra la escasa información disponible por PDVSA con respecto a diseños mecánicos y planos de válvulas para el sistema extractivo por LAG y el costos de importación de este tipo de equipo de producción, además de que el lapso estimado para ejecutar la investigación será de ocho (8) meses, comprendida desde Septiembre hasta Mayo de 2019, por ende, no se contará con la información del comportamiento de la válvula y su posible afectación en la

producción de los pozos, por lo que cualquier conclusión a la que se llegue será inferida, de acuerdo a los datos que se maneje.

CAPITULO II

MARCO REFERENCIAL

El Marco Teórico de la investigación o Marco Referencial, puede ser definido como el compendio de una serie de elementos conceptuales que sirven de base a la indagación por realizar. Dependiendo de la naturaleza del Trabajo o la Tesis, el Marco Teórico o Marco Referencial puede comprender aspectos teóricos, conceptuales, legales, situacionales de la realidad objeto de la investigación u otros según convenga al caso (Arias, 1999).

Ningún hecho o fenómeno de la realidad puede abordarse sin una adecuada conceptualización. En el campo de la investigación, se crea el “marco teórico”, ya que en base a este se inicia, continua y extrae la teoría que permite respaldar el fenómeno o evento a investigar (Sabino, 1996)

2.1 ANTECEDENTES

**F. Robledo, “Optimización del Sistema de Gas Lift del Campo Libertador”.
Tesis, Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Escuela Superior
Politécnica del Litoral, 2006.**

En este trabajo se optimizo el Sistema de Gas Lift del Campo Libertador. La optimización se realizó debido a que en este campo hay pozos que funcionan con este sistema con una eficiencia relativamente baja, inyectando una gran cantidad de gas para obtener poca producción, siendo las instalaciones en superficie subutilizadas. Primeramente, escogieron el caudal de inyección óptimo para producir la mayor cantidad de petróleo en los nuevos pozos y los que actualmente producen con bombeo neumático. Luego diseñaron las completaciones y se realizaron las calibraciones de cada válvula. Posteriormente analizaron que mejoras se deben hacer en superficie

para optimizar los pozos existentes e incorporar pozos nuevos. Estudiaron el actual Balance de Gas que les indico cómo se maneja el gas en la superficie y que uso y destino tiene. Y realizaron un nuevo Balance de Gas que señalo los cambios en el uso del gas luego de la optimización, así como las ganancias y pérdidas. Finalmente, con todos los cambios realizados calcularon los gastos hechos y la ganancia obtenida en el proyecto.

A. Gómez, “Evaluación del consumo de gas lift de pozos intermitentes por sistema de controlador de gas lift en superficie”. Tesis, Facultad de Ingeniería de Petroleo, Universidad Central de Venezuela, 2015.

La presente investigación se realizó en la Empresa Mixta PDVSA Lagopetrol, tomando como base de estudio los pozos del Campo B-2-X 70/80, ubicados en el Lago de Maracaibo. De allí que el propósito del presente trabajo consistió en la evaluación del consumo de Gas Lift de pozos intermitente por Sistema de Controlador de Gas Lift en superficie. Para ello, se determinó el rango y condición de operatividad del sistema, luego se estableció las ventajas y desventajas del controlador, consiguientemente fue necesario la definición de los procedimientos y mecanismos para el reemplazo, mantenimiento y optimización de las partes y componentes, finalmente se determinó la eficiencia y comportamiento de los pozos que disponen del controlador y se elaboró un programa que permite visualizar las presiones y movimientos de los fluidos en un pozo con controlador en superficie. El presente trabajo se justificó por cuanto posee valor teórico, utilidad práctica, por su conveniencia y en base a los beneficios netos que genera. El estudio se sustenta en la implementación de una válvula motora, manipuladas por un controlador que permite establecer mediante Ciclos ON y OFF, los intervalos de intermitencia de pozos con levantamiento artificial de Gas Lift intermitente, para un uso más eficiente del gas y una mayor producción. El estudio se hizo bajo un tipo de investigación Descriptiva – Correlacional, en base a un Diseño Experimental. El procesamiento de los datos permitió determinar que la implementación de este sistema no solo redujo

considerablemente el consumo de gas del pozo, hasta más del 50%, sino que la producción aumentó entre un 50% a 100%. Lo que permitió llegar a la conclusión de que el Sistema de Controlador de Gas Lift en Superficie, permite utilizar de forma más eficiente y optima el Gas Lift de levantamiento, garantizando un menor consumo del recurso con un aumento significativo en la producción.

L. Cepeda, D. Morales, “Búsqueda de oportunidades en zonas prospectivas de las arenas Lagna-05 pertenecientes al bloque B-2-X.70/80 de LAGOPETROL S.A.”. Trabajo de Grado. Universidad del Zulia, Facultad de Ingeniería. Maracaibo, Venezuela (2017).

La siguiente investigación tuvo como objetivo aumentar la producción del yacimiento, a través de la ubicación de nuevos puntos de drenaje con el propósito de incrementar la recuperación de hidrocarburo, brindando así nuevas oportunidades de desarrollo en el área de estudio. El problema identificado es la baja producción de crudo y el alto corte de agua, motivo por el cual se debe estudiar el yacimiento en base a una metodología que identifique las áreas sin drenar con la finalidad de proponer un plan de explotación eficiente. La cesta de oportunidades se generó tomando en cuenta el estado mecánico actual de los pozos, su comportamiento de producción y las propiedades petrofísicas de las arenas. Para la búsqueda de oportunidades se revisó además la información geológica del área, se analizó el comportamiento de producción y fue necesario generar un PVT sintético. Dentro del marco referencial se busca la descripción general y estado actual del yacimiento, con fundamentos teóricos previos sobre: el yacimiento, perfiles de pozos, propiedades petrofísicas, análisis PVT, análisis físico-químico del agua de formación, la información de presión disponible fue validada e integrada a la data de producción. Esto permitió caracterizar el comportamiento de presión y producción de las subunidades de LAGNA-05*. La metodología usada en la presente investigación fue la determinación de estimación de reservas, cañoneo de nuevos intervalos, ubicación de nuevos puntos de drenaje, proyecciones de producción de fluidos.

2.2 BASES TEORICAS

Comprenden un conjunto de conceptos y proposiciones que constituyen un punto de vista o enfoque determinado, dirigido a explicar el fenómeno o problema planteado. Esta sección puede dividirse en función de los tópicos que integran la temática tratada o de las variables que serán analizadas.

Sistema de producción ^[10]

El sistema de producción está formado por el yacimiento, la completación, el pozo y las facilidades de superficie. El yacimiento es una o varias unidades de flujo del subsuelo creadas e interconectadas por la naturaleza, mientras que la completación (perforaciones o cañoneo), el pozo y las facilidades de superficie es infraestructura construida por el hombre para la extracción, control, medición, tratamiento y transporte de los fluidos hidrocarburos extraídos de los yacimientos.

Proceso de producción ^[10]

El proceso de producción en un pozo de petróleo, comprende el recorrido de los fluidos desde el radio externo de drenaje en el yacimiento hasta el separador de producción en la estación de flujo. El sistema está constituido por cuatro componentes: Yacimiento, Completación, Pozo, y Línea de Flujo Superficial. Existe una presión de partida de los fluidos en dicho proceso que es la presión estática del yacimiento (P_{ws}) y una presión final o de entrega que es la presión del separador en la estación de flujo, (P_{sep}).

En la figura 1, se muestra un sistema completo del sistema de producción, observándose el transporte de los fluidos desde el radio externo de drenaje en el yacimiento hasta el separador.

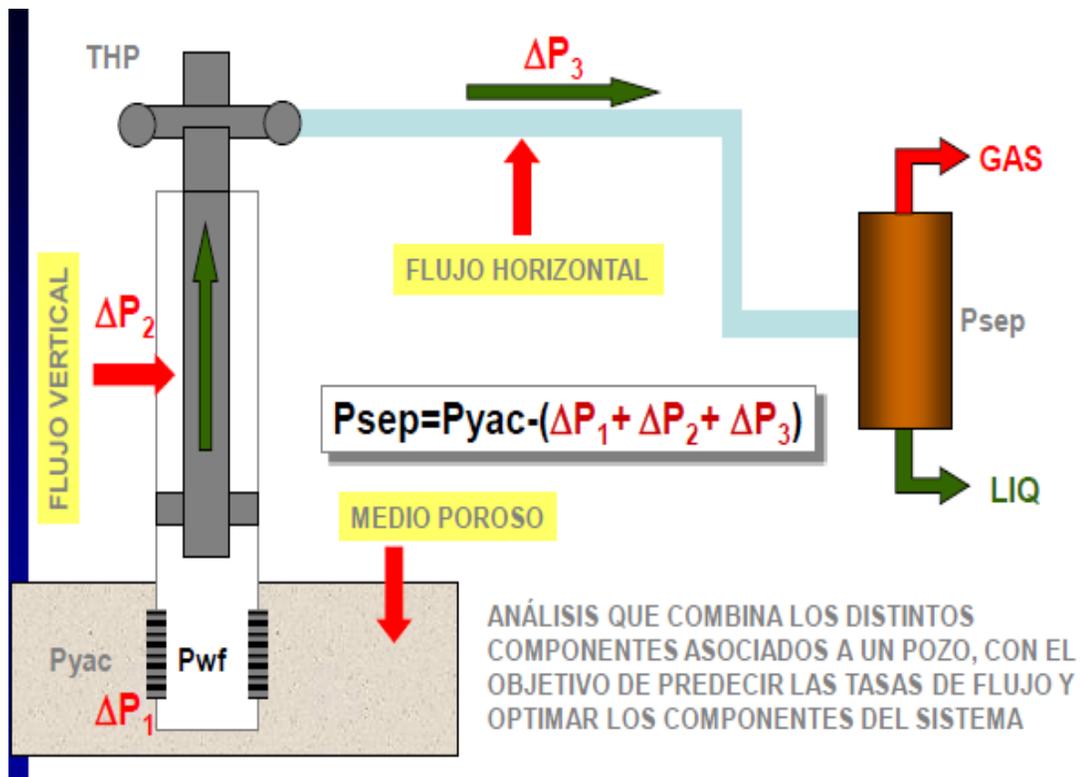


Figura 1. Esquema del proceso de producción. [Fuente: Miranda, 2018].

Recorrido de los fluidos en el sistema ^[10]

- Transporte en el yacimiento**, el movimiento de los fluidos comienza en el yacimiento a una distancia llamada radio de drenaje (r_e) del pozo donde la presión es estática (P_{ws}), viaja a través del medio poroso hasta llegar a la cara de la arena o radio del pozo (r_w) donde la presión es la presión en fondo estática (P_{wfs}). En este módulo el fluido pierde energía en la medida que el medio sea de baja capacidad de flujo, es decir, de baja permeabilidad y altura (K_o , h), presente restricciones en las cercanías del hoyo (daño, S) y el fluido ofrezca resistencia al flujo (μ_o). Mientras más grande sea el hoyo mayor será el área de comunicación entre el yacimiento y el pozo mejorando el índice de productividad del pozo. La perforación de pozos horizontales aumenta sustancialmente el índice de productividad del pozo.

- **Transporte en las perforaciones**, los fluidos aportados por el yacimiento atraviesan la completación que puede ser un revestidor de producción cementado y perforado, normalmente utilizado en formaciones consolidadas, o un empaque con grava, normalmente utilizado en formaciones poco consolidadas para el control de arena. En el primer caso la pérdida de energía se debe a la sobre-compactación o trituración de la zona alrededor del túnel perforado y a la longitud de penetración de la perforación; en el segundo caso la pérdida de energía se debe a la poca área expuesta a flujo. Al atravesar la completación los fluidos entran al fondo del pozo con una presión de fondo (P_{wf}).
- **Transporte en el pozo**, ya dentro del pozo los fluidos ascienden a través de la tubería de producción venciendo la fuerza de gravedad y la fricción con las paredes internas de la tubería. Llegan al cabezal del pozo con una presión de cabezal (P_{wh}).
- **Transporte en la línea de flujo superficial**, al salir del pozo si existe un reductor de flujo en el cabezal ocurre una caída brusca de presión que dependerá fuertemente del diámetro del orificio del reductor, a la descarga del reductor la presión es la presión de la línea de flujo (P_{lf}), luego atraviesa la línea de flujo superficial llegando al separador en la estación de flujo, con una presión igual a la presión del separador (P_{sep}), donde se separa la mayor parte del gas del petróleo. El resto del gas se termina de separar en el tanque de almacenamiento.

Capacidad de producción del sistema ^[10]

La pérdida de energía en forma de presión a través de cada componente, depende de los fluidos producidos y, especialmente, del caudal de flujo transportado,

de tal manera que la capacidad de producción del sistema responde a un balance entre la capacidad de aporte de energía del yacimiento y la demanda de energía de la instalación.

La suma de las pérdidas de energía en forma de presión de cada componente es igual a la pérdida total, es decir, a la diferencia entre la presión de partida o presión estática (P_{ws}), y la presión final o del separador (P_{sep}):

- Caída de presión en el yacimiento, (IPR)

$$\Delta P_y = P_{ws} - P_{wfs} \quad \text{Ecuación 1}$$

- Caída de presión en la completación, (Jones, Blount y Glaze)

$$\Delta P_c = P_{wfs} - P_{wf} \quad \text{Ecuación 2}$$

- Caída de presión en el pozo. (FMT vertical)

$$\Delta P_p = P_{wf} - P_{wh} \quad \text{Ecuación 3}$$

- Caída de presión en la línea de flujo. (FMT horizontal)

$$\Delta P_l = P_{wh} - P_{sep} \quad \text{Ecuación 4}$$

Dónde:

P_{ws} : Presión es estática (lpc).

P_{wfs} : Presión en fondo estática (lpc).

P_{wf} : Presión de fondo (lpc).

P_{wh} : Presión de cabezal (lpc).

P_{sep} : Presión del separador (lpc).

Tradicionalmente el balance de energía se realiza en el fondo del pozo, pero la disponibilidad actual de simuladores del proceso de producción permite establecer dicho balance en otros puntos (nodos) de la trayectoria del proceso de producción: cabezal del pozo, separador, etc.

Para realizar el balance de energía en el nodo se asumen convenientemente varias tasas de flujo y para cada una de ellas, se determina la presión con la cual el yacimiento entrega dicho caudal de flujo al nodo, y la presión requerida en la salida del nodo para transportar y entregar dicho caudal en el separador con una presión remanente igual a la presión del separador (P_{sep}).

Por ejemplo, sí el nodo está en el fondo del pozo:

- Presión de llegada al nodo:

$$P_{wf(oferta)} = P_{ws} - \Delta P_y - \Delta P_c \quad \text{Ecuación 5}$$

Dónde:

$P_{wf(oferta)}$: Presión de llegada al nodo (lpc).

P_{ws} : Presión es estática (lpc).

ΔP_y : Caída de presión en el yacimiento (lpc).

ΔP_c : Caída de presión en la completación (lpc).

- Presión de salida del nodo:

$$P_{wf(demanda)} = P_{sep} + \Delta P_l + \Delta P_p \quad \text{Ecuación 6}$$

Dónde:

$P_{wf \text{ (demanda)}}$: Presión de salida del nodo (lpc).

P_{sep} : Presión del separador (lpc).

ΔP_l : Caída de presión en la línea de flujo (lpc).

ΔP_p : Caída de presión en el pozo (lpc).

En la siguiente figura 2, se muestra la ubicación del nodo en el fondo del pozo.

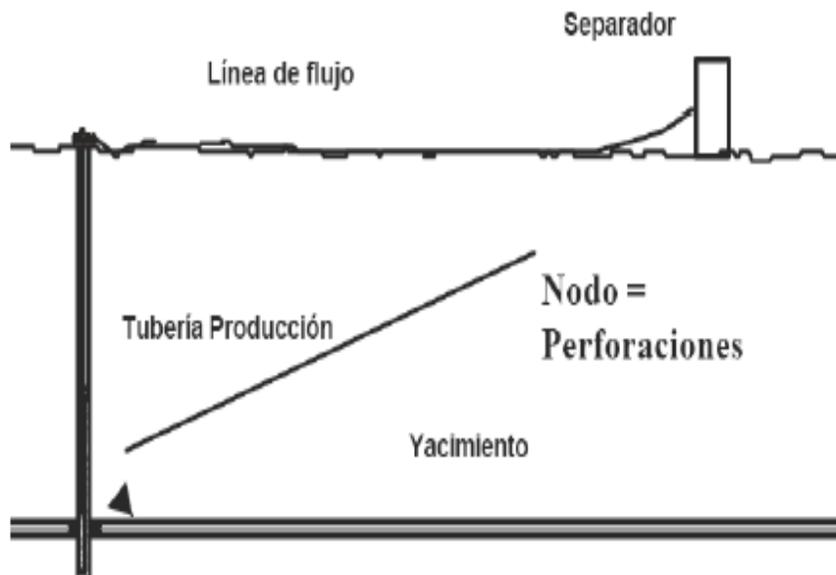


Figura 2. Ubicación del nodo en el fondo del pozo [Fuente: Miranda L., 2018]

En cambio, si el nodo está en el cabezal del pozo, la estimación corresponde a:

- Presión de llegada al nodo:

$$P_{wh \text{ (oferta)}} = P_{ws} - \Delta P_y - \Delta P_c - \Delta P_p$$

Ecuación 7

Dónde:

$P_{wh (oferta)}$: Presión de llegada al nodo (lpc).

P_{ws} : Presión es estática (lpc).

ΔP_y : Caída de presión en el yacimiento (lpc).

ΔP_c : Caída de presión en la completación (lpc).

ΔP_p : Caída de presión en el pozo (lpc).

- Presión de salida del nodo:

$$P_{wh (demanda)} = P_{sep} + \Delta P_l \quad \text{Ecuación 8}$$

Dónde:

$P_{wh (demanda)}$: Presión de salida del nodo (lpc).

P_{sep} : Presión del separador (lpc).

ΔP_l : Caída de presión en la línea de flujo (lpc).

En la figura 3, se observa la opción de ubicar del nodo en el cabezal de pozo.

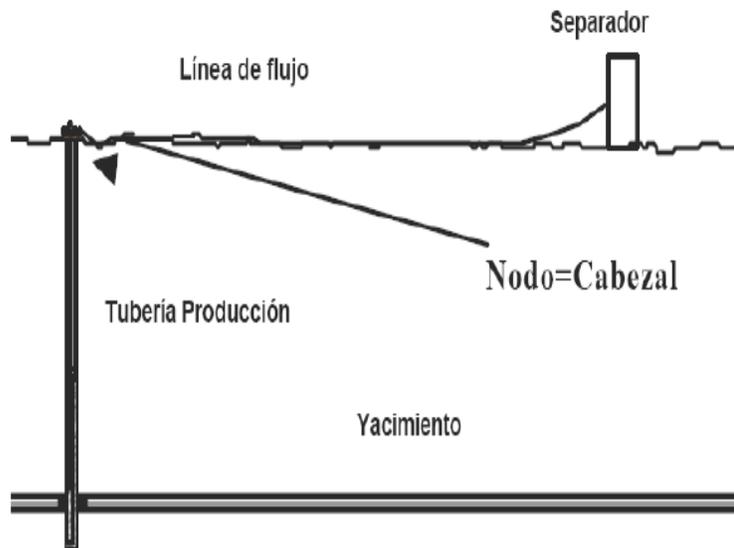


Figura 3. Ubicación del nodo en el cabezal del pozo [Fuente: Miranda L., 2018].

Curvas de oferta y demanda de energía en el fondo del pozo: curvas VLP/IPR [10]

La presión de llegada de los fluidos al nodo en función del caudal o tasa de producción se denomina Curva de Oferta de energía o de fluidos del yacimiento (Inflow Curve), y la representación gráfica de la presión requerida a la salida del nodo en función del caudal de producción se denomina Curva de Demanda de energía o de fluidos de la instalación (Outflow Curve). Si se elige el fondo del pozo como el nodo, la curva de oferta es la IPR y la de demanda es la VLP.

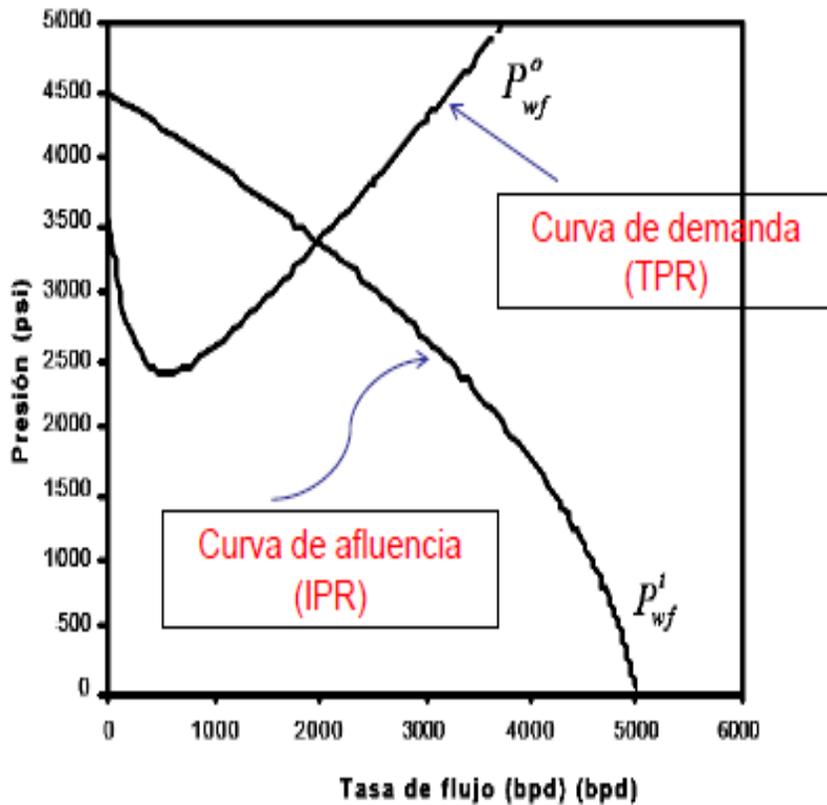


Figura 4. Curva de demanda vs oferta de energía en el fondo del pozo [Fuente: Miranda, 2018]

Análisis Nodal ^[10]

Una de las principales aplicaciones de los simuladores del proceso de producción es optimizar el sistema lo cual consiste en eliminar o minimizar las restricciones al flujo tanto en la oferta como en la demanda, para ello es necesario la realización de múltiples balances con diferentes valores de las variables más importantes que intervienen en el proceso, para luego, cuantificar el impacto que dicha variable tiene sobre la capacidad de producción del sistema. La técnica puede usarse para optimizar la completación de pozo que aún no ha sido perforado, o en pozos que actualmente producen quizás en forma ineficiente.

Para este análisis de sensibilidad la selección de la posición del nodo es importante ya que a pesar de que la misma no modifica, obviamente, la capacidad de producción del sistema, si interviene tanto en el tiempo de ejecución del simulador como en la visualización gráfica de los resultados. El nodo debe colocarse justamente antes (extremo aguas arriba) o después (extremo aguas abajo) del componente donde se modifica la variable. Por ejemplo, si se desea estudiar el efecto que tiene el diámetro de la línea de flujo sobre la producción del pozo, es más conveniente colocar el nodo en el cabezal o en el separador que en el fondo del pozo. La técnica puede usarse para optimizar pozos que producen por flujo natural o por Levantamiento Artificial.

Métodos de producción ^[10]

Flujo Natural cuando existe una tasa de producción donde la energía con la cual el yacimiento oferta los fluidos, en el nodo, es igual a la energía demandada por la instalación (separador y conjunto de tuberías: línea y eductor), se dice entonces que el pozo es capaz de producir.

Levantamiento Artificial cuando la demanda de energía de la instalación, en el nodo, es siempre mayor que la oferta del yacimiento para cualquier tasa de flujo, entonces se requiere el uso de una fuente externa de energía para lograr conciliar la oferta con la demanda; entonces se utiliza esta fuente externa de energía con fines de levantar los fluidos desde el fondo del pozo hasta el separador.

Entre los métodos de Levantamiento Artificial de mayor aplicación en la Industria Petrolera se encuentran: el Levantamiento Artificial por Gas (L.A.G), Bombeo Mecánico (B.M.C) por cabillas de succión, Bombeo Electro- Centrifugo Sumergible (B.E.S), Bombeo de Cavidad Progresiva (B.C.P) y Bombeo Hidráulico Reciprocante (BH.R) y el Bombeo Hidráulico tipo Jet (B.H.J).

El objetivo de los métodos de Levantamiento Artificial es minimizar los requerimientos de energía en la cara de la arena productora con el objeto de maximizar el diferencial de presión a través del yacimiento y provocar, de esta manera, la mayor afluencia de fluidos sin que generen problemas de producción: migración de finos, arenamiento, conificación de agua o gas, etc.

Sistema de levantamiento artificial

Método de levantamiento artificial por Gas ^[7]

Es un método de producción que consiste en inyectar gas de manera a alta presión en la columna de fluidos de un pozo, con la finalidad de aumentar su aporte o para inducirlo a producir cuando el pozo no es capaz de hacerlo en forma natural. El levantamiento artificial por gas se logra a través de: inyección continua de gas o de manera intermitente, flujo pistón, pistón viajero y cámara de acumulación.

La aplicabilidad técnica y viabilidad económica de las instalaciones de levantamiento artificial por gas son determinadas por cuatro factores: la

disponibilidad de gas, los costos de compresión reservas remanentes que justifiquen la inversión y condiciones mecánicas del Pozo. En la mayoría de los casos de pozos con sistemas de levantamiento artificial por gas los pozos cercanos producen suficiente gas para alimentar el sistema, y después de llevar los fluidos a la superficie, el gas puede ser separado de los líquidos y retornar al espacio anular entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción a fin de mantener la presión y el volumen de gas requeridos.

Funciones del levantamiento Artificial por Gas ^[13]

El levantamiento artificial por gas es aplicable para producir pozos de petróleo cuando se dispone de suficiente gas de alta presión. Según (Brown, 2007), el índice de falla del método de LAG es más bajo que cualquier otro método de levantamiento artificial (21%); pero el costo de las fallas es más alto comparado con el promedio de los demás. Una gran parte de estos costos es atribuida a las unidades de servicio, cuadrillas y equipos relacionados.

Este método puede ser utilizado adicionalmente para:

- Arrancar los pozos que producen por flujo natural.
- Incrementar la producción de los pozos que hayan declinado en forma natural, pero que aún producen sin necesidad de utilizar métodos artificiales.
- Descargar los fluidos de los pozos de gas.

Tipos de Levantamiento artificial por gas:

Existen dos tipos básicos de levantamiento artificial por gas: Levantamiento artificial por inyección de gas continuo y por inyección de gas intermitente.

Levantamiento Artificial por Gas de flujo Continuo

Consiste en aligerar la columna de fluidos mediante la inyección interrumpida de gas con el objeto de restablecer las condiciones de flujo continuo del pozo, disminuyendo así la presión fluyente en el fondo del pozo para aumentar su producción. (Miranda, 2018)

Para un eficiente funcionamiento el sistema debe estar basado en un solo punto de inyección de gas, a una profundidad que permita la producción del volumen deseado de fluidos con la inyección del menor volumen de gas posible. (Miranda, 2018)

Este método de levantamiento artificial es el que más se aproxima al comportamiento de un pozo en flujo natural, la diferencia fundamental radica en que se puede controlar la relación de gas líquido de la columna de fluidos (Perez, 2017).

Se utiliza en pozos con un índice de productividad alto y con una presión de fondo alta. Las tasas de producción que se encuentran en este tipo de pozos por lo general también son altas dependiendo del diámetro de la tubería. Se utiliza en pozos con producción de arena y pocos profundos (Perez, 2017).

Mecanismos de levantamiento para flujo continuo ^[10]

En el levantamiento artificial por gas continuo los mecanismos de levantamiento involucrados son:

- Reducción de la densidad del fluido y del peso de la columna lo que aumenta el diferencial de presión aplicado al área de drenaje del yacimiento.
- Expansión del gas inyectado la cual empuja a la fase líquida.
- Desplazamiento de tapones de líquido por grandes burbujas de gas

La siguiente figura ilustra el levantamiento artificial por gas en flujo continuo.

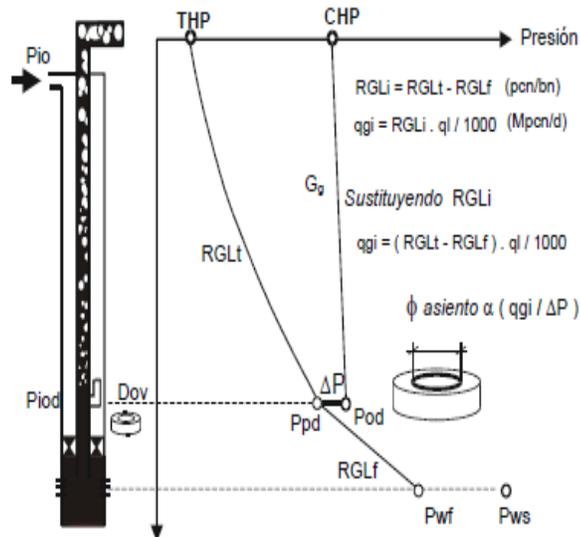


Figura 5. Levantamiento con Gas en Flujo Continuo [Fuente: Maggiolo R, 2004].

Rango de Aplicaciones de Flujo Continuo: ^[10]

- Tasa de mediano a alto (400-6000 BPD)
- RGP alta, mayor a 1000 eficiencia.
- En crudos pesados no es tan eficiente que para crudos medianos y liviano.
- Profundidades mayores a 6000 pies. Depende de la presión de inyección.
- La producción de arena no afecta al sistema.
- Son adaptables a pozos verticales e inclinados.
- Presión estática mayores a 150 lpc/1000 pies.
- Índice de productividad mayor a 0,5 bpd/lpc.

Eficiencia del LAG continuo ^[10]

La eficiencia de levantamiento a nivel de pozo se mide por el consumo de gas requerido para producir cada barril normal de petróleo, la eficiencia aumenta en la medida que se inyecta por el punto más profundo posible la tasa de gas adecuada, de acuerdo al comportamiento de producción del pozo.

Máxima profundidad de inyección ^[10]

La válvula operadora se debe colocar a la máxima profundidad operacionalmente posible, la cual está a dos ó tres tubos por encima de la empacadura superior. Cuando se dispone de suficiente presión en el sistema para vencer el peso de la columna estática de líquido que se encuentra inicialmente sobre la válvula operadora se coloca una válvula a la mencionada profundidad, sin necesidad de utilizar válvulas que descarguen previamente el líquido utilizado para controlar al pozo. En caso contrario se deben utilizar varias válvulas por encima de la operadora conocidas con el nombre de válvulas de descarga, ya que ellas descargarán por etapas el líquido que se encuentra por encima de la válvula operadora. Un espaciado correcto de estas válvulas y adecuada selección de las mismas permitirán descubrir la válvula operadora para inyectar así el gas por el punto más profundo posible.

Tasas de inyección de gas adecuada

Tal como se observó en la figura 5, la tasa de inyección de gas dependerá de la tasa de producción, del aporte de gas de la formación y de la RGL total requerida por encima del punto de inyección. Estimar la RGL total adecuada dependerá de si se conoce o no el comportamiento de afluencia de la formación productora. (Maggiolo, 2004)

$$Q_{iny} = \frac{(RGL_t - RGL_f) \times Q_l}{1000}$$

Ecuación 9

Dónde:

Q_{iny} : Tasa de inyección de gas requerida (Mpcn/d).

RGL_t : Relación Gas-Líquido total (pcn/bn).

RGL_f : Relación Gas-Líquido de formación (pcn/bn).

Q_l : Tasa de producción de líquido (bruta) (b/d).

Control de la inyección ^[10]

Para el LAG continuo la tasa de inyección diaria de gas se controla con una válvula ajustable en la superficie, la presión aguas arriba será la presión del sistema o múltiple, mientras que la presión aguas abajo dependerá del tipo de válvulas utilizadas como operadora en el pozo y de la tasa de inyección de gas suministrada al pozo.

Subtipos de LAG continuo ^[10]

Existen dos subtipos de LAG continuo: tubular y anular, los cuales se ilustrarán en la figura 6.

- **LAG continuo tubular**, en este tipo de LAG continuo se inyecta gas por el espacio anular existente entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento, y se levanta conjuntamente con los fluidos aportados por el yacimiento a través de la tubería de producción.
- **LAG continuo anular**, en este tipo de LAG continuo se inyecta gas por la tubería de producción y se levanta conjuntamente con los fluidos aportados por el yacimiento a través del espacio anular antes mencionado.

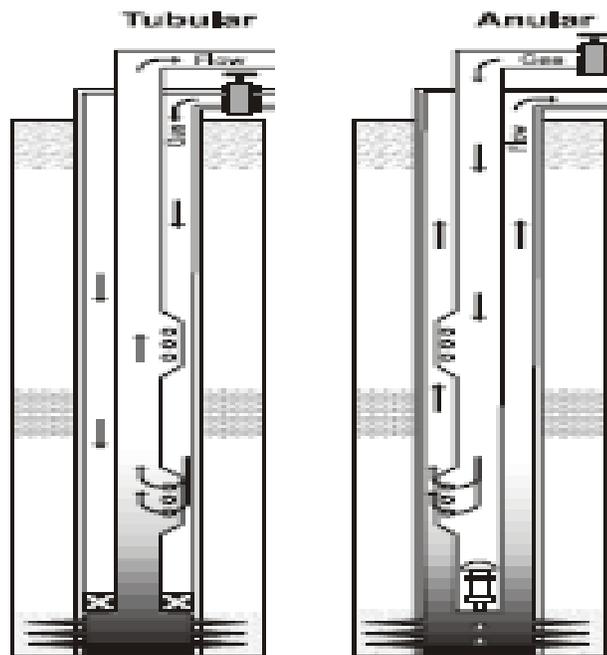


Figura 6. Tipos de Levantamiento con Gas en Flujo Continuo [Fuente: Maggiolo R., 2004].

Uso de tuberías enrolladas (“Tubería continuas (Coiled tubing)”)^[10]

Existe una variante de este tipo de LAG continuo donde se inyecta el gas por una tubería enrollable introducida en la tubería de producción y se produce por el espacio anular existente entre la tubería de producción y la tubería continua (Coiled tubing). Esta variante se utiliza cuando se desea reducir el área expuesta a flujo y producir en forma continua sin deslizamiento, o cuando por una razón operacional no se pueden usar las válvulas de levantamiento instaladas en la tubería de producción.

Levantamiento Artificial por Gas de flujo Intermitente^[12]

Consiste en Inyectar gas a la tubería de producción a intervalos regulares para desplazar los fluidos hacia la superficie en forma de tapones de líquido. Básicamente,

consiste en permitir una acumulación de líquido en la tubería de producción por encima del punto de inyección y periódicamente desplazar el líquido con gas a alta presión. El proceso requiere altas tasas de gas para incrementar la eficiencia y disminuir las pérdidas por resbalamiento del tapón.

Mecanismos de levantamiento por flujo intermitente^[10]

En el levantamiento artificial por gas intermitente los mecanismos de levantamiento involucrados son: Restauración del pozo para creación del tapón de líquido. Desplazamiento ascendente de tapones de líquido por la inyección de grandes caudales instantáneos de gas por debajo del tapón de líquido. Expansión del gas inyectado la cual empuja al tapón de líquido hacia el cabezal del pozo y de allí a la estación de flujo.

En la figura 7, se muestra los Ciclos o etapas de un sistema de Levantamiento con Gas Intermitente.

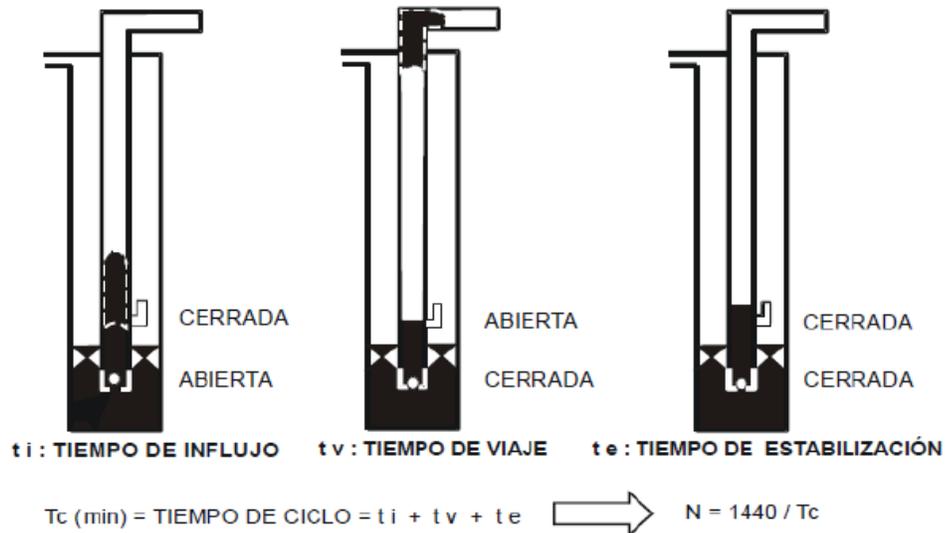


Figura 7. Ciclos de Levantamiento con Gas en Flujo Intermitente [Fuente: Maggiolo R., 2004].

Rango de Aplicaciones de Flujo Intermitente ^[10]

- Tasa bajas, menores a 300 BPD.
- RGP mediano.
- Los crudos pesados no son tan eficiente como los medianos y livianos.
- Profundidades menores a 6000 pies.
- La producción de arena no es apropiada para el sistema.
- Adaptable a pozos verticales e inclinados.
- Presión estática menores a 150 lpc/1000 pies.
- Índice de productividad menores a 0,3 bpd/lpc.

Ciclo de Levantamiento Intermitente ^[7]

- **Influjo:** es el lapso de tiempo transcurrido entre dos arribos consecutivos del tapón de líquido a la superficie. Inicialmente la válvula operadora está cerrada, la válvula de retención en el fondo del pozo se encuentra abierta permitiendo al yacimiento aportar fluido hacia la tubería de producción. El tiempo requerido para que se restaure en la tubería de producción el tamaño de tapón adecuado depende fuertemente del índice de productividad del pozo, de la energía de la formación productora y del diámetro de la tubería.
- **Levantamiento:** una vez restaurado el tapón de líquido, la presión del gas en el anular debe alcanzar a nivel de la válvula operadora, el valor de la presión de apertura (P_{od}) iniciándose el ciclo de inyección de gas en la tubería de producción para desplazar al tapón de líquido en contra de la gravedad, parte del líquido se queda rezagado en las paredes de la tubería (“liquid fallback”) y cuando el tapón llega a la superficie, la alta velocidad del mismo provoca un aumento brusco de la presión de cabezal (P_{wh}).

- **Estabilización:** al cerrar la válvula operadora por la disminución de presión en el anular el gas remanente en la tubería se descomprime progresivamente permitiendo la entrada de los fluidos del yacimiento hacia el pozo nuevamente.

Eficiencia del LAG Intermitente ^[10]

La eficiencia de levantamiento intermitente al igual que en el continuo se mide por el consumo de gas requerido para producir cada barril normal de petróleo, la eficiencia aumenta en la medida que se elige una frecuencia de ciclos que maximice la producción diaria de petróleo y se utilice la cantidad de gas por ciclo necesaria para un levantamiento eficiente del tapón de líquido.

Máxima Profundidad de Inyección ^[10]

La válvula operadora se debe colocar a la máxima profundidad operacionalmente posible la cual está a dos o tres tubos por encima de la empacadura superior. Por lo general en este tipo de LAG no se requieren válvulas de descarga ya que la energía del yacimiento es baja y el nivel estático se encuentra cerca del fondo del pozo.

Tasa de Inyección de Gas Adecuada ^[10]

El volumen de gas de levantamiento que se suministra a la tubería de producción durante el período de inyección es aproximadamente el requerido para llenar dicha tubería con el gas comprimido proveniente del anular. El consumo diario será el volumen anterior multiplicado por el número de taponos que serán levantados al día. Las restricciones en la superficie juegan un papel muy importante en el volumen de gas requerido por ciclo.

Control de la Inyección ^[10]

Para el LAG intermitente la tasa de inyección diaria de gas se controla con una válvula ajustable en la superficie conjuntamente con una válvula especial (piloto) en el subsuelo o con un controlador de ciclos de inyección en la superficie.

Subtipos de LAG Intermitente ^[10]

- **LAG Intermitente Convencional:** en este tipo de LAG intermitente se utiliza el espacio interno de la tubería de producción para el almacenamiento de los fluidos aportados por la formación y el gas desplaza directamente al tapón de líquido en contra de la gravedad. Normalmente se utiliza cuando la presión estática del yacimiento y/o el índice de productividad alcanza valores bajos (aproximadamente presiones estáticas (P_{ws}) menores de 150 lpc por cada 1000 pies e índices de productividad menores de 0,3 bpd/lpc).
- **LAG Intermitente con Cámara de Acumulación (Chamber Lift):** en este tipo de LAG intermitente se utiliza el espacio anular entre el revestidor de producción y la tubería de producción para el almacenamiento de los fluidos aportados por la formación y el gas desplaza directamente al tapón de líquido inicialmente a favor de la gravedad y posteriormente en contra de dicha fuerza. Normalmente se utiliza cuando la presión estática del yacimiento alcanza valores muy bajos, de tal magnitud (aproximadamente menores de 100 lpc por cada 1000 pies) que con el intermitente convencional el tapón formado sería muy pequeño y por lo tanto la producción sería casi nula.
- **LAG Intermitente con Pistón Metálico (Plunger Lift):** en este tipo de LAG intermitente se utiliza el espacio interno de la tubería de producción para el almacenamiento de los fluidos aportados por la formación y el gas desplaza directamente un pistón metálico que sirve de interface sólida entre el gas

inyectado y el tapón de líquido a levantar. Se utiliza para minimizar el resbalamiento de líquido durante el levantamiento del tapón.

En la figura 8, se observan los Tipo de Levantamiento Artificial por Gas Intermitente.

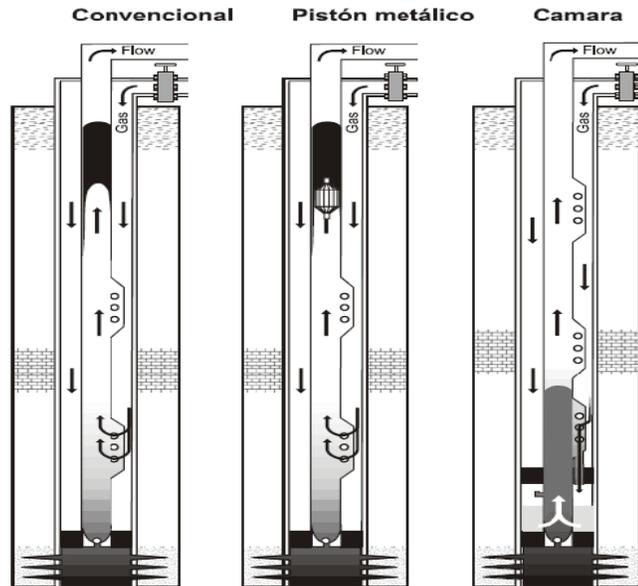


Figura 8. Tipos de Levantamiento con Gas en Flujo Intermitente [Fuente: Maggiolo R., 2004].

Diseño de Levantamiento Artificial por Gas ^[13]

Para realizar el diseño de un sistema de LAG apropiadamente, es necesario conocer los siguientes parámetros:

- **Índice de Productividad (IP)**

En el caso de pozos nuevos, este es un parámetro difícil de conocer con precisión. Generalmente es estimado, por lo que se recomienda la ejecución de registros de presión y temperatura (estático / dinámico) en pozos vecinos completados

en un mismo yacimiento, con el objeto de tener valores de referencia a través del tiempo y elaborar mapas de distribución dentro del yacimiento. Para pozos existentes (recompletación, rehabilitación, rediseño), es necesario analizar el comportamiento de las variables de producción como: Q_l , RGP, % AyS, °API, PS, etc. A través del tiempo, para determinar la tendencia del comportamiento de afluencia del pozo.

- **Propiedades de los fluidos**

Es importante determinar la viscosidad y la densidad de los fluidos producidos y las del gas inyectado, ya que estas propiedades determinarán la efectividad del proceso. En crudos pesados, por ejemplo, la viscosidad generalmente constituye una restricción fundamental hacer considerada en el diseño del sistema de levantamiento.

1. Establecer la información detallada de la completación del pozo (Profundidad del pozo, diámetros, longitudes tubulares y accesorios, etc.).
2. Características del Sistema de Distribución de Gas (Líneas de gas (diámetro, longitud, irregularidad del terreno), presiones y caudales disponibles de gas, contenido de líquidos).
3. Características del Sistema de Recolección de Crudo (Línea de flujo (diámetro, longitud, irregularidad del terreno), presiones de separación y/o múltiples, considerar los posibles problemas de producción que se pueden presentar tales como, precipitación de asfáltenos, parafinas o carbonato de calcio, así como la producción de arena y/o finos).

Con la información obtenida en los registros de presión y temperatura es necesario validar las correlaciones existentes con el fin de determinar la que mejor se ajuste al patrón de flujo de los pozos del área.

- **Tasa Crítica**

Este parámetro es muy importante y debe ser definido por el ingeniero de yacimiento, basado en la máxima tasa que pueda producir el pozo sin ocasionar inestabilidad en la producción de fluidos que pudieran causar daño en las vecindades del pozo. Adicionalmente, la producción a tasas mayores a la crítica puede originar arrastre de finos, conificación de agua o gas, precipitación de carbonatos de calcio, etc.

A continuación, se presenta el procedimiento de diseño para LAG Continuo e Intermitente:

- **Levantamiento Artificial por Gas Continuo**

- a. Determinar el punto de inyección más profundo mediante análisis nodal.
- b. Determinar la tasa de inyección de gas.
- c. Calcular el espaciamiento de mandriles.
- d. Seleccionar el equipo de levantamiento (mandriles y válvulas).
- e. Determinar las presiones de calibración y el diámetro del orificio de las válvulas de descarga y operadoras.

- **Levantamiento Artificial por Gas Intermitente**

- a. Determinar la capacidad de aporte del yacimiento.
- b. Determinar el tiempo de ciclo de producción.
- c. Determinar la cantidad de gas requerido.
- d. Calcular la relación de áreas de la válvula o el tamaño del orificio.

Pasos para el diseño de un sistema extractivo por LAG. [13]

- a) **Curva de rendimiento**, el primer paso de un diseño se considera el uso de un análisis nodal, con él, se construye un gráfico de P_{wf} vs Q_1 y luego se elabora el gráfico de optimización de producción (Q_1 vs Q_{gi}). Es necesario establecer la tasa de diseño y esto será en función de la Curva de Rendimiento y de la disponibilidad de gas de levantamiento para el pozo en particular, observándose gráficamente en la figura 9.

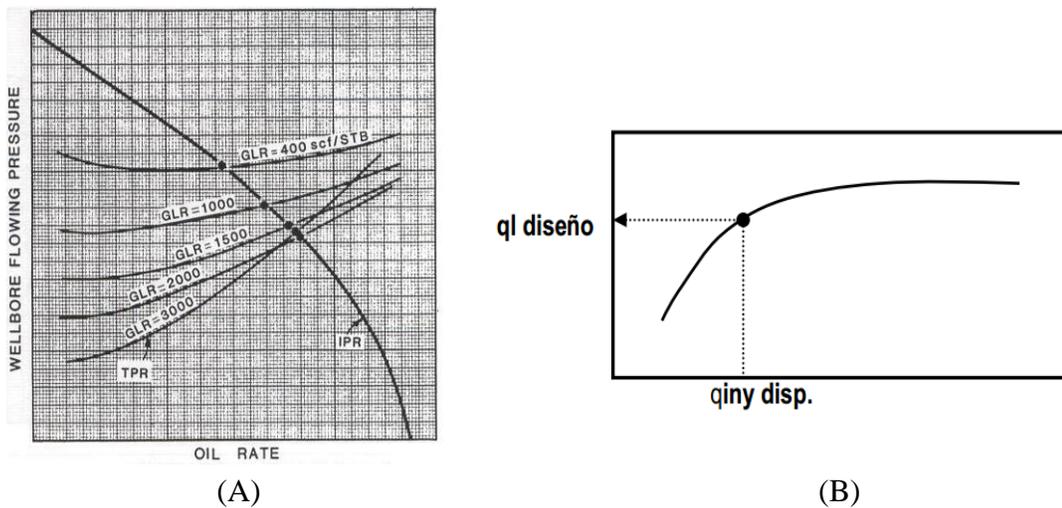


Figura 9. (A) Gráfico de presión de pozo fluyente (lpc) vs tasa de petróleo (bpd), (B) Gráfico de la tasa de diseño (bpd) vs la tasa de inyección (pc/d). [Fuente: Miranda L., 2018]

Es muy importante recordar que para obtener la curva de rendimiento es necesario estimar el punto de inyección, el cual se define como el punto más profundo por donde se puede inyectar el gas de levantamiento, que existirá en el cabezal una vez que se haya descargado el pozo:

$$P_{i0} \text{ ó } \text{CHP} \approx P_{ko} - n \times \Delta P_o - \Delta P_{\text{seguridad}} \quad \text{Ecuación 10}$$

Dónde:

n: el número de mandriles.

P_{io} : presión en el revestidor, lpc

P_{ko} : presión de arranque, lpc

ΔP_o : diferencia de presión a la presión de arranque, lpc

$\Delta P_{seguridad}$: diferencial de presión de seguridad, lpc.

Dado que el número de mandriles es una incógnita se debe asumir un estimado con base a la información de la profundidad de la formación y de la presión disponible en el sistema, es muy importante consultar con los ingenieros con experiencia en el área o región.

Cada punto de la curva de rendimiento está asociado a una determinada tasa de inyección, RGL_{total} y profundidad de inyección del gas. A continuación, se presenta el procedimiento para determinar cada punto de la curva de rendimiento.

1. Dada una tasa de diseño Q_i , existirá una P_{wf} , de acuerdo al comportamiento de afluencia de la formación productora (IPR).
2. Se marca en un gráfico Presión vs. Profundidad: la CHP a la profundidad cero (cabezal) y la P_{wf} a la profundidad del punto medio de las perforaciones.
3. A partir de los puntos anteriores se dibuja la línea de gradiente de gas de inyección hasta el punto medio de las perforaciones y la curva de gradiente del fluido del pozo hacia arriba hasta interceptar la línea de gradiente de gas menos un diferencial de presión que puede oscilar entre 100 y 200 lpc (psi). La profundidad donde se cumpla la condición anterior será la profundidad del punto de inyección correspondiente a la tasa de diseño y denominará D_{ov} .

$$P_{pd} \text{ a } D_{ov} = P_{iod} - \Delta P$$

Ecuación 11

Dónde:

P_{pd} : Presion de tubería a profundidad de la válvula, lpc

D_{ov} : Profundidad de la válvula, ft

P_{iod} : Presión de apertura a profundidad de la válvula, lpc

ΔP : diferencial de presión de diseño, lpc

Diferencial a través de la válvula operadora ≈ 100 a 200 lpc.

- Para determinar los requerimientos de inyección de gas se asumen varios consumos Q_{iny} (Mpcnd) y para cada uno de ellos se determina la P_{wh} a partir de la P_{sep} utilizando una correlación de flujo multifásico horizontal apropiada en la línea de flujo superficial, y luego se determina la P_{pd} , a la profundidad del punto de inyección, a partir de la P_{wh} utilizando una correlación de flujo multifásico vertical apropiada en la tubería de producción. Aquel consumo Q_{iny} que genere una P_{pd} igual a “ P_{pd} a D_{ov} ” será la tasa de inyección requerida para la tasa de diseño. En la figura 10, se ilustra estos pasos.

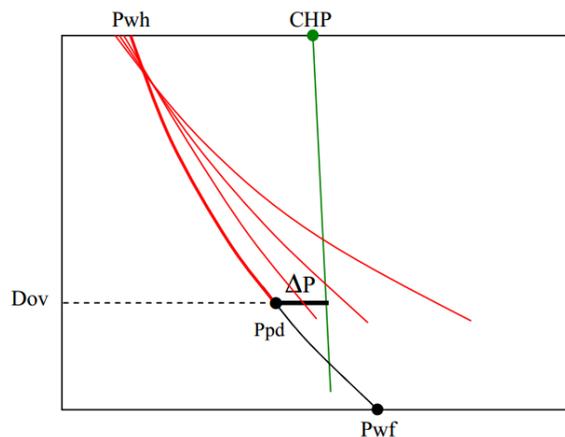


Figura 10. Pasos del 1 al 5 del diseño de LAG. [Fuente: Perez, et. al., 2017].

La relación gas líquido (RGL) total (pcn/bn) que se debe utilizar en la obtención de P_{wh} y P_{wf} viene dada por la ecuación:

$$RGL_{total} = \frac{1000 \times Q_{iny}}{Q_l \text{ de diseño}} + RGL_f \quad \text{Ecuación 12}$$

Dónde:

RGL_{total} : relación gas-liquido total, pcn/bn

Q_{iny} : tasa de inyección, Mpcn/d

Q_l : tasa de líquido total óptimo, b/d

RGL_f : relación gas-líquido en formación, pcn/bn

En los casos donde no se disponga de la curva de rendimiento por no conocer el comportamiento de afluencia del yacimiento, se debe establecer un caudal de producción con base al comportamiento de los pozos vecinos y la tasa de inyección con base a la RGL correspondiente a gradiente mínimo.

b) Espaciamiento de mandriles

- **Determinar el área disponible para el espaciamiento de mandriles**

En un gráfico de Presión vs. Profundidad se seguirán los pasos 1, 2 y 3 que se muestran a continuación.

Paso 1. Se traza una línea horizontal a la profundidad de la empacadura superior menos 60 ó 120' ($D_{pack-60}$ ó 120) y otra a la profundidad del punto medio de las perforaciones.

Paso 2. Se dibuja la curva de gradiente de gas en el anular correspondiente a la presión de diseño de la instalación también conocida como la presión de arranque (P_{ko}), esta presión por lo general se selecciona 50 ó 100 psi por debajo de la máxima presión del gas disponible en el múltiple de gas o en el cabezal del pozo antes de

arrancar el pozo (sistema ramificado), será necesario determinar previamente el gradiente de gas correspondiente a dicha presión $G_g@P_{ko}$.

Paso 3. Se dibuja la curva de gradiente dinámico del fluido en el pozo para las condiciones de producción esperadas (P_{wh} , Q_l de diseño, RGL_{total} , % AyS, etc.)

En la siguiente figura 11, se ilustra la forma del área disponible para el espaciado de mandriles en los casos donde se dispone de baja o alta presión en el sistema de gas.

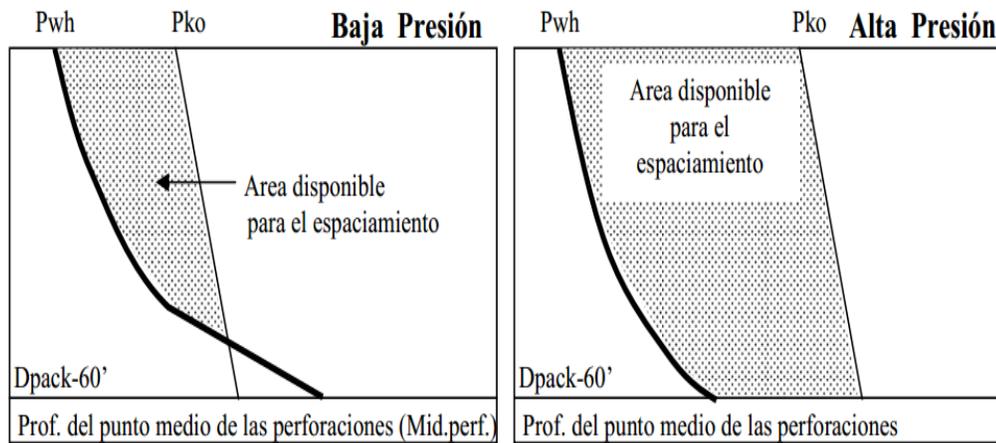


Figura 11. Área disponible para el espaciado de mandriles. [Fuente: Perez, et. al., 2017].

Determinar la profundidad de la válvula superior o tope, (D_{v1}), igualando la presión generada por la columna de gas en el anular con la presión ejercida por la columna de fluido en la tubería de producción, a nivel de la válvula, se puede calcular analíticamente D_{v1} .

$$P_{ko} + G_g \times D_{v1} = P_{wh} + G_{fm} \times D_{v1} \quad \text{Ecuación 13}$$

$$\text{Despejando } D_{v1} = \frac{P_{ko} - P_{whdesc}}{G_{fm} - G_{fm}@P_{ko}} \quad \text{Ecuación 14}$$

Dónde:

D_{v1} : profundidad de la válvula superior, ft

P_{ko} : presión de arranque, lpc

$P_{wh\ desc}$: presión de cabezal de descarga, lpc

G_{fm} : gradiente de fluido muerto, lpc/ft

G_g : gradiente de gas, lpc/ft

En la figura 12, se tiene una imagen visual de la profundidad de válvula superior.

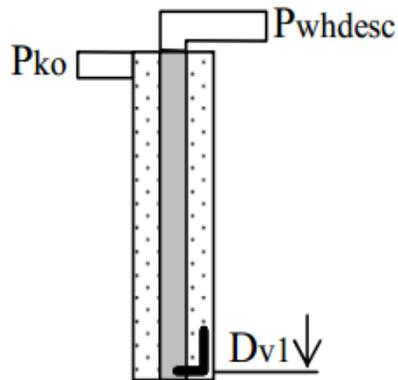


Figura 12. Válvula superior o tope en el pozo. [Fuente: Perez, et. al., 2017].

$P_{wh\ desc}$, que representa la presión en el cabezal durante la primera etapa de la descarga, por lo general se toma ligeramente mayor a la P_{sep} ($P_{sep} + 10$ psi); si se usa la P_{wh} correspondiente al caudal de líquido de diseño (Q_l), la válvula tope quedará a menor profundidad lo cual constituye un margen de seguridad adicional (recomendado).

G_{fm} : es el gradiente del fluido muerto o de terminación que se encuentra en el pozo, por lo general es agua salada, valores típicos de gradiente para esta agua es de aproximadamente 0.45 a 0.465 psi/pie.

Si desea realiza el espaciamiento de la válvula tope gráficamente siga el paso 4.

Paso 4. Se dibuja a partir de “ $P_{wh\ desc}$ ” la recta que representa el gradiente del fluido muerto presente en el pozo y marcar la profundidad donde se intercepta con la recta del gradiente de gas en el anular (figura 13).

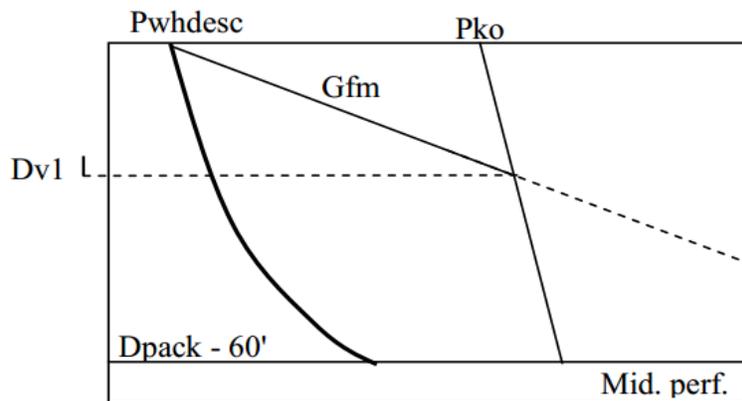


Figura 13. Imagen gráfica que determina la profundidad de la válvula tope. [Fuente: Perez, et. al., 2017].

Determinar las presiones de apertura en superficie de cada una de las válvulas y dibuje las curvas de gradiente de gas para cada una de ellas hasta “ $D_{pack-60}$ ”

Paso 5. Se fija la presión de apertura en superficie de la válvula tope, P_{o1} , sustrayéndole un diferencial de presión (ΔP_o) a la P_{ko} ; este diferencial permite disponer de la presión necesaria para abrir la válvula lo suficiente para dejar pasar la Q_{iny} requerida para descubrir la siguiente válvula (2) inmediatamente más profunda.

$$P_{o1} = P_{ko} - \Delta P_o \quad \text{Ecuación 15}$$

Para el diferencial ΔP_o es recomendable usar entre 20 y 50 psi, su valor máximo depende, entre otros factores, de la disponibilidad de presión de gas en el sistema.

Fije las presiones de apertura del resto de las válvulas en superficie:

$$P_{o2} = P_{o1} - \Delta P_o \quad \text{Ecuación 16}$$

$$P_{o3} = P_{o2} - \Delta P_o \quad \text{Ecuación 17}$$

$$P_{o4} = P_{o3} - \Delta P_o \text{ etc...} \quad \text{Ecuación 18}$$

Donde ΔP_o representa la caída de presión por válvula para asegurar el cierre secuencial de válvulas y a la vez evitar o minimizar la interferencia entre válvulas (reapertura de una válvula cuando la inmediata inferior está en operación).

Se determina el gradiente de gas correspondiente a cada presión de apertura en superficie, $G_g @ P_{oi}$. Dibuje en el gráfico de Presión vs. Prof. la curva de gradiente de gas (en el anular) con una presión P_{oi} en superficie. Si se asigna $\Delta P_o = 25$ lpc, entonces la gráfica del espaciamiento quedará de la siguiente manera aproximadamente (figura 14):

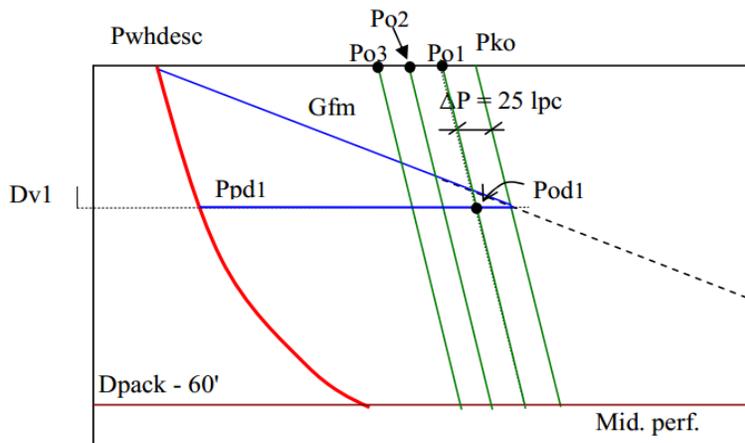


Figura 14. Grafica de espaciamiento con $\Delta P_o = 25$ lpc [Fuente: Perez, et. al., 2017].

Determinar la profundidad del resto de las válvulas

Paso 6. Para espaciar la válvula 2, D_{v2} , trace una recta a partir de P_{pd1} con gradiente igual a G_{fm} y extiéndala hasta cortar la curva de gradiente de gas correspondiente a P_{o1} y repita el procedimiento con el resto de las válvulas hasta alcanzar la profundidad “Dpack-60”, obsérvese que para la válvula 3 se debe extender la recta de G_{fm} hasta P_{o2} y así sucesivamente (figura 15).

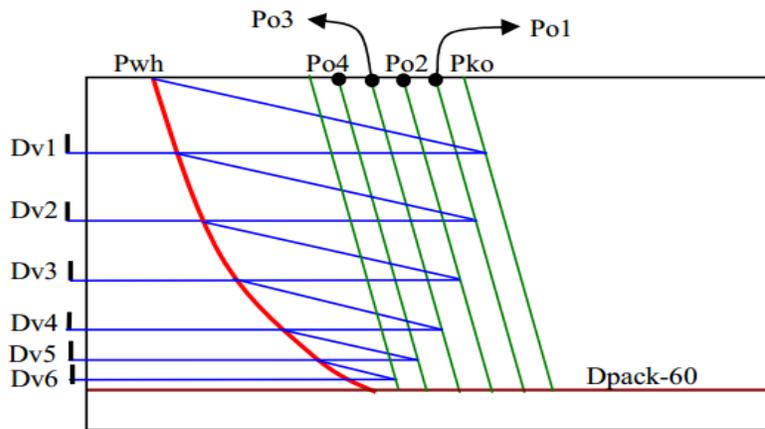


Figura 15. Gráfica del diseño de un levantamiento por Gas [Fuente: Perez, et. al., 2017].

Ajuste el espaciamiento primario de mandriles, si se pasa la última válvula espaciada de la profundidad Dpack-60' en una distancia mayor de un espaciamiento mínimo preestablecido ($D_{v \text{ min}}$, por lo general 200 a 500 pies) se coloca la última válvula espaciada a la profundidad “Dpack-60” y suben todas las válvulas espaciadas a una profundidad ajustada por un factor que represente la proporción en que subió la última válvula, es decir:

$$D_{vai} = D_{vi} \times \left(\frac{D_{\text{pack-60}}}{D_{v \text{ ultima}}} \right) \quad \text{Ecuación 19}$$

D_{vai} es la D_{vi} ajustada o definitiva.

En caso de que no se pase por una distancia mayor que el espaciamiento mínimo se coloca la última válvula espaciada a $D_{\text{pack-60}}$, pero no es necesario reajustar el espaciamiento primario del resto de las válvulas.

En aquellos sistemas donde no existe suficiente presión (diferencial $P_{\text{gas}}-P_{\text{pd}}$ menor de 200 a 300 psi a nivel de la empacadura superior utilizando la P_{ko}), probablemente se agote el diferencial antes de alcanzar la profundidad " $D_{\text{pack-60}}$ "; en estos casos se debe chequear la distancia remanente entre la última válvula espaciada (antes de alcanzar D_{vmin}) y la profundidad " $D_{\text{pack-60}}$ ", si es mayor que la ΔD_{vmin} se debe colocar N mandriles por debajo del operador espaciados una distancia aproximadamente igual al ΔD_{vmin} , es decir:

$$N = \text{Parte entera} \left(\frac{D_{\text{pack-60}} - D_{\text{v ultima}}}{\Delta D_{\text{v min}}} \right) \quad \text{Ecuación 20}$$

$$\Delta D_{\text{v mandriles adic.}} = \frac{D_{\text{pack-60}} - D_{\text{v ultima}}}{N} \quad \text{Ecuación 21}$$

En estos mandriles por debajo del operador se deben colocar válvulas ciegas (dummies) y en el futuro, cuando exista diferencial, se instalaran válvulas calibradas.

Paso 7. Se determina y registra la presión del gas en el anular (P_{odi}) y del fluido del pozo (P_{pdi}) a nivel de cada mandril espaciado, tal como se determinó para la válvula tope en el paso 5.

- c) **Selección y calibración de válvulas**, cada válvula debe dejar pasar un volumen de gas diario que dependerá de la RGL que debe generarse por encima de la válvula para obtener diferencial en la siguiente válvula más profunda, los requerimientos de gas se calculan con la ecuación:

$$Q_{\text{gas (Mpcnd)}} = \frac{(RGL - RGL_f) \times Q_l}{1000}$$

Ecuación 22

Nota: Si el yacimiento no aporta gas se debe tomar $RGL_f = 0$.

Este caudal de gas permite determinar el tamaño del asiento utilizando la ecuación de Thornhill Craver. Para seleccionar la válvula se requiere conocer además del asiento mínimo requerido, el tamaño de los mandriles que se van a instalar (KBM ó MMA) y la tabla de asientos disponibles según el proveedor de las válvulas. Una vez seleccionada se sabe el valor de la relación de áreas R y con ella se podrá determinar la presión de fuelle y la presión de calibración en el taller.

A continuación, se detalla paso a paso la selección y calibración de válvulas

Determinar para cada válvula la presión que se genera en el fondo del pozo (Pf) y establezca si el yacimiento aporta o no aporta fluido, para ello, es necesario extender las rectas paralelas del gradiente de fluido muerto (G_{fm}) hasta la profundidad del punto medio de las perforaciones (P_{ws}) y registrar las presiones de fondo inicial (P_{fi}) y compararlas con la P_{ws} del yacimiento.

Si $P_{fi} < P_{ws}$ existirá aporte del yacimiento.

Si $P_{fi} \geq P_{ws}$ no existirá aporte del yacimiento.

En la figura 16, se observa que a partir de válvula 3 comienza el yacimiento a aportar fluidos.

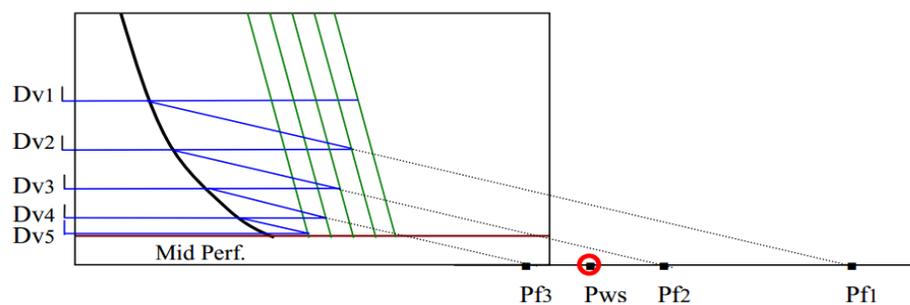


Figura 16. Gráfico de un levantamiento artificial por gas donde el yacimiento aporta fluidos. [Fuente: Perez, et. al., 2017].

Calcular los requerimientos de gas para cada válvula

Paso 8. Se calcula a cada profundidad de la válvula (D_{vi}) la RGL correspondiente al gradiente mínimo utilizando la tasa de producción de descarga (100-200 bpd) más la del yacimiento según la P_f ($Q_l = Q_{desc} + Q_{yac}$). Utilice un %AyS ponderado por volumen entre el fluido de descarga y el que aporta el yacimiento.

Paso 9. Determinar la tasa de gas requerida en cada válvula.

- Para las válvulas de descarga se utiliza la siguiente formula:

$$Q_{iny} = \frac{RGL_{grad. min} \times Q_l}{1000} \quad \text{Ecuación 23}$$

Nótese que no se toma en cuenta el gas aportado por la formación ya que posiblemente al principio esta se esté limpiando, en caso contrario, a la Q_{iny} se le debe sustraer el gas aportado por la formación ($Q_{yac} \times RGP_f$).

Para la válvula operadora si es necesario considerar el aporte de gas de la formación ya que inyectando gas a través de ella se logrará estabilizar la producción del pozo, de allí que:

$$Q_{iny operadora} = \frac{(RGL_{total} - RGL_{form}) \times Q_{l diseño}}{1000} \quad \text{Ecuación 24}$$

En este último caso la tasa de descarga es cero ya que dicho proceso ha finalizado, la RGL_{total} y el caudal del líquido son las correspondientes al diseño.

Determinar el tamaño de los asientos y la relación de áreas R para cada válvula

Paso 10. Para cada válvula se determina con Thornhill-Craver el diámetro del orificio dependiendo de los requerimientos de gas, y de la temperatura de flujo a nivel de la válvula. Se debe utilizar la temperatura estática si el yacimiento no aporta, y un promedio entre la temperatura estática y la dinámica si el yacimiento aporta. Para la válvula operadora se debe utilizar siempre la temperatura dinámica, ya que esta depende de la tasa de producción y de la RGL.

Luego, se selecciona de la tabla del fabricante el asiento inmediato superior al orificio calculado en el paso anterior. Este criterio compensa parcialmente los errores cometidos al utilizar la ecuación de Thornhill-Craver en válvulas de LAG. El valor de la relación de áreas R se verifica en las tablas o manuales del fabricante.

Calibrar las válvulas seleccionadas

Paso11. Conocida R, P_{od} y P_{pd} se calcula la P_{bt} para cada válvula.

$$P_{bt} = P_{od} \times (1-R) + P_{pd} \times R \quad \text{Ecuación 25}$$

Determinar, adicionalmente, la presión de cierre en superficie:

$$P_{cvs} = P_{bt} - G_g \times D_v \quad \text{Ecuación 26}$$

Paso12. Determinar el factor de corrección por temperatura para cada válvula

$$C_t = \frac{1}{1 + 0,00215 \times (T_{v-60})}$$

Ecuación 27

Paso13. Proceder a calibrar todas las válvulas.

$$P_{vo} = PTRO = \frac{P_{bt} \times C_t}{1 - R}$$

Ecuación 28

Se registra en una tabla: D_v , P_o , P_{od} , P_{pd} , T_v , Orificio, tamaño del asiento, R , P_{bt} , C_t , $P_{b@60}$, P_{vo} y P_{cvs} , este último valor debe ir disminuyendo desde la primera (tope) hasta la última válvula más profunda.

Determinar el asiento de la válvula de orificio (operadora), dado que la válvula operadora no tiene que cerrar, se ha hecho muy común el uso de un orificio (válvula descargada: RDO ó DKO) en el mandril operador, otros ingenieros recomiendan utilizar válvulas con menor calibración para evitar el cierre de la misma por las fluctuaciones de presión en el sistema, normalmente se le sustraen 75 lpc a su correspondiente P_o . El asiento se determina con los siguientes pasos.

Paso14. Se fija un diferencial para el pase de gas a través del orificio ($P_{iod} - P_{pd}$), se recomienda dejar un margen de seguridad ($\Delta P_s = 40$ o 50 lpc) entre la presión de inyección y la presión de apertura de la válvula de descarga inmediata superior.

Paso15. Se utiliza la ecuación de Thorhill-Craver para el cálculo del diámetro del orificio y luego seleccione el asiento inmediatamente superior disponible en el catálogo del fabricante.

Paso16. Recalcular la P_{iod} para el asiento seleccionado y determinar la presión de inyección esperada en superficie, P_{io} o CHP .

$$CHP = P_{iod} - (G_g \times D_{ov})$$

Ecuación 29

Con base al diferencial $P_{sist} - CHP$ y el caudal de gas, se puede estimar la apertura requerida en el regulador de flujo de gas, el diferencial en el disco de gas de levantamiento según la gamma del registrador de flujo y del tamaño de la placa-orificio y, finalmente, las lecturas THP y CHP en el disco de dos presiones según la gamma del registrador de dos presiones.

Ventajas y limitaciones del Levantamiento Artificial por Gas (LAG) [7]

Ventajas del Levantamiento Artificial por Gas

- El costo inicial del equipo de subsuelo es generalmente inferior al de los otros métodos de levantamiento artificial.
- Es más flexible que otros métodos de levantamiento artificial.
- Las instalaciones pueden ser diseñadas para producir desde 25 barriles por día hasta varios miles de barriles por día, sin necesidad de cambiar el equipo de subsuelo.
- En la mayoría de las instalaciones, la arena presente en el fluido de producción, no afecta al equipo de levantamiento.
- La desviación del pozo no afecta la eficiencia del método.
- El número relativamente pequeño de partes móviles en el equipo de levantamiento artificial por gas lo hace más duradero en comparación con otros métodos.
- Particularmente a grandes profundidades los costos de operación son menores.
- La mayoría de los equipos que se emplean en este método están instalados en la superficie, lo cual permite fácil inspección, mantenimiento y reparación.

- Permite el uso del gas natural que producen los pozos.
- El uso de equipo de subsuelo recuperable, permite cambiar las válvulas con guayas en caso de mal funcionamiento, sin necesidad de sacar la tubería.
- Requiere de poco espacio en superficie para el cabezal y los controles de inyección.
- En la mayoría de las instalaciones no se restringe el diámetro interno de la tubería de producción, lo que permite correr herramientas dentro del pozo para obtener información de subsuelo o efectuar trabajos menores de reparación.
- Un sistema de LAG es muy apropiado para poner a producir a un grupo de pozos desde una plataforma costa afuera.

Limitaciones del Levantamiento Artificial por Gas

- Es indispensable la disponibilidad de una fuente de suministro de gas a alta presión. En algunos casos se ha usado aire pero no es recomendable, debido a la posible mezcla explosiva que se puede formar con el gas natural, y a la alta corrosión que origina en el compresor.
- Si el gas de levantamiento es corrosivo, puede dañar las instalaciones. Es indispensable tratarlo correctamente antes de ser utilizado. En algunos casos los costos del tratamiento pueden resultar antieconómicos.
- El revestidor de producción del pozo debe estar en buenas condiciones a fin de soportar las altas presiones de inyección.
- En pozos apartados se tiene problemas con el sistema de distribución de gas a alta presión.
- El LAG puede acentuar los problemas asociados con las formaciones de emulsiones o con la producción de crudos viscosos y/o parafínicos.

- Este método puede ser muy limitado en casos como: pozos que producen crudo con poco gas de formación, pozos muy distantes de la fuente de gas a alta presión, la poca disponibilidad de espacio para equipos de compresión en plataformas costa afuera y existencia de pocos pozos ampliamente espaciados entre sí.

Clasificación de las instalaciones de LAG [12]

La instalación depende fundamentalmente si el pozo producirá por sistema continuo o intermitente. Además, hay que considerar el futuro comportamiento del pozo en función de la energía y declinación del índice de Productividad. Se clasifican en tres grupos:

- Instalaciones Abiertas
- Instalaciones Semi-Cerradas
- Instalaciones Cerradas

Instalaciones Abiertas, son aquellas donde la sarta de tubería está suspendida dentro del pozo sin empacaduras. La ausencia de empacaduras permite la comunicación entre la tubería y el espacio anular. Se utiliza en pozos cuando por alguna razón no se puede instalar una empacadura. El nivel de fluidos en el anular estará controlado por la presión de inyección y sus fluctuaciones. Este tipo de completación es muy poco recomendada.

Instalaciones Semicerradas, son aquellas provistas por una empacadura que sella la comunicación entre la tubería de producción y el espacio anular. Es el tipo de completación más recomendada para pozos de LAG continuo aunque también se puede utilizar para LAG intermitente. Una vez que el pozo ha sido descargado, no hay forma de que el fluido regrese al espacio anular ya que las válvulas tienen un dispositivo que lo impiden.

Instalaciones cerradas, son aquellas provistas por una empaadura y válvula fija (de retención de líquido) en la tubería de producción. Esta válvula es colocada en la punta de la tubería de producción (fondo del pozo) y su función es prevenir que la presión del gas cuando se inyecta en la tubería actúe contra la formación. Este tipo de instalación se usa generalmente para flujo intermitente. En la figura 17, se observan los diferentes tipos de instalaciones para LAG.

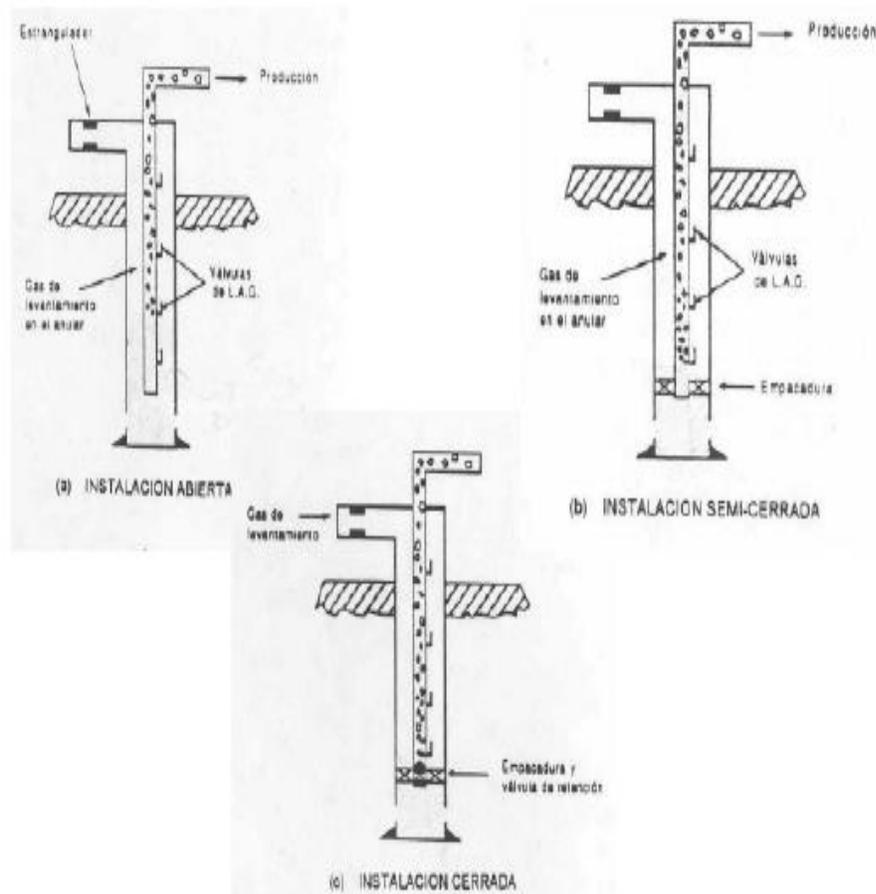


Figura 17. Tipos de instalaciones para LAG [Fuente: Miranda L., 2018].

Optimización del diseño de instalaciones de LAG ^[10]

La planificación del Levantamiento Artificial por Gas y la optimización de la producción deben iniciarse mucho antes de perforar los primeros pozos de desarrollo.

De hecho, la optimización de la producción debe ser parte integral y continua del proceso de planificación durante el desarrollo del campo y el diseño de los pozos. Esto no excluye que la optimización entre en juego nuevamente en cualquier momento durante la vida de un pozo. Sin embargo, es lógico que mientras más temprano se incluya la optimización en el proceso de planificación, más fácil será su aplicación y mayores serán los beneficios que aportará.

Como óptimo se define generalmente la condición más favorable para una situación determinada. En la industria petrolera la optimización del LAG significa generalmente el diseño de un sistema que nos permita producir la cantidad máxima de petróleo en condiciones y limitaciones determinada. Por ejemplo, casi nunca se dispone de suficiente gas de alta presión debido a la preocupación por el volumen de gas que se va a utilizar; incluso si existiera todo el gas necesario, los costos de compresión generarían un gasto que debería ser considerado en el plan de operaciones. Por consiguiente, desde el punto de vista operacional, la optimización del Levantamiento Artificial por Gas significaría producir la cantidad máxima de petróleo para el gas de inyección disponible.

Las condiciones de operación afectan obviamente la optimización y como pueden ser cambiadas por el operador, la optimización debe considerarse desde dos puntos de vista. En primer lugar, se debe considerar la optimización como el diseño de un sistema de operación para la cantidad máxima de petróleo en condiciones de campo ya existente y, en segundo lugar se debe considerar la optimización como el diseño de instalaciones que nos permitan producir la cantidad máxima de petróleo al menor costo. En este caso de la optimización del sistema, la producción máxima de petróleo no significa necesariamente producir la cantidad máxima absoluta de cada pozo.

Descripción del sistema para LAG ^[12]

De las estaciones de flujo sale el gas a baja presión de los separadores y entra a la planta compresora. El gas comprimido se conduce a los múltiples de LAG y se suministra el gas a cada pozo. En el múltiple generalmente se controla la cantidad de gas a inyectar por pozo. Para registrar el volumen de gas inyectado se instala un medidor, tipo placa orificio. También se instalan reductores ajustables, o controlador de ciclos para el caso de LAG intermitente.

El gas a alta presión es inyectado a través del espacio anular del pozo y entra en la tubería de producción a través de la válvula. El gas inyectado, conjuntamente con los fluidos de formación fluye por la tubería de producción hasta superficie. Del cabezal del pozo, una línea de flujo conduce la mezcla hasta la estación, donde entra al separador de producción general, donde es enviado nuevamente a la compresión. Se sabe que el gas que sale de los separadores es la suma del gas de inyección más el de formación. En la figura 18, se muestra gráficamente el proceso explicado posteriormente.

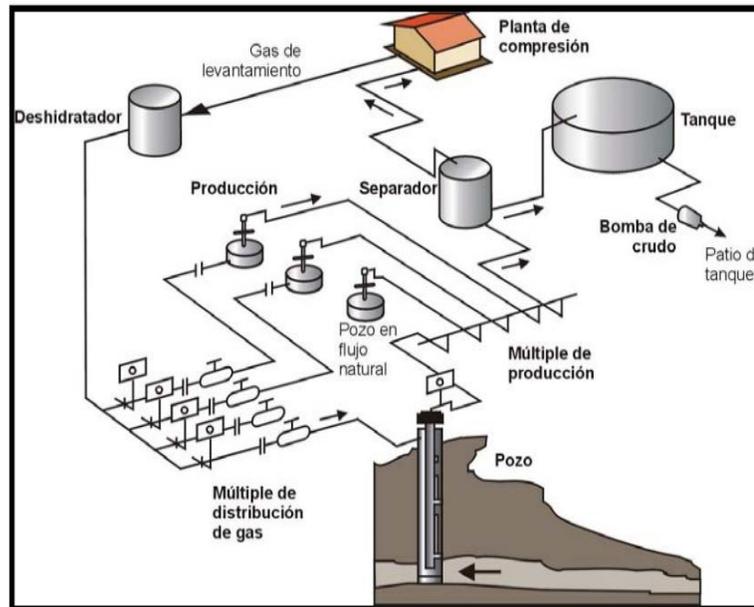


Figura 18. Sistema de Levantamiento Artificial por Gas [Fuente: Perez, et. al., 2017]

Equipos utilizados para LAG ^[10]

Básicamente, los equipos que constituyen el sistema de levantamiento por gas se dividen en:

- **Equipos de Superficie**

1. Sección de suministro de gas (planta compresora)
2. Sección de distribución (múltiples)
3. Sección de control (válvulas reguladoras de flujo, reloj de ciclaje)
4. Sección de medición (manómetros, registradores de flujo, registradores de dos presiones)

La figura 19, muestra los equipos de superficie para el método de levantamiento artificial por gas.

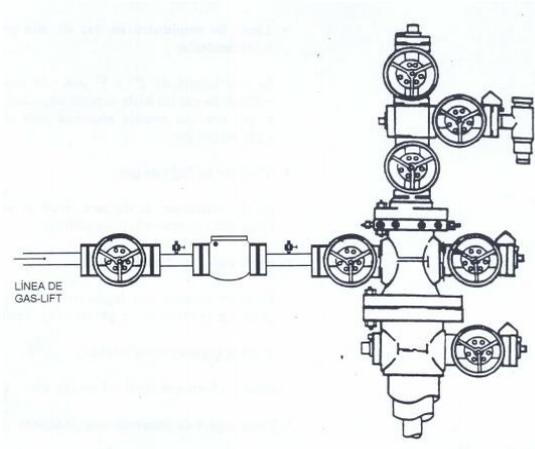


Figura 19. Equipo de Superficie Levantamiento Artificial por Gas [Fuente: Manual de Métodos de Producción, Lagopetrol, 2017]

- **Equipos de Subsuelo.**

1. Empacaduras.
2. Mandriles (convencionales, concéntricos, de bolsillo)

3. Válvulas (cargada a presión, diferencial, balanceada, no balanceada, manga o camisa de circulación).

La figura 20, muestra los equipos de subsuelo para levantamiento artificial por gas.

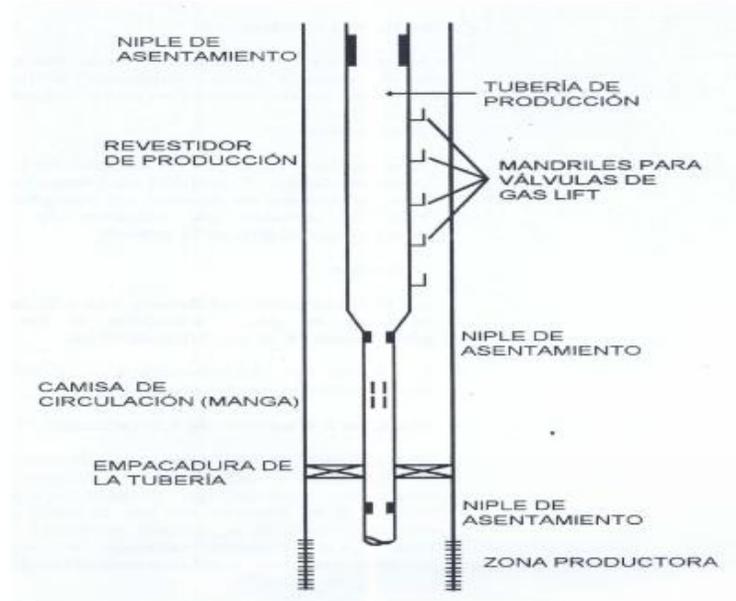


Figura 20. Equipo de Subsuelo Levantamiento Artificial por Gas. [Fuente: Manual de Métodos de Producción, Lagopetrol, 2017].

Equipos de superficie utilizados en el LAG

Estaciones de flujo y equipos de medición y control ^[13]

Estaciones de Flujo, las estaciones de flujo son instalaciones de recolección de crudo de mediana complejidad cuya función es recibir la producción de los pozos productores de crudo la cual llega en forma bifásica: líquido (crudo + agua) y gas, separando posteriormente estas fases hacia un sistema de recolección de gas y bombeo de líquido.

Una estación de flujo está constituida por un sistema recolector de crudo formado por: múltiples de recolección, separadores de producción, separadores de medida, tanques, depurador de gas, instrumentos, bombas, depuradores de gas y sistemas auxiliares.

Las funciones más importantes de una estación de flujo son las siguientes:

- Recolectar la producción del conjunto de los pozos de un área determinada.
- Separar la fase líquida y la fase gaseosa del fluido multifásico, que proviene de los pozos productores.
- Recolectar el gas y distribuirlos a las plantas compresoras.
- Medir la producción de petróleo, agua y gas de cada pozo productor. Esta función se realiza en el separador de prueba.
- Proporcionar al petróleo un sitio de almacenamiento temporal.
- Bombear el petróleo hacia los terminales de almacenaje y embarque.

El diseño de las estaciones de flujo ha evolucionado en el tiempo para brindar mayores facilidades al personal de operaciones y mantenimiento para realizar sus funciones. Igualmente el diseño ha evolucionado para incrementar la autonomía y la eficiencia del proceso de producción de crudo, mediante la implantación de mejoras tecnológicas en las áreas de instrumentación, control y supervisión, y como resultado la automatización.

Componentes de las Estaciones de Flujo

- **Múltiples de Producción**, son cabezales de tuberías donde se unen varias líneas de flujo bifásico. Representan un sistema de recibido al llegar el flujo al eductor

de cada uno de los pozos productores asignados a la estación. Por medio de las interconexiones del sistema y la disposición apropiada de válvulas se facilita la distribución, el manejo y el control del flujo de los pozos.

- **Separador de Prueba**, un separador es un recipiente a presión que se utiliza para medición con el propósito de separar el fluido bifásico de los pozos en sus componentes gaseosos y líquidos. El número de separadores de prueba se determina en función de la capacidad de la estación y el número de pruebas mínimas por pozo según el Ministerio de Energía y Minas (aceptable por pozo una prueba de 8 horas al mes). Cabe destacar que según las necesidades de la gerencia los números de pruebas se pueden incrementar.
- **Separador General**, en el separador general se realiza la función de separación gas-líquido de toda la producción de los pozos, y mediante una válvula de descarga se envía al depurador, luego al sistema de medición de baja y por último hacia los tanques de almacenamiento. Estos separadores cuentan con un sistema de control de nivel que evita el paso de líquidos al sistema de gas de la instalación. Adicionalmente, el sistema de protección consta de un interruptor neumático de nivel que actúa como respaldo al sistema de control, y envía una señal para abrir la válvula de descarga.

Para que un separador de crudo y gas realice sus funciones, su presión debe mantenerse a un nivel tal que el líquido y el gas puedan ser descargados en sus respectivos sistemas de recolección.

La presión es mantenida mediante el uso de una válvula de control de presión encada separador. Los separadores que se utilizan con mayor frecuencia son los señalados en el siguiente dibujo; verticales y horizontales, para baja y alta presión respectivamente.

La capacidad de los separadores de producción de manejar ciertos volúmenes diarios de crudo y de gas, a determinadas presiones y etapas de separación varía de acuerdo a las especificaciones de manufactura y funcionamiento requerido.

- **Depurador**, es un recipiente con características físicas similares a los separadores, pero con elementos físicos internos adicionales que permiten eliminar los restos de las partículas de crudo en suspensión en el gas proveniente de los separadores, y purificarlo. Por diseño estos recipientes trabajan para eliminar humedad en el gas, para evitar el envío de líquidos a las Plantas Compresoras. Estos cuentan con un sistema de control de nivel que evita el paso de líquidos al sistema de gas de la instalación.

Adicionalmente, el sistema de protección consta de un interruptor neumático de nivel que actúa como respaldo al sistema de control, y envía una señal para abrir la válvula de descarga y drenar los líquidos que se acumulan hacia los tanques de la estación.

- **Tanques de Almacenamiento**, son los recipientes destinados al almacenamiento temporal o compensación del crudo proveniente de los separadores. Los tanques cuentan con un sistema de control de nivel, conformado por interruptores de nivel que cumplen con la función de apagar para evitar la succión en vacío, o encender las bombas para evitar el derrame de crudo, dependiendo de la altura en la cual se encuentre el nivel de los tanques.
- **Bombas de Transferencia de Crudo**, son las encargadas de impulsar el crudo desde los tanques a través de la línea de bombeo, hacia la red de recolección para finalmente desembocar en los patios de tanques de la División.

El funcionamiento del sistema de bombas en una estación de flujo, está controlado por una serie de interruptores (uno para cada bomba) instalados en un

tablero, estos interruptores abren o cierran un contacto eléctrico que permite la acción automática y manual de las bombas.

- **Sumidero y Bomba de Lavado**, para recuperar los volúmenes de crudo y aceite que puedan derramarse en la plataforma de la instalación, existe en las estaciones un sumidero y un sistema de recolector de derrame, constituido por bandejas y una red de ductos y tuberías.
- **Sistema de Inyección de Química**, para minimizar el contenido de agua en el crudo y la formación de emulsiones en las líneas de bombeo, con el objetivo de facilitar la separación de crudo y agua en los patios de tanques, se inyecta al crudo producto desmulsificante en las estaciones, situadas en sitios estratégicos de la red de recolección de las estaciones.

Estos son inyectados en puntos ubicados en los múltiples de producción, y cumpliendo con la tasa recomendada por el grupo de tratamiento químico, el cual evalúa periódicamente el proceso de deshidratación.

- **Sistemas Auxiliares**, estos sistemas sirven de apoyo a los procesos involucrados en las estaciones de flujo, entre los cuales se encuentra el sistema eléctrico, el sistema de gas de instrumentos, el sistema de válvulas de seguridad y alivio, sistema de protección contra incendios, y el sistema pararrayos.
- **Sistemas de Gas**, los sistemas de gas están conformados por las plantas compresoras de gas, las redes de recolección y de distribución de gas, y los múltiples de distribución levantamiento artificial por gas (MLAG).

En la figura 21, se muestra el proceso de manejo del gas para uso en el sistema extractivo.

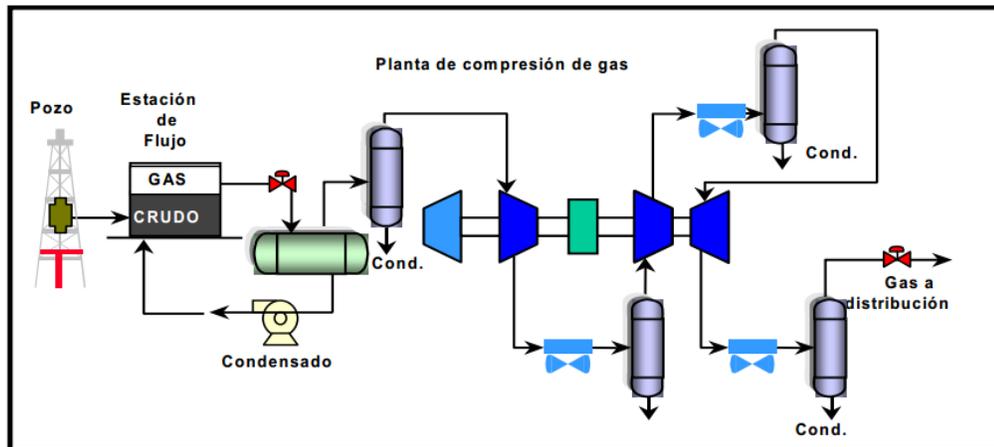


Figura 21. Proceso del Manejo de Gas. [Fuente: Pérez, et. al., 2017].

- **Plantas Compresoras de Gas**, son las unidades encargadas de recibir el gas producido en las estaciones a baja presión, elevándola a una presión adecuada que permita el funcionamiento eficiente del sistema de gas de levantamiento.
- **Descripción General del Proceso de Manejo de Gas**, en las plantas, el gas pasa a un separador principal para retener cualquier líquido que pudiese ser arrastrado desde las estaciones de flujo. De allí se dirige a la primera etapa de compresión, donde se comprime, enfría y depura; pasa a la segunda etapa, y así sucesivamente hasta llegar a la última etapa de compresión de la planta; donde adquiere la presión necesaria para los usos diseñados.
- **Red de Recolección de Gas**, las líneas de recolección de gas provenientes de la salida de los depuradores en las estaciones de flujo y de los múltiples con separación se conectan a las plataformas de empalme, que distribuyen el gas hacia las plantas compresoras.
- **Red de Distribución de Gas**, para el manejo y distribución del gas de alta, los campos cuentan con múltiples de gas y múltiples de distribución de gas que llevan el gas que sale de las plantas compresoras a los pozos que producen con el

método de levantamiento artificial por gas. En la red de distribución de gas, se observan presiones por encima de los 1100 lpc y su valor promedio depende de los requerimientos del campo al cual se va a alimentar.

Equipos de Medición y Control

- **Registadores de Presión**, los registradores de presión de plumillas múltiples ofrecen la manera más fácil y económica de analizar pozos en LAG, estos registradores funcionan mejor cuando se instalan en el pozo para trabajar continuamente. Los registradores de presión se pueden conectar para registrar simultáneamente las presiones de revestimiento y tubería (dos plumillas) o las presiones de revestimiento y tubería con la presión del gas de inyección delante de la válvula de control (tres plumillas).

En algunos casos, se toman lecturas con cuatro plumillas para registrar también la presión estática y la diferencial de un medidor de orificio, y así obtener una medición del gas de inyección en la misma gráfica con las presiones de revestimiento y tubería. Cuando se tomen lecturas continuas, se usan cartas de 7 u 8 días para que las cartas solo se tengan que cambiar solo una vez a la semana.

El registrador de plumillas múltiples combinado con las pruebas de pozos, puede proporcionar información excelente para analizar el desempeño de un pozo. Los cambios en las presiones fluyentes del pozo son fácilmente detectables en la carta. Los cambios en la presión de tubería indican restricciones en la línea de flujo, variaciones en el caudal de flujo de pozo, variaciones en la tasa de inyección de gas, condiciones de “cabeceo”, y otras condiciones similares. Los cambios en las presiones de revestimiento pueden indicar movimiento entre válvulas, abriéndose y cerrándose, restricciones en el suministro de gas, interferencia de otros pozos, hidratos en el gas de inyección y muchas otras condiciones del pozo.

Equipos de subsuelos utilizados en el LAG

- **Empacaduras** ^[3]

Dispositivo de fondo de hoyo usado para proveer un sello entre la parte externa de la tubería y la parte interna del revestidor de producción o liner. Se coloca justo arriba de la zona de producción para aislar el intervalo de producción del anular o de otras zonas de producción del pozo.

Uso de la empacaduras

- La tubería y empacaduras son usadas para aislar la zona de interés.
- Las empacaduras actúan como válvulas del fondo del hoyo para control de presión.
- Proteger el revestimiento de producción por condiciones de estallido por altas presiones de yacimiento o inyección.
- Válvulas de seguridad pueden ser usadas con empacaduras para control de pozo.
- Dirigir el flujo.
- Permiten el uso de algunos métodos para Levantamiento Artificial por Gas (Gas Lift).

Tipos de empacadura

- Recuperables (Mecánicas e Hidráulicas)
- Permanentes (Bajadas con guaya o tubería)

Empacaduras recuperables

Por definición las que pueden ser desasentadas y removidas del pozo por manipulación del tubería.

- **Mecánicas (Compresión, Tensión):** son diseñadas para ser bajadas y asentadas en el tubería, liberadas, movidas y ajustadas de nuevo sin viajes dentro de la tubería. Son capaces de operar con temperaturas de fondo de hoyo de 275 °F y presión diferencial de 6500 a 7500 lpc. Pueden tener cuñas tanto arriba como abajo del elemento sellante. Pueden ser asentadas en tensión, compresión o rotación dependiendo del mecanismo interno.
- **Hidráulicas:** diseñadas para ser colocadas a través de la presurización de la tubería contra un dispositivo de sello debajo de la empacadura. Una vez instalada la tubería puede ser colocadas en tensión o compresión, o dejada en modo neutral. Pueden ser usadas en hoyos altamente desviados. Son útiles en completaciones donde se requieren múltiples empacaduras en operaciones de un sólo viaje.

Empacaduras permanentes

Diseñadas para para pozos de alta presión y alta temperatura (15000 lpc, 450°F). Poseen cuñas opuestas a ambos lados de la goma sellante. El mecanismo de sello opera por compresión del elemento entre los conos los cuales son bloqueados por el avance de las cuñas. Los Anillos de metal expansibles ayudan a contener el elemento sellante y previenen la expulsión de la goma.

- **Bajadas con guaya (wireline):** generalmente instaladas a través de una guaya eléctrica. Una vez alcanzada la profundidad deseada las unidades de

asentamiento son activadas desde la superficie a través de una corriente eléctrica. También pueden ser instaladas usando unidades de asentamiento hidráulicas, las cuales se activan desde la superficie a través de la presión de bomba.

- **Bajadas con tubería:** generalmente bajadas en el fondo de la tubería de producción. Al bajar hasta la profundidad deseada la empacadura se asienta a través de la presión de bombeo. Existe una gran variedad de opciones para ensamblar la unidad sellante o tubería al tope de cada empacadura, dependiendo de los requerimientos de la completación.

- **Mandriles para Levantamiento Artificial por Gas**

Los mandriles para Levantamiento Artificial por Gas, forman parte de la tubería de producción y se utilizan para instalar las válvulas para LAG a la profundidad deseada y admitir el gas en la tubería. Hay tres tipos de mandriles: el convencional, el concéntrico y el de bolsillo. De éstos el más utilizado es el de bolsillo (Perez, 2017).

Mandril Convencional, fue el primer tipo de mandril usado en la industria. Consta de un tubo con una conexión externa en la cual se enrosca la válvula, el protector por encima de la misma y otro por debajo (figura 22). Su uso se encuentra actualmente muy limitado debido a que para cambiar una válvula es necesario sacar la tubería (Perez, 2017).



Figura 22. Mandril convencional. [Fuente: Binning oil tool, 2018]

Mandril Concéntrico, en este tipo de mandril la válvula va instalada en el centro del mandril y toda la producción del pozo tiene que pasar a través de cada una de las válvulas. Debido a que el área de la tubería se reduce (equivalente a 1-3/8 pulgadas de diámetro) no es posible correr ningún tipo de herramientas por debajo de la primera válvula. Además, para reemplazar una válvula, es necesario sacar las válvulas que se encuentran por encima de ella (Perez, 2017).

Mandril de Bolsillo, es el mandril más usado en las instalaciones de levantamiento artificial por gas. A diferencia del mandril convencional, la válvula va instalada en un bolsillo lateral del mandril. La ventaja de su diseño permite que las válvulas se puedan cambiar con guaya a través de la tubería (Perez, 2017).

La sección receptora de la válvula, o bolsillo, forma parte del mandril, y está desviada del hueco principal de la tubería, por lo cual no existe ninguna restricción a través de la misma, permitiendo correr herramientas o bombas de presión. El bolsillo tiene dos secciones para acomodar las empaaduras de la válvula. Estas secciones son pulidas y dimensionalmente controladas; entre ellas se encuentra localizado uno de los orificios del mandril que permite comunicar la tubería y el anular. El fondo del bolsillo, provee un segundo punto de comunicación con la tubería. (Perez, 2017)

Existen dos configuraciones básicas de mandriles de bolsillo, tal como se muestra en la figura 23.

- EL Tipo N°1 o mandril estándar tiene los huecos del bolsillo perforados en el lado exterior o lado del revestidor, y el fondo del bolsillo se comunica con el eductor (Perez, 2017).
- EL Tipo N°2 tiene los huecos de bolsillo perforados en su lado interior o lado de la tubería de producción, y el fondo del bolsillo está comunicado con el espacio anular (Perez, 2017).

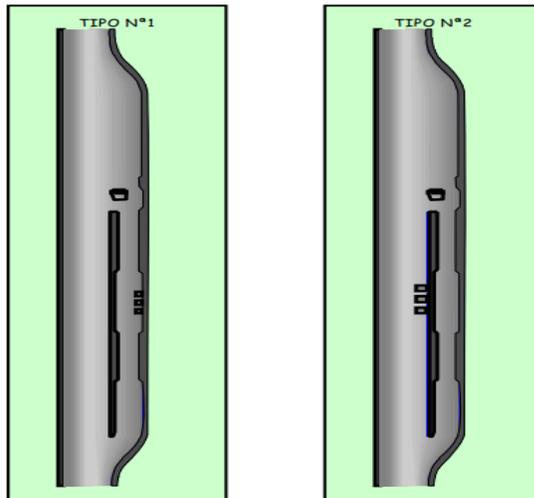


Figura 23. Tipos de mandril. [Fuente: Pérez, 2017]

Mandril Anular para Tuberías de Producción Pequeña

En las figuras 24 y 25, se puede observar gráficamente este tipo de mandril.

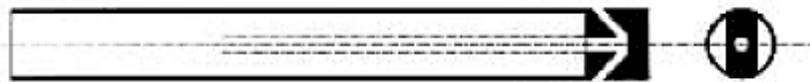


Figura 24. Mandril Kick-off. [Fuente: Binning oil tool, 2018]

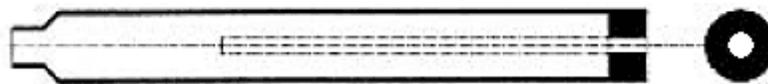


Figura 25. Mandril Bottom [Fuente: Binning oil tool, 2018]

Estos mandriles son específicamente fabricados para completaciones tipo Macaroni donde el gas es inyectado hacia abajo de la línea interna a través de una válvula convencional de LAG N10 de 1" y dentro del espacio anular del Macaroni utilizado para subir la producción (Binning oil tool, 2018).

Nomenclatura para mandriles

Los mandriles siempre se describen en primer lugar con la nomenclatura de su rosca (2 3/8" API 8Rd o 3 1/2" New Vam, etc.); en segundo lugar, con la letra K para mandriles con bolsillos de 1" o la letra M para bolsillos de 1 1/2"; en tercer lugar con la letra G, para mandriles con una camisa orientadora y/o D con herramienta discriminadora (generalmente usados en pozos muy desviados) y por último, con una letra que denota un uso especial (E: en mandriles para cámara de LAG o W para mandriles de caudal, etc.) (Binning oil tool, 2018).

Mandril de bolsillo Tipo K, mandril estándar de orificio sin restricciones. Para usar con válvulas de LAG de 1" de diámetro con traba (collet) superior o inferior. En las figuras 26 y 27, se puede observar gráficamente un Mandril de bolsillo tipo K (Binning oil tool, 2018).



Figura 26. Mandril de bolsillo tipo K [Fuente: Binning oil tool, 2018]



Figura 27. Mandril de bolsillo tipo KBMO 2-3/8". [Fuente: Tía Juana, Laboratorio de válvulas, 2018]

Mandril de bolsillo Tipo M, mandril estándar de orificio sin restricciones para usar con válvulas de LAG de 1 ½” de diámetro con traba superior R tipo hold-down. En las figuras 28 y 29, se puede observar gráficamente un Mandril de bolsillo tipo M (Binning oil tool, 2018).



Figura 28. Mandril de bolsillo tipo M. [Fuente: Binning oil tool, 2018]



Figura 29. Mandril de bolsillo tipo MMA 3-1/2". [Fuente: Tía Juana, Laboratorio de válvulas]

- **Válvula usada en el sistema de LAG** ^[14]

Una válvula de “gas-lift” o levantamiento por gas es básicamente un regulador de presión de fondo de pozo. El propósito de una válvula de LAG (a excepción de la operadora) es permitir la descarga de los fluidos del pozo para lograr inyectar el gas a la profundidad determinar en el diseño, para evitar que el fluido se regrese de la tubería al espacio anular, estos equipos poseen una válvula de retención en su parte inferior.

Válvulas de Levantamiento Artificial por Gas

Las válvulas de levantamiento artificial por gas son los medios con los cuales los operadores ajuntan las tasas de inyección de gas en la columna de fluido de la tubería de producción. Las válvulas de retención, dentro de las válvulas de LAG, permiten el flujo en una sola dirección: desde el espacio anular existente entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción hacia la tubería de producción. Para maximizar la eficiencia (Socorro, 2016).

Como se ha mencionado anteriormente el método de LAG presenta dos modalidades: continuo e intermitente. En el método continuo (LAGC), como su nombre lo indica, la inyección de gas es continua, mientras que en el intermitente (LAGI), la inyección de gas se realiza por ciclos. Para ambos métodos se utilizan válvulas operadoras que se diferencian en sus dimensiones y funcionamiento (Socorro, 2016).

Por su funcionalidad, una válvula de “gas-lift” o levantamiento por gas es básicamente un regulador de presión de fondo de pozo. En la figura 30 se muestran las partes internas de una válvula de LAG. El resorte del regulador, figura 32(a), como en la válvula de “gas-lift”, figura 32 (b), suministra una mayor área de influencia para la presión aguas arriba proporcionada por el área del asiento. La fuerza que resulta de la combinación de presiones aguas arriba y la presión del diafragma o fuelle actúan para vencer la fuerza del resorte. Cuando la fuerza de presión excede la fuerza del resorte, la bola del vástago se aleja del asiento, abriendo la válvula (Hernández, et. al., 2001).

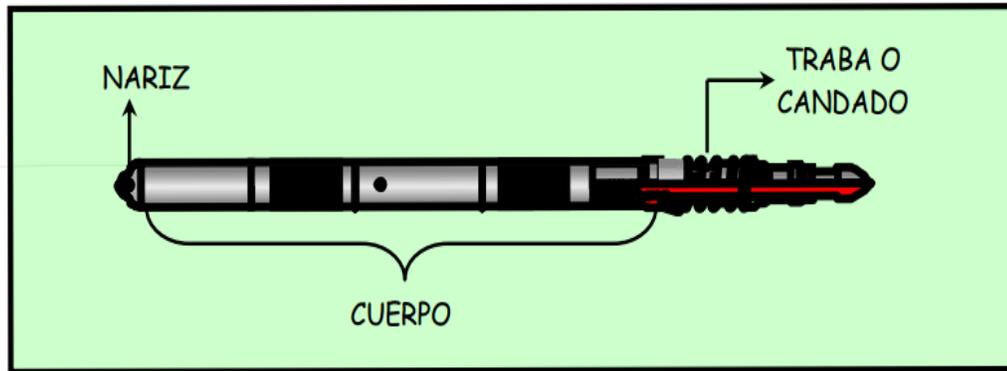


Figura 30. Partes Fundamentales de una Válvula de LAG. [Fuente: Pérez, et. al., 2017]

1. **La nariz**, a través de la cual se logra la admisión de gas desde el cuerpo de la válvula a la tubería de producción. En la figura 31 se muestra gráficamente la nariz de una válvula de LAG. (Hernández, et. al., 2001)



Figura 31. Nariz de una válvula de levntamiento artificial [Fuente: INTEVEP, Laboratorio de Levntamiento Artificial]

2. **El cuerpo de la válvula**, que admite el gas desde el anular, y mediante el control de presión, lo transmite a la tubería (Hernández, et. al., 2001).

Esta sección de la válvula consta de las siguientes partes:

- Domo o cámara cargada con un gas presurizado.
- Diafragma o Fuelle.
- Resorte.
- Vástago.
- Orificio o asiento.
- Conductos para inyección del gas a presión.
- Empacaduras.

Las válvulas más utilizadas en operaciones de LAG son de resorte o fuelle.

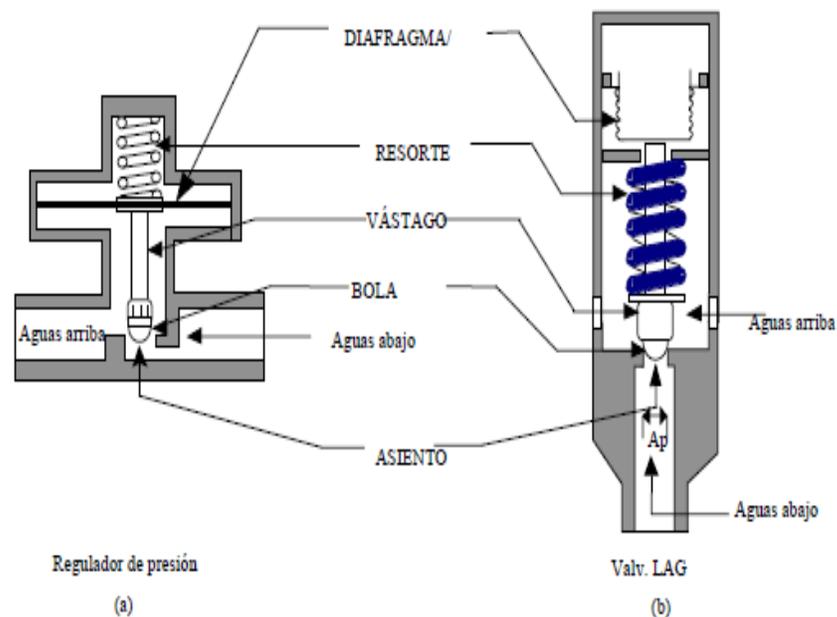


Figura 32. Regulador de presión (a) y esquema de una válvula de LAG (b). [Fuente: Hernández, et. al., 2001]

3. **La traba o candado**, cuya función es permitir el agarre de la válvula para su asentamiento en el mandril o para su recuperación (pesca). En la figura 33, se muestra un tipo de traba o candado (Binning oil tool, 2018).

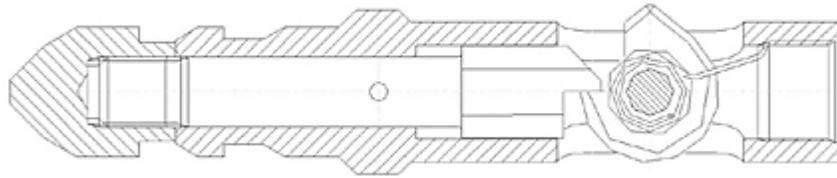


Figura 33. R (Conjunto No. 15-R-690) [Fuente: Binning oil tolos, 2018]

La traba R, es una traba superior para válvulas de 1 ½” que se usan en mandriles de la serie M. La traba no tiene O’rings.

RA (Conjunto No. 15-RA-691): esta traba superior para mandriles de 1 ½” es usada específicamente para correr en mandriles CAMCO MMA y tiene dos O’rings inferiores para evitar que cualquier fragmento caiga dentro del bolsillo en las operaciones de limpieza de arena. (Binning oil tool, 2018)

K (Conjunto No.15-K-692): es una traba superior para bolsillo de 1 ½” en mandriles de la serie MGD o MG. (Binning oil tool, 2018)

A continuación, se muestra gráficamente en la figura 34, una traba tipo B (Conjunto No. 10-B-230).

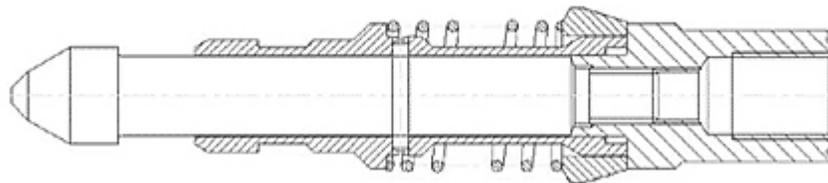


Figura 34. B (Conjunto No. 10-B-230) [Fuente: Binning oil tolos, 2018]

B (Conjunto No. 10-B-230): las trabas B y K son similares; la B es de 1" y la K, de 1 ½".) Traba superior para bolsillos de 1" en mandriles de la serie K (Binning oil tool, 2018).

BE (Conjunto No. 10-BE-231): es una traba B hueca para los mandriles de la serie K (Binning oil tool, 2018).

KE (Part No. 15-KE-693): es una traba K hueca para usar en los mandriles de la serie M (Binning oil tool, 2018).

En la figura 35, se muestra las partes de una traba tipo BK-2.

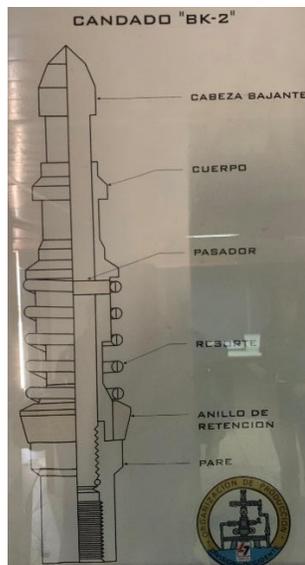


Figura 35. Partes de una traba o candado. [Fuente: Tía Juana, Laboratorio de válvulas, 2018]

Según (Hernández, et. al., 2001) Los mecanismos que se usan para mantener una válvula de LAG abierta son los siguientes:

- Un domo o cámara cargada con gas comprimido. Generalmente este gas es nitrógeno, pero puede ser gas natural o aire.

- Un resorte comprimido.
- Combinación de domo resorte.

Cada una de estas partes puede ajustarse en la superficie antes de que se baje la válvula dentro del pozo. La presión de la cámara puede establecerse a cualquier cantidad de libras por pulgadas cuadradas. La tensión del resorte puede ajustarse hasta que tenga el grado de resistencia deseado.

La fuerza que hace que la válvula abra puede derivarse de una o varias de las siguientes condiciones del pozo a medida que el levantamiento por gas comienza:

- La presión del gas en el espacio anular.
- La presión de la columna de fluidos en la tubería incluyendo el peso de la columna de gas.
- A medida que los fluidos y el gas son producidos, las condiciones de flujo cambian, y las válvulas se cierran o tienden a cerrarse. En el caso de flujo continuo, la válvula instalada para la inyección permanece abierta y la inyección de gas es continua.
- En el caso de flujo intermitente, la válvula de inyección se abre y se cierra intermitentemente, mientras que las válvulas más altas en el pozo deben permanecer cerradas.

Clasificación de las válvulas de LAG ^[13]

- **Selección de válvula,** Cada válvula debe dejar pasar un volumen de gas diario que dependerá de la RGL que debe generarse por encima de la válvula, los requerimientos de gas se calcula con la ecuación vista anteriormente.

Este caudal de gas permite determinar el tamaño del asiento. Para seleccionar la válvula se requiere conocer además del asiento requerido, el tamaño de los mandriles que se van a instalar y el proveedor de las válvulas. Una vez seleccionado se conocerá el valor de la relación de áreas R.

Para un buen diseño es necesario fijar presiones de apertura en superficie.

En el pozo, la válvula está expuesta a dos presiones que controlan su operación. Una fuente de presión está localizada en la tubería y la otra en el revestidor. De acuerdo con la modalidad de sistema LAG, es posible tener válvulas para LAG Continuo y LAG Intermitente.

En LAG Continuo, dependiendo de la construcción interna, se tienen dos tipos:

- **Válvula operada por presión (VOP):** cuando la presión del gas inyectado está en contacto con el fuelle, la válvula se denomina "operada por presión de inyección".
- **Válvula operada por fluido (VOF):** cuando el fluido de producción está en contacto con el fuelle, se denomina "operada por presión de producción".

En LAG Intermitente se tienen:

- **Válvula piloto:** consta de una sección principal y una sección piloto. Las válvulas piloto de LAG Intermitente están diseñadas para inyectar grandes cantidades de gas durante un corto período.

A continuación, se estudiará a detalle tanto las válvulas de LAG Continuo como las de LAG Intermitente, donde revisará distintos modelos.

Las válvulas para LAG se pueden clasificar de acuerdo al tipo de mandril, elemento que ejerce presión al cierre, presiones de apertura y fuentes que controla la operación.

a) De acuerdo al tipo de mandril donde se aloja

- **Válvula Convencional:** válvula de levantamiento artificial por gas enroscada en un mandril convencional. Para recuperarla es necesario sacar la tubería de producción.
- **Válvula Recuperable:** válvula de levantamiento artificial por gas que se inserta en el interior de un mandril de bolsillo y puede ser recuperada con equipo de guaya fina. Las válvulas recuperables tienen los mismos componentes básicos que las válvulas convencionales, de hecho, muchas de sus partes son idénticas.

La diferencia está en que una válvula recuperable debe tener algún medio para quedar alojada en el interior del bolsillo del mandril. Además, estas válvulas deben tener unidades de sello que actúen entre la válvula y el bolsillo del mandril para prevenir fugas o pases entre la tubería y el espacio anular.

En general, la labor de recuperación es sencilla, y se hace por métodos de guaya fina, lo cual hace al levantamiento artificial por gas un sistema atractivo en cuanto a costos de mantenimiento.

b) De acuerdo al elemento que ejerce la presión de cierre

- **Válvulas cargadas con Nitrógeno:** también se conoce como válvulas cargadas con gas comprimido como elemento de cierre. Generalmente se carga con nitrógeno, por ser un gas fácilmente disponible, económico, no tóxico, no corrosivo, no inflable y su desviación con respecto a la ley de los gases ideales es conocida.

Para cargar la válvula se inyecta gas a presión por el orificio que se encuentra en la parte superior del domo. La presión del gas en el domo actúa sobre la parte inferior del fuelle y crea una fuerza que trata de mantener la válvula cerrada. Para abrir la válvula es necesario vencer la fuerza creada por el gas del domo.

En este tipo de válvula la temperatura es muy importante durante la calibración y posteriormente en la fase de análisis y diagnóstico del comportamiento de producción del pozo.

Principales características:

- Son sensitivas a los efectos de la temperatura.
 - Su calibración no es compleja.
 - Se pueden usar para flujo continuo e intermitente.
 - El fluido de carga de la válvula no entra en contacto con el fluido producido.
 - Pueden ser operadas de la presión del gas inyectado y por la presión de los fluidos de producción.
- **Válvulas accionadas con resorte:** en ellas la acción de un resorte crea la fuerza que trata de mantener la válvula cerrada.

Principales características:

- No dependen de la temperatura.
- Su calibración puede ser compleja.
- Se pueden usar para flujo continuo e intermitente.
- El resorte está expuesto a los fluidos del pozo, por lo que es necesario tomar precauciones en relación con el H₂S y CO₂.
- Pueden ser operadas de la presión del gas inyectado y por la presión de los fluidos producidos.

c) De acuerdo a las presiones de apertura

- **Válvulas no Balanceadas:** en este caso las presiones tanto, corrientes arriba como corriente abajo afectan la operación de la válvula. Al estar cerradas son sensitivas a la presión anular y de tubería, de acuerdo a la relación de áreas del fuelle y el asiento.
- **Válvulas Balanceadas:** son válvulas 100% sensitivas a la presión del eductor o del revestidor. Son muy poco utilizadas y las que se han construido son operadas por presión de gas, esto es, la presión en el eductor no tiene ningún efecto en la apertura o cierre de la válvula.

d) De acuerdo a la fuente que controla la operación, hay dos tipos de válvulas dependiendo de la presión a la que son más sensitivas y que causan su apertura: válvulas operadas por presión de revestidor y válvulas operadas por presión de eductor. La sensitividad está determinada por la construcción

mecánica de la válvula y la presión que se ejerce sobre la mayor área de la misma es la predominante para una válvula en particular.

En terminología petrolera la presión en el revestidor, se refiere a la presión ejercida por el gas en el espacio anular y la presión en el o eductor, se refiere a la presión ejercida por el líquido en la tubería de producción, ya sea que este fluyendo o estático. Se hace esta distinción porque en pozos que producen por el espacio anular entre eductor revestidor. Los principios mecánicos de las válvulas son idénticos en ambos casos.

- **Válvulas operadas por la Presión del Gas Inyectado:** usualmente son llamadas válvulas de presión. En este tipo de válvula el gas inyectado ejerce la presión dominante de operación. La presión del gas en el anular actúa sobre una mayor área para generar las fuerzas de apertura. Requieren de un aumento de presión en el anular para abrir y de una reducción de presión en el anular para cerrar. Las válvulas operadas por la presión de gas inyectado pueden ser accionadas por resorte o por nitrógeno.
- **Válvulas operadas por fluido:** estas válvulas también se conocen como válvulas operadas por presión de tubería. La nomenclatura es la misma que para las válvulas de presión y su construcción es similar, sólo que ahora la presión de la tubería actúa sobre el área mayor del vástago y la del revestidor sobre el área del orificio.

Válvulas operadas por presión de gas (VOP) [8]

Este tipo de válvula es predominantemente sensible a la presión de inyección de gas. La fuerza dominante requerida para abrir o cerrar la válvula es dada por la presión de inyección de gas. Bajo condiciones de operación, actúan tres presiones sobre el fuelle de la válvula: presión de inyección, presión de producción y la presión

ejercida por el elemento de carga la cual mantiene la bola en contacto con el asiento. El elemento de carga puede ser un fuelle cargado de nitrógeno, un resorte ajustable o una combinación de ambos. Las figuras. 36, 37 y 38, se muestran diagramas esquemáticos de una válvula de presión con un fuelle como elemento de carga.

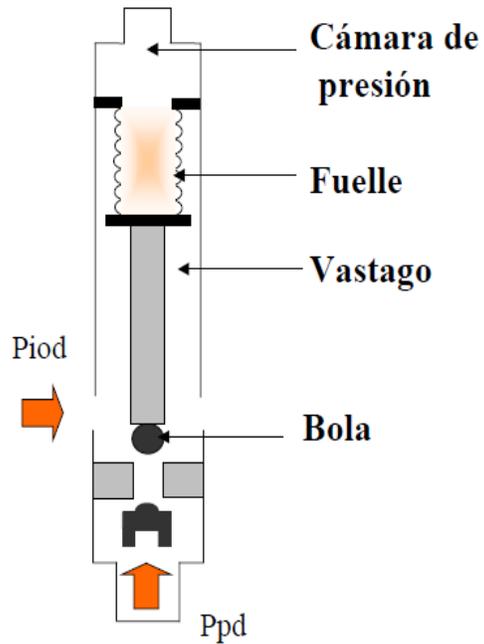


Figura 36. Válvula operadora por presión de inyección. [Fuente: Hernández, et. al., 2001]



Figura 37. Válvula operadora por presión de inyección o Válvula calibrada. [Fuente: Tía Juana, Laboratorio de válvulas, 2018]



Figura 38. Válvula operadora por presión de inyección o Válvula calibrada. [Fuente: INTEVEP, Laboratorio de Levantamiento artificial, 2018]

Válvulas operadas por fluido (VOF) ^[8]

Las válvulas de fluido o válvulas operadas por presión de tubería son aquellas donde la presión de tubería se ejerce sobre el área del fuelle. Los mandriles de estas válvulas son diferentes. Un mandril de una válvula operada por fluido y una válvula de retención se emplean en operaciones con presión de tubería. Cuando una VOF abre, la presión del revestidor es generalmente 150 a 200 lpc mayor que la presión de tubería a la profundidad de la válvula (figura 39). De esta forma, la tasa y el aumento total en presión opuesto al fuelle después de que la válvula abre son mucho mayores que los de una válvula operada por presión de revestidor.

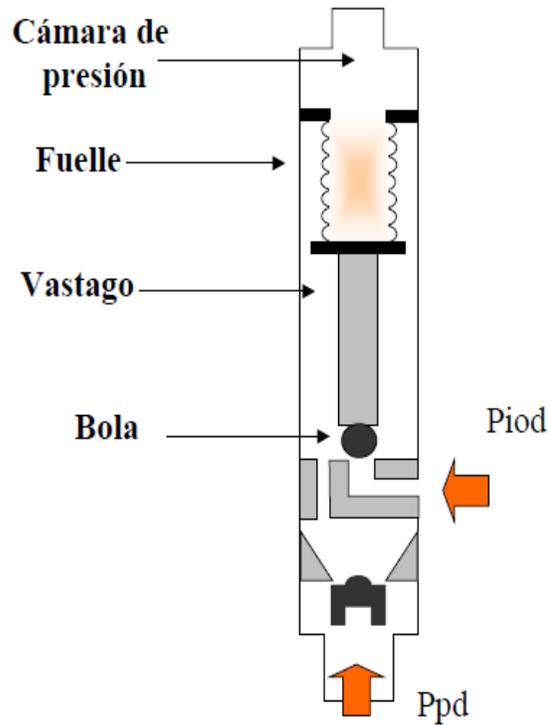


Figura 39. Esquema de una válvula operadora por presión de tubería. [(Fuente: Hernández, et. al., 2001)]

Dado que la aplicación de la válvula difiere entre sí, es operada por presión de tubería o revestidor, existen diferentes ecuaciones para calcular la presión de apertura en el pozo.

Válvula piloto ^[8]

Para el método LAG Intermitente se utiliza una configuración especial denominada piloto, que consta de una sección principal y una sección piloto que también consta de resorte o fuelle. Las válvulas operadoras de LAG Continuo están diseñadas para proveer un flujo continuo de gas, mientras que las válvulas piloto de LAG Intermitente están diseñadas para inyectar grandes cantidades de gas durante un corto período.

En la figura 40, se presenta la configuración típica de una válvula piloto de 1 ½ pulgada. Pueden observarse dos secciones: piloto y principal y en la fig. 41 se presentan cada uno de los componentes de la válvula piloto de 1 pulgada. La diferencia entre la válvula de 1 y 1 ½ pulgada fabricadas por la compañía Teledyne Merla radica en la válvula de retención o “check”. Para la válvula de 1 ½ pulgada, la válvula de retención se encuentra en el pistón, dentro del cabezal de entrada, mientras que para la válvula de 1 pulgada se encuentra dentro del cuerpo de la sección principal, tal y como se muestra en la figura 41. La sección principal está conectada a la sección piloto y abre o cierra en función de la apertura y cierre de la sección piloto o de control.

La sección piloto posee un resorte de calibración. Este resorte se ajusta a la presión operacional deseada para la válvula. Sobre el área del asiento de esta sección actúa la presión de tubería. Cuando la presión combinada del revestidor y tubería son suficientes, la fuerza del resorte es excedida y se permite el paso de gas hacia el área donde se encuentra el pistón de potencia. El movimiento descendente del pistón de potencia permite la apertura de la sección principal. La sección principal contiene el asiento de mayor diámetro, y permite el paso de gas hacia la tubería de producción.

Cabe destacar que, durante la apertura, el asiento de la sección piloto está influenciado por la presión de tubería gracias a un pequeño agujero que existe en el pistón de potencia. Este agujero permite el paso de fluido hasta dicho asiento.

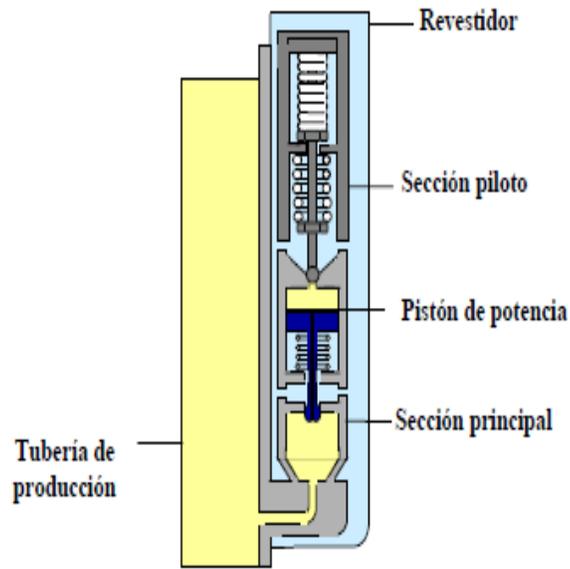


Figura 40. Configuración típica de una válvula piloto de 1 1/2 pulgadas. [Fuente: Hernández, et. al., 2001]

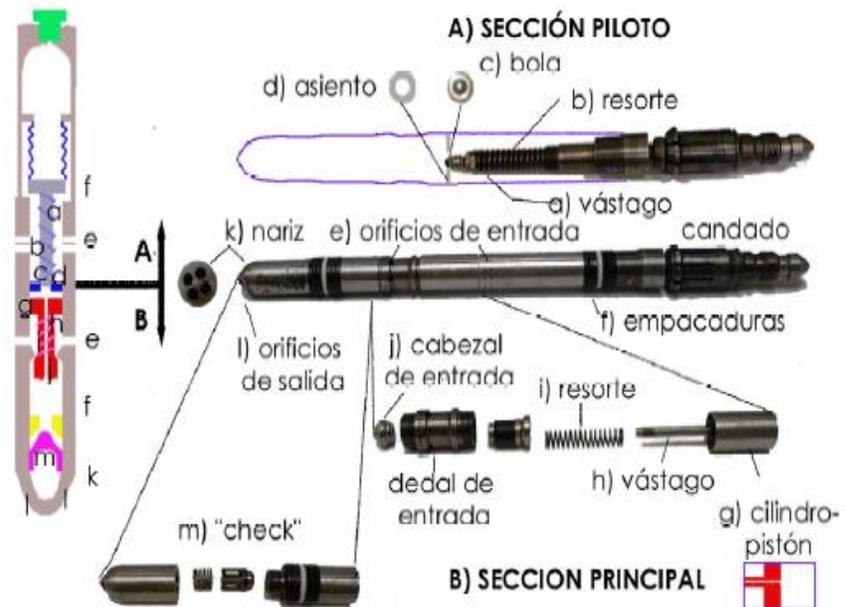


Figura 41. Componente de una válvula piloto de 1 pulgada [Fuente: Fuente: Hernández, et. al., 2001].

La sección piloto se cierra cuando la presión del revestidor disminuye hasta llegar al valor de calibración de la válvula. Entonces, el gas confinado por encima del pistón se drena a través del agujero del pistón de potencia, y el pistón retrocede, cerrando la sección principal.

El diseño de las instalaciones de LAG Intermitente requiere dos tópicos bastante importantes que son:

- Las relaciones apropiadas para predecir el comportamiento de la válvula piloto a los modelos actuales de simulación de LAG Intermitente.
- Los fenómenos físicos involucrados en el flujo compresible de gas a través de la válvula piloto bajo diferentes condiciones de flujo y su influencia en la predicción del flujo másico de gas inyectado.

El desarrollo de ambos es sumamente importante, ya que sobre la base de estos cálculos se lleva a cabo el diseño de las instalaciones de LAG Intermitente. A continuación, se describen dos trabajos que intentan resolver los aspectos mencionados anteriormente.

Válvula ciega ^[1]

Válvula de aislamiento de levantamiento artificial por gas colocada en un mandril de levantamiento artificial por gas para aislar la sarta de tubería del anillo. A menudo, las válvulas de levantamiento artificial por gas se reemplazan por válvulas ciegas durante el trabajo de intervención en pozos terminados con levantamiento artificial por gas (Ver figura 42).



Figura 42. Válvula ciega. [Fuente: Barreto, 2017]

Válvula orificio ^[2]

Un tipo de válvula, utilizada para la inyección de Gas, se le llama válvula orificio porque no posee vástago en su interior, esta funciona con un “check”, el cual permite el paso de gas **continuo** del anular a la tubería de producción. En la figura 43, se muestra un esquema representativo de la válvula orificio.

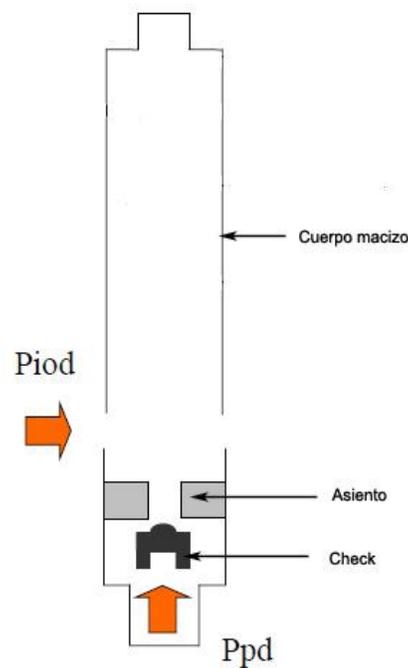


Figura 43. Esquema de una válvula orificio. [(Fuente: Hernández, et. al., 2001)]



Figura 44. Válvula orificio [Fuente: Tía Juana, Laboratorio de válvulas, 2018]

Válvula NOVA™- Experiencias en PDVSA ^[8]

La válvula NOVA posee esencialmente los elementos de una válvula de orificio convencional con la diferencia de que la geometría cilíndrica cambia a convergente - divergente. El gas entra a la válvula y se consigue con la sección convergente, pasa por el área mínima (garganta orificio), luego por la sección divergente y de ahí a la tubería de producción. La válvula NOVA™ tiene una válvula de retención que impide el paso de flujo reverso. Sus dimensiones permiten instalarla en mandriles de LAG de bolsillo, esto se puede observar en el diagrama esquemático de la figura 45.

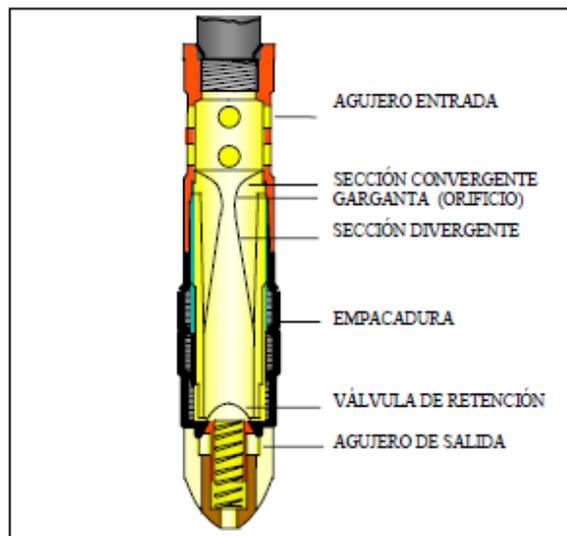


Figura 45. Corte transversal de la válvula NOVA™. [Fuente: Hernández, et. al., 2001]

Mecánica de las válvulas ^[14]

La válvula de LAG es básicamente un regulador de presión. En la figura que se mostrara a continuación se observa que el elemento de cierre es un fuelle cargado con gas a presión (aunque algunas utilizan un resorte); las fuerzas de apertura provienen de la acción de la presión del gas (corriente arriba) y de la presión del fluido o presión de producción (corriente abajo) sobre el área del fuelle y el área del asiento respectivamente o viceversa. Estas fuerzas se puede observar en la figura 46.

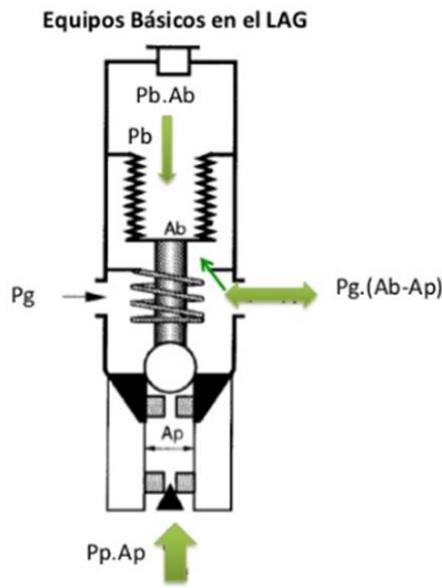


Figura 46. Fuerzas de apertura y cierre de una válvula en el pozo [Socorro, 2016]

Fuerzas de apertura y cierre de una válvula en el pozo.

Para una válvula operadora por presión de gas en posición cerrada, tal cual como se muestra en la figura anterior, se puede establecer el siguiente balance de fuerzas en un instante antes de que abra.

$$P_b \times A_b = P_g \times (A_b - A_p) + P_p \times A_p$$

Ecuación 30

Con: Fuerza de cierre = $P_b \times A_b$

$$\text{Fuerza de apertura} = P_g \times (A_b - A_p) + P_p \times A_p$$

Dónde:

P_b : presión del N2 en el fuelle, en lpc

P_g : presión de gas, lpc

P_p : presión del fluido, lpc

A_b : área efectiva del fuelle, plg² (aprox.: 0.77 para válvulas de 1 ½ y 0.31 para válvulas de 1)

A_p : área del asiento, plg²

En vista de que los valores de A_p y A_b son pequeños se ha simplificado la expresión anterior dividiéndola entre A_b , por lo que la expresión quedaría:

$$P_p = P_g \times (1 - R) + P_p \times R \quad \text{Ecuación 31}$$

Donde $R = A_p/A_b$ y se denomina relación de áreas entre la puesta y el fuelle, su valor debe ser suministrado por el fabricante de las válvulas.

La presión de gas requerida para abrir la válvula (P_{vo}) bajo condiciones de operación se obtiene resolviendo la ecuación anterior para P_g , es decir:

$$P_{vo} = P_g = \frac{(P_b - P_p \times R)}{(1 - R)} \quad \text{Ecuación 32}$$

Asumiendo que la presión por debajo del vástago es la presión P_g , se puede establecer el siente balance un instante antes de cierre:

$$P_b \times A_b = P_g \times (A_b \times A_p) + P_g \times A_p \quad \text{Ecuación 33}$$

El valor de P_g para que la válvula cierre (P_{vc}) se obtiene resolviendo la ecuación anterior, es decir:

$$P_{vc} = P_g = P_b \quad \text{Ecuación 34}$$

Flujo de gas a través de la válvula ^[14]

(Winkler, 1957) indicó que el área del orificio de la válvula expuesta al flujo de gas aumenta en la medida que se incrementa la presión de gas por encima de la presión de la apertura inicial de dicha válvula. Dicha área está dada por el área lateral del cono truncado generando entre la bola del vástago y el asiento, en la siguiente figura se visualiza el mencionado cono. Lo que se hace mención se puede visualizar en la figura 47.

Dada una determinada área expuesta al flujo, la tasa que circula a través del orificio dependerá entre otras variables, de la relación existente entre la presión aguas abajo y la presión agua arriba (P_g/P_p) y se puede calcular utilizando la ecuación de Thornhill-Craver.

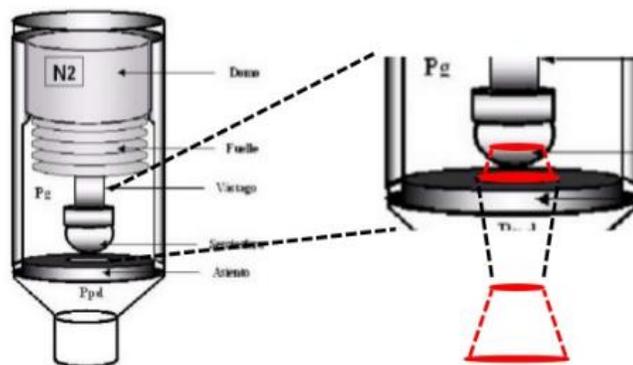


Figura 47. Flujo de gas a través de la válvula. [Socorro, 2016]

Ecuación Thornhill-Craver ^[8]

Es práctica común utilizar la Ecuación Thornhill-Craver para aproximar el cálculo del caudal de gas y régimen de flujo a través de las válvulas de levantamiento artificial por gas. Sin embargo, estas fórmulas fueron creadas originalmente para calibrar reductores fabricados por la compañía Thornhill and Craver, por lo que no representan adecuadamente el fenómeno de flujo a través de una válvula de LAG.

Se muestra la ecuación de Thornhill-Craver para tasas de flujo de gas para diversos tamaños de orificios. Basado en 14.65 psia y 60 °F para una gravedad de gas.

$$Q_{gsc} = \frac{155,5 \times C_d \times A \times P_1 \sqrt{2 \times g \times \left(\frac{k}{k-1}\right) \times \left(F^{\frac{2}{k}} - F^{\frac{k+1}{k}}\right)}}{\gamma_g \times T_1} \quad \text{Ecuación 35}$$

$$F_{cf} = \left(\frac{2}{k+1}\right)^{\frac{k}{k-1}} \quad \text{Ecuación 36}$$

$$F_{du} = \frac{P_2}{P_1} \quad \text{Ecuación 37}$$

$$F = \max(F_{du} \times F_{cf}) \quad \text{Ecuación 38}$$

Datos:

Q_{gsc} : La tasa de flujo de gas para los diversos tamaños de orificio se basa en 14,65 psia y 60 °F, mscfd.

C_d : coeficiente de descarga del orificio de 0,865.

A : Área de flujo, pulg².

P_1 : Presión de aguas arriba, lpc.

P_2 : Presión de aguas abajo, lpc.

g : aceleración de la gravedad, ft/s².

k : relación de calores específicos, adimensional

T_1 : temperatura aguas arriba, °F.

F_{cf} : relación de presiones críticas, adimensional.

F_{du} : relación de presión aguas abajo/arriba, adimensional.

Los coeficientes de descarga (C_d) se utiliza para corregir las diferencias entre el caudal medido experimentalmente y el caudal teórico. Los coeficientes reportados por Thornhill-Craver para diferentes diámetros de orificio se presentan en la figura 48.

<i>Diámetro Orificio</i>	<i>Cd</i>
0.125	0.7602
0.1875	0.8049
0.25	0.8324
0.3125	0.8322
0.375	0.8324
0.4375	0.8275
0.5	0.8278
0.625	0.8198
0.75	0.8399

Figura 48. Coeficiente de descarga para reductores Thornhill-Craver. [Fuente: Hernández, et. al., 2001].

Cabe destacar que las expresiones desarrolladas por Thornhill y Craver se ajustan únicamente a casos de “flujo orificio”, donde la válvula de LAG se encuentra totalmente abierta.

Dinámica de válvulas de LAG ^[8]

Durante los últimos 20 años, el componente del sistema de LAG que ha recibido más atención es la válvula de LAG. La razón es simple, esta válvula es un elemento crítico que controla el flujo de gas inyectado a la tubería de producción. En consecuencia, el entendimiento de su operación y comportamiento mejora el diseño de una instalación y el análisis de una instalación ineficiente. Debido al aspecto

económico, el diseño que se seleccione debe hacer uso del gas a un mínimo costo de operación.

- **Dinámica de válvula para un orificio convencional**

Si la presión de producción disminuye desde la presión de inyección hacia cero cuando se mantiene la presión de inyección constante, el flujo de gas aumenta alcanzando una tasa máxima y, entonces, permanece constante. Este comportamiento de flujo se denomina orificio.

Como muestra la figura 49, el comportamiento de flujo orificio se divide en dos regiones de flujo: Crítico y Subcrítico.

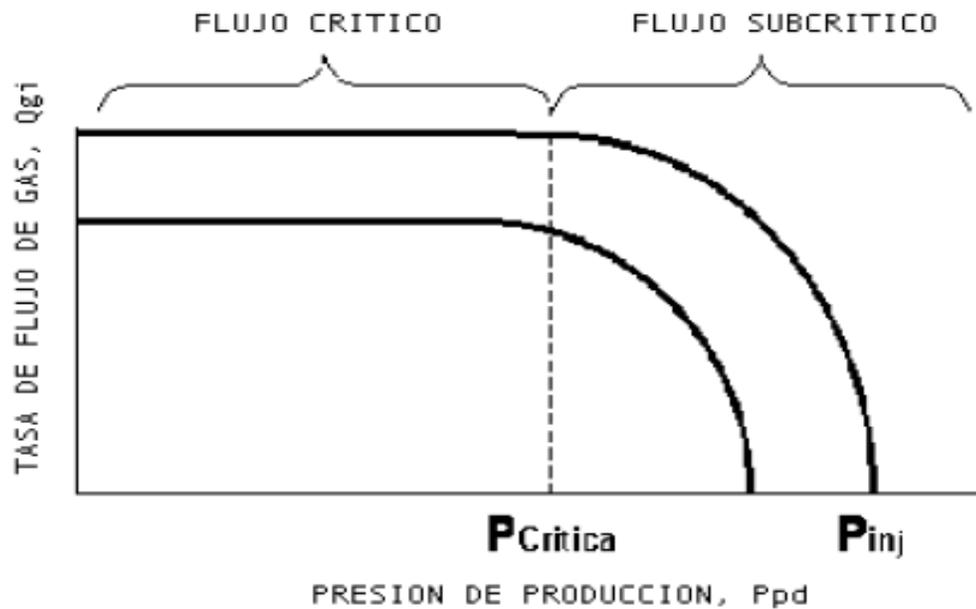


Figura 49. Regímenes de flujo orificio. [Fuente: Hernández, et. al., 2001]

En la región de flujo subcrítico, la tasa de flujo de gas a través de la válvula de LAG aumenta cuando la presión de producción disminuye y la de inyección se mantiene constante. La presión de producción a la cual ocurre la tasa máxima de flujo

se llama "presión crítica" (P_c). La presión de producción crítica separa la región de flujo subcrítica de la región crítica. Para cualquier presión de producción bajo la presión crítica, la tasa de flujo de gas a través de la válvula permanece en la tasa de flujo crítico. En la región de flujo crítico, la presión de inyección es suficiente para mantener la válvula abierta sin importar la presión de producción. Así, en ambas regiones, crítica y subcrítica la presión de inyección siempre mantiene la válvula abierta.

Presión crítica, se define como la presión aguas abajo a la cual el flujo sónico es alcanzado en la mínima área del patrón de flujo.

Se muestran las ecuaciones utilizadas para calcular el flujo orificio.

$$Q_{gi} = A_2 \times Y \times \left(\frac{2 \times g \times (P_1 - P_2)}{(1 - \beta^4) \times Z_1 \times R \times T_1} \right)^{\frac{1}{2}} \times (28,8 \times R)^{\frac{1}{2}} \times \frac{T_{sc}}{P_{sc}} \quad \text{Ecuación 39}$$

$$Q_{gi} = 1240,315 \times A_p \times C_d \times Y \times \left(\frac{P_{inj} \times (P_{inj} - P_{pd})}{(1 - \beta^4) \times Z_{inj} \times G \times T_{inj}} \right)^{\frac{1}{2}} \quad \text{Ecuación 40}$$

Dónde:

Q_{gi} : Tasa de inyección, Bls.

A_2 : Área del flujo, Pulg².

Y : factor de expansión del gas.

g : aceleración de la gravedad. ft/seg².

P_1 : Presión aguas arriba, lpc.

P_2 : Presión aguas abajo, lpc.

R : Constante de gas ideal, atm.L/K.mol.

Z_1 : Factor de compresibilidad aguas arriba.

β : relación de áreas (A_2/A_1)^{1/2} (A_p/A_b)^{1/2}.

T_1 : Temperatura aguas arriba, °F.

A_p : Área del asiento, Pulg².

C_d : Coeficiente de descarga.

P_{inj} : Presión inyección, lpc.

P_{pd} : Presión en tubería, lpc.

Z_{inj} : Factor de compresibilidad

G : aceleración de la gravedad, ft/seg²

A_b : Área efectiva del fuelle, pulg².

T_{inj} : Temperatura en Revestidor, °F.

T_{sc} : Temperatura pseudo- crítica, °F.

P_{sc} : Presión pseudo-crítica, lpc.

- **Dinámica de la válvula NOVA™ [8]**

La válvula NOVA™, que representa una mejora a la válvula orificio convencional, puede alcanzar flujo crítico mucho más rápido que una de orificio convencional. Por ejemplo, con una presión de inyección de 1000 lpc, se requiere una presión diferencial de 400 lpc para alcanzar un régimen de flujo crítico en una válvula de orificio convencional, mientras que una válvula NOVA™ sólo requiere un diferencial de 100 lpc.

La figura 50, compara el comportamiento dinámico de flujo de ambas válvulas. El eje vertical muestra la tasa de inyección de gas y el eje horizontal la presión de la tubería de producción (presión aguas abajo), manteniendo una presión de inyección de gas constante (presión aguas arriba). El gráfico se genera reduciendo gradualmente la presión en la tubería de producción manteniendo la presión de inyección constante. La tasa de inyección de gas se incrementa con la disminución de la presión de producción debido al incremento de la presión diferencial a través del orificio. Esto continúa hasta que se alcanza flujo crítico en el punto de presión crítica. Desde este punto en adelante la tasa de inyección se mantiene constante. La diferencia principal entre las dos válvulas es que en la válvula convencional se alcanza flujo crítico con una presión en la tubería de producción del 60% de la presión de inyección ($P_t/P_c = 0.60$), mientras que la válvula NOVA™ obtiene flujo crítico con 90% de la presión de inyección ($P_t/P_c = 0.90$).

Anteriormente, no se había considerado eliminar la inestabilidad de los pozos utilizando flujo crítico en válvulas de orificio convencional debido a la excesiva presión diferencial que se requiere para alcanzar condiciones críticas. Otra característica del comportamiento de la válvula NOVA™, es la de obtener una mayor tasa de flujo para un mismo diferencial de presión ($\Delta P = P_c - P_t$), ya sea en condición de flujo crítico o subcrítico.

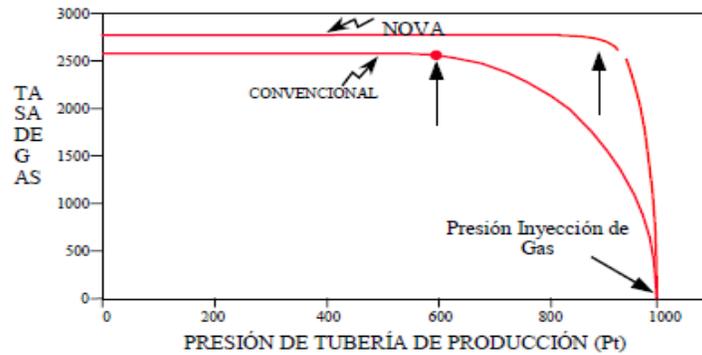


Figura 50. Comportamiento dinámico de la válvula convencional y la NOVA™. [Fuente: Hernández, et. al., 2001]

A continuación, se presenta una descripción de las características de las empresas que aportaran para la realización del proyecto. Se compone de una breve reseña de las empresas, así como una presentación cronológica de la evolución de las mismas. Posteriormente se mencionarán los productos y servicios ofrecidos por el corporativo, permitiendo que el lector amplíe sus conocimientos al respecto.

Materia prima

Los aceros inoxidable utilizados para la fabricación de una válvula son el acero 316 y el 410, a continuación, se detallan las características y usos de cada uno.

Acero inoxidable 316 ^[5]

El acero AISI 316 corresponde a un acero inoxidable aleado con molibdeno. Con la adición de molibdeno se le confiere una alta resistencia a ácidos oxidables y corrosión por picado, dado que la capa pasiva formada es mucho más resistente.

Presenta una muy buena resistencia a la oxidación en condiciones intermitentes a temperaturas no superiores a 870 °C y en continuo a 930 °C. No se recomienda el uso de este acero en temperaturas que oscilen en el rango 420/860 °C,

pero en valores por debajo y por encima de estos, su comportamiento es bueno, esto principalmente debido a la posibilidad de precipitaciones de carburos de cromo en los bordes de grano, lo que lo vuelve sensible y por ende su resistencia a la corrosión se ve drásticamente comprometida.

El acero AISI 316 es utilizado en piezas y elementos de la industria de la celulosa, textiles, seda artificial, equipos para el desarrollo de fotografía, ejes de hélices, acoples, piezas de válvulas, bombas, piezas expuestas a atmosferas marinas y tuberías. Usualmente utilizado en industria química y farmacéutica.

Ideal para ser usado en piezas y elementos expuestos a la corrosión localizada originada por el ácido sulfuroso, baños de pinturas con ácido sulfúrico, baños clorados, corrosión intercrystalina hasta 300°C bajo condiciones de operación continua, etc.

Acero inoxidable 410 ^[6]

La aleación UNS S41000/DIN X15Cr-13/W.N. 1.4006 es un acero inoxidable endurecido que combina la resistencia superior al desgaste de las aleaciones de alto contenido de carbono con la resistencia a la corrosión de los aceros inoxidables al cromo, cuando mayor sea el contenido de carbono, mayor será la cantidad de partículas de carbono en el cromo y mayor será su fuerza y la dureza de los aceros inoxidables al cromo. El templeado en aceite de esta aleación a temperaturas entre 1800°F y 1950°F produce la mayor resistencia a la corrosión.

Resistencia a la corrosión al aire, agua y algún químico como: ácido nítrico, ácido sulfúrico concentrado, ácido acético diluido y nafta. Resistencia a los ácidos de los alimentos es buena.

Las aplicaciones para la aleación 410 incluyen instrumentos dentales, quirúrgicos, piezas de válvulas, bolas de acero endurecida para bombas de petróleo, pantallas de separación, resortes y tijeras.

2.3 Históricos de la empresa Mixta PDVSA Lagopetrol ^[11]

Reseña Histórica de la Empresa

La empresa Mixta PDVSA Lagopetrol, S.A. fue creada por Petróleos de Venezuela PDVSA y una empresa trasnacional luego de firmado el decreto por parte del presidente de la República Bolivariana de Venezuela el 30 de Marzo del 2006 donde se disolvían los convenios operativos firmados en los años 90.

En la conformación de esta empresa mixta y la cual es filial de PDVSA por tener la mayoría de acciones se firmaron una serie de acuerdos entre los cuales resaltan los siguientes aspectos: CVP (Corporación Venezolana de Petróleo) cuenta con 69 % de las acciones, Integra 26,35%, Ehcopek Petroleo, S.A. 3,1% y la Cartera de Inversiones Petroleras II, C.A. 1,55%.

Las inversiones y ganancias serán compartidas según su porcentaje de acciones/participaciones. La empresa trasnacional (en este caso Integra.) se compromete a realizar contribución tecnológica para la explotación del campo.

La empresa mixta Lagopetrol quedo conformada definitivamente en el mes de enero del 2008 luego de culminar una serie de requisitos legales que exigía la migración del convenio operativo a la empresa mixta. Durante el período que transcurrió desde la firma a la migración hasta la fecha de creación de la empresa mixta las operaciones no sufrieron paralizaciones, manteniendo su producción en 5500 BNPD en un campo con casi 42 Km² llamado B-2-X 70/80 para su exploración, en la actualidad cuenta con 145 pozos categorizados.

En la tabla 1, se especifica el número de pozos en el yacimiento B-2-X 70/80 por categoría.

Tabla 1. Categoría de los Pozo del B-2-X 70/80 de la EM PDVSA Lagopetrol. [Fuente: PDVSA Lagopetrol, 2015]

Categoría	1	2	3	5	8
Nº de Pozos	72	11	40	11	11

Localización de la Empresa

El campo de operaciones se encuentra en el bloque B-2-X 70/80 del lago de Maracaibo. Opera en las instalaciones de PDVSA con la cual existe una sinergia para la operación de las estaciones de flujo LL-52, LL-54 y LL-51, estación de transferencia LH-27. Múltiples de gas LH 1-01, LH 1-02, LH 1-03, LH 1-07, LH 1-10, LH 1-12 y BA 1-01. Debidamente la ubicación geográfica de Lagopetrol se encuentra entre Lagunillas y Bachaquero donde se ubican los pozos de la empresa, tal como se observa en la figura 51.

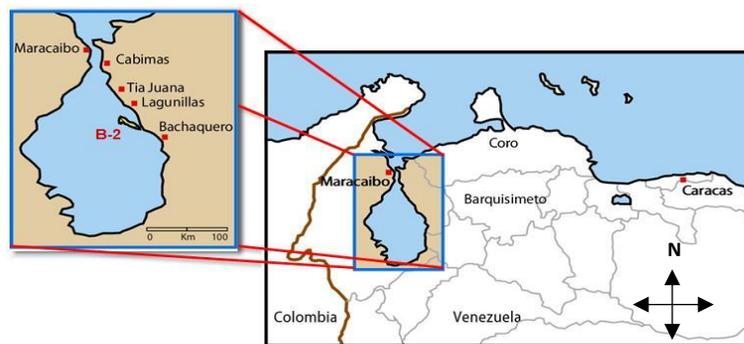


Figura 51. Ubicación Geográfica del Yacimiento B-2-X 70/80. [Fuente: PDVSA Lagopetrol, 2016]

El yacimiento B-2-X 70/80, el cual es operado por la Empresa la Mixta PDVSA Lagopetrol S.A, se encuentra ubicado a 10 Km de la costa en el Lago de Maracaibo sobre el sector nororiental del lago de Maracaibo cubriendo una extensión aproximada de 42 km², está limitado hacia el Norte y Este por el Bloque 69, hacia el Sur y el Oeste se encuentra colindante con el Bloque 71. Las características del mismo se muestran en la figura 52 y los límites del yacimiento se muestran en la figura 53.

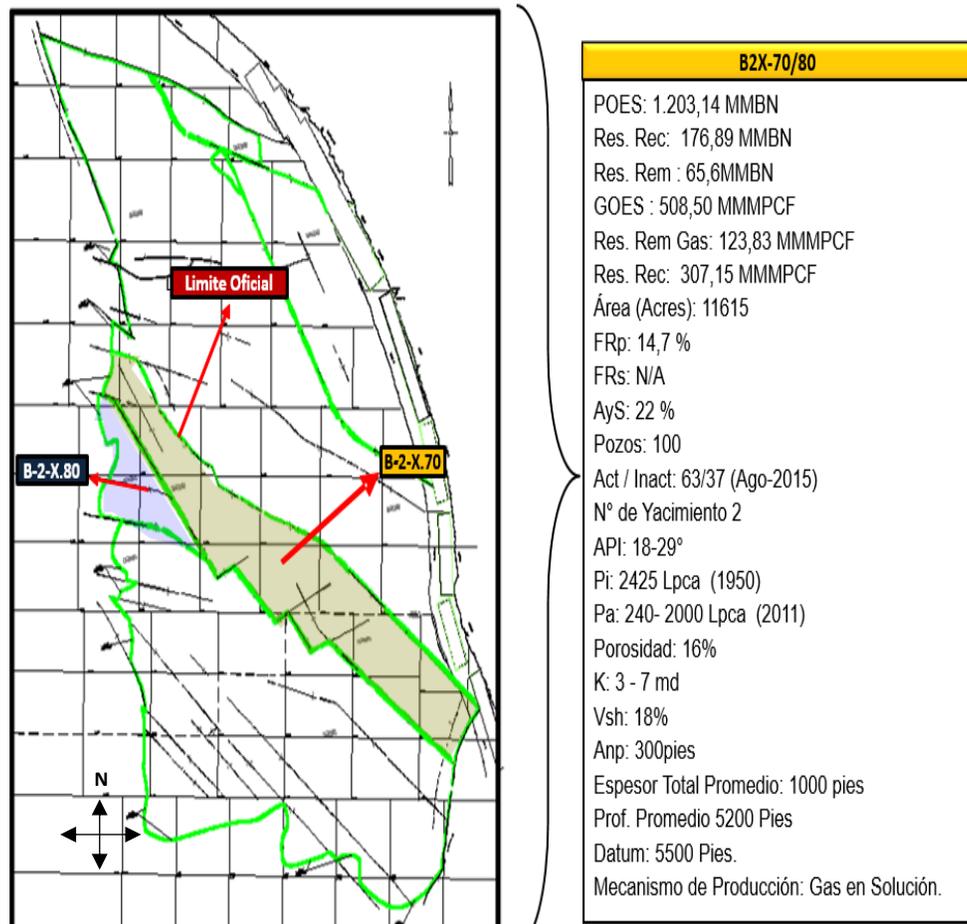


Figura 52. Características del Yacimiento B-2-X-70/80. [PDVSA Lagopetrol 2015]

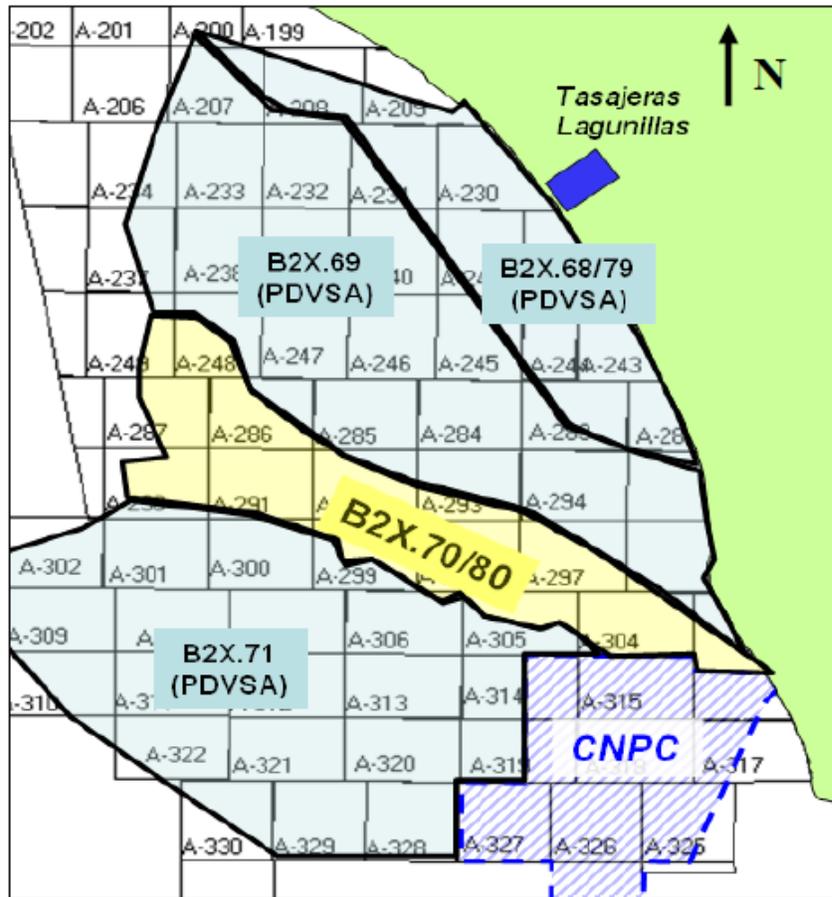


Figura 53. Límites del Yacimiento B-2-X 70/80. [Fuente: PDVSA Lagopetrol, 2015]

En el área bajo estudio se han perforado 145 pozos de los cuales 72 de ellos en la actualidad son pozos activos que están en categoría 1, de los cuales 11 son inyectoros de agua categoría 8 y 51 pozos están inactivos (categoría 2 y 3), 11 se encuentran abandonados por diversas razones, categoría 5 (el significado de cada una de las categorías se encuentra en la sección de apéndice A Tabla A.1). Dicho yacimiento está distribuido en 12 km cuadrado que es el área que corresponde a B-2-X 80 que pertenece 100% a Lagopetrol y B-2-X 70 que corresponde a 30 km cuadrados a Lagopetrol que serían un 86 % del yacimiento y 5 km cuadrados que pertenecen a Petrosiven que corresponde a un 14 % del yacimiento. En la Figura 54, se muestra el Mapa Isópaco del Yacimiento B-2-X 70/80.

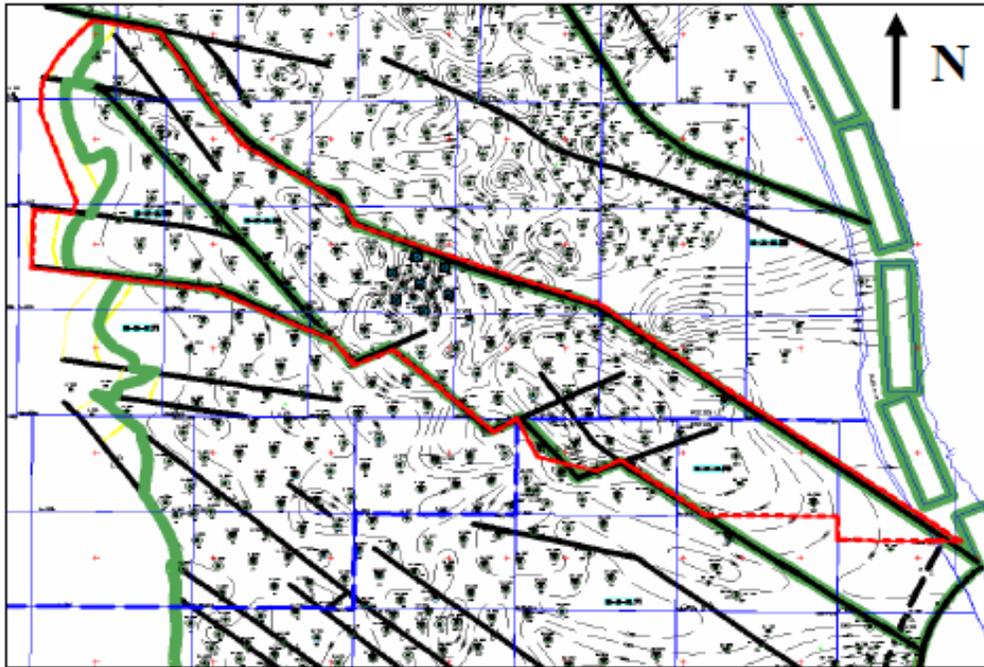


Figura 54. Mapa Isópaco del Yacimiento B-2-X 70/80. [Fuente: PDVSA Lagopetrol, 2015]

El yacimiento B-2-X 70/80 pertenece a la formación Misoa, de Edad Eoceno es también llamado Eoceno-frac, por tal motivo es un yacimiento con una alta heterogeneidad y se encuentra en una etapa avanzada de agotamiento que afecta considerablemente los Factores de Recobro. Conformados por areniscas de tamaños variados de grano, pero en general, son de grano fino y agradan a limolitas o lutitas, su petrofísica se caracteriza por tener una baja porosidad y baja permeabilidad, tal como se muestra en la figura 55.

EDAD	FORMACION	MIEMBRO	LITOLOGIA	DESCRIPCION GEOLOGICA	Espesor promedio
MIOCENO	Lagunillas	Bachaquero		Bloques de arenas poco consolidadas intercaladas con lutitas	850 pies
		Laguna		Arenas poco consolidadas predominantes barras influenciadas por mareas	250 pies
		Lagunillas Inf		Areniscas poco consolidadas intercaladas con lutitas carbonáceas	300 pies
	La Rosa	Lutitas La Rosa		Lutitas marinas de gran espesor con pequeños lentes de arena de grano fino.	50 pies
		Santa Barbara		Arenas de grano medio a fino, con algunas lutitas laminares.	50 pies
EOCENO	Misoa	B2-X		Capas gruesas de lutita limolíticas intercalada con areniscas compactadas limolíticas.	900 pies

Figura 55. Columna Estratigráfica del Yacimiento B-2-X 70/80. [Fuente: PDVSA Lagopetrol, 2015]

Condición Actual del Yacimiento B-2-X.70/80

Inicialmente, para el diagnóstico de la condición actual del yacimiento B-2-X 70/80, se realizó en mesa de trabajo una revisión documental con ayuda de varios softwares corporativos (Centinela, Processbook (PI) y OFM) se obtuvo información relevante del mismo, siendo el campo del Eoceno-Frac B-2-X.70/80, operado por PDVSA Lagopetrol S.A, ubicándose en el Lago de Maracaibo y tiene una superficie de 42 Km².

El Bloque está compuesto de dos yacimientos: B-2-X 70 y B-2-X 80. El desarrollo inicial del campo comenzó con la perforación de cinco pozos que fueron fracturados hidráulicamente y produjeron con el sistema de LAG.

De esta manera, en la siguiente tabla 2, se muestra las propiedades de la roca y el fluido presente en el yacimiento B-2-X.70/80, de forma generalizada se aprecia que las condiciones estudiadas en este yacimiento poseen buenas características de roca, lo cual denota cierta prospectividad en los mismos debido a su capacidad de almacenamiento por alto valor de porosidad efectiva de 16%. Sin embargo, se observa una pobre transmisibilidad de fluidos por bajo valor de permeabilidad que van de 30 a 40 mD, lo que hacen de las arenas muy susceptibles a los diferentes mecanismos de daño.

Tabla 2. Propiedades Roca y Fluido del Yacimiento B-2-X 70/80. [Fuente: PDVSA Lagopetrol, 2015]

Yacimiento B-2-X 70/80	
Porosidad %	16
Permeabilidad (K) (mD)	30-40
%AyS	54
Gravedad °API	18 (32-12)
RGP (PCN/BN)	345
Viscosidad (cp)	5
Gradiente fluido (LPC/FT)	0,36
Presión actual (Lpc)	400-920
Azufre	2 % p/p

El yacimiento B-2-X.70/80, presenta 54% AyS, a nivel de fluido tiene una gravedad comprendida de 12 – 32 °API, con un promedio de 18 °API, con 345 RGP, una viscosidad a temperatura de yacimiento de 5 cp y 0,36 LPC/pie de gradiente de fluido. La presión actual de yacimiento está en el orden de las 400 a 920 lpc, muy por debajo de la presión de burbuja, haciendo de este un yacimiento saturado. Las Características del yacimiento se expresan en la tabla 3.

Tabla 3. Características del Yacimiento B-2-X 70/80. [Fuente: PDVSA Lagopetrol, 2015]

Yacimiento B-2-X 70 /80	
Año de descubrimiento	1950
Formación	Eoceno
Edad de los pozos (años)	30-50
Área (Km ²)	41,91
Profundidad Marina (ft)	30
Mecanismo de Producción	LAG(Intermitente y Continuo) y 2 BES
Acuífero	No Aparente
Profundidad (ft)	5500-6200
Espesor (ft)	600
Presión Inicial (psia)	2425
Presión de Burbuja (psi)	1492
Temperatura (°F)	160
Producción de Petróleo (MBPD)	4,7
Producción de Gas (MMPCD)	9,9
POES (MMBBL)	1044,1
GOES (MMPCN)	438540
FR Primario (%)	11,6 -15,5

Proceso Productivo de PDVSA Lagopetrol

Métodos de Producción

Los métodos de producción utilizados por la empresa Mixta PDVSA Lagopetrol S.A. son primordialmente: Levantamiento Artificial por Gas Continuo (LAG Continuo), Levantamiento Artificial por Gas Intermitente (LAG Intermitente), y en menor cantidad Bombeo Electro Sumergible (BES).

Perforación y Producción

Lagopetrol divide este proceso en dos grandes etapas como lo es la Perforación y Producción, siendo el primero uno de los más vitales de esta industria, pues de él depende la extracción de hidrocarburos en el subsuelo.

La Perforación del pozo se presenta como un proceso ordenado y metódico, llevado a cabo dentro de un margen económico preestablecido, cumpliendo las normas de seguridad, higiene y ambiente, cuyo objetivo principal es proporcionar un conducto entre el yacimiento y la superficie que permita la explotación de los fluidos almacenados en el mismo. La etapa de producción es fundamental para que exista la mencionada empresa, se refiere a la explotación del petróleo y el gas natural de los yacimientos o reservas del yacimiento B-2-X 70/80.

La fase de producción de un campo productor de hidrocarburos comienza después de que se ha comprobado la presencia del recurso gracias a la perforación de pozos exploratorios.

Por lo antes dicho dentro de PDVSA Lagopetrol hay una amplia y profunda relación entre la Perforación y las diferentes organizaciones de Producción. Esta relación debe ser altamente dinámica y efectiva para que se logren los objetivos Perforación y Producción.

Productos Obtenidos

Una vez concretadas las etapas que involucran el proceso productivo, Lagopetrol obtiene Petróleo y Gas producto de la puesta en producción de los pozos pertenecientes al yacimiento B-2-X 70/80. Este Producto pasa por un proceso de fiscalización de volumen, para luego ser vendido a PDVSA.

2.4 Históricos de la Industria Metalúrgica EXCEL, C.A ^[9]

Reseña Histórica de la Empresa

EXCEL C.A., establecida en 1985, es una empresa 100% Venezolana, fabricante de materiales para áreas clasificadas y/o para ambientes corrosivos. Nuestros productos han sido usados en la industria petrolera y petroquímica Nacional y en grandes proyectos ejecutados en el país en los últimos 30 años por parte de Petróleos de Venezuela y sus filiales, corporaciones Petroleras Internacionales, empresas de ingeniería y contratistas. Posee modernas instalaciones ubicadas en la ciudad de Valencia, Estado Carabobo; Zona Industrial por excelencia en Venezuela.

Nuestra línea de producción de alta tecnología, apoyada por nuestro personal altamente capacitado y la certificación de nuestros procesos bajo los requerimientos de la norma ISO 9001, son únicos en Venezuela y punta de lanza para brindar una excelente calidad de servicio.

Los procesos de fabricación y aseguramiento de la calidad de la empresa EXCEL son continuamente auditados por Petróleos de Venezuela (PDVSA) a través de INTEVEP. Personal Técnico de las divisiones de negocio de Petróleos de Venezuela (PDVSA) participan en dichas auditorias, garantizando el alto nivel de compromiso de la empresa.

En el año 1992, la empresa EXCEL fue la primera empresa latinoamericana en obtener el sello UL por parte de los laboratorios “*Underwriters Laboratories Inc*”, siendo la tercera empresa fabricante de equipos a prueba de explosión fuera de los estados Unidos de Norteamérica en obtener dicha certificación.

Los productos fabricados por la empresa EXCEL, son los únicos que poseen el número de serial en cada pieza. Esto permite un proceso completo de seguimiento a cada una de las piezas producidas.

Ningún otro fabricante ofrece esta ventaja. Adicionalmente, siempre que sea requerido por el cliente, los certificados de calidad asociados a cada uno de los seriales de las piezas pueden ser entregados oportunamente.

Los clientes pueden tener la absoluta seguridad de que todas las partes fabricadas por la empresa EXCEL, cumplen a satisfacción los requerimientos de ISO 9001. Por otra parte, para los productos a prueba de explosión, la empresa EXCEL cuenta con una línea de recubrimiento con PVC para ser aplicado a nuestros productos. Igualmente estamos en capacidad de suplir tubería rígida revestida con PVC y cualquier otro accesorio que vaya a ser instalado en ambientes altamente corrosivos.

En el año 2002, luego de un arduo trabajo que consistió en haber apoyado y en haber mejorado los sistemas de calidad previamente establecidos, obtuvimos la enorme satisfacción de haber adquirido la certificación ISO 9000 PLATINUM, lo que nos posiciona como el líder incuestionable de Venezuela en la fabricación de materiales eléctricos para las áreas clasificadas (Explosion Proof) y/o ambientes altamente corrosivos.

Política de la Calidad

Industrias Metalúrgicas EXCEL, C.A. es una empresa orientada al crecimiento del sector industrial, mediante el desarrollo de soluciones y productos pensados en satisfacer las necesidades emergentes en el área petrolera, petroquímica y en la industria en general. Como parte del direccionamiento estratégico de la empresa decidimos establecer, implementar, mantener y mejorar continuamente un

sistema de gestión de la calidad que evolucione y se adapte al contexto dinámico de la organización, manteniendo el firme objetivo de garantizar productos y servicios con los más elevados estándares de calidad, satisfaciendo las especificaciones del cliente y las normativas técnicas y requisitos legales aplicables. Logrando esto mediante la aplicación y monitoreo de los documentos técnicos y administrativos por departamento, fomentando continuamente una cultura organizacional basado en el sistema de gestión.

Experiencia

Excel viene suministrando sus productos a las principales empresas petroleras venezolanas desde hace más de una década. Nuestros productos están instalados en refinerías, plantas petroquímicas, plantas de inyección de gas, estaciones de flujo, plantas de distribución de combustibles, terminales marítimos, plantas criogénicas, etc. Hemos suplido a los mayores y más importantes proyectos del país. Entre otros podemos señalar: PIGAP, FURRIAL, NUMREP, PARC, ACCRO I y II, LFIE, CRAY, ALQUILACION, SITOR, OSAMCO, ETANO, HDS, TAEJ, ORIMULSION, OLEFINAS.

Servicios Diseños Industriales CAD-CAM-CAE

Las herramientas de CAD (Computer Aided Design), CAM (Computer Aided Manufacturing), CAE (Computer Aided Engineering) es un conjunto de conocimientos y técnicas que consigue obtener una mejora del ciclo de desarrollo y fabricación de un producto o servicio. El uso de las herramientas CAD/CAM/CAE permite el mantenimiento y mejora de los niveles técnicos y de innovación con las capacidades adecuadas para obtener los productos demandados por las diferentes y nuevas necesidades del mercado.

CAPITULO III

MARCO METODOLÓGICO

Para la ejecución y desarrollo de una investigación es primordial establecer un orden que permita indicar lo significativo de los hechos y fenómenos hacia los cuales está encaminado el estudio. Por lo tanto, en el siguiente capítulo se describe el tipo de investigación que se empleó durante la ejecución del trabajo a desarrollar. Adicionalmente se describirán las técnicas, métodos y pasos que se aplicó para realizar el trabajo de investigación en función de los objetivos específicos.

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

La investigación científica es un proceso esquematizado que busca dar respuesta a una interrogante mediante la aplicación de un método científico partiendo de un sistema hipotético, evaluando el fenómeno mediante técnicas y procedimientos para dar respuestas eficaces y confiables. Por esto, en función de los objetivos específicos planteados, este capítulo tiene como finalidad fundamental realizar un resumen detallado sobre el procedimiento utilizado para alcanzar el propósito de este estudio; explicando el tipo de investigación, definiendo la población de estudio y la metodología aplicada para alcanzar el objetivo general de esta investigación.

De acuerdo a la naturaleza del presente trabajo, el tipo de investigación se adapta a la modalidad de tipo *Descriptiva*, ya que tiene como objetivo principal establecer un diseño con el fin de dar respuesta a determinadas condiciones o necesidades basadas en conocimientos anteriores.

La investigación descriptiva consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno, individuo o grupo, con el fin de establecer su estructura o comportamiento. Los resultados de este tipo de investigación se ubican en un nivel intermedio en cuanto a la profundidad de los conocimientos.

(Arias, 2006; Pág. 24)

La investigación descriptiva se clasifica en:

a) **Estudios de medición de variables independientes:** su misión es observar y cuantificar la modificación de una o más características en un grupo, sin establecer relaciones entre éstas. Es decir, cada característica o variable se analiza de forma autónoma o independiente. Por consiguiente, en este tipo de estudio no se formulan hipótesis, sin embargo, es obvia la presencia de variables.

“Los estudios descriptivos miden de forma independiente las variables y aun cuando no se formulen hipótesis, tales variables aparecen enunciadas en los objetivos de investigación” (Arias, 2006).

b) **Investigación correlacional:** su finalidad es determinar el grado de relación o asociación (no causal) existente entre dos o más variables. En estos estudios, primero se miden las variables y luego, mediante pruebas de hipótesis correlacionales y la aplicación de técnicas estadísticas, se estima la correlación. Aunque la investigación correlacional no establece de forma directa relaciones causales, puede aportar indicios sobre las posibles causas de un fenómeno.

La utilidad y el propósito principal de los estudios correlacionales es saber cómo se puede comportar un concepto o variable conociendo el comportamiento de otras variables relacionadas. Es decir, intentar predecir el valor aproximado que tendrá una variable en un grupo de individuos, a partir del valor obtenido en la variable o variables relacionadas (Hernández et al., 2010).

De acuerdo al propósito de la investigación, se denomina Descriptiva-Correlacional debido a que permite identificar concretamente las características de las variables operacionales del sistema LAG en el yacimiento B-2-X 70/80, estableciendo comportamientos concretos, descubriendo y comprobando la asociación entre las variables de investigación. De igual forma, busca simular el

diseño un prototipo de válvula para el método extractivo para un manejo más eficiente y óptimo de la utilización del sistema de LAG como método de producción. Planteando la explicación descriptiva, como el hecho de poder reunir información acertada de las condiciones de sistema evaluando de esta manera los fenómenos de estudio, llevando a la misma a presentar los hechos tal como ocurren.

3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

El diseño de investigación es la estrategia que adopta el investigador para responder al problema planteado. En atención al diseño, la investigación se clasifica en: documental, campo y experimental.

La estrategia de investigación está definida por:

a) El origen de los datos: primarios en diseños de campo y secundarios en estudios documentales.

b) Por la manipulación o no, de las condiciones en las cuales se realiza el estudio: diseños experimentales y no experimentales o de campo.

La Investigación Documental o Diseño Documental: Es un proceso basado en la búsqueda, recuperación, análisis, crítica e interpretación de datos secundarios, es decir, los obtenidos y registrados por otros investigadores es fuente documental: impresas, audiovisuales o electrónicas. Como en toda investigación, el propósito de este diseño es el aporte de nuevos conocimientos.

La Investigación de Campo o Diseño de Campo: Es aquella que consiste en la recolección de datos directamente de los sujetos investigados, o de la realidad donde ocurren los hechos (datos primarios), sin manipular o controlar variable alguna, es decir, el investigador obtiene la información, pero no altera las condiciones existentes. De allí su carácter de investigación no experimental.

La Investigación Experimental o Diseño Experimental: Es un proceso que consiste en someter a un objeto o grupo de individuos a determinadas condiciones, estímulos o tratamientos (variable independiente), para observar los efectos o reacciones que se producen (variable dependiente).

(Arias, 2010; Pág. 27).

Para llevar a cabo los objetivos propuestos en esta investigación el diseño a catalogar es *Documental y Experimental*, debido a que tiene como finalidad analizar los cambios de producción, de consumo de Inyección de gas, evaluar las condiciones de sistema extractivo y de las válvulas pertenecientes al levantamiento artificial que experimentan en la actualidad los pozos del yacimiento B-2-X 70/80.

Los dos primeros objetivos consisten en la recolección de información del yacimiento y revisión bibliográfica disponible referida al sistema extractivo por LAG, se consideran como nivel documental, basado en la investigación de autores y trabajos previos referentes a dichos tópicos, con la finalidad de armar el marco teórico, necesario para entender y poder justificar los principales fenómenos y procesos del método de producción.

Posteriormente, los objetivos que indican evaluar y establecer las condiciones tanto de la historia de producción del pozo como del sistema de levantamiento artificial a estudio y la demanda de este en el yacimiento, se consideran en el nivel experimental, ya que se basa en datos recolectados, y cómo afectan las mismas a la producción y cuál es la metodología idónea para resolver el problema.

Finalmente una vez obtenido todos los datos del yacimiento y del sistema de levantamiento, con base a la recopilación documental previamente hecha se cubrirán los dos últimos objetivos propuestos que consisten en el diseño y cuantificación del costo de un prototipo de válvula piloto para la inyección de Gas, realizando las predicciones de producción con fines de evaluar las mejoras del sistema; estos dos se lograrán mediante la colaboración de la Industria Metalúrgica EXCEL, poniendo especial atención sobre la respuesta a la productividad; que pozos serán productivos con este equipo para dicho sistema de levantamiento, concluyendo si es lo más óptimo, por tanto estos objetivos también alcanzarán un nivel experimental.

3.3. POBLACIÓN y MUESTRA

"La población o universo se refiere al conjunto para el cual serán válidas las conclusiones que se obtengan: a los elementos o unidades (personas, instituciones o cosas) involucradas en la investigación" (Morles, 1994).

La muestra es un "subconjunto representativo de un universo o población" (Morles, 1994).

En esta investigación la población se conforma por los 145 pozos pertenecientes a la empresa mixta PDVSA Lagopetrol S.A. que se encuentran en el yacimiento B-2-X 70/80, los cuales forman parte de nuestra área de trabajo, los mismos se encuentran categorizados como se muestra en la tabla 4.

Tabla 4. La especificación de las categorías del yacimiento B-2-X 70/80. [Fuente: PDVSA Lagopetrol, 2015]

Nº de pozos	Categoría	Descripción
49	1	Pozos activos, abiertos a producción
32	2	Pozos cerrados a producción, esperando reparaciones menores (tiempo de cierre menor a 3 meses)
42	3	Pozos cerrados a producción, esperando reparaciones mayores (tiempo de cierre mayor a 3 meses)
7	5	Pozos cerrados a producción, esperando abandono (pozo no rentable económicamente)
10	8	Pozos activos (inyectores de agua)

Muestra

Define la muestra como una parte (sub-conjunto) de la población obtenida con el propósito de investigar propiedades que posee la población (Parra ,2003).

La muestra se determina a partir de la población cuantificada para un investigador, cuando no es posible medir cada entidad de la población esta muestra se considera representativa de la población (Tamayo et al., 2003). Para el mismo autor, cuando para un estudio se toma la totalidad de la población y; por ello, no es necesario realizar un muestreo para el estudio o investigación que se proyecta.

En este tipo de técnica se combinan diversos tipos de muestreo, ya sean probabilísticos o no (Tamayo et al., 2010). Para ello es necesario elegir cuales de las unidades de estudio serán utilizadas para realizar el análisis, este procedimiento se conoce comúnmente como muestreo.

La muestra de esta investigación se conforma por 121 pozos, los cuales hacen uso del sistema de levantamiento artificial por gas como el método de producción idóneo para la extracción de crudo. En la tabla 5, se muestra cada pozo en su respectiva categoría.

Tabla 5. Muestra del trabajo de investigación. [Fuente: PDVSA Lagopetrol S.A., 2017]

Nº de pozos	Categoría	Descripción
47	1	Pozos activos, abiertos a producción
32	2	Pozos cerrados a producción, esperando reparaciones menores (tiempo de cierre menor a 3 meses)
42	3	Pozos cerrados a producción, esperando reparaciones mayores (tiempo de cierre mayor a 3 meses)

3.4 TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

Las técnicas de recolección de datos son las distintas maneras de obtener información. Por otra parte, este autor plantea que los instrumentos son los medios materiales que se emplean para recoger y almacenar la información. Para esta investigación se utilizó la revisión documental, la observación directa y las entrevistas no estructuradas (Arias, 2012).

Posteriormente se realiza una revisión exhaustiva de la información existente y se recopiló material como: datos históricos de producción de presiones, datos de producciones acumuladas, últimas pruebas y muestras de cada pozo, resumen de completación, trabajos efectuados a los mismo, registros, entre otros.

Para ello se utilizan las carpetas de pozos (Well File) y las aplicaciones informáticas donde se encuentra almacenada toda la data relacionada a los pozos y el yacimiento.

3.5 INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN

Los instrumentos representan la herramienta con la cual se va a recoger, filtrar y codificar la información (De Barrera, 2010).

Por otra parte, para, los instrumentos son definidos como los medios materiales que se emplean para recoger y almacenar dicha información, entre los cuales se tienen: fichas, formatos de cuestionario, guías de entrevista, grabadores, escalas de actitudes u opinión y demás recursos que considere pertinente el investigador (Arias, 2010).

A continuación, se presentan las herramientas y programas a utilizar para el desarrollo y cumplimiento de esta investigación.

- **Carpetas de pozos**

Contienen la información de todos los trabajos realizados al pozo desde la propuesta de localización ante el ministerio de energía y minas hasta el último trabajo realizado, ya sea de reacondicionamiento, servicios, estimulaciones o abandono.

- **Carpeta de registro**

Contiene todos registros que se le han realizado al pozo desde el momento de su perforación hasta la actualidad. En el encabezado de los registros de pozos se encuentra datos básicos acerca de las condiciones iniciales a las cuales fue tomando, que son de gran importancia para el aporte de información real del yacimiento. Entre los registros más utilizados se tienen: registros Gamma Ray, registros eléctricos o de inducción y registro de cementación.

- **Microsoft Office**

Microsoft Office es una suite de oficina que abarca e interrelaciona aplicaciones de escritorio, servidores y servicios para los sistemas operativos Microsoft Windows y Mac OS X. Microsoft Office fue lanzado por Microsoft en 1989 para Apple Macintosh, más tarde seguido por una versión para Windows, en 1990. La primera versión de Office contenía Microsoft Word, Microsoft Excel y Microsoft PowerPoint. Además, una versión "Pro" (profesional) de Office incluía Microsoft Access y Schedule Plus. Con el tiempo, las aplicaciones de Office han crecido sustancialmente y de forma más estrecha con características compartidas, como un corrector ortográfico común, la integración de datos OLE y el lenguaje de secuencias de comandos de Microsoft, Visual Basic para aplicaciones. Los programas más comunes de Microsoft Office son: **Microsoft Word, Microsoft Excel, Microsoft PowerPoint.**

3.6 TÉCNICAS DE PROCEDIMIENTO DE DATOS.

Para llevar a cabo esta investigación y cumplir con el objetivo, el cual es **DISEÑAR UNA VÁLVULA PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS, EN EL YACIMIENTO B-2-X 70/80 DEL CAMPO LAGUNILLAS-LAGO UBICADO EN EL LAGO DE MARACAIBO**, con la finalidad de optimizar el sistema extractivo, se diseñaron unas series de fases de trabajo, de acuerdo a la naturaleza de cada una de ellas, las actividades realizadas y la información obtenida, para finalmente integrarlas y obtener los resultados finales. Estas fases de trabajo corresponden a:

Fase I: Revisar bibliografía disponible acerca del sistema de levantamiento artificial por inyección de Gas

Comprende un conjunto de conceptos y proposiciones que constituyen un punto de vista o enfoque determinado, dirigido a explicar todo aspecto acerca del sistema extractivo por Gas. Esta fase se divide en función de los tópicos que integran la temática tratada o de las variables que serán analizadas.

Para elaborar las bases teóricas de la investigación se considera los siguientes aspectos:

- Ubicación del problema en un enfoque teórico determinado.
- Relación entre la teoría y el objeto de estudio.
- Posición de distintos autores sobre el problema u objeto de investigación.
- Adopción de una postura por parte del investigador.

Con la finalidad de obtener conocimiento del sistema de levantamiento artificial por Gas para su mayor comprensión. Información recopilada de diferentes Manuales

de PDVSA y material académico proporcionado por la facultad de ingeniería UCV enfocados en el tema de estudio.

Fase II: Recolectar información del yacimiento de estudio

Una de las fases más significativa en el desarrollo y ejecución de este estudio, es la revisión y recopilación de toda la data disponible. Originalmente se efectuó la búsqueda de información referente a: Estudios efectuados en el yacimiento, caracterizaciones efectuadas en el área de estudio, registros básicos de los pozos, ficha del pozo, carpeta de pozo, información de historia y comportamiento de producción, datos de presiones, cañoneo, completación, entre otros. Con la finalidad de facilitar el desarrollo de la investigación.

Se verificará que toda la data suministrada se enmarcará dentro del desarrollo real de los pozos, comparando dichos datos con toda la información conocida, es decir, la obtenida de los paquetes computarizados y carpetas de producción de los pozos, permitiendo así descartar programas e información no validada que perjudicada la investigación.

Para la adquisición de datos e información, utilizada para la realización de este trabajo especial de grado se utilizaron diversos programas afiliados a PDVSA, donde se almacena, carga, archiva y registra información relacionada con los pozos de los que PDVSA y sus filiales son responsable. Estos programas permiten llevar un seguimiento de producción, inyección y cualquier actividad o cambio realizados a los pozos e instalaciones, para su posterior evaluación y escrutinio. Entre los programas utilizados para la adquisición de datos de este trabajo y objetivo se encuentran:

- **Centinela**, este programa facilita el control y seguimiento diario de los parámetros del comportamiento de producción de los pozos, y mantiene la actualización de los datos históricos de sus pruebas y muestras. Consolida los resultados contables del resto de las aplicaciones que lo conforma para realizar los balances oficiales de crudo y gas. En la figura 56, se muestra el menú principal de dicho programa.



Figura 56. Pantalla de Inicio de Centinela- Pozo. [Fuente: PDVSA Lagopetrol, 2017].

En la tabla 6, se desglosa cada una de las funciones que se encuentran en el menú de Centinela.

Tabla 6. Elementos del menú de Centinela. [Fuente: PDVSA Lagopetrol, 2017]

Menú de Centinela – Pozo	
Yacimientos	Mantiene el control de la información relacionada con los límites de producción permitidos por el M.E.M en los yacimientos, proyectos y pozos.
Pozos	Permite el control los datos básicos y completación de los pozos, así como, las asociaciones existentes entre éstos y las instalaciones de superficie.
Análisis	Permite el control de la información que sirve para evaluar las condiciones de operación de los equipos de subsuelo.

Tabla 6. Elementos del menú de Centinela. [Fuente: PDVSA Lagopetrol, 2017]
(Continuación)

Eventos	Facilita el control de los parámetros y condiciones de los pozos.
Medidas	Permite el control de las medidas operacionales de superficie y medidas de inyección de volúmenes de gas o caudal en una instalación; así como, de los equipos asociados a las instalaciones de producción y las medidas de inyección de LAG y diluyente efectuados a los pozos.
Muestras	Procesa los datos referentes a las muestras de producción y de inyección de diluyente; así como, el resultado obtenido del análisis efectuado en los laboratorios.
Pruebas	Permite el control de las pruebas de producción realizadas a los pozos productores.
Cierre	Facilita la ejecución de los procesos automáticos para el cálculo de la historia de producción e inyección del pozo estimada, extraída y fiscalizada.
Informes	Facilita la actualización y consulta de los informes oficiales y operacionales de producción.
Interfase	Permite actualizar los datos que vienen en forma masiva de otros sistemas.

- **AICO** (Ambiente Integrado de Consultas Operacionales), es un ambiente que se apoya en la herramienta Oracle Data Browser (Centinela) para elaborar informes de acuerdo a los requerimientos de los usuarios. Permitiendo conocer información determinante de yacimiento, producción, consumo de gas y sistema, entre otras utilidades. En la figura 57, se observa la pantalla inicial de AICO.



Figura 57. Pantalla de AICO. [Fuente: PDVSA Lagopetrol, 2017].

- **Listado de Tarjeta tipo P6**, son generados desde el inicio de la creación del pozo con la finalidad de llevar un acta que especifique toda la data de origen en relación a la mecánica e instrumentación del pozo (Ver figura 58).

184 889

NUM	TAMAJNO	PESO DE	GRADO	CANTO	LARGO	EQUIPO	SE-	NUM	MARCA, TIPO,	
U	DE LA	TUBERIA	DE LA	DE	DE LA	PUERTO A	CUEN	DEL	ACRCA Y OTROS	
E	TUBERIA	LBS/PIE	TUBER	TUBOS	TUBERIA	(PIES)	CIA	TAB	COMENTARIOS	
0	3	2400	94.00	BLP			110	1	0	TUBERIA MENCADA POR NYC
	5		.00				14	2	0	MESA ROTATORIA A BRIDA DE 10"
	5	1034	40.50	J55	23	972	986	3	0	REVEST. STYC BRD
	31	1034	.00			2	988	4	0	CUELLO FLOTADOR BAKER
	5	1034	40.50	J55	1	41	1,029	5	0	REVEST. STYC BRD
	32	1034	.00			2	1,031	6	0	ZAPATA BAKER
	10		.00				14	7	0	MESA ROTATORIA A BRIDA DE 6"
	10	700	23.00	J55	133	5,497	5,511	8	0	REVEST. STYC BRD
	31	700	.00			2	5,513	9	0	CUELLO FLOTADOR BAKER
	10	700	23.00	J55	1	38	5,551	10	0	REVEST. STYC BRD
	32	700	.00			2	5,553	11	0	ZAPATA BUIA BAKER
	11		.00				4,878	12	1	TOPE OBT. COLGADOR
	50	700512	.00			10	4,888	13	1	OBT. COLGADOR VOT
	11	512	17.00	J55	23	1,012	5,900	14	1	REVEST. BUJTT./ZAPATA
	15		.00				24	100	1	BAJO MESA ROTATORIA
	15	412	12.75	J55	6	186	210	101	1	TUBERIA EUE BRD
	42	412	.00			2	212	102	1	NIPLE OTIS 1 1/2" POS NO 1 ✓
	15	412	12.75	J55	72	2,229	2,441	103	1	TUBERIA EUE BRD
	41	412312	.00			1	2,442	104	1	BOTELLA EUE BRD ✓
	42	312	.00			4	2,446	105	1	NIPLE EUE BRD ✓
	43	312	.00			8	2,454	106	1	MANDRIL LAG MMA ✓
	42	312	.00			2	2,456	107	1	NIPLE EUE BRD ✓
	41	312412	.00			1	2,457	108	1	BOTELLA EUE BRD ✓
	15	412	12.75	J55	64	1,951	3,408	109	1	TUBERIA EUE BRD
	41	412312	.00			1	4,409	110	1	BOTELLA EUE BRD ✓
	42	312	.00			4	4,413	111	1	NIPLE EUE BRD ✓
	43	312	.00			8	4,421	112	1	MANDRIL LAG MMA ✓
	42	312	.00			2	4,423	113	1	NIPLE EUE BRD ✓
	41	312412	.00			1	4,424	114	1	BOTELLA EUE BRD ✓
	15	412	12.75	J55	12	368	4,792	115	1	TUBERIA EUE BRD
	41	412312	.00			1	4,793	116	1	BOTELLA EUE BRD ✓
	42	312	.00			4	4,797	117	1	NIPLE EUE BRD ✓
	43	312	.00			8	4,805	118	1	MANDRIL LAG MMA ✓
	42	312	.00			2	4,807	119	1	NIPLE EUE BRD ✓
	41	312412	.00			1	4,808	120	1	BOTELLA EUE BRD ✓
	15	412	12.75	J55	2	57	4,865	121	1	TUBERIA EUE BRD
	40	700278	.00			7	4,873	122	1	OBTURADOR CAMCO 1 1/2" ✓

Figura 58. Listado de Tarjeta tipo P6 (BA369). [Fuente: PDVSA Lagopetrol, 2017]

- **Ficha Técnica del Pozo**, es un documento que detalla información relacionada a Datos Básicos del Pozo (Profundidades), Datos de Completación, Prueba después del Trabajo y Detalles de Perforaciones. (Ver figura 59).

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T							
LAGOPETROL		FICHA DE POZO - ESTUDIO INTEGRADO YACIMIENTO B-2-X																LAGOPETROL								
Datos Básicos del Pozo - Todas las Profundidades en pies. bmr																										
Pozo	Página	Coord. planas - Cat. Mebo.			Parcela	Área		Seg.	Prof. Total	E.M.R.	Prof. Lago	Edo. Actual	Fecha Actualización													
BA - 369	1	N: -67.795,28	E: 36.283,52		A - 305	LL-EOC-FRAC		SM	5905'	19'	53'	GL	Ene-07													
Producción Acumulada hasta:				Revestidor Producción				Condición Rev. Producción:				Última Pres. Medida:														
Np (BNP)		Gp (MMPC)		Wp (BLS)		Dia. (")	CULLLO	ZAPATA																		
						"	5513'	5533'																		
Registros corridos:				Núcleos:				SI/NO		TOPE:																
GR - EL								NO		BASE:																
Datos de Completación																										
Trabajo		TOPE	Perforaciones		Liner		Tub. Prod./Iny.		FECHA	Qo	RGF	A y S	Grav.													
No.	Fecha	TAPON	TOPE	BASE	Dia. (")	TOPE	BASE	Dia. (")	Empac.	(D/M/A)	(BNP/D)	(PCN/BNP)	(%)	(°API)												
Prueba	13-Sep-56	5490'	5092'	5120'	-	-	-	4 1/2"	5053'	13-Sep-56	420	155	0,2	19,5												
Original	15-Ene-58	5190'	5092'	5120'	3 1/2"	5031'	5136'	4 1/2"	4986'	15-Ene-58	393	300	0,0	-												
1	04-Ene-67	5190'		5120'	3 1/2"	5031'	5136'	4 1/2"	4986'	22-Sep-67	343	641	1,0	19,5												
2	22-Mar-72	5190'	5092'	5120'	3 1/2"	5031'	5136'	4 1/2"	4945'	No se encontraron pruebas registradas para este periodo																
3	26-Sep-73	5190'	5545'	5722'	3 1/2"	5031'	5136'	4 1/2"	4873'	26-Sep-73	480	50	1,6	18,3												
FICHA DE POZO - ESTUDIO INTEGRADO YACIMIENTO B-2-X																										
Detalles de Perforaciones																										
Prueba Preliminar			Completación Original						1						2						3					
Yacim.	Desde	Hasta	Yacim.	Desde	Hasta	Yacim.	Desde	Hasta	Yacim.	Desde	Hasta	Yacim.	Desde	Hasta	Yacim.	Desde	Hasta	Yacim.	Desde	Hasta						
LAGUNA 5	5092	5102	A	LAGUNA 5	5092	5102	A	LAGUNA 5	5092	5102	A	LAGUNA 5	5092	5102	A	LAGUNA 5	5092	5102	C							
	5110	5120	A		5110	5120	A		5110	5120	A		5110	5120	A		5110	5120	C							
LAG INF	5230	5240	C	LAG INF	5230	5240	C	LAG INF	5230	5240	C	LAG INF	5230	5240	C	LAG INF	5230	5240	C							
	5248	5252	C		5248	5252	C		5248	5252	C		5248	5252	C		5248	5252	C							
	5259	5265	C		5259	5265	C		5259	5265	C		5259	5265	C		5259	5265	C							
																	B-2-X.70	5545	5555	A						
																		5556	5576	A						
																		5585	5600	A						
																		5633	5638	A						
																		5650	5660	A						
																		5695	5705	A						
																		5715	5725	A						

Figura 59. Ficha de Pozo del Pozo BA369. [Fuente: PDVSA Lagopetrol, 2017]

Fase III: Establecer y evaluar las condiciones actuales de operación del sistema de levantamiento artificial por Gas en el yacimiento B-2-X 70/80

Para alcanzar este objetivo se realizaron investigaciones documentales, partiendo de recopilación de bases, sustento teórico, además de entrevistas no estructuradas al personal de operaciones y optimización, contribuyendo al análisis de las fallas correspondiente a la mecánica (equipos de superficie y subsuelo) del Sistema LAG con el propósito de identificar los diferentes daños operacionales. Debido a lo observado durante el desarrollo del diseño, se pudo identificar dependiendo del área de trabajo de los equipos, varios fenómenos a tener en cuenta para el control y seguimiento de las variables operacionales del Sistema LAG.

Entre los programas utilizados para la adquisición de datos de este trabajo y objetivo se encuentran:

- **Planilla de Chequeo Físico**, contiene datos generales sobre el pozo a inspeccionar, contribuyendo al diagnóstico de las condiciones del pozo. Mayormente el Cheque Físico corresponde a la toma de datos sobre los equipos de superficie del pozo, es decir, brinda información detalla del escenario real en que se encuentra los pozos y el mecanismo de los mismos (Ver figura 60).

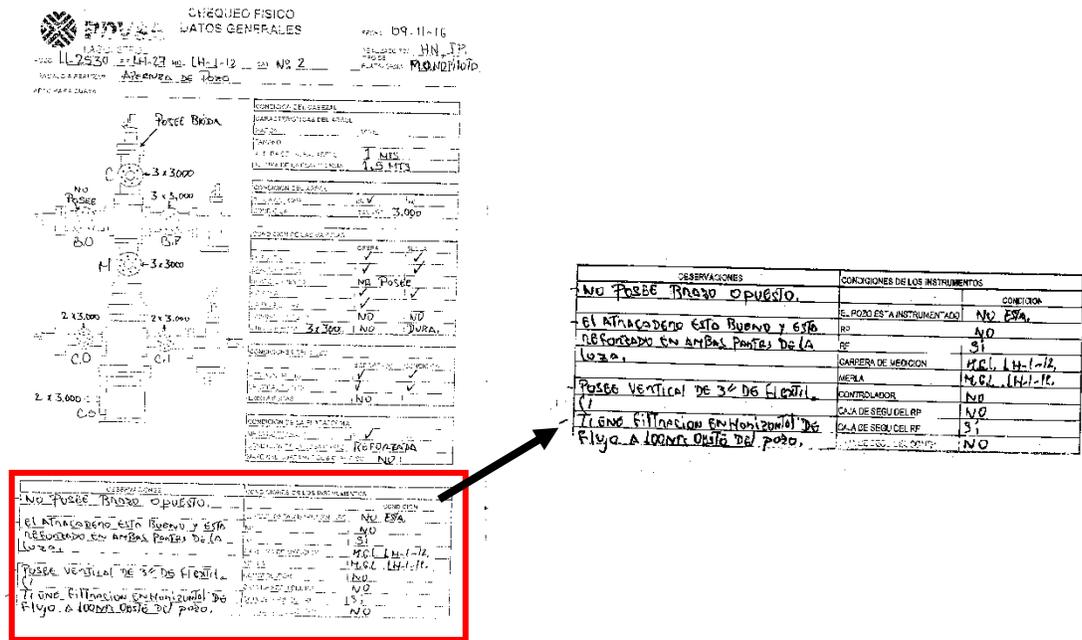


Figura 60. Chequeo Físico del Pozo LL2530. [Fuente: Departamento de Operaciones, Lagopetrol, 2017].

- **Informe del Diseño LAG**, especifica información relacionada a datos del pozo, presiones y producción, como se muestra en la figura 61.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	
1	Diseño de GAS LIFT									
2										
3	POZO:	BA-369		MULTIPLE:	BA-1-01		FECHA	04/09/2013		
4										
5	CONCSN:	A-305		YACIMIENTO:	B-2-X 70		CAMPO	B2X-70/80		
6										
7	METODO:	GL		REVESTIDOR:	7" x 23 #/P		TUBERIA:	4-1/2" x 12.75		
8										
9	EMR:	24		INT. ABIERTO:	5545 - 5725		EMPACADURA:	4873		
10										
11	PUNTA.TUB:	4873		°API:	19		EST. FLUJO:	LH 27		
12										
13	ING:	MILITZA FALCON					FECHA	03/03/2016		
14										
15	PRESIONES:							PROFUND. MAX:	5900	
16										
17	Fecha Est:			ESTATICA:	950	LPPC @	5635	PIES	TEMP:	156 °F
18										
19	PWF:							ULTIMO HUD:	May 2008 @ 5700	
20										
21	MULTIPLE:	1000	LPPC	CSG:		LPPC	TUB:	110	LPPC	
22										
23										
24	PRODUCCION:									
25										
26	BPPD:	80		% AGUA:	1		BNPD:	81	GAS INY/DIA:	250 MPCD
27										
28	G/FORM:	178		RGP:	2.198		RGL TOTAL:	2.225	CICLOS/DIA:	
29										
30	AOF:	100		J:	0.189	Pot. Produccion:	80	Reductor:	N/A	
31										
32	Contr. Superf:	N/A		ON:	N/A	OFF:	N/A	Set Poind:	N/A MPCD	
33										

Figura 61. Diseño LAG del Pozo BA369 (Parte Superior). [Fuente: PDVSA Lagopetrol, 2017].

Además, este informe detalla datos relevantes a:

- ✓ Niples en tubería.
- ✓ Gas de Diseño (MPCD).
- ✓ Mandriles: tamaño y tipo, profundidad guaya, profundidad vertical.
- ✓ Válvulas: válvula instalada, diámetro de asiento, F2.
- ✓ Presiones (válvulas): las presiones de cierre y apertura de la válvula

Lo mencionado anteriormente se puede observar en la figura 62.

MANDRILES			VALVULA			PRESIONES		
TAMAÑO Y TIPO	PROFUNDIDAD GUAYA	PROFUND. VERTICAL	VALVULA INSTALADA	DIAMETRO ASIENTO	F2	PCSC CIERRE	PCSO ABRIR	PTR
3-1/2" MMA	*****	2446	CMACC	12	0,043	944	953	930
3-1/2" MMA	*****	4413	CMACC	12	0,043	902	910	876
3-1/2" MMA	*****	4797	PMCTD	48	0,239	851	804	735
****	****	****	****	****	****	****	****	****

TRABAJOS DE GUAYA FINA

ESPERAR LIMPIEZA DE TUBERIA CON COILED TUBING PARA REALIZAR ESTE CVGL

Figura 62. Diseño LAG del Pozo BA369 (Parte Inferior). [Fuente: PDVSA Lagopetrol, 2017].

- **Diagrama Mecánico**, permite visualizar por medio del diseño gráfico las diferentes características estructurales o mecánicas del pozo, brindando información referente a diámetros y profundidad del revestidor, localización (profundidades) del niple y mandriles, entre otros detalles mecánicos (Ver figura 63).

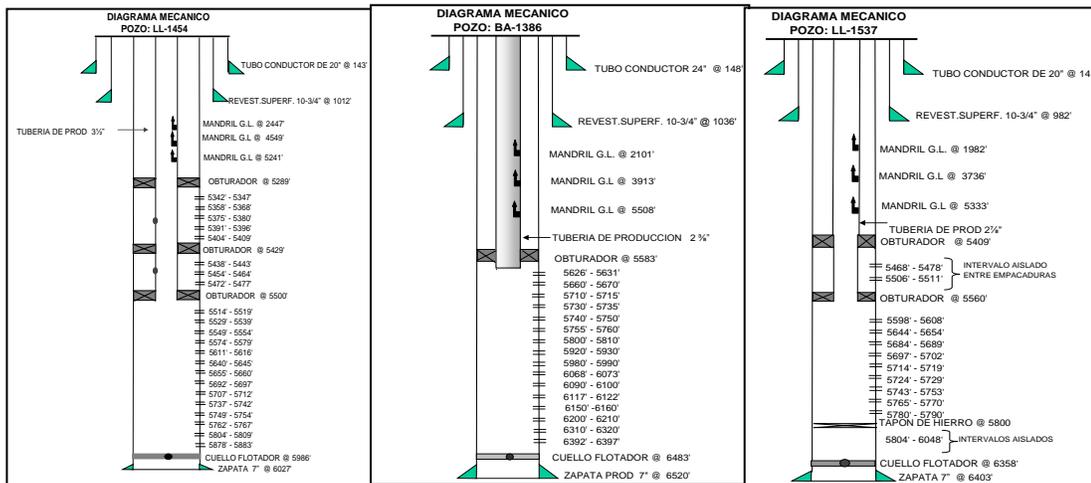


Figura 63. Diagrama Mecánico del Pozo LL-1454, BA-1386, LL-1537. [Fuente: PDVSA Lagopetrol, 2017].

- **Gas Lift por Pozo**, es un archivo diseñado para calcular el Consumo de Gas de un pozo, usando datos referentes a las presiones y capacidad de compresión del sistema en relación con la información real suministrada del campo por los operadores o técnicos como lo son: Presión del M.G.L, Punto Diferencial y Factor de la Placa de Orificio. Para ello, se utiliza una fórmula que permite calcular el consumo de gas. En la figura 64, se muestra la pantalla de Gas Lift por pozo.

$$Q = P_{TDif} \times \phi \times \sqrt{\frac{P_{M.G.L}}{15}} \quad \text{Ecuación 41}$$

Datos:

Q: Consumo de Gas, Mpcn/d.

P_{TDif}: Punto Diferencial.

Ø: Factor de la Placa de Orificio, pulg.

P_{M.G.L}: Presión del Múltiple de Gas Lift, lpc.

15: Constante.

#	Pozo	E.F.	M.G.L.	Sub Metodo	Cat	Presión M.G.	Ø	Factor	Set Point	Difer. Control	Condición Controlado	Recomendado			Real de Campo			Desv. Ajuste	Nuevo Ajuste	Fecha	Observación
												Optimo Sin Cont.	Dif. Optimo SIN CONTR.	Optimo	Dif. Optim.	Dif. Real	Consumo Real				
2	BA 389	LH-27	BA 1-01	NIT	2	890	5/8	9.52		Act				500	6.8	6.7	491	0			SE AJUSTO DE 400 @ 500 MPOD 21-03-2016
				POZOS INACTIVOS Cat. 1				40													
				POZOS INACTIVOS Cat. 2				31													
				POZOS INACTIVOS Cat. 3				41													
Placa (Ø)		Factor																			
3/8"		3.47																			
1/2"		6.02																			
5/8"		9.52																			
7/8"		13.95																			
M.G.L.	01/04	02/04	03/04	04/04	05/04	06/04	07/04	08/04	09/04	10/04	11/04	12/04	13/04	14/04	15/04	16/04					
LH 1-01																					
LH 1-02																					
LH 1-03																					
LH 1-07																					
LH 1-10						930	930	960	930	960	960			900	890	885	900				
LH 1-12																					
LH 1-25	960	1000	1009	984	984																
M.G.L.	17/04	18/04	19/04	20/04	21/04	22/04	23/04	24/04	25/04	26/04	27/04	28/04	29/04	30/04							
LH 1-01																					
LH 1-02																					
LH 1-03																					
LH 1-07																					
LH 1-10																					
LH 1-12	910	900	880	770																	
LH 1-25																					
M.G.L.	Presión Prom.	PRESION																			
BA 1-01	#DIV/0!																				
LH 1-01	#DIV/0!																				
LH 1-02	1024																				
LH 1-03	#DIV/0!																				
LH 1-07	#DIV/0!																				
LH 1-10	#DIV/0!																				
LH 1-12	1000																				
LH 1-25	999																				
FACTORES Ø:																					
1/2"		6.02																			
3/8"		3.47																			

Figura 64. Pantalla de sistema de LAG por pozo. [Fuente: PDVSA Lagopetrol, 2017].

- **Registro de Información de Subsuelo**, proporciona información relacionada al diagnóstico de las condiciones mecánicas de los equipos de subsuelo que permite reconocer los daños o fenómenos mecánicos de los mismos. En la figura 65, se muestra el Reporte de Trabajo del pozo LL2135 que detalla la descripción de las actividades realizadas, además de las condiciones en que se encuentran los equipos de subsuelo del pozo.

GUAFINA OLIVARES C.A.
(ÁREA OCUPIENTES)

REPORTE DEL OPERADOR
ORDEN DE TRABAJO N° 6235

Código: POP-001
Revisión: 0
RIF: J-08015761-3
NIT: 0005898016

A: HOCCH N° OPERADOR: Los Olivos FECHA: 29-06-2005
POZO N° LL-2135 UNIDAD: Aguas I

HORARIO DE VIAJE

ESTADO DEL POZO		ANTES	DESPUES
DE: <u>LL 2135</u>	HORA: <u>11:00</u>	PRESION TUBING	<u>180"</u>
A: <u>LL 2135</u>	HORA: <u>11:00</u>	PRESION CASING	<u>300"</u>
DE: <u>LL 2135</u>	HORA: <u>17:30</u>	PRESION LINEA 1/8"	<u>300"</u>
A: <u>LL 2135</u>	HORA: <u>18:30</u>	FLUYENDO	

POZO CERRADO HORA: 11:30 POZO ABIERTO HORA: 17:00 REPORTADO A: DE. CIRO

TIPO DE TRABAJO: Control de Nivel de Gas Int. SEG. NIVEL DE FLUIDO: 1990"

ROLLO No.: 27 MOTOR No.: 2 CAJA No.: 14 CONTE DE GUAYA: 0

BOP No.: 14 PROF. MAX: 2093 CABRIA: - OBREROS ADD: 450 LBS

POZO ATIPICO: - POZO TIPICO: - CHARLA DE SEGURIDAD: Ver de Exp. al 50% TENSION MAX: 450 LBS

OBSERVACIONES:

(C.O.A.) REPORTADO A: HORA:

DESCRIPCION DEL TRABAJO	TIEMPO INICIO	TIEMPO FIN	HORA
Verificación Equipo al 7200' p.m.	11:00	11:30	1/2
Cerró Cent 2 3/4" de 6000' y 2093'	11:30	12:00	1/2
Cerró P. Motor 1 3/4" de 6093' No. Recorrido P. Motor	12:00	12:30	1/2
Señal Clavos 2 3/4" No. Boto al 4442' No. Boto a A. P. 2 3/4" - HOCCH	12:30	13:00	1/2
Señal B. Motor 2 3/4" Enganche V. Boto al 5361' 5314'	13:00		
Señal B. Motor 2 3/4" Enganche V. Boto al 5361' 5314'	13:00	13:00	2
Señal B. Motor 2 3/4" Enganche V. Boto al 5361' 5314'	15:00		
Señal B. Motor 2 3/4" Enganche V. Boto al 5361' 5314'		16:30	1/2
Señal B. Motor 2 3/4" Enganche V. Boto al 5361' 5314'	16:30	17:00	1/2
Señal B. Motor 2 3/4" Enganche V. Boto al 5361' 5314'	17:00	17:30	1/2
TOTAL HORAS TRABAJADAS			6 1/2

Figura 65. Reporte del Operador Orden de Trabajo. [Fuente: Departamento de Subsuelo, Lagopetrol, 2017].

- **Reporte de Operaciones**, es un documento fiable proporcionado por los operadores de campo y brinda información relevante de las actividades diarias realizadas en el área a operar. En este documento se puede registrar eventos que afecten o tengan un impacto ya sea de cierre o de apertura en un pozo determinante, debido a esto, se puede considerar como una fuente eficiente

para registrar cualquier anomalía dentro del comportamiento mecánico de los equipos del sistema. En la figura 66 se observa esta herramienta.

A		B		C		D		E		F		
PDVSA		FECHA:		PERSONAL TECNICO		SUPERVISORES						
		Domingo 30 de Abril de 2017		A. JIMENEZ H. NAVARRO		G. LEON M. MENDEZ A. RETES						
LANCHA ASIGNADA		PDVSA PATRIA-001 (LANCHA DE BUZOS)										
PRUEBAS:	INICIAR (PLC)	FINALIZAR (PLC)	COLOCAR GRF 24HRS EN RP	RETIRAR GRF 24HRS EN RP	TOMAR PRESIONES X PRUEBA							
EF-LL-51A	F/Servicio											
EF-LL-51B	F/Servicio											
EF-LL-52A												
EF-LL-52B												
EF-LL-52C												
EF-LL-54B												
MP-LH-27A												
MP-LH-27B												
MGL	COLOCAR GRF 24HRS	RETIRAR GRF 24HRS	REEMPLAZAR GRF 2DIAS EN RF (MP)	REEMPLAZAR GRF 2DIAS EN	TOMAR MUESTRA MENSUAL							
LH 1-1						EF-LL-51 y 54						
LH 1-2												
LH 1-3												
LH 1-7						EF-LL-52						
LH 1-10												
LH 1-12												
LH 1-25						MP-LH-27						
BA 1-1												
POZO MP												
VARIADOR LL2851			VARIADOR LL241B									
NO SE	Drive Freq	NO SE	Frecuencia (Hz)	NO SE	Corriente de entrada	Corriente de entrada						
	Drive Volts		RPM motor (RPM)		Corriente de entrada	Corriente de entrada						
VISITO	Downhole Volts	VISITO	Corriente motor (Amp)	VISITO	Corriente de salida V _{3U} U	Corriente de motor						
	Drive Amps		Corriente de salida V _{3U} V		Corriente de salida V _{3U} W	Corriente de motor						
POR	Downhole Amps	POR	Corriente de salida V _{3U} W	POR	Corriente de motor	Corriente de motor						
	Motor Temp.		Voltage de salida del VSD		Voltage del motor	Voltage del motor						
FALTA DE	Intake Pressure	FALTA DE	Voltage de entrada del VSD	FALTA DE	Presión de fondo	Presión de fondo						
	Intake Temp.		Voltage de entrada (DC)		Temp de fondo	Temp de fondo						
LANCHA	Discharge Press	LANCHA	Voltage de entrada (CA)	LANCHA	Temp del motor	Temp del motor						
TRABAJOS DE MANTENIMIENTO			TRABAJOS DE SUBSUELO									
CONEXIONES			GUAYA									
GABARRA			GABARRA O BARCAZA									
BUZOS			FILTRACIONES									
INSTRUMENTOS	CIERRE	APERTURA	DESCRIPCION DEL EVENTO									
INSTRUMENTOS	ACTIVIDAD SOLICITADA			ACTIVIDAD REALIZADA								
Cierre optimizado	Abrir pozos cerrado por cierre optimizado (son 16 pozos)			Contienen cerrados sin orden de apertura los pozos: LL1408, LL1013, LL1457, LL2081, LL1538, LL1454, LL3528, LL2121, LL1925, BA1430, BA2427, BA2070, BA1453, LL1468, LL 320, LL3373								
Cierre emergente de MGL	Abrir pozos cerrado por cierre optimizado (son 12 pozos)			Contienen cerrados sin orden de apertura los MG: LH-1-02, LH-1-03, LH-1-10, BA-1-1 afectado los siguientes 12 pozos: LL3555, LL1543, LL1715, LL1723, LL2378, LL3485, BA1215, LL3364, LL2026, BA1444, BA1243.								
Cierre Optimizado	Abrir pozos cerrado por cierre optimizado (son 02 pozos)			Contienen cerrados sin orden de apertura los MG: LH-1-07, LH-1-25, afectado los siguientes pozos: LL1717 Y LL1467 (presión de gas promedio 850 psi)								
Cierre del MGL: LH-1-01	Abrir pozos cerrados el pasado 04-04-17 por cierre optimizado (es 01 pozos: LL1728)			No contamos con banca asignada por el COAL, y se ubico apoyo en UELL sin éxito.								
DES	Chequear pozos (DES)			Se verificaron pozos (DES) activos sin eventos, se verifico vía PI								
LL2851	Tomar muestra			No contamos con banca asignada por el COAL, y se ubico apoyo en UELL sin éxito.								
MGL-LH-1-02	Chequear ajuste y condiciones			No contamos con banca asignada por el COAL, y se ubico apoyo en UELL sin éxito.								
MGL-LH-1-12	Reemplazar graficos semanales			No contamos con banca asignada por el COAL, y se ubico apoyo en UELL sin éxito.								
MGL-LH-1-24	Reemplazar graficos semanales			No contamos con banca asignada por el COAL, y se ubico apoyo en UELL sin éxito.								

Figura 66. Reporte de Operaciones [Fuente: Departamento de Operaciones, Lagopetrol, 2017].

Fase IV: Establecer y evaluar las condiciones actuales operacionales de las válvulas en los pozos que producen por LAG para su diseño y optimización del sistema de levantamiento artificial

Para lograr este objetivo se realizaron investigaciones documentales como recopilación de bases, sustento teórico, observación directa y entrevistas no

estructuradas al personal de operaciones y optimización, contribuyendo al análisis de las fallas correspondiente a la mecánica (equipos de subsuelo) del Sistema LAG con el propósito de identificar los diferentes daños operacionales en relación al procedimiento de diseño de las instalaciones del sistema extractivo por LAG, además de aporte técnico brindado por el personal operativo de la empresa mixta PDVSA Lagopetrol que facilita el análisis de los procesos que permiten el desarrollo del objetivo.

Entre los programas utilizados para la adquisición de datos de este trabajo y objetivo se utilizaron los mismos para la realización de la Fase anterior: Informe del Diseño LAG, Reporte de Operaciones y Registro de Información de Subsuelo.

Fase V: Realizar el estudio de la demanda del sistema de levantamiento artificial

Para alcanzar este objetivo se realizaron entrevistas no estructuradas al personal de operaciones y de optimización como recopilación de datos, enfocados en un estimado de pozos que cuentan con el método extractivo de LAG para el yacimiento, además del análisis del diseño del sistema para determinar el número de válvulas con que el yacimiento trabaja, contribuyendo al análisis de la demanda de válvulas para el sistema que el yacimiento necesita para optimizar el sistema de levantamiento artificial por gas.

Entre los programas utilizados para la adquisición de datos de este trabajo y objetivo se utilizaron: Informe del Diseño LAG, tabla de Nomenclaturas de Mandriles y Válvulas utilizadas por PDVSA para en el sistema LAG, Programa Centinela y AICO.

Fase VI: Diseñar una válvula orificio partiendo de un modelo de válvula con la que se opera en los pozos en el campo B-2-X 70/80, a través de la simulación del prototipo junto a la empresa Metalúrgica EXCEL

Para la realización de este objetivo se contó con ayuda del personal de operaciones de la EM Lagopetrol, Laboratorio de calibración válvulas de Tía Juana e INTEVEP, realizando entrevistas no estructuradas al personal y como recopilación de datos referentes las válvulas, específicamente su diseño de fabricación tanto interno como externo, partes elementales del equipo y dimensiones.

Para el cumplimiento de este objetivo, se implementaron herramientas mecánicas y diversos instrumentos de medición, además de programas afiliados a EXCEL, utilizados para el diseño de piezas mecánicas. Entre los programas y herramientas utilizadas para la realización de esta fase se encuentran en la tabla 7.

Tabla 7. Herramientas requeridas para el despiece de la válvula orificio de 1 ½ pulg. [Fuente: Empresa Metalúrgica EXCEL, 2018].

HERRAMIENTAS REQUERIDAS	CANTIDAD
Llave de boca ajustable 12 pulg.	1
Punta para O-Ring	1
Llave Allen ¼ pulg.	1
Llave de boca 1 ¼	1
Llave de boca 15/16	1
Llave de boca 1 5/16	1
Pinza retenedor cortina	1

Pasos antes de realizar el levantamiento

1. Verificar la pieza entregada haciendo una inspección visual de manera exhaustiva.
2. Asegurar si es una pieza completa o un despiece antes de comenzar.
3. Identificar cada una de las piezas (si es despiece) antes de desarmar, hacerlo de manera ordenada
4. Desarmar
5. Situar los instrumentos de medición descritos anteriormente.
6. Tener a la manos bloques patrón, cilíndricos, rectangulares y todo aquello que funcione para asegurar que las medidas son precisas y cercanas al objeto a levantar
7. Hacer limpieza de los palpadores de los instrumentos y bloques a usar
8. Hacer una corrida de medición con los bloques identificados con las medidas (Itriago, 2019).

Pasos para la medición de la pieza

1. Dirigir la atención a las piezas de menor dificultad e indicar su ubicación
2. Hacer uso del dibujo y proceder a plasmar las vistas del solido (vista frontal, lateral y corte, mostrando allí: roscados internos, externos, chaflanes, orificios, canales etc.)
3. Realizar medidas externas con un vernier digital como mínimo 3 mediciones en el mismo punto (De ser ejes que los cuales requieren de más precisión, se debe utilizar un micrómetro).
4. Realizar medidas de perfiles externos si los posee, es decir, longitudes externas de los diferentes perfiles que ha de tener una pieza (roscas externas, chaflanes, radios,

ángulos, ranuras, orificios etc., Para esto se utiliza un proyector de perfil y se ayuda con un vernier)

5. Realizar medidas internas con la ayuda de un vernier, si son de mayor diámetro ayudarse con un caliper o reloj comparador de diámetros internos, ajustar este instrumento para poder medir.

6. Realizar medidas de roscas, se miden los diámetros y esto dependerá de la rosca a realizar, macho (externa) hembra (interna), se utiliza un peine de rosca para localizar el paso de la misma, sino se proyecta en el medidor de perfil. Ya con el paso y la medida del diámetro, se procede a identificar la rosca haciéndolo en el libro casillas tablas de roscas, asegurándose si es UNC-UNF.

7. Realizar medidas internas y profundidades si aplica, para este proceso se utiliza la ayuda del vernier, bloques patrones si son muy profundas, para mayor precisión se debe usar profundímetros micrométricos.

Nota: las mediciones a realizar en cada levantamiento es un reflejo de la pieza en físico, sin embargo, cabe destacar que se le asigna tolerancias y dependerá también de las condiciones a las que fue sometida, de igual manera se trabaja en pro de que las medidas sean exactas y precisas posible (Itriago, 2019).

Herramientas utilizadas para toma de mediciones de las piezas

- **Vernier**, instrumento que permite medir la profundidad y las dimensiones internas y externas de objetos de reducido tamaño (Itriago, 2019).

- **Vernier digital**, vernier moderno, tiene la gran ventaja de que la medición es mostrada directamente por la pantalla y no lleva a errores por observación. (Itriago, 2019).

En la siguiente figura 67 se muestra el modelo de un Vernier digital



Figura 67. Vernier digital [Fuente: Empresa Metalúrgica EXCEL]

- **Bloques patrón cilíndrico**, herramientas de formas cilíndricas, capaces de materializar un diámetro determinado con altísima precisión (Itriago, 2019).

Esta herramienta se muestra en la figura 68.



Figura 68. Bloques patrón cilíndrico [Fuente: Empresa Metalúrgica EXCEL]

- **Proyector Profile de Mitotuyo**

Máquina que realiza mediciones, inspecciones y observaciones de manera eficiente al proyectar una imagen de una pieza de prueba en el escenario sobre una pantalla de visualización con una magnificación precisa. El método de medición intrínsecamente sin contacto de los proyectores de perfil hace que este tipo de instrumento sea muy adecuado para medir piezas pequeñas que no se pueden medir con instrumentos de contacto de uso general o piezas de plástico fácilmente deformables, y también se puede utilizar para observar los perfiles de superficie de las piezas o inspeccionar montajes con iluminación de superficie. Además, cuenta con una amplia selección de accesorios que permite la medición y el aislamiento avanzados de varias piezas (Mitotuyo Corporation, 2016).

- **Modelo PH 350** (diámetro de la pantalla 350 mm)
 - Observación / medición de herramientas de corte (diámetro de extremo, herramientas de torno, sierras con punta, etc.)
 - Forma cilíndrica (tornillos, resortes, etc.)
 - El diseño de haz de luz horizontal permite una carga / descarga fácil de la pieza de trabajo junto con una gran capacidad de carga de peso en el escenario sin vidrio.

En la figura 69 se muestra el Proyector Profile modelo PH350.



Figura 69. Proyector Prolife PH350 [Fuente: Empresa Metalúrgica EXCEL]

- **Peines de roscas**, herramienta utilizada para medir el paso de la rosca de un tornillo. El peine de roscas se utiliza como herramienta de referencia para determinar el paso de rosca de un tornillo por el agujero con rosca interior y no se utiliza como instrumento de medida de precisión (Itriago, 2019).

En la figura 70 se muestra una imagen representativa de la herramienta Peines de roscas

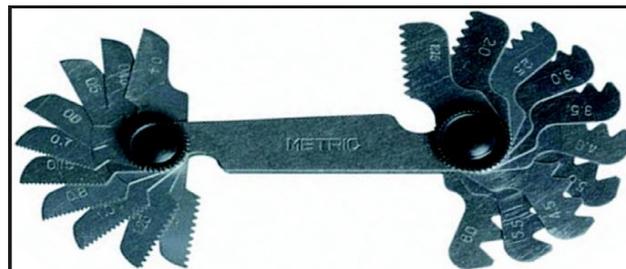


Figura 70. Peine de rosca. [Fuente: Empresa Metalúrgica EXCEL]

- **Manual A.L Casillas S**, manual práctico para diseño mecánico, con información técnica de todo tipo de elementos mecánicos como roscas, engranajes, remaches, tablas de materiales, remaches, poleas. De gran ayuda para cálculos mecánicos como también para operarios de fresas y tornos. Gran contenido de tablas e ilustraciones para su fácil entendimiento (Casillas, 2009). Esta se muestra en la figura 71.

A. L. CASILLAS

MÁQUINAS

CÁLCULOS DE TALLER

WHITWORTH BSW				AMERICANA NF				GAS WHIT. BPS				METRICA			
Macho	Filote	Diam.	Mecha	Macho	Filote	Diam.	Mecha	Macho	Filote	Diam.	Mecha	Macho	Filote	Diam.	Mecha
1/16	60	1.59	1.25	N° 3	56	2.52	2.00	1/8	28	9.73	8.75	M2	0.40	2.0	1.50
3/32	48	2.38	2.00	N° 4	48	2.85	2.25	1/4	19	13.16	11.75	M2.3	0.40	2.3	2.00
1/8	40	3.18	2.50	N° 5	44	3.18	2.50	3/8	19	16.66	15.25	M2.5	0.45	2.5	2.15
5/32	32	3.97	3.25	N° 6	40	3.51	3.00	1/2	14	20.96	19.00	M3	0.50	3.0	2.50
3/16	24	4.76	3.75	N° 8	36	4.17	3.50	5/8	14	22.91	21.00	M3.5	0.60	3.5	3.00
7/32	24	5.56	4.75	N° 10	32	4.83	4.00	3/4	14	26.44	24.50	M4	0.70	4.0	3.25
1/4	20	6.35	5.25	N° 12	28	5.49	4.50	7/8	14	30.20	28.25	M5	0.80	5.0	4.25
5/16	18	7.94	6.50	1/4	28	6.35	5.50	1"	11	33.25	30.50	M6	1.00	6.0	5.00
3/8	16	9.53	8.00	5/16	24	7.94	7.00	AMERICANA GAS NPS				M7	1.00	7.0	6.00
7/16	14	11.11	9.50	3/8	24	9.53	8.50					M8	1.25	8.0	6.75
1/2	12	12.70	10.50	7/16	20	11.11	10.00	Mach	Filote	Diam.	Mecha	M9	1.25	9.0	7.75
9/16	12	14.29	12.00	1/2	20	12.70	11.50	1/8	27	10.27	9.00	M10	1.00	10.0	9.00
5/8	11	15.88	13.50	9/16	18	14.29	13.00	1/4	18	13.57	11.50	M10	1.50	10.0	8.50
3/4	10	19.05	16.50	5/8	18	15.88	14.50	3/8	18	17.06	15.00	M12	1.00	12.0	11.00
7/8	9	22.23	19.50	3/4	16	19.05	17.50	1/2	14	21.22	18.50	M12	1.50	12.0	10.50
1"	8	25.40	22.50	7/8	14	22.23	20.50	3/4	14	26.57	24.00	M12	1.75	12.0	10.50
1 1/4	7	31.75	28.00	1"	14	25.40	23.50	1"	11	33.25	30.00	M14	1.25	14.0	12.75
1 1/2	6	38.10	34.00	1 1/2	12	38.10	36.00	1 1/2	11 1/2	48.05	45.00	M14	1.50	14.0	12.50

Figura 71. Muestra del manual A.L. Casillas S. [Fuente: Casillas, 2009]

- **Autodesk Inventor Professional 2018**, programa de diseño que tienen como pilar fundamental elaboración digitalizada de piezas en 2D al que se le añade otra dimensión más, bien por extrusión (levantando la pieza 2D sobre el eje Z dándole así volumen) o bien por revolución (haciendo girar la pieza 2D alrededor del eje Z generando esa superficie cerrada el correspondiente sólido). Resumiendo a una superficie (2D), le damos volumen o pasamos a 3D mediante extrusión o mediante revolución (Autodesk Inventor Professional, 2018).

Fase VII: Seleccionar las posibles áreas para la incorporación de dichas válvulas y evaluar las mejoras que estas podrían generar al sistema extractivo

Determinar cuáles de los pozos que producen por el método extractivo de LAG son idóneos para la incorporación de estas válvulas, se alcanzará este objetivo con la recopilación de datos pertinentes como: comportamiento de producción, datos de presiones, completación, entre otros, de pozos que se encuentran operativos, además del aporte técnico brindado por el personal operativo de la empresa mixta PDVSA Lagopetrol que facilita el análisis de los procesos que permiten el desarrollo del objetivo.

Para el cumplir con esta fase se analizará la data recolectada en las Fases II, III, IV y V. Además, de la información de las investigaciones documentales, partiendo de recopilación de bases, sustento teórico, y las entrevistas no estructuradas al personal de operaciones y optimización en los otros objetivos, contribuyendo al análisis de mejoras que generar la incorporación de estas válvulas al Sistema LAG. En lo observado durante el desarrollo del diseño, se puede identificar dependiendo del área de trabajo de los equipos, varios fenómenos a tener en cuenta para el control y seguimiento de las variables operacionales del Sistema LAG.

Fase VIII: Determinar y analizar los costos asociados de acuerdo al diseño obtenido, considerando la propuesta de los materiales a utilizar

Una vez logrado la Fase VII, se generaron propuestas para los materiales a utilizar para la futura fabricación de estas válvulas, determinando las características físicas y mecánicas de estos para su posible implementación tanto en la válvula como en el yacimiento, detallando cuales piezas y materiales se encuentran en existencia en el mercado nacional, además de analizar los costos asociados al diseño con la empresa metalúrgica EXCEL y EM PDVSA Lagopetrol.

Entrevistas no estructuradas al personal operativo de PDVSA Lagopetrol

A continuación, se presenta un cuestionario de preguntas abiertas con el fin de dar libertad de responder al personal de EM PDVSA Lagopetrol, el cual desarrollaron sus respuestas de manera independiente. En esta modalidad no dispone de una guía de preguntas elaboradas previamente. Sin embargo, se orienta por unos objetivos preestablecidos que permiten definir el tema de la entrevista, formulado las interrogantes sin perder la coherencia.

La entrevista, más que un simple interrogatorio, es una técnica basada en un diálogo o conversación “cara a cara”, entre el entrevistador y el entrevistado acerca de un tema previamente determinado, con la finalidad de obtener la información requerida para el desarrollo de la investigación. En la tabla 8 se muestra las preguntas realizadas al personal de EM PDVSA Lagopetrol.

Tabla 8. Cuestionario de entrevistas no estructuradas.

CUESTIONARIO DE ENTREVISTAS NO ESTRUCTURADAS	
Ingeniero Geólogo	¿Cuál es la ubicación geográfica del Yacimiento B-2-X 70/80? ¿Cuáles son los límites del yacimiento B-2-X 70/80?
Ingeniero de Yacimiento	¿Condición actual del yacimiento B-2-X 70/80? ¿Características de la roca? ¿Características del Yacimiento B-2-X 70/80?
Ingeniero de Optimización	¿Cuál es la producción actual en el yacimiento B-2X- 70/80? ¿Cuál es el método implementado para el diseño de LAG? ¿Cuáles son los equipos que se implementan para el diseño del sistema extractivo por gas en todo el yacimiento B-2X-70/80? ¿Cuál es el estado actual de los equipos del sistema LAG en el yacimiento B-2X-70/80?

Tabla 8. Cuestionario de entrevistas no estructuradas. (Continuación)

Ingeniero de Optimización	¿Cuáles son las fallas comunes en el sistema LAG en yacimiento B-2X-70/80? ¿Cuál es la nomenclatura utilizada tanto en los mandriles como en las válvulas en el yacimiento B-2X-70/80? ¿Cómo se maximiza la eficiencia del sistema de LAG? ¿Cuáles son los lineamientos ideales para evaluar la eficiencia de consumo de gas en los pozos?
Gerente Técnico/Operaciones	¿Cuál es el estado actual de los equipos del sistema LAG en el yacimiento B-2X-70/80? ¿Cuáles son las fallas comunes en el sistema LAG en yacimiento B-2X-70/80? ¿Cuál es el estado actual de las válvulas del sistema LAG en el yacimiento B-2X-70/80? ¿Cuáles son las fallas comunes en las válvulas en el sistema LAG en el yacimiento B-2X-70/80? ¿Cuál es la mecánica y dinámica de las válvulas en el Sistema LAG?

CAPITULO IV

ANALISIS DE RESULTADOS

4.1 Evaluación de las condiciones actuales operacionales del sistema de Levantamiento Artificial por Gas en el yacimiento B-2-X 70/80

Del yacimiento B-2-X 70/80 se revisaron las características petrofísicas efectuadas en el área, registros básicos de los pozos, historia y comportamiento de producción, datos de presiones, cañoneo, completación, entrevistas no estructuradas al personal, entre otros, el cual sirvió de comprensión de la situación actual del yacimiento y entendimiento sobre la importancia de la implementación del sistema artificial por gas.

De acuerdo al libro de reservas oficiales, dato brindado por el ingeniero de optimización de la empresa, para octubre del 2018 el yacimiento B-2-X 70/80 presenta un potencial de producción 4.670 MBNPD y un aproximado de 39% de AyS. Los datos básicos del yacimiento B-2-X 70/80 obtenidos por el ingeniero de yacimientos de Lagopetrol para el mes de noviembre del 2018, se muestran en la tabla 9.

Tabla 9. Datos básicos del yacimiento B-2-X 70/80. [Fuente: AICO, PDVSA Lagopetrol, 2018]

B2X-70/80			
Área, acres:	11,615	Pa, Lpc:	240- 2.000
Área, Km2:	47	Pb, Lpc:	1497
POES, MMBN:	971	K, md:	3,0-7,0
Res. Rec., MMBN:	140	Vsh, %:	18
Res. Rem., MMBN:	46	Sw, %:	40
Prod. Acum., MMBN:	94	Densidad del Crudo Muerto @ P y T sup. (LBS / PC):	53,19
Prod. Anual Liq., MMBN:	0.2	Densidad del Petróleo Vivo @ P y T act. (LBS / PC):	5,82

Tabla 9. Datos básicos del yacimiento B-2-X 70/80. [Fuente: AICO, PDVSA Lagopetrol, 2018] (Continuación)

GOES, MMMPCN:	407	Densidad del Gas @ PyT act. (LBS / PC):	2030
Res. Rec., MMMPCN:	228	Boi (BY / BN):	1164
Res. Rem., MMMPCN:	80	Bo @ Pb (BY / BN):	1183
Prod. Acum., MMMPCN:	149	Bg @ Pa (PCY / PCN):	1.158
Prod. Anual., MMPCN:	312	ANP, pies:	300
FRp, %:	14%	Espesor Total Prom., ft:	1000
RPr, %:	1%	Profundidad Promedio, ft:	5200
AyS, %:	22	Datum, ft:	5500
API:	18-29	Mec. De Prod.:	GS
Temp. Yac., °F:	160	Pozos, N°:	100
Pi, Lpc:	2,425	Act/Inact, N° (Nov-18):	8,0/43,0

En la figura 72, se puede observar el comportamiento de producción del yacimiento B-2-X 70/80 desde 1954 hasta el 2018.

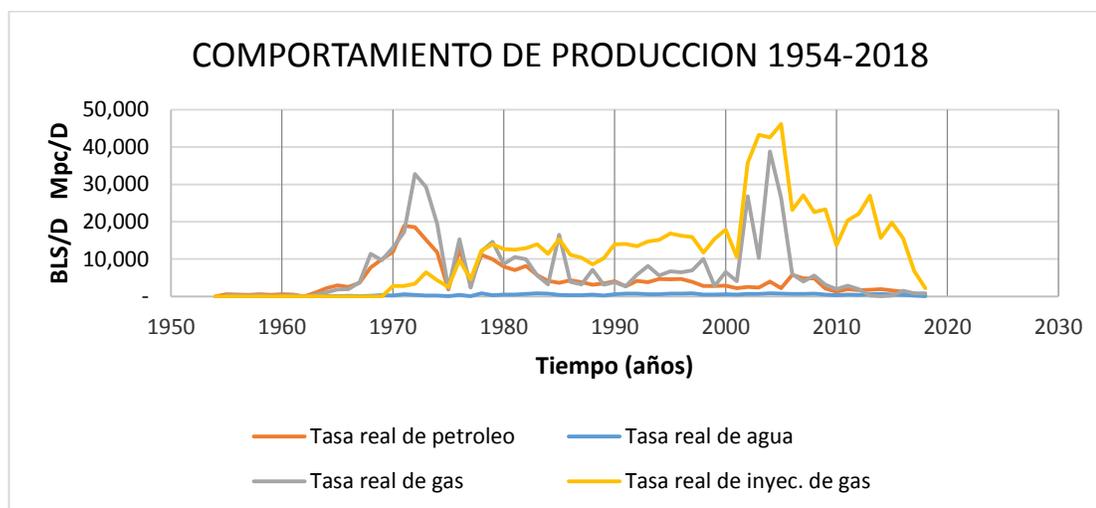


Figura 72. Comportamiento de producción del yacimiento B-2-X 70/80. [Fuente: AICO, PDVSA Lagopetrol, 2018]

Se pudo constatar el decaimiento en la producción de petróleo en el yacimiento B-2X-70/80 y el aumento notable en la inyección de gas, incumpliendo con el objetivo de maximizar el valor económico de las reservas de hidrocarburos, debido a las condiciones desfavorables de los taladros y equipos de producción.

La figura 73, muestra el comportamiento del corte del agua desde 1955 hasta el 2018.

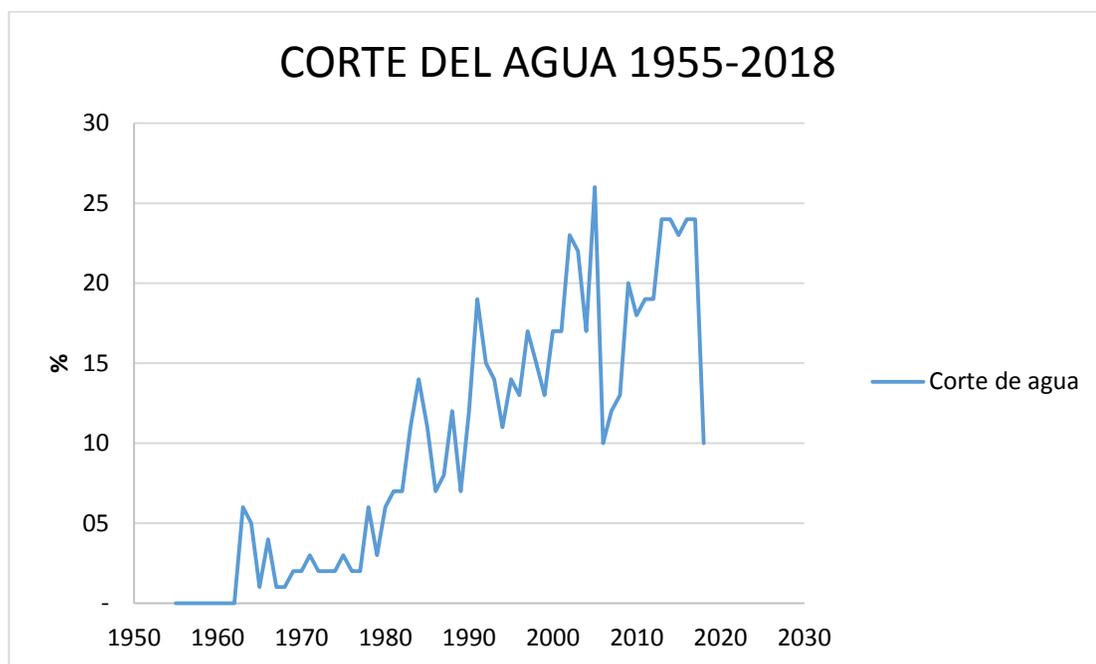


Figura 73. Comportamiento del corte del agua 1954-2018. [Fuente: AICO, PDVSA Lagopetrol, 2018]

Se entendió el aumento de corte de agua en el paso del tiempo, pero se observa que en los últimos años este cae súbitamente a 10%, esto se debió en parte a la aplicación de diversas técnicas (aplicación de cementación forzada en la zona de arena abierta o por asilamiento total de la zona, aperturando otras arenas de producción, con el fin de incrementar la vida útil de los pozos en el yacimiento), y a la inactividad de producción de la mayoría de los pozos.

En la figura 74, se observa el comportamiento de la RGP del yacimiento B-2-X 70/80.

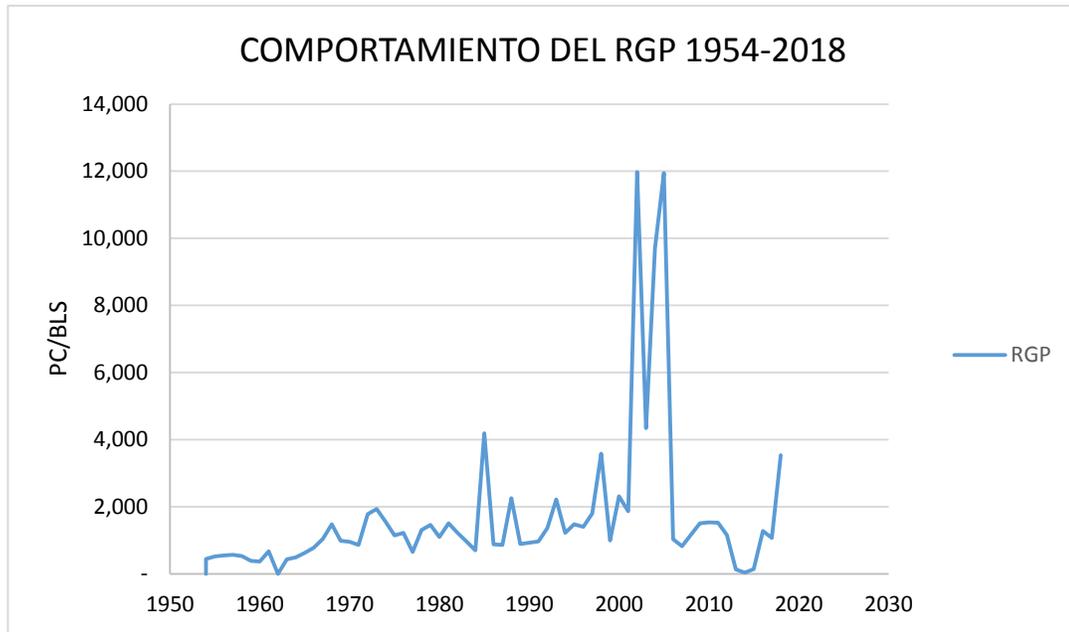


Figura 74. Comportamiento del RGP 1954-2018. [Fuente: AICO, PDVSA Lagopetrol, 2018]

En la figura anterior, se observó una elevada RGP entre el 2000-2010, debido a la expansión de capa de gas o por liberación de gas disuelto en el petróleo, donde se produce gas libre más gas en solución y esto usualmente ocurre con inyección de gas, entonces, para la solución de este problema se realizaron reacondicionamientos temporales en los pozos, aislando la zonas mediante el uso de tapones en tubería o válvulas ciegas en el mandril de LAG, o evaluado el volumen de inyección del gas, donde generalmente la RGP aumenta rápidamente y disminuye aplicando este último procedimiento.

En la figura 75, se muestra el comportamiento de las presiones para el año 2015.

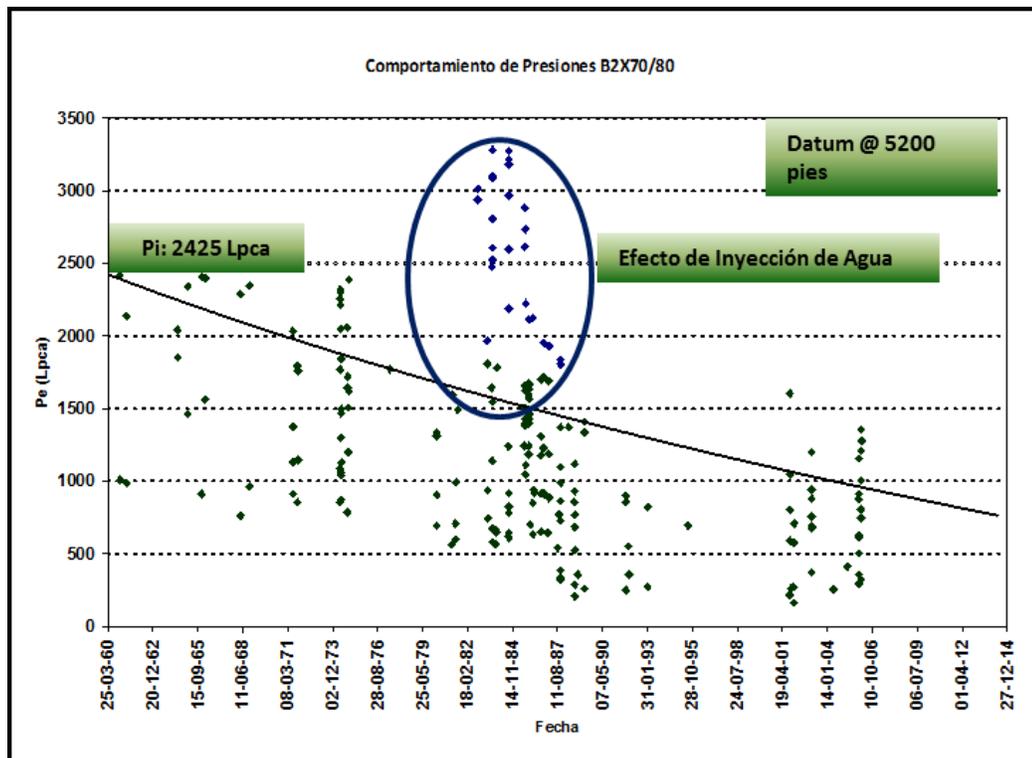


Figura 75. Comportamiento de presiones del yacimiento B-2-X 70/80. [Fuente: PDVSA Lagopetrol, 2015]

En la figura anterior, se observó el comportamiento usual y estable de las presiones en el yacimiento a medida que se producen los fluidos.

En las siguientes figuras 76 y 77, se muestran 84 pozos del yacimiento B-2X-70/80, de los cuales son 21 del Mioceno y 63 del Eoceno, pozos en estado de categoría uno y dos, respectivamente.

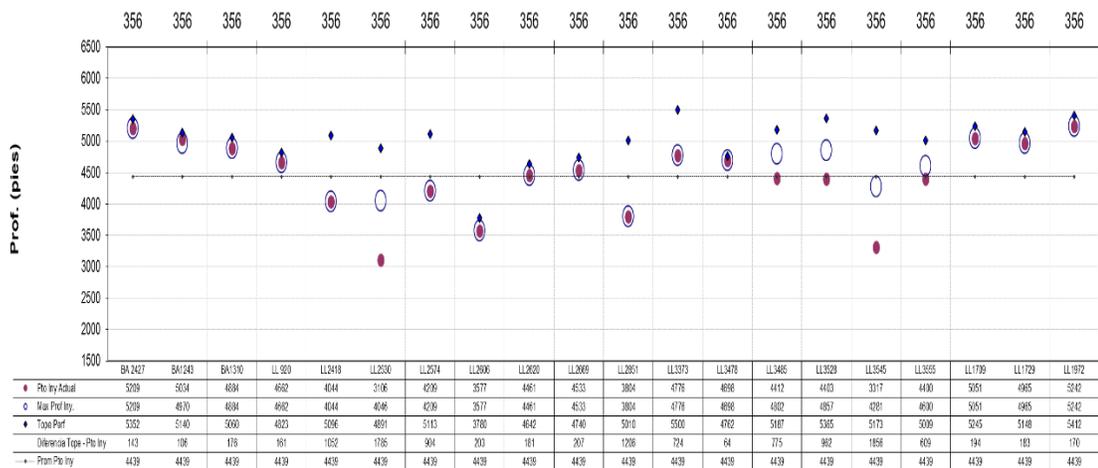


Figura 76. Pozos pertenecientes al Mioceno, datos de punto de inyección y máxima profundidad. [Fuente: PDVSA Lagopetrol, 2017]

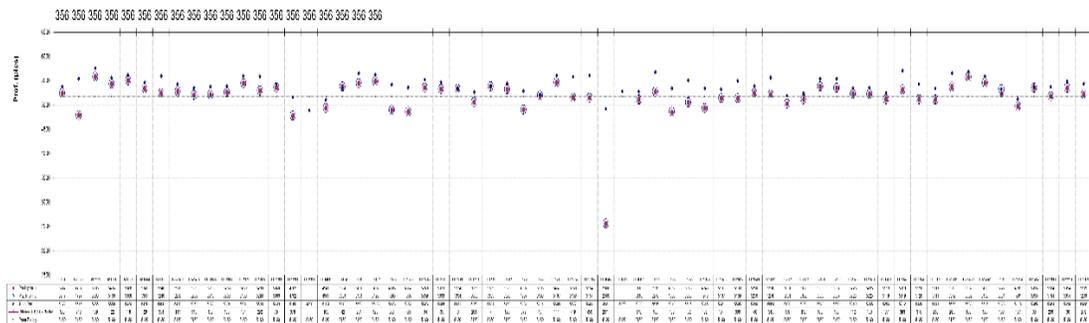


Figura 77. Pozos pertenecientes al Eoceno, datos de punto de inyección y máxima profundidad. [Fuente: PDVSA Lagopetrol, 2017]

En los gráficos anteriores, los cuales se visualizan con más detalle en la sección de apéndice B (figura B.1 y B.2), se observó cuan óptimo se encuentra el sistema extractivo en algunos pozos del yacimiento B-2-X 70/80, cuando el punto de inyección y la profundidad máxima de inyección se encuentran cerca de tope de perforación. En los pozos donde no ocurre esto, se debe aplicar un rediseño del sistema extractivo y de esta manera optimizarlo, bien sea cambiando las válvulas que estén dañadas, colocado válvulas orificio por calibrada en ultimo mandril, modificando las presiones de diseño, profundizado el diseño de LAG, o cambiando a

método intermitente aplicado en pozos con inyección de flujo continuo, en tal caso de que lo antes mencionado no resulte satisfactorio se debe cambiar el método de inyección.

Las variables que se presentan dentro de la optimización del Sistema LAG en los parámetros que permitan detallar según la condición operacional, según el personal capacitado en el área de optimización se encuentran en la tabla 10.

Tabla 10. Variables presentes en la optimización del sistema LAG. [Fuente: Manual de Métodos de Producción, Lagopetrol, 2017].

CONDICIONES	VARIABLES
A nivel del Pozo	Producción. Yacimiento. Infraestructura.
A nivel del Sistema	Presión y Capacidad de Compresión Sistema de distribución del gas. Sistema de recolección del gas. Balance de gas. Sistema de Medición
Profundidad de Inyección	Identificar el mandril más profundo. Múltiple Punto de Inyección
Consumo Gas	Sub-inyectado Sobre-inyectado Optimizado
Acciones a nivel Pozo	Diseño de nueva Instalación (Tipo de LAG)

Tabla 10. Variables presentes en la optimización del sistema LAG. [Fuente: Manual de Métodos de Producción, Lagopetrol, 2017]. (Continuación)

Rediseño de la Instalación	
Ajuste preliminar del Consumo de Gas	
Obtener Curvas de Rendimiento a cada pozo	Tasa de Producción Neta vs Tasa de Inyección de Gas. Ganancia Neta (Bs. /día) vs Tasa de Inyección de Gas.

Es de relevancia conocer las diferentes variables que se plantean en el cuadro descriptivo, ya que permite identificar valores operacionales de importancia dentro del proceso de optimización, que generan un impacto considerable en el acondicionamiento de un sistema eficiente dentro de la producción, para luego proseguir al registro conceptual por medio del diseño de los instrumentos que permiten sintetizar datos de origen operacional.

Para lograr lo antes mencionado, es necesario determinar cuáles fueron las herramientas que permitieron conocer las variables involucradas para la optimización del Sistema LAG, ellas son: CENTINELA, AICO e Informe de diseño LAG.

Por medio de los instrumentos para el seguimiento y control de las variables operacionales del sistema de LAG, que se utilizan con la finalidad de proporcionar información veraz para la ejecución de trabajos o actividades estipuladas en el marco del proceso de optimización, se logró ejecutar de forma eficiente el suministro de datos relacionadas con las variables que puedan estar involucradas en la optimización del sistema de levantamiento artificial por gas de los pozos pertenecientes al yacimiento B-2-X 70/80 coordinados por la empresa mixta PDVSA Lagopetrol. En la siguiente figura 78 se muestra las referencias tomadas para conformar el inicio de la Data del modelo con el objetivo de facilitar la búsqueda de detalles significativos que permiten un análisis más exacto del optimizador o personal a cargo del proceso.

PDVSA LAGOPETROL		POZO NO PERTENECE AL YACIMIENTO O NO ESTA EN ESTA BASE DE DATOS							
POZO:	BA369	METODO	GAS LIFT INTERMITENTE					FECHA:	25-Abr-17
DATOS BASICOS									
CAT	1	ESTADO:	GL	SUB ESTADO	GL	FECHA CAMBIO EDO	09/02/09	METODO	G
EF	0	N° PLC EF	95	YACIMIENTO:	B-2-X 70"	PLACA DRIF.	58"	SUB METODO	I
MGL	BA 101	SEP	B	PARCELA:	A304	RGF	19265	RF	210440
MP	LH-27	DIAM. TUB.	3-92"	PROF. EMPACAD.	5396	PTO. DE INYEC.	3,3	RP	*
RGF:	9500	DIAM. CSG.	7" x 23	MANDRILES	MMA	J	0,096	ADF	84,5
PRESION DE TUB	75	PRESION DE CSG	735	PRESION LF	0	DIFERIDA BB	24	DIFERIDA BN	20
MUESTRA DEL POZO									
FECHA ULTIMO HALLA		N° AYS HALLA	2	API HALLA	19,2	PIDOMEDIO MS	6,0	POTENCIAL BRUTO	65
FECHA ULT MS	10/03/2017	ULT MS	9	ARN	0,0	RED	R00	POTENCIAL NETO	60
PRODUCCION DEL POZO									
FECHA ULTIMO HALLA	16-Abr-16	BBPO ULTIMO HALLA	41	BMPD ULTIMO HALLA	40	GAS DE FORM ULTIMO HALLA	45	GAS LIFT ULTIMO HALLA	340
FECHA ULT PBA:	16/09/06	BBPO ULTPBA	41	BMPD ULTPBA	40	GAS DE FORM ULTPBA	45	GAS LIFT RECOMENDADO	300
ANALISIS DE ASFATERNO									
GAS TOTAL	385	ANALISIS DE ASFATERNO		TIPO DE POZO	0	TIPO DE COMPLETACION		LOCALIZACION	BA-O-44
TIPO DE FUNDACION		SET POINT	#N/A	TIEMPO CICLO CONTROLADOR OFF	#N/A	TIEMPO CICLO CONTROLADOR ON	#N/A	FECHA CAMBIO CICLO	#N/A
VALORES DE PRESION						VALORES DE TEMPERATURA			
N° DE VAL	TIPO	PROF.	PRES. APERT.	PRES DE CIERRE	DIF. ESPRESO	TOP PERF.	5534	BASE DE PERF.	6060
5 VAL MAS PROF.	0	0	0	0	151	PROF. DATUM	0	PRES. DE FUO. ELIV	0
4	0	0	0	0		PRES. AL DATUM		TEMP. FONDO	0
3	PMCTD	5384	910	659		IP DE REF.:	0,30	MD PERF	5797
2	CMACC	3942	910	901					
1	DUMMY	2054	0	0		LONG. LF	9100	LONG LG.	2950
F. ULTIMO CVGL	27-Oct-11	DIST. ENTRE VAL. Y TOP PERF (PIE)	186	LOG. DEL INTERVALO (PIE)	526	DIAM. LF.	4	DIAM. LG.	2
PROF. MAX GUAYA	0	F. ESTATICA		PYT		ESP. LF	SI	ESP. LG.	SI

Figura 78. Pestaña: DATOS del Diseño. [Fuente: PDVSA Lagopetrol, 2017]

Por medio de la información suministrada por los documentos presentados, fue posible proseguir la recolección de datos en relación a los fenómenos mecánicos de los equipos de LAG, utilizando para ello lineamientos de seguimiento y control de los fenómenos determinados por los instrumentos conceptuales para facilitar el acceso a información relacionada a los equipos del sistema, teniendo como base un historial de eventos centrados en las anomalías del funcionamiento de los equipos por medio de los registros de comentarios y observaciones veraces (Ver figura 79), en conjunto con la información suministrada por las herramientas observada en figuras 78. Es de interés operativo contar con dicha información para aumentar la eficiencia del proceso de optimización del sistema LAG.

La figura 80, simplifica la administración de los comentarios en relación a los fenómenos mecánicos de los equipos de LAG para un pozo en particular, teniendo como formato las columnas en relación a: Diagnóstico Inicial, Comentarios de Operaciones, Comentarios de Ultimo Diagnostico, Comentario del Último Trabajo de Guaya y Fallas.

DIAGNOSTICO INICIAL	
<p>31/01/2017: SEGUN DISCO RF DEL 16/01/2017 REFLEJA EQUIPO LAG CON INTERMITENCIA INEFICIENTE. SE REQUIERE REALIZAR DISEÑO DE CYGL.</p> <p>12/08/2018: POZO GI CON 25% DE INTERVALOS ARENADOS.</p> <p>POZO PERFORADO EN B-2X-70 COMPLETADO OFICIALMENTE EN 05/12/2011, SE DEJO CAJERA DE CHOKE LIBRE EL 19/12/2011. EN ENERO 2012 CYGL (CALIBRADA),SU PRODUCCION FUE ESTABILIZANDOSE EN 55BB / 50 BN Y 3% AYS PROMEDIO. EN NOV 2012 SE REALZO CAMBIO DE SUBMETODO G-C @ G-I OBTENIENDO UN AUMENTO CONSIDERADO EN LA PRODUCCION POSTERIORMENTE POZO VOLVIO A DECLINAR SU PRODUCCION DEACUERDO A SU HISTORICO PROMEDIO. ACTUALMENTE EQUIPO LAG OK. AJUSTE DE POTENCIAL A 65 BB Y 60 BN CON 7%AYS. SE REQUIERE REALIZAR UN CHEQUEO DE FONDO PARA VERIFICAR FONDO Y DESCARTAR OBSTRUCCION POR ASFALTENO.</p>	
COMENTARIO DE OPERACIONES	COMENTARIO DEL ULTIMO DIAGNOSTICO
<p>0</p>	<p>02-06-15 SE REALIZO CHEQUEO DE FONDO REPORTANDO EL 25% DE LOS INTERVALOS ARENADOS.</p> <p>30-09-14 REALIZAR CHEQUEO DE FONDO</p>

Figura 79. Pestaña: DATOS – Área de Comentarios y Diagnostico del Pozo BA369. [Fuente: PDVSA Lagopetrol, 2017].

Esta pestaña de comentario, se encuentra enlazada a la hoja DATOS para la facilitación en la búsqueda de los fenómenos en relación al pozo de estudio.

N°	DIAGNOSTICO INICIAL	COMENTARIO DE OPERACIONES	COMENTARIO DEL ULTIMO DIAGNOSTICO	COMENTARIO ULTIMO TRABAJO DE GUAYTA	FALLAS
1	<p>10/2015: POZO G-1 MP SE RETIRO GRAFICO X24 HRS EN RP DEL 20-10-15 RELEJANDO INTERMITENCIA INEFICIENTE (TIEMPO DE CICLO DE 50 MIN. SIN EMBARGO SE REFLEJA +7-20 MIN DE TIEMPO DE VENTEO LO CUAL HACE QUE LA VALVULA QUEDA CERRADA SOLO 30 MIN. CON UN SPREAT DE 60 LBS PRESION DE TYP EN 210 LBS CON 300 MPCCGD). ULTIMA PRUEBA DE JULIO 2015 NO REFLEJA AUMENTO DE PRODUCCION DESPUES DEL CVGL. REALIZAR VENTEO, COLOCAR GRAFICO EN RP, AUMENTAR CONSUMO DE GAS LIFT DE 300 @ 400 MPCCGD Y PROBAR PARA EVALUAR.</p> <p>DE POZO DESVIADO MP: 16-06-15 SE REALIZO CVGL CON DIFICULTAD PARA INSTALAR LA VALVULA OPERADORA. SE COLOCÓ SOLO GRAFICO EN RP DESPUES DEL CVGL (SE DEBE COLOCAR DISCO EN RP YA QUE ES POZO MP PARA EVALUAR EQUIPO LAG). SE REALIZO PRUEBA DE PRODUCCION REFLEJANDO UN LEVE AUMENTO DE PRODUCCION CON 300 MPCCGD</p> <p>06-03-15 SE RECIBIO DISCO DEL RP Y RP DEL 04-03-15 CON 250 MPCCGD Y REFLEJA EQUIPO LAG INEFICIENTE YA QUE QUEDA VALVULA OPERADORA ABIERTA 20 MIN EN SU TIEMPO DE CIERRE Y EL SPREAT ES MUY BAJO 45LBS. ACTUALMENTE SU PRODUCCION REFLEJA UNA MERMA DE +/- 20 DN. SE REQUIERE REALIZAR CVGL.</p> <p>03-02-15 POZO DESVIADO MP. SALIO DE CVGL (PMCT) EL 19-10-14</p>	<p>21-03-17: Pozo ya se encontro ajustado al optimo de 500mpcd al mismo se encontro fluyendo continuo con backer de gas con presiones de 200-250 THP-50, se tomo muestra de 1 galon solidado.</p> <p>15-01-15 : NECESITA ADECUACION EN CASING ORUESTO PARA VENTEAR YA QUE EL CHORRO DE GAS GOLPEA DIRECTAMENTE LA VALV X3300 DEL VFP.</p> <p>01-10-14 SE COLOCÓ RP PROVISIONAL PROVENIENTE DEL POZO LL1728, SE COLOCÓ GRAF X 24HRS EN RP POR EVALUACION</p>	<p>GESTION BD: POZO G1 CON UN PROCENTAJE DE EXTRACCION DE 37% SE REQUIERE HACER LIMPIEZA DE TUBERIA (POSIBLE PRESENCIA DE ASFALTOS) Y REALIZAR CVGL POR PRESENTAR EQUIPO LAG INEFICIENTE SEGUN GRAFICO RP DEL 20-10-15 PARA AUMENTAR SU NEXT (403) OPERANDO POR EL MAXIMO PUNTO DE INYECCION SIN OPORTUNIDAD DE BAJAR HASTA EL PUNTO DE INYECCION DE GL. CONSUMO DE GAS LIFT EN EL RECOMENDADO. BAJO 5415.</p> <p>23-06-15 SE REQUIERE AJUSTAR CONSUMO DE GAS LIFT A 450 MPCCGD Y PROBAR PARA EVALUAR.</p> <p>10-02-15 ACTUALMENTE EL POZO REFLEJA UNA MERMA CON RESPECTO A SU POTENCIAL. SE VALUARA EFICIENCIA DE LA INTERMITENCIA EN CAMPO. COLOCAR RP</p>	<p>16-06-15 SET DE HERRAMIENTA RISOCKET DE 1 1/2" x 6" DE BARRA DE 134 + TAMECANICA DE 1 1/2" - CORT 2 3/32 A 3/20 S/P 3560 W/L HUD. EN SITIO A LAS 10:00, TESTEO EQ. THP 500-600, INFLUJO NO DETECTO. DR. Q. COORDINADO CON DIFERENTE K/OPER ("L", 35MIN) BAJO A INST VGL DE 5209/3P2717/VL S/EVITO NO LOC. CIR BOLSILLON, INST VGL A 5209/3P2717/VL, REC C/CESTA, DESVIETO EQ YUJO A MUELLE.</p>	<p>VALVULA DURAS.</p>
2	<p>POZO CATEGORIA 3</p>		<p>ESP. REPAR. MAYOR DE SUBSUELO. POZO NO PRODUCE</p>	<p>SIN INFORMACION EN SISUB NI EN CARPETAS</p>	<p>X</p>
4	<p>12/08/2016: EL 04/03/2016 SE REALIZO LIMPIEZA DE TUBERIA + IA A INTERVALOS POR OBSTRUCCION DE ASF. LIMPIEZA MECANICA DESDE 450' IQ A INTERVALOS. SE REALIZO IT Y SE BOMBEO QUIMICA DESDE MAS O MENOS 4000' (CON AGUA ESPUMADA). LA IQ ANTERIOR SE UTILIZO GASOL EN VEZ DE AGUA TRATADA. LA PRODUCCION DESPUES DE LA LIMPIEZA QUIMICA + LIMPIEZA DE TUBERIA QUEDO IGUAL.</p> <p>POSTERIORMENTE SE REALIZO CVGL Y QUEDO FALLA (CONTINUO). EL 20/11/2016 SE CORRIGIO FILTRACION EN LA LINEA DE FLUJO. SE REQUIERE PROBAR PARA EVALUAR PRODUCCION, COLOCAR GRAFICOS POR 24HRS PARA EVALUAR EQUIPO LAG.</p> <p>01-04-16 CAT 2 CERRADO POR FILTRACION EN LG</p> <p>06-04-2016 DESPUES DEL CVGL SE REALIZO VENTEO Y QUEDÓ CON COMPORTAMIENTO CONTINUO. ACTUALMENTE CON PRESION EN CASG DE 480 LBS Y 80 LBS EN TYP CON 620 MPCCGD. SE ESPERA POR PRUEBA DE PRODUCCION PARA EVALUAR. REALIZAR DISEÑO PARA CVGL NUEVAMENTE.</p> <p>EL 15-04-16 SE REALIZO CVG. SE RECIBIÓ DISCO DESPUES DEL CVGL. RELEJANDO INTERMITENCIA INEFICIENTE CON TIEMPO</p>	<p>14-04-16 SE REEMPLAZO GRAFICO SEMANAL EN RP TYP</p> <p>16-04-2016 01-40 CERRADO PARA REALIZAR CVGL</p> <p>16-04-2016 15-58 ABIERTO A PRODUCCION LUEGO DE COMPLETAR DITOSA MENTE CVGL</p> <p>16-04-2016 16-09 POZO SIN CONSUMO A NIVEL DE MULTIPLE DE GAS LIFT POR BAJA PRESION</p> <p>17-04-2016 19-21 ABIERTO A PRODUCCION POR VENTEAR PRESIONES EN CASING</p> <p>27-04-2016 09-21 CERRADO PARA VENTEAR CASING POR RECOMENDACION DE OPTIMIZACION</p> <p>27-04-2016 09-40 ABIERTO A PRODUCCION LUEGO DE VENTEAR CASING</p> <p>27-04-2016 14-40 CERRADO POR PRESURIZACION (STOP COOKING)</p> <p>27-04-2016 19-14 ABIERTO LUEGO DE SALIR DE PRESURIZACION</p> <p>02-05-2016 09-21 ABIERTO A PRODUCCION LUEGO DE SALIR DE PRESURIZACION (STOP COOKING)</p> <p>02-05-2016 09-31 Pasa de la presurizacion (stop cooking) con el resto de 520MPCCGD (gasol) a 450, (muestra en mtd). Se usaba el gas 24hrs al RP RP por evaluación.</p> <p>03-05-2016 09-46 SE LLEGO A MUESTRA MENSUAL</p>	<p>POSIBLE CANDIDATO A CONTROLADOR DE SUPERFICIE</p> <p>03/2016 SE REALIZO LIMP DE TUB + IQ</p> <p>POZO YA PARA IQ + CVGL</p>	<p>16-04-2016 CVGL V/L TH-134F @ 67217/VL, SM, BA-01-01ER1-40RT2-102 LOCALIZO JER 1608016 @ 4105/3P4747/VL, C/RECUP VGL @ 4105/3P4747/VL, CIRC. BOLSILLO 4747/VL, RECUP VGL @ 4123/3P4468/VL, INST VGL @ 4105/3P4747/VL, CIRC BOLSILLO 4401/VL, RECUP VGL @ 246/3P2647/VL, INST VGL DE 4405/3P4468/VL, CIRC INST VGL DE 246/3P2647/VL, C/RECUP VGL INST. DE DESP. EQ. VL, TUBO AL P. 020384-234/17H-11 SUPV 551-1061 BARRICA</p> <p>12-10-2016 LIMP MECANICA + IQ. TESTIR HESADE TRABAJO + REALIZO LIMPIEZA MECANICA DESDE 450' HASTA 1540' - 1724' SEL INT 1540' - 1724' SEL</p> <p>24-11-2016 CVGL PPHF, THP 2018, OHP 7508, NF AND. CORT 2-25912', CORT 2-25912', PPHF 244' - 103' CASERA DE 08V/L, MUESAS EN LINEA, ASFALTINO, SR A P/HA LAG PETROL LLEGAL, POZO TH-134F NO PASA DE 480V/L BIZAMPLE</p>	<p>X</p>

Figura 80. Pestaña: COMENTARIO DEL POZO –Pozo BA369. [Fuente: PDVSA Lagopetrol, 2017].

Identificados los posibles fenómenos que se presentan en el mecanismo de los equipos del sistema LAG en el yacimiento B-2-X 70/80, facilitó el reconocimiento de los eventos que han impactado en el funcionamiento de los equipos y en la eficiencia del sistema.

La información proveniente del campo es coordinada y administrada por los operadores y técnicos, al realizar las actividades rutinarias o requeridas para proporcionar información exacta sobre los fenómenos más comunes a identificar. La empresa mixta PDVSA Lagopetrol, cuenta con unos procedimientos de seguimiento de actividades de campo que permite llevar un registro de las labores realizadas, proporcionando datos sobre eventos relacionados a fenómenos mecánicos de equipos

en los pozos pertenecientes al yacimiento B-2-X 70/80. Entre los documentos o herramientas de seguimiento, se encontraron: Planilla de chequeo físico (Ver figura 60), Registro de información de subsuelo (Ver figura 65) y Reportes de operaciones (Ver figura 66).

El planteamiento de la importancia de la eficiencia del sistema LAG, siendo un punto clave dentro del marco de la investigación, permitió conocer el funcionamiento del sistema de levantamiento por gas y facilitó el entendimiento del proceso de producción de hidrocarburo respectivamente del yacimiento B-2-X 70/80.

Eficiencia del sistema LAG continuo

La eficiencia a nivel de sistema, se mide por el consumo de gas requerido para producir cada barril normal de líquido, entonces se determinó por medio de una entrevista no estructurada al personal capacitado en el área de optimización que para aumentar la eficiencia se debe optimizar la distribución de gas de levantamiento entre los pozos asociados al sistema de tal forma que se maximicen las ganancias obtenidas. Ya que esta aumenta en la medida que se inyecta establemente la tasa de gas adecuada por el punto más profundo posible, y esto ocurre de acuerdo al comportamiento de producción del pozo.

Eficiencia del sistema LAG intermitente

La eficiencia de levantamiento intermitente se mide al igual que el continuo por el consumo de gas requerido para producir cada barril normal de petróleo, para maximizar la misma se determinó por medio de una entrevista no estructurada al personal capacitado en el área de optimización que se debe elegir una frecuencia de ciclos que maximice la producción diaria de petróleo y se utilice la cantidad de gas por ciclo necesaria para un levantamiento eficiente del tapón de líquido.

Luego de conocer en qué criterio se basa la eficiencia del sistema de levantamiento artificial por gas según su tipo, se determinó por medio de una entrevista no estructurada al personal capacitado en el área de optimización los lineamientos ideales para evaluar la eficiencia del consumo de inyección de gas de los pozos pertenecientes al Yacimiento B-2-X 70/80, para ello, fue necesario aplicar una serie de procedimientos basados en la disponibilidad de la siguiente información:

Recopilación de Datos de Operacionales

Esta información forma parte de las variables dinámicas del comportamiento de producción de cada pozo, en tal sentido, la recopilación de todas las variables dinámicas de comportamiento de producción del pozo, fue realizar gráficos de tendencias de producción que cumplan con los siguientes criterios:

- Definición de periodo de estudio.
- Identificación de cambios de producción y asociación con eventos del pozo.
- Selección de periodos de producción estables y confiables al momento de seleccionar datos de producción a usar en el modelo de estudio.
- Fundamentos teóricos de comportamiento de variables de producción.

Se recopilaron variables de producción de los pozos estudiados y se discretizó de la siguiente manera: Parámetros de Operaciones, Parámetros de Producción y Eventos de pozos.

- a) **Parámetros de Operación**, en lo que se refiere a las presiones de operaciones se tiene: THP y CHP de operación y volumen de inyección Gas, las fuentes de información básicamente fueron: discos dos presiones en pozo (revestidor y tubería), discos de flujo y presión de sistema. Los pozos que no cuentan con discos de presiones se utilizan tendencias manométricas de las variables

mencionadas. Sin embargo, para el caso de los pozos con LAG Intermitente, es de mayor importancia contar con un disco de presiones.

b) Parámetros de Producción, estos datos forman parte de las variables dinámicas y se recomienda el estudio por tendencias. La información analizada fue la siguiente: caudal de petróleo producido BBPD, %AyS, RGP, API por pozo, Gas Total. Comúnmente la fuente de información principal se encuentra almacenada en las Bases de Datos de Producción (CENTINELA).

En relación al modelo de estudio, fue necesario el uso de la información descrita, para ello, las tendencias de producción se tomaron a partir de archivos AICO con preferencias del año 2017 hasta noviembre del 2018 con variables de ajuste de pozos al mes de noviembre 2018. En la figura 81 se muestra lo mencionada anteriormente.

NO	MG	BBPD	SP	BBPD	CAT	YAC	MP	EF	POZO	GAS LIFT	GASFOR	GASTOT	POTENCIAL E	ULT_PRBA_PZC	PR_CASING	ULT_MSTRA_N
1	BA 1-01	20	B	24	2	AGNA 05	LH-27		BA 2427	415	28	443	40	24-DEC-15		200
2		50	A	50	2	B-2X 70"	LH-27		BA 369	638	269	907	80	06-FEB-17		420
3		23	B	34	2	AGNA 05	LH-27		BA1310	341	13	354	60	12-JUL-16		700
4		38	A	39	2	B-2X 71"	LH-27		BA1430	382	141	523	60	20-FEB-17		450
5		69	B	89	2	AGNA 05	LH-27		BA14243	303	173	476	80	23-DEC-16		200
6		13	B	14	2	B-2X 71"	LH-27		BA1432	301	83	384	35	16-OCT-15		420
7		15	B	15	2	B-2X 70"	LH-27		BA1453	326	127	453	55	14-JUL-16		740
8		40	B	41	2	B-2X 70"	LH-27		BA2678	412	45	457	60	16-NOV-16		240
9		34	B	37	2	B-2X 70"	LH-27		BA2070	541	107	648	50	22-OCT-16		510
10	Total	302		333						3659	986	4645				
11	Count								9							
12	LH 1-01	47	B	47	1	B-2X 70"			LL-51 LL1283	174	226	400	60	09-NOV-16		.6
13		20	A	20	2	B-2X 80"			LL-51 LL1013	356	122	478	33	14-JUL-16		1.2
14		24	A	25	2	B-2X 70"			LL-51 LL1260	177	36	213	35	12-AUG-16		720
15		36	B	37	2	B-2X 80"			LL-51 LL1254	423	134	557	50	20-JUL-16		690
16		40	B	42	2	B-2X 70"			LL-51 LL1408	432	325	757	45	10-AUG-16		430
17		32	A	34	2	B-2X 70"			LL-51 LL1728	315	200	515	45	02-AUG-16		720
18		11	B	11	2	B-2X 70"			LL-51 LL1887	215	103	318	15	11-SEP-15		360
19		46	C	47	2	B-2X 80"			LL-52 LL2213	432	168	600	60	07-OCT-14		10
20		23	C	23	2	B-2X 80"			LL-52 LL2569	290	22	312	50	23-MAY-15		900
21		32	A	33	2	B-2X 80"			LL-51 LL1888	332	193	525	40	26-FEB-16		840
22		10	A	10	2	B-2X 70"			LL-51 LL1846	251	69	320	20	29-MAY-15		821
23	Total	321		329						3457	1598	5055				
24	Count								11							
25	LH 1-02	13	A	13	1	B-2X 70"			LL-52 LL1726	463	57	520	45	22-OCT-16		600
26		113	A	162	1	AGNA 05	LH-27		LL3555	466	46	512	100	11-MAR-17		810
27		40	A	41	1	B-2X 70"			LL-52 LL1713	433	84	517	65	22-MAR-17		750
28		68	A	69	1	LGINF 07"			LL-52 LL1729	301	17	318	85	23-MAR-17		380
29		33	B	62	2	B-2X 70"			LL-52 LL1088	412	69	501	50	16-NOV-16		740
30		46	B	77	2	B-2X 70"			LL-52 LL1452	586	181	767	85	28-JAN-16		740
31		46	B	57	2	B-2X 70"			LL-52 LL1536	288	241	529	65	13-MAY-16		790
32		67	A	69	2	B-2X 70"			LL-52 LL1715	389	385	774	90	24-MAR-17		870
33		35	B	36	2	B-2X 69"			LL-52 LL1543	395	235	584	45	23-MAR-17		790
34		41	A	42	2	B-2X 70"			LL-52 LL1539	376	146	524	85	19-FEB-17		970
35		12	B	31	2	B-2X 70"			LL-52 LL1537	460	59	519	25	16-SEP-14		660
36		27	A	28	2	B-2X 70"			LL-52 LL1535	322	93	415	35	18-MAY-12		820
37		41	A	42	2	B-2X 70"			LL-52 LL1188	450	343	793	69	04-AUG-15		735
38		36	A	37	2	B-2X 70"			LL-52 LL1454	306	181	487	60	22-DEC-16		750
39		25	A	25	2	B-2X 80"			LL-52 LL1457	720	102	822	40	23-DEC-16		950
40		17	B	438	2	AGNA 05			LL-52 LL3478	311	68	379	100	22-OCT-16		890
41		40	C	111	2	B-2X 70"			LL-52 LL2378	539	73	612	80	24-MAR-17		870
42		20	C	43	2	B-2X 70"			LL-52 LL2373	396	108	504	30	07-FEB-12		60
43		32	A	45	2	B-2X 70"	LH-27		LL-52 LL2082	474	65	539	65	12-AUG-16		810
44		10	B	25	2	B-2X 70"			LL-52 LL2081	452	0	452	30	23-MAR-17		640
45		46	B	71	2	B-2X 70"			LL-52 LL1929	466	485	951	55	12-SEP-14		870
46		31	C	39	2	B-2X 70"			LL-52 LL1928	353	208	561	50	09-FEB-17		750
47		24	C	24	2	B-2X 70"			LL-52 LL1885	513	197	710	35	10-AUG-16		20
48	Total	863		1587						9876	3454	13330				
49	Count								23							

Figura 81. Tendencia AICO de BBPD, %AyS, RGP, API, Gas Inyectado y Total de los Pozos de Lagopetrol. [Fuente: Departamento de Operaciones, Lagopetrol 2017].

c) **Identificación de Eventos del pozo**, con él se conoce la información de eventos en el pozo durante el periodo mencionado anteriormente, esto lo hace mediante el comportamiento de producción del pozo, permitiendo el análisis y ajuste. Los principales eventos de los pozos asociados al yacimiento B-2-X 70/80 son: trabajos de guaya, WO, inyección de química, cambio de reductor, apertura y cierre optimizados (debido a bajas presiones), entre otros.

Esquema de facilidades operacionales.

Por otra parte, en el yacimiento B-2-X 70/80, el volumen del Gas inyectado proviene del sistema de compresión que se muestra en la figura 82, donde se envía a los pozos a través de una red de distribución, luego, el gas de levantamiento conjuntamente con los fluidos producidos a través de los pozos, es recolectado por las estaciones de flujo donde el gas separado es enviado al sistema de compresión a través de un sistema de recolección de gas a baja presión.

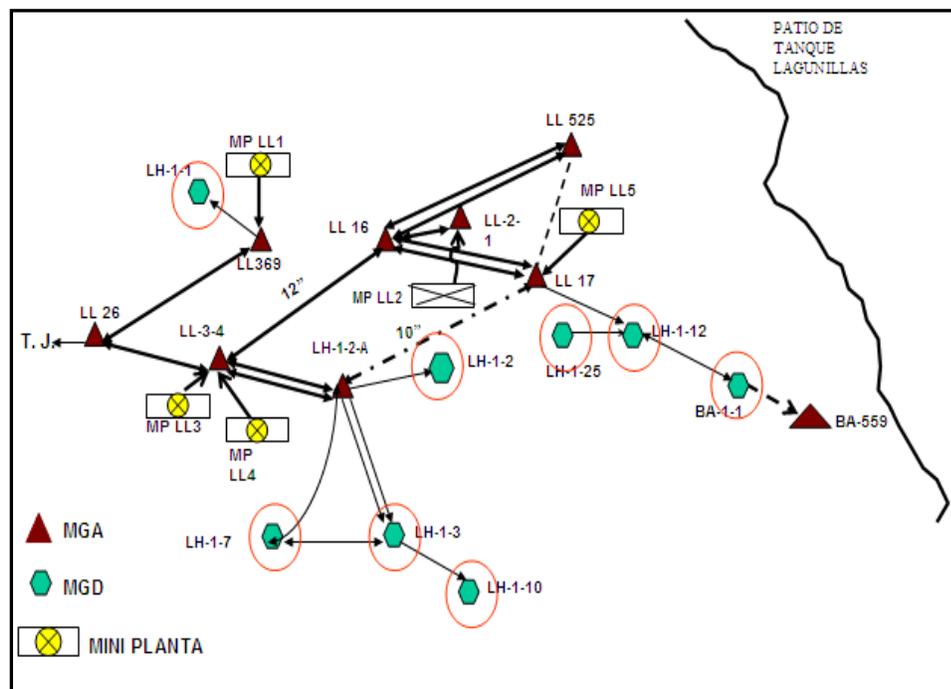


Figura 82. Sistema de compresión y red de distribución de Gas en el yacimiento B-2-X 70/80 [Fuente: Pérez, et. al., 2017].

Como se puede observar en la figura 83, la Empresa Mixta PDVSA Lagopetrol cuenta en su campo con un sistema de compresión que está constituido por 4 miniplantas: MP-LL1, MP-LL3, MP-LL4, MP-LL5. Al igual que un sistema de distribución compuesto por 9 Múltiples de Alta Presión (MAP) y por 8 Múltiples de Gas Lift (MGL): BA 1-01, LH 1-01, LH 1-02, LH 1-03, LH 1-07, LH 1-10, LH 1-12 y LH 1-25. Por otro lado; PDVSA Lagopetrol S.A tiene a su disposición en el yacimiento B-2-X 70/80 un sistema de recolección comprendido por 3 estaciones de flujo: LL-51, LL-52 y LL54 y por un múltiple de producción con separación: LH-27.

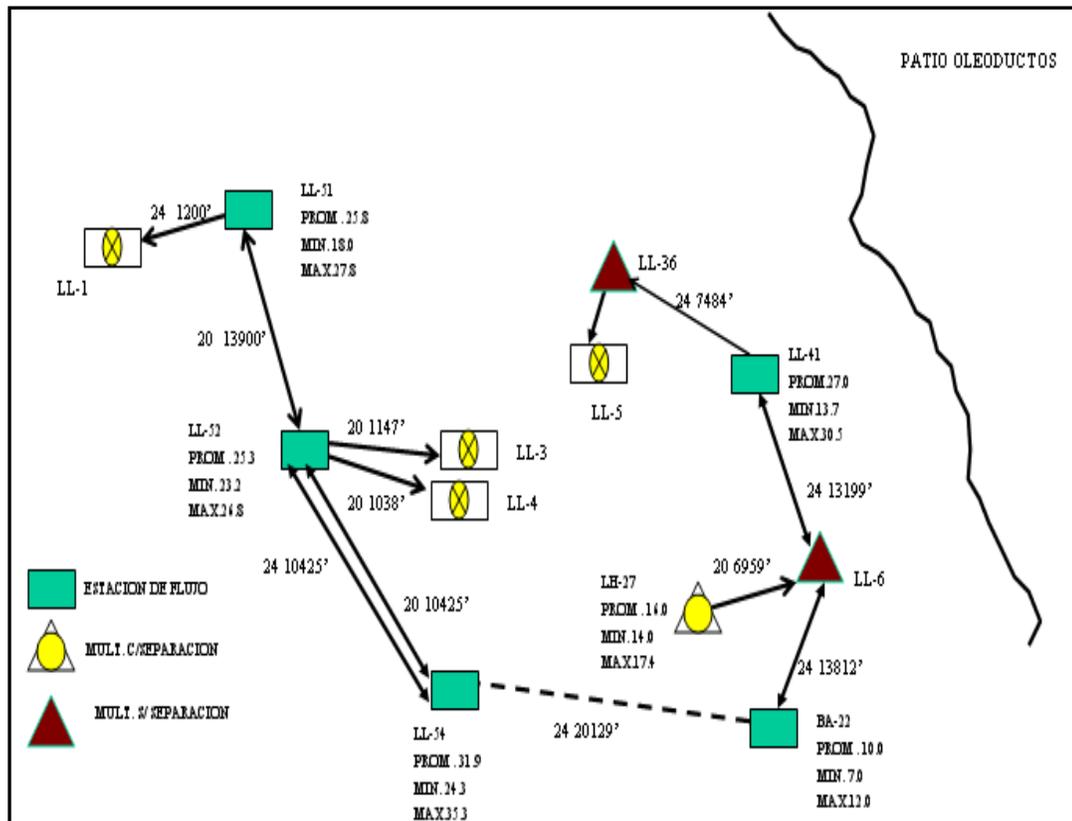


Figura 83. Sistema de compresión recolección del yacimiento B-2-X 70/80. [Fuente: Pérez, et. al., 2017].

A continuación, se presenta un cuadro descriptivo que detalla los equipos de superficie y su mecánica utilizados en el yacimiento, los cuales existen en los pozos, especificando los fenómenos operacionales actuales que logran ser percibidos en los Datos de Diseño de LAG en la sección comentarios y diagnósticos y a través de la información brindada por el personal de operacional.

Tabla 11. Descripción detallada de las fallas presentes en los equipos de superficie para el sistema LAG del Yacimiento B-2-X 70/80. [Fuente: Diseño de LAG- DATOS Comentarios y Diagnostico, 2017]

EQUIPOS DE SUPERFICIE		
Equipo	Descripción	Fenómenos
Línea de suministro de gas de alta presión para el levantamiento.	Tubería de 2" a 3" que está instalada desde el múltiple de gas lift hasta el pozo, cuya función es conducir el gas con alta presión necesaria para el levantamiento artificial por gas.	<ul style="list-style-type: none"> • Fuga por corrosión. • Aplastamiento/deformación del diámetro. • Filtraciones generales.
Medidor de flujo de gas.	Instrumento usado para medir el volumen de gas inyectado a través de la placa orificio.	<ul style="list-style-type: none"> • Medidor descalibrado. • Daño en la cámara diferencial de presión.
Registrador de presión.	Instrumento que registra el comportamiento de las presiones en la tubería de producción y anular.	<ul style="list-style-type: none"> • Registrador descalibrado. • Taponamiento del capilar o línea de proceso. • Daño al resorte helicoidal
Válvula reguladora ajustable.	Válvula que regula el gas inyectado al pozo.	<ul style="list-style-type: none"> • Daño en el vástago. • Desgaste del asiento. • Agrietamiento interno. •

Tabla 11. Descripción detallada de las fallas presentes en los equipos de superficie para el sistema LAG del Yacimiento B-2-X 70/80. [Fuente: Diseño de LAG- DATOS Comentarios y Diagnostico, 2017] (Continuación)

Controlador de intermitencia (donde requiera).	Instrumento que se utiliza para controlar el tiempo de inyección y las veces que se desea inyectar el pozo durante el día. Se usa en los pozos que producen por flujo intermitente.	<ul style="list-style-type: none"> • Obstrucción de la línea de alimentación de la válvula motora. • Desgaste de la batería del controlador. • Inconvenientes en el sistema reguladores de gas.
---	---	--

4.2 Evaluación de las condiciones actuales operacionales de las válvulas en los pozos que producen por LAG, para diseño y optimización del sistema de Levantamiento Artificial

Como resultado de la recopilación conceptual previamente descrita, e información brindada por el personal de operacional, se logró identificar las tres etapas utilizadas por la industria para definir los aspectos y dimensiones del diseño del sistema LAG.

1. Curva de rendimiento
2. Espaciamiento de mandriles
3. Selección y calibración de válvulas.

Características del diseño mecánico de los pozos

Con ayuda de las herramientas utilizadas por PDVSA Lagopetrol para la optimización del sistema de LAG, se identificaron los valores operacionales de yacimiento B-2-X 70/80. Se inició la evaluación operacional del sistema extractivo por LAG, partiendo de que la mayoría de los pozos del yacimiento B-2-X 70/80 que producen por levantamiento de Gas poseen el mismo modelo de diseño, el cual permite visualizar por medio del diseño gráfico las diferentes características estructurales o mecánicas del pozo, brindando información referente a diámetros y

profundidad del revestidor, localización (profundidades) del niple y mandriles, entre otros detalles mecánicos.

En la siguiente figura 84, se muestran los diagramas mecánicos de algunos pozos del yacimiento B-2-X 70/80.

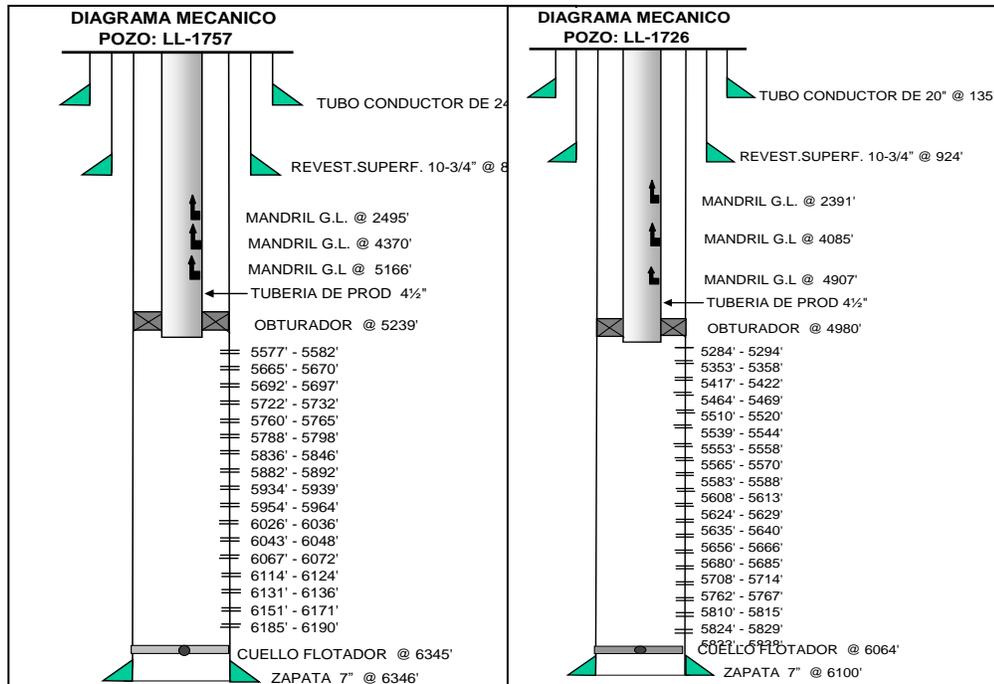


Figura 84. Diagrama mecánico del pozo LL-1757 y pozo LL-1726 del yacimiento B-2-X 70/80. [Fuente: PDVSA Lagopetrol, 2015].

Luego de determinar en su mayoría el procedimiento de diseño del sistema LAG se procedió a describir de forma más directa y personalizada el sistema de levantamiento artificial por Gas del campo B-2-X 70/80 de la Empresa Mixta PDVSA Lagopetrol, S.A, evaluando las condiciones operacionales del equipo de subsuelo.

A continuación se presenta un cuadro descriptivo que detallan los equipos de subsuelo y su mecánica, especificando los fenómenos operacionales que logran ser percibidas.

Tabla 12. Descripción detallada de las fallas presentes en los equipos de subsuelo para el sistema de LAG del yacimiento B-2-X 70/80. [Fuente: Diseño de LAG- DATOS Comentarios y Diagnostico, 2017]

EQUIPOS DE SUBSUELO		
Equipo	Descripción	Fenómenos
Mandriles	Equipos fijos que se instalan en la tubería a diferentes profundidades. Consisten en piezas tubulares concéntricas que poseen en su interior un receptáculo o bolsillo en el cual se instalan las válvulas de gas-lift y permiten suministrar el gas en la tubería.	<ul style="list-style-type: none"> • Obstrucción metálica, esta es una de las fallas más comunes dentro del equipo.
Válvulas.	Regulador de paso de gas. Conduce el gas del revestidor de producción a la tubería reductora.	<ul style="list-style-type: none"> • Descalibración de la válvula, afecta principalmente las válvulas calibradas impactando la circulación de gas. • Daños de los sellos. • Válvula tapada.
Mangas o Camisas de Circulación.	Equipos que se conectan a la tubería de producción y se instalan a diferentes profundidades y tienen una compuerta (camisa) que permite la comunicación entre la tubería y el espacio anular, la cual puede ser abierta o cerrada desde la superficie mediante el trabajo de guaya fina. Además, también se instalan entre zonas productoras para abrirlas o cerrarlas en producción.	

En la siguiente tabla 13, se detalla el diseño mecánico de los equipos de subsuelo que predominan en el yacimiento (información brindada por el personal de operacional), como el diámetro de la tubería, modelos de mandriles, presión de apertura y cierre de válvulas, tanto para el sistema de inyección continua como para el sistema de inyección intermitente usado en PDVSA Lagopetrol.

Tabla 13. Tabla de características del sistema de levantamiento artificial. [Fuente: Manual de Métodos de Producción, Lagopetrol, 2017].

	LAG Continuo	LAG Intermitente
Dcsg (in)	7,5 ½,	7,6 5/8, 5 ½
Dtub (in)	3 ½, 2 7/8, 2 3/8, 3 ½	4 ½, 3 ½, 2 7/8 2 3/8
Mandril	KBM, MMA, KBMG	MMA, KBM, MMG, MME, SMR14
Papertura Válvula	700-1100	600-1000
Pcierre Válvula	-	565-1018
Vol. Gas requerido	200-600	100-700
Prof. Promd. ultima válvula	3950-5500	4100-5500
Prof. Empacadura	3600-4600	4500-5600
Punto Iny.	3600-5500	3500-5500
Punto Iny. Máx.	1850-5500	1900-5500

Además, se detallan algunas fallas detectadas en el Sistema de LAG, que afectan tanto la eficiencia del sistema, como a la producción y vida de un pozo, dejando a los mismo en situación de inactividad de producción inmediata o de no

disposición de producción inmediata. Entre las fallas más comunes en el yacimiento B-2-X 70/80 se encontraron:

Pozos que no reciben gas y que no producen líquido después del arranque inicial, esta falla es percibida en un 15% de los pozos que operan por LAG en el yacimiento B-2-X 70/80

- a) Se observó que esta falla en los pozos se debe a los siguientes fenómenos:
 - ✓ Primera válvula taponada y el gas no alcanza la válvula 2.
 - ✓ Válvulas mal diseñadas. Presión de calibración demasiado alta, válvula 1 muy profunda o no corregida por temperatura.
 - ✓ Paro de la planta compresora que causa baja presión del sistema LAG.
 - ✓ Problemas de obstrucción en el equipo superficial del pozo. Estrangulador ajustable taponado, válvula del brazo cerrada.
- b) Para la solución de este problema se considera en la sección de comentarios y diagnósticos e información brindada por el personal de operacional, realizar:
 - ✓ Cambiar manómetros y determinar exactamente la presión disponible en el sistema de LAG y en el revestidor del pozo.
 - ✓ Aumentar de ser posible la presión del LAG, cerrando pozos vecinos, aumentando las revoluciones del compresor o la presión de succión.
 - ✓ Probar si la formación es capaz de recibir líquido, cerrando el brazo del pozo y presionando el eductor con el gas de LAG, intentando bajar el nivel de líquido. Luego abrir rápidamente el pozo a la estación de flujo. Repetir esta operación varias veces para tratar que el gas alcance la segunda válvula.
 - ✓ Revisar el diseño de LAG.
 - ✓ Tomar registro acústico en el revestidor y eductor.
 - ✓ Presionar y descargar varias veces el revestidor para abrir y cerrar la válvula, y tratar que dicha acción, en el caso que el asiento esté atascado, pueda romper la obstrucción.

Pozos que circulan gas de LAG, esta falla es percibida en un 10% de los pozos que operan por LAG en el yacimiento B-2-X 70/80.

a) Se observó que esta falla se debe a los siguientes fenómenos:

- ✓ Hay una válvula superficial desasentada o un mandril sin válvula.
- ✓ El pozo no tiene líquido y se circula con presión de revestidor suficiente para abrir la última válvula de LAG.
- ✓ El pozo no tiene líquido y se circula a baja presión a través del orificio de fondo, camisa de circulación abierta o por la empacadura desasentada.
- ✓ Una de las válvulas superiores filtra o ha perdido su presión de calibración.
- ✓ Los sellos superficiales del colgador filtran.

b) Para la solución de este problema se implementó según la sección de comentarios y diagnósticos e información brindada por el personal de operacional:

- ✓ Si hay baja presión del revestidor, determinar si existe también la comunicación de eductor a revestidor. Si no la hay, entonces el problema podría de ser de válvulas de LAG.
- ✓ Si es una válvula que filtra, presionar y descargar varias veces en forma alterna el revestidor, para tratar de limpiar el asiento. Repetir la operación cerrando y abriendo el eductor. Si no resulta exitoso, reemplazar la válvula mediante trabajo con guaya fina.
- ✓ Si es una válvula que filtra, presionar y descargar varias veces en forma alterna el revestidor, para tratar de limpiar el asiento. Repetir la operación cerrando y abriendo el eductor. Si no resulta exitoso, reemplazar la válvula mediante trabajo con guaya fina.
- ✓ Efectuar un registro acústico por el revestidor y eductor. Este indicará el nivel de líquido en el revestidor y los mandriles libres de líquido.

- ✓ Verificar con guaya fina si el eductor tiene líquido, está arenado o todas las mangas de circulación están cerradas.
- ✓ Correr registro fluyente de presión y temperatura y determinar el punto de circulación de gas.

Pozos capaces de recibir gas con la tubería de producción cerrado, esta falla es percibida en un 5% de los pozos que operan por LAG en el yacimiento B-2-X 70/80.

a) Se observó que esta falla en los pozos se debe a los siguientes fenómenos:

- ✓ Existe hueco en el revestidor, generalmente no muy profundo que permite el pase de gas hacia una formación permeable como un acuífero somero.
- ✓ Podría haber una zona de baja presión estática completada conjuntamente con los demás intervalos productores.

b) Para la solución este problema se considera en la sección de comentarios y diagnósticos e información brindada por el personal de operacional, implementar:

- ✓ Hacer registro acústico en el revestidor. El nivel de líquido podría indicar la profundidad del hueco.
- ✓ Si la comunicación es muy grave, estudiar la posibilidad de producir el pozo con tubería continua (coiled-tubing, tubería fina dentro del eductor para la inyección de gas) o reparar el revestidor con taladro.

Pozos que reciben gas y no producen satisfactoriamente, esta falla se percibe en un 20% de los pozos que operan por LAG en el yacimiento B-2-X 70/80.

a) Se observó que esta falla en el 20% de los pozos se debe a los siguientes fenómenos:

- ✓ Cambio en el caudal de inyección de gas.
- ✓ Aumento de presión en la línea de flujo.

- ✓ Diseño de LAG inadecuado o no flexible para diferentes parámetros del yacimiento.
- ✓ Eductor arenado.
- ✓ Válvula operadora dañada en posición cerrada.
- ✓ Mal funcionamiento de los aparatos de control y de medición del equipo superficial del pozo.

b) Para la solución de este problema se considera en la sección de comentarios y diagnósticos e información brindada por el personal de operacional:

- ✓ Verificar la calibración de los aparatos de medición y del equipo de control, como son las válvulas superficiales y el estrangulador ajustable. Purgar de agua del medidor de gas para que la diferencial indique la lectura correcta. Con toda la información recolectada, hacer el diagnóstico de fallas.
- ✓ Determinar si hubo cambio en los parámetros actuales como; a) aumento del corte de agua, c) cambio de la zona productora, d) presiones del eductor y revestidor y e) apertura del estrangulador ajustable.
- ✓ Si el % agua ha aumentado, habrá menor producción de gas de yacimiento por lo que se necesitará incrementar el gas de inyección.
- ✓ Si el diagnóstico de fallas resulta incongruente, y el pozo es buen productor, se recomienda correr un registro de presión y temperatura fluyente.
- ✓ Reemplaza la válvula dañada o rediseñar todas las válvulas de acuerdo a las nuevas condiciones del pozo.

4.3 Demanda del sistema de levantamiento artificial por gas en el yacimiento B-2-X 70/80

Conociendo las fallas y los fenómenos presentes en el sistema extractivo, se procedió a contabilizar la cantidad de pozos que trabajan por sistema de Levantamiento Artificial por Gas, con el fin tener conocimiento de la demanda del

sistema, y la importación de optimizar el mismo para maximizar la producción. Categorizando los pozos según la falla que presenten y determinar la cantidad de válvulas presentes en sus diagramas mecánicos, para de esta manera conocer los tipos de válvulas existentes en el yacimiento, e indicar él porque es necesario tener estos equipos en el inventario.

El yacimiento B-2-X 70/80 el Campo Lagunillas -Lago está conformado con 145 pozos, de los cuales actualmente 121 pozos trabajan con el sistema extractivo por LAG, este método representa el 84 % del yacimiento, como se muestra en la figura 85.

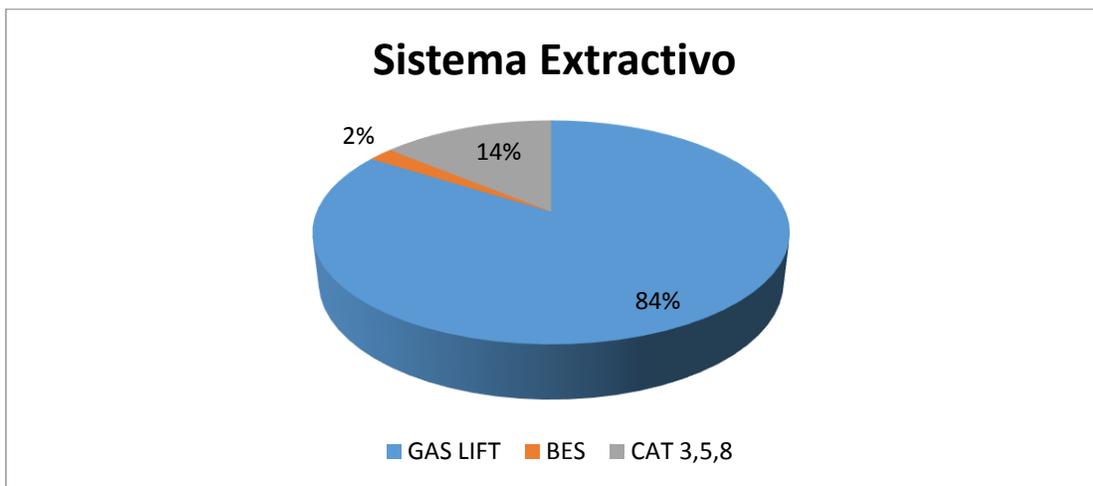


Figura 85. Reporte de Operaciones. [Fuente: Departamento de Operaciones, Lagopetrol, 2017].

El yacimiento B-2-X 70/80 cuenta con diferentes formas de aplicación del sistema de Levantamiento Artificial por Gas (LAG), entre ellos se encuentran: Intermitente, Continuo, Intermitente controlado desde superficie, tubería continua (Coilet Tubing). En la siguiente figura 86, se detalla el porcentaje de pozos que cuentan con este sistema.

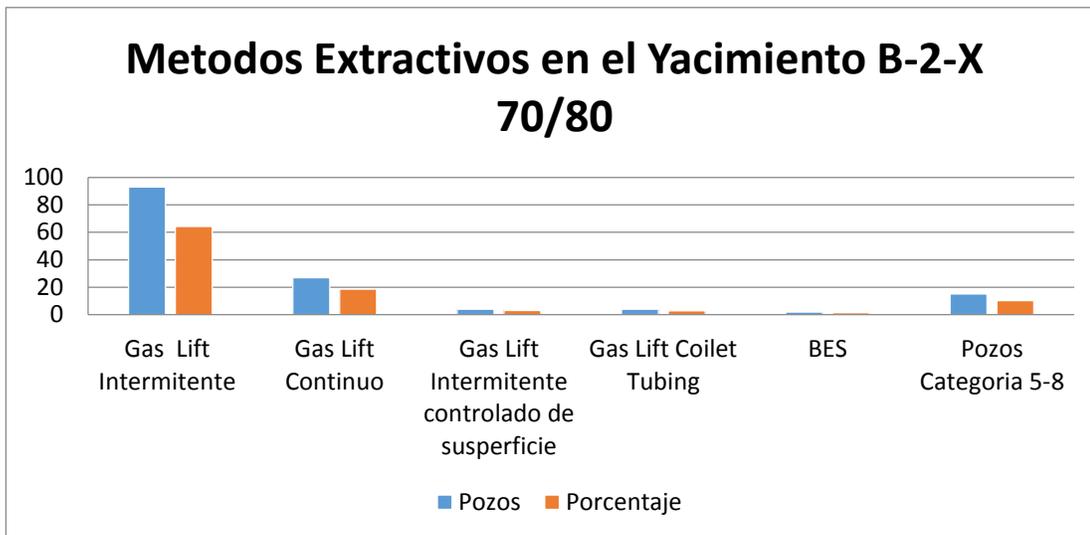


Figura 86. Métodos extractivos en el yacimiento B-2-X 70/80. [Fuente: Departamento de Operaciones, Lagopetrol, 2017].

En la figura 87 se muestra en porcentaje los pozos operados por sistema de LAG según su categoría. (El significado de cada una de las categorías se encuentra en la sección de apéndice A Tabla A.1).

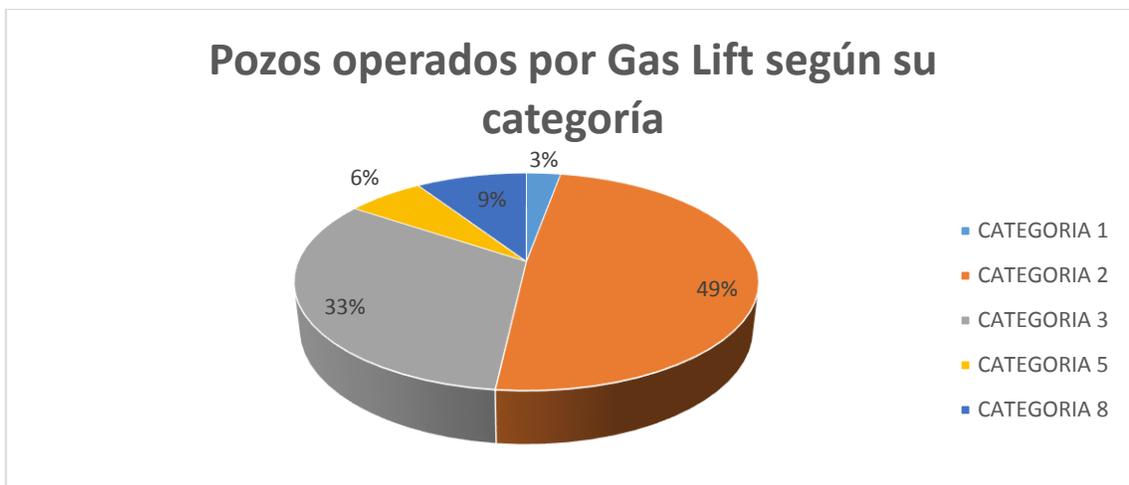


Figura 87. Pozos operados por Inyección de Gas según su categoría. [Fuente: Departamento de Operaciones, Lagopetrol, 2017].

A través de las figuras 85, 86 y 87, se demuestra que existe una necesidad de mantener optimizado el sistema debido que el 84 % del yacimiento opera por

inyección de Gas, y se evidencia que la mayoría de los pozos se encuentran inactivos de producción inmediata, por espera de equipo de subsuelo, esperando iniciación de flujo, evaluación de ingeniería de explotación, esperando servicio de reparación menor o reparaciones menores, que en estas dos últimas se visualiza lo indispensable de contar con disponibilidad de equipos de subsuelo específicamente las válvulas, ya que mayormente se debe a fallas mecánicas o requieren ajustes de diseño para cambios en las variables operaciones.

En el yacimiento dispone de cuatro tipos de válvulas utilizadas para el levantamiento artificial por gas, se encuentra: Válvula Piloto, válvula continua o calibrada, válvula orificio y válvula ciega. Según los diagramas mecánicos diseñados la mayoría de los pozos casi el 76% posee instaladas 3 válvulas y el otro 24% cuenta con 4-5 válvulas, es decir, que el yacimiento tiene en promedio 300 válvulas instaladas (válvulas pilotos, calibradas, orificio y dummy) para el sistema extractivo por LAG.

Haciendo un análisis detallado tanto del inventario como en pozos de válvulas existentes en el yacimiento B-2-X 70/80 se extrajo en porcentaje de estas utilizadas en el sistema extractivo, las cuales se percibe en la figura 88 y 89.

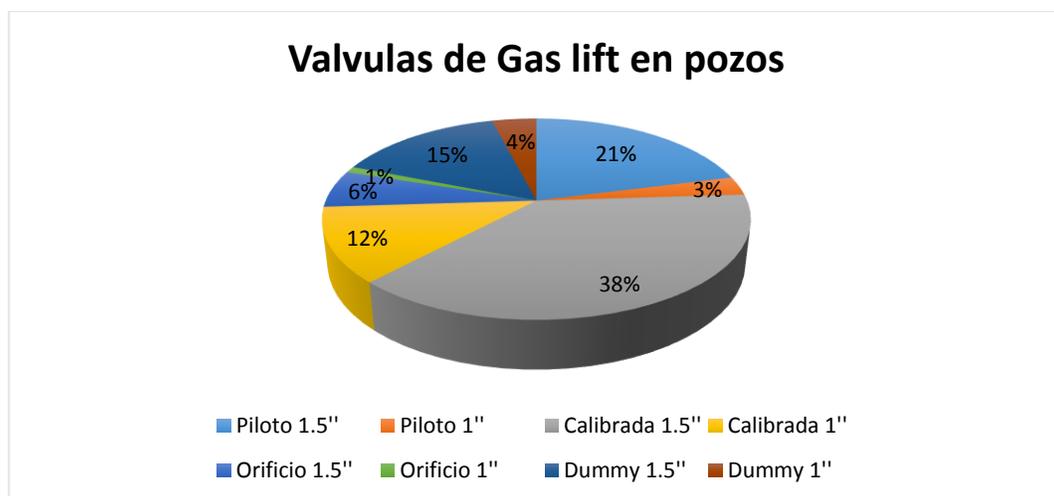


Figura 88. Porcentajes de válvulas utilizadas en el sistema extractivo por LAG en el yacimiento B-2-X 70/80. [Fuente: Departamento de Operaciones, Lagopetrol, 2017].

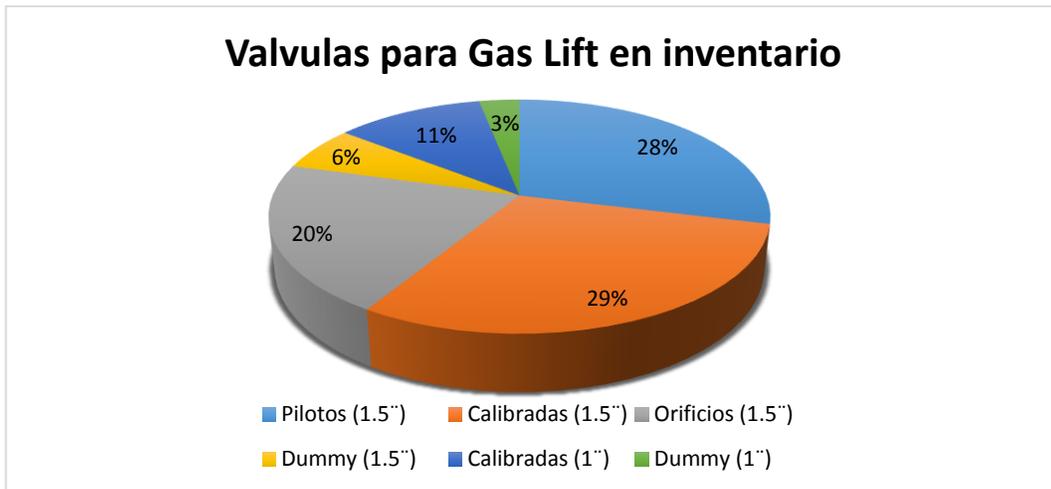


Figura 89. Porcentajes de válvulas en inventario utilizadas en el sistema extractivo por LAG en el yacimiento B-2-X 70/80. [Fuente: Departamento de Operaciones, Lagopetrol, 2017].

Entonces, se podría decir que la válvula con mayor demanda para el sistema es la válvula calibrada de 1 ½ pulgada utilizada mayormente en la inyección de gas continuo, ahora, en segundo lugar se tendrá a la válvula intermitente de 1 ½ pulgadas, seguida de la válvula orificio y dummy de 1 ½ pulgada.

El Yacimiento B-2-X 70/80 debería obtener disponibilidad en sitio de por lo menos 30% del promedio total de dichas válvulas para contar con un sistema extractivo óptimo.

4.4 Diseño de la válvula orificio partiendo de un modelo de válvula con la que se opera en los pozos en el yacimiento B-2-X 70/80, a través de la simulación del prototipo junto a la Empresa Metalúrgica EXCEL.

Para la realización de cualquier diseño es importante hacerse una serie de preguntas, tales como: ¿Para qué se necesita?, ¿Qué función debe desempeñar?, ¿Cómo quiere que se haga?, etc., Las respuestas a estas preguntas definen las características que darán forma y sentido a un diseño, por lo que es sumamente

importante establecer los parámetros de funcionamiento del dispositivo a diseñar a efectos de tomar las decisiones adecuadas con respecto a lo que se quiere desarrollar.

En este caso, la definición de los requerimientos que necesita nuestra válvula para LAG ya está estipulado internacionalmente, los cuales se detallaron en el Capítulo II del presente trabajo, estos parámetros son importantes ya que juegan un papel fundamental para el desarrollo de un buen prototipo.

Se planteó junto con PDVSA Lagopetrol y la Empresa Metalúrgica EXCEL la creación de dos (2) planes que harán cumplir con el objetivo de diseño de fabricación de una válvula para el sistema extractivo por LAG, los cuales fueron:

Plan A: Facilitar a la Empresas Metalúrgicas EXCEL un plano de válvula para el sistema extractivo por LAG adicionando la válvula en físico para futura fabricación.

Plan B: Facilitar a la Empresas Metalúrgicas EXCEL una válvula en físico, con el objetivo de realizar ingeniería inversa, de esta manera obtener los planos para su futura fabricación.

Lamentablemente la industria petrolera venezolana no suministro información de planos de válvulas para LAG, debido a que no se encontró registros de este equipo en la base de datos, ya que estos son importados y construidos por proveedores internacionales, aunque INTEVEP ha participado en diseños de estos equipos con empresas internacionales, como es el caso de la Válvula NOVA, la cual ha sido utilizada con éxito en campos petroleros nacionales, este ente no cuenta la patente de este equipo, y por lo tanto, no posee planos de ellas.

No obstante PDVSA Lagopetrol en pro a fomentar la independencia tecnológica de la industria petrolera venezolana, facilitó de su inventario una válvula orificio de 1 ½ pulg. (Completa) elaborada por la empresa CAMCO en condición mecánica usada, para la aplicación de ingeniería inversa con el fin de conseguir los planos de esta, a través de un programa de diseño considerado por la Empresa

Metalúrgica EXCEL que contribuya con su levantamiento. En la figura 90, se muestra la imagen de la válvula.



Figura 90. Válvula Orificio de 1 ½ de pulg aportada por la empresa mixta PDVSA Lagopetrol, en condición mecánica usada. [Fuente: PDVSA Lagopetrol S.A, 2018]

Para la aplicación de ingeniería inversa se procedió primeramente al despiece de la válvula utilizando las herramientas descritas en el Capítulo III (tabla 7), además de los parámetros descritos para la realización de un levantamiento de pieza óptimo, quedando registrado con los siguientes pasos:

Instrucciones para desmontaje o despiece

1. Desenrosque con la llave de boca 1 ¼ pulg y con ayuda de la llave ajustable de 12 pulg retire el cuerpo porta candado (latch) de la válvula orificio.
2. Del Candado (Latch) retire la cupilla con la pinza retenedor cortina y los o-rings, desenrosque la cabeza de la porta latch. Este paso requiere gran precaución, ya que el resorte de alambre se encuentra bajo compresión y se empuja contra el cuerpo de latch mientras está siendo retirado.
3. Con ayuda de la Llave Allen de ¼ pulg desenroscar los prisioneros alojados en el costado y en el pasador del lanch, extraer el vástago y el latch junto con el resorte de alambre.
4. Desenrosque el cuerpo inferior al cuerpo porta latch del cuerpo con ayuda de la llave de boca de 1 5/16 pulg y la llave ajustable de 12 pulg.

5. Retire los packings y el anillo de teflón del cuerpo.
6. Con la otra llave de boca de 1 5/16” y la llave ajustable de 12, retire la pieza de alojamiento del asiento.
7. Con la pinza retenedor cortina retire el retén y o-rings, además, retire el asiento y extraer el o-ring.
8. Desenrosque la nariz del cuerpo inferior.
9. Retire el conjunto de packings y anillo de teflón, además de la goma, pieza retenedora del check y el check.

Se examinaron y contabilizaron todas las piezas o partes de la válvula orificio, para llevar un orden al momento del levantamiento y tener en claro el nombre de cada pieza para mayor comprensión de lo mencionado anteriormente (tabla 14).

Tabla 14. Partes de la válvula orificio de 1 ½ pulg. [Fuente: Empresa Metalurgica EXCEL, 2019]

Items	Descripcion De Pieza	Existencia En Mercado	Ctd.
1	Cabeza		1
1.1	Cupilla DIN 1473/28740	Catálogo Wasi, existencia	1
2	Porta Latch tipo R 15R690		1
2.1	Prisionero BS 4168 - M5x5	Catálogo Wasi, existencia	1
2.2	O-Ring O-209 (Nitrilo)	Catálogo Ovnisa, existencia	1
2.3	O-Ring O-322 (Nitrilo)	Catálogo Ovnisa, existencia	2
2.4	Vástago		1
2.5	Latch		1
2.6	Pasador		1
2.7	Prisionero BS 4168M5x12.	Catálogo Wasi, existencia	1
2.8	Prisionero BS 4168 M5x10	Catálogo Wasi, existencia	1
2.9	Resorte de alambre	Sencilla fabricación	1

Tabla 14. Partes de la válvula orificio de 1 ½ pulg. [Fuente: Empresa Metalurgica EXCEL, 2019] (Continuación).

3	Cuerpo macizo		1
3.1	Packings Tipo V Chevron 9364-33A (Nitrilo+Lona)	Catálogo Chevron, existencia	8
3.2	Anillo separador superior (Teflón)		1
4	Pza. alojamiento del orificio		1
4.1	O-Ring O-215 (Nitrilo)	Catálogo Ovnisa, existencia	1
4.2	Reten B 27.7M - 3BMI-26	Catálogo Wasi, existencia	1
4.3	Asiento		1
4.4	O-ring O-314 (Nitrilo)	Catálogo Ovnisa, existencia	1
5	Pza. alojamiento del check		1
5.1	Arandela con asiento cónico (Viton)		1
5.2	Arandela con asiento cónico DIN 6319 D	Catálogo Wasi, existencia	1
5.3	Check		1
5.4	Sellos (Packings) Tipo V Chevron 9361-33B (Nitrilo+Lona)	Catálogo Chevron, existencia	8
5.5	Anillo separador inferior (Teflón)		1
6	Nariz		1

En la tabla 15 se detallan las dimensiones de las piezas existentes en el mercado nacional encontradas en los diversos catálogos.

Tabla 15. Dimensiones de las piezas existentes en catálogos. [Fuente: Catálogo Wasi, 2008; Catálogo Ovnisa, 2011; Catálogo Chevron, 2011]

PIEZAS	MODELO	DI (mm)	DE (mm)	H (mm)
O-Ring	O-209	17.04	24.10	-
	O-215	26.57	33.63	-
	O-314	18.42	29.08	-
	O-322	31.12	41.78	-

Tabla 15. Dimensiones de las piezas existentes en catálogos. [Fuente: Catálogo Wasi, 2008; Catálogo Ovnisa, 2011; Catálogo Chevron, 2011] (Continuación)

Packings Tipo V Chevron	9364-33A	26.4	38.6	6.40
	9361-33B	27.93	40.17	6.40
Prisioneros	BS 4168 - M5x5	2.50	5.00	5.00
	BS 4168 M5x10	2.5	5.00	10.00
	BS 4168M5x12.	2.50	5.00	12.00
Arandela con asiento cónico	DIN 6319 D	20.00	30.00	4.00
Reten	B 27.7M - 3BMI-26	24.38	26.69	1.10
Cupilla	DIN 1473/28740	2.57	3.00	35.00

A continuación en la figura 91, se muestra la imagen del despiece de la válvula orificio de 1 ½ pulgada.



Figura 91. Despiece de la válvula orificio de 1 ½ pulg. [Fuente: Empresa Metalurgica EXCEL, 2019]

La válvula orificio cuenta con algunas piezas existentes en el mercado nacional, los o-ring se encuentran en los catálogos Ovnisa que es, los sellos (packings) se encuentran en los catálogos de sellos de Chevron, el retén de cobre, la cupilla y prisioneros también son piezas comerciales.

Para realizar las mediciones de cada pieza, se utilizaron diferentes herramientas de medición, además, se siguieron parámetros pertinentes para el levantamiento instrumental de la válvula, descritos en el Capítulo III del presente trabajo.

Una vez comprendido lo mencionado anteriormente se procedió a la toma de medidas, utilizando para algunas dimensiones el instrumento vernier, para diámetros de difícil toma de medidas se utiliza bloques patrón cilíndricos, ya que brindan una medida más exacta, además para algunos diámetros, ángulos y chaflanes, se utilizó una maquina llamada Proyector Profile de Mitotuyo. Las mediciones de la roscas se tomaron con peines de roscas y las dimensiones se verificaron en la Tabla A.L Casillas S para determinar el tipo y los hilos de la misma.

Al poseer las dimensiones de cada pieza de la válvula orificio de 1 ½ pulgada se procedió a su digitalización y para ello, se utilizó el programa de diseño Autodesk Inventor Professional 2018 con el cual se realizará el ensamblaje y los planos del equipo (Ver figura 92).



Figura 92. Ventana de inicio de Autodesk Inventor Professional 2018 [Fuente: Empresa Metalúrgica EXCEL]

Para realizar la digitalización de cada pieza con el programa mencionado se procedió con los siguientes pasos:

1. Para el diseño de una pieza se utilizó un BOCETO (denominado así por el programa), el cual es una similitud a un dibujo a mano alzada que una vez dibujado le dotamos de dos características fundamentales.

- **Dimensiones:** mediante cotas y medidas.
- **Restricciones:** pueden ser de distancias, perpendicularidad, paralelismo, tangencia.

Al comenzar con el programa, se deberá elegir diseñar una pieza y se le da clic en “New”, tal como se muestra en la figura 93.

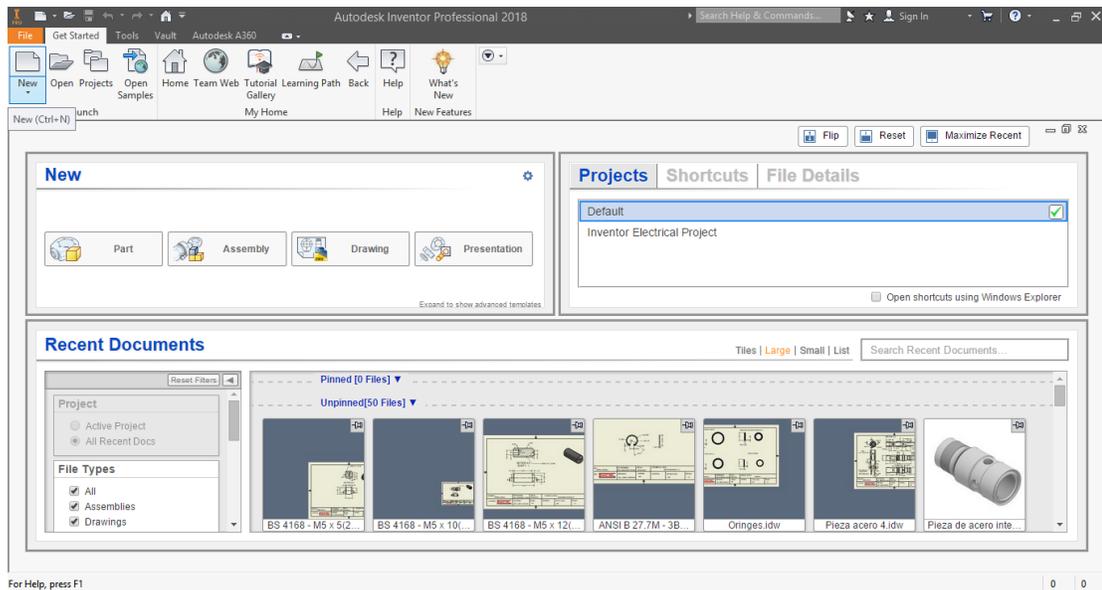


Figura 93. Menú principal del programa Autodesk Inventor Professional 2018. [Fuente: Autodesk Inventor Professional, 2018]

2. Se seleccionó el sistema métrico y se trabajó con Standard (mm).ipt, sirvió para la realización de piezas simples. Los archivos de piezas de Inventor tuvieron por tanto la extensión de **“.IPT”**. Este paso se puede visualizar en la figura 94.

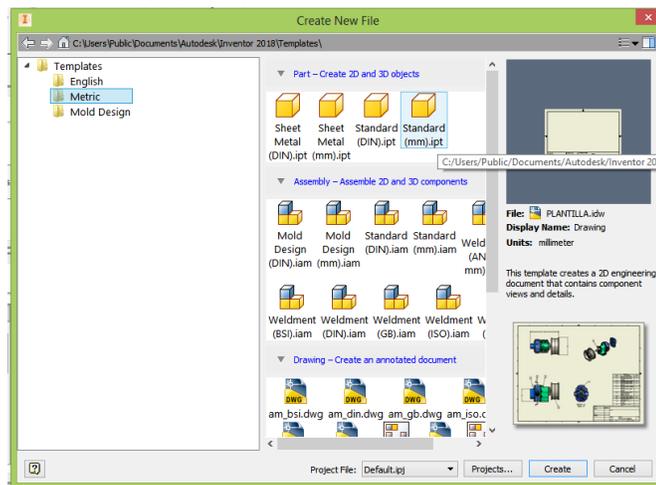


Figura 94. Ventana de Create New File. [Fuente: Autodesk Inventor Professional, 2018]

3. Para diseñar la pieza se seleccionó sketch 2D y se escogió cualquier plano en que se decidió trabajar, estos pueden ser XY, YZ, XZ (Ver figura 95).

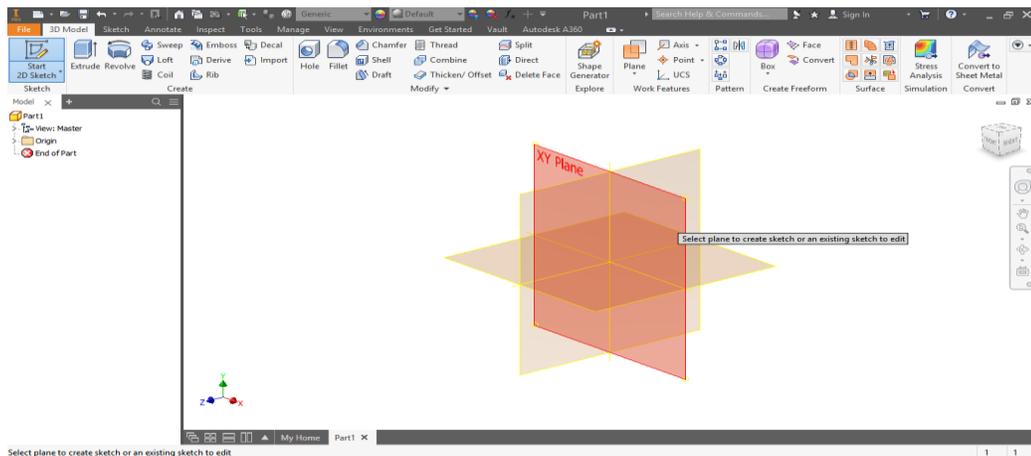


Figura 95. Selección de plano a trabajar en Autodesk Inventor Professional. [Fuente: Autodesk Inventor Professional, 2018]

En este programa se puede trabajar tanto por extrusión o por revolución, estos dos métodos se ven reflejados en la figura 95. Esto es fundamental para comenzar con el BOCETO ya que concretó la idea inicial del boceto y la manera de pasar de 2D a 3D. Para la válvula se trabajó con revolución ya que dicho equipo es cilíndrico.

El Boceto consistió en un diseño en bruto y semejante a realizarlo a mano alzada (de momento sin medidas ni restricciones). Para ello se utilizaron las herramientas básicas de dibujo, puntos, línea, circunferencia. (Autodesk Inventor Professional, 2018)

4. Posteriormente se dotan de dimensiones (pinchando en “COTA” y seleccionando el elemento correspondiente). A medida que se va dibujando el BOCETO se aprovechan pequeños comandos que aparecen en la pantalla como perpendicularidad, punto final, punto medio.

- Si el BOCETO queda excesivamente restringido, las medidas o cotas aparecerán entre paréntesis, esto quiere decir que no es necesaria esa dimensión ya que con las anteriores queda definido.

A continuación en la figura 96, se muestra un boceto del cuerpo macizo de la válvula orificio

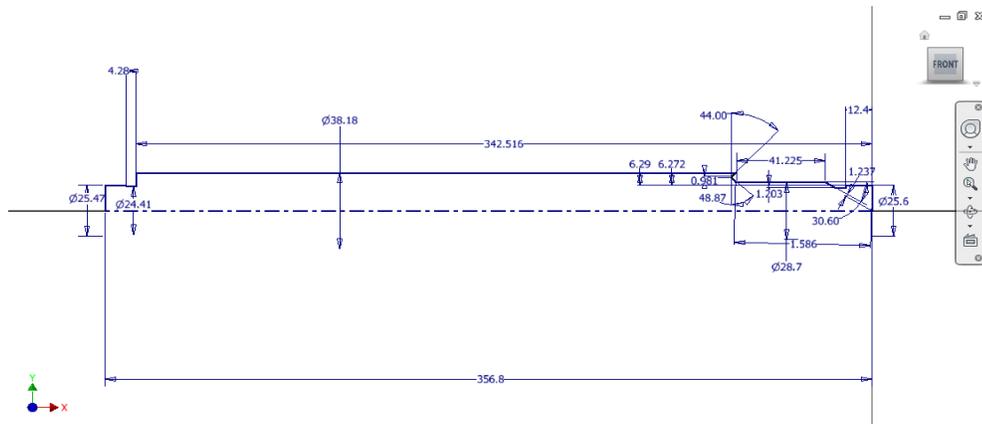


Figura 96. Boceto 2D del cuerpo macizo de la válvula orificio 1 ½ pulg. [Fuente: Autodesk Inventor Professional, 2018]

- Una vez que se ha terminado el BOCETO en 2D, se pasó a añadir otra dimensión más, y con eso concluye el mismo (siempre se puede volver a éste para modificar cualquier parámetro) y se comenzó con el diseño en 3D.

En la siguiente figura 97 se muestra el boceto 3D del cuerpo macizo de la válvula orificio 1 ½ pulgada.



Figura 97. Boceto 3D del cuerpo macizo de la válvula orificio 1 ½ pulg. [Fuente: Autodesk Inventor Professional, 2018]

7. Una vez digitalizadas todas las piezas se procedió al ensamblaje de la válvula en el mismo programa, se seleccionó una nueva hoja con sistema métrico y se escogió una medida estándar en Standard (mm).iam, el cual sirvió para realizar ensamblajes simples. En la siguiente figura, se detalla el procedimiento. (Ver figura 98)

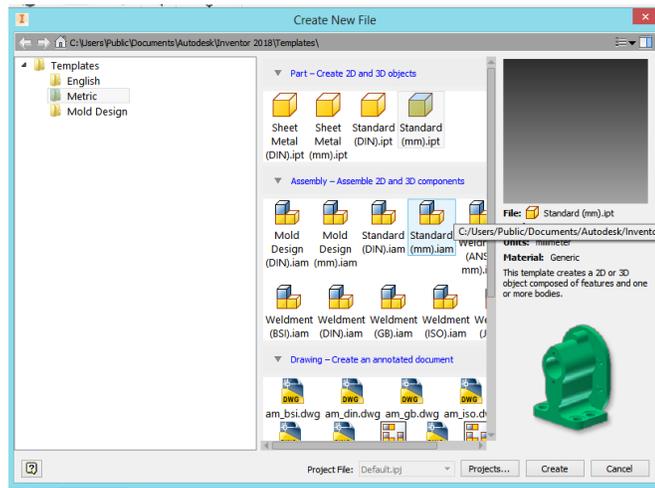


Figura 98. Ventana de Create New File [Fuente: Autodesk Inventor Professional, 2018]

8. Luego se traen todas las piezas a esta hoja y se procedió al ensamblaje haciendo un click en la opción Place, esto ayudó a la verificación de las dimensiones tomadas, dando la posibilidad de corregir errores de medición (figura 99).

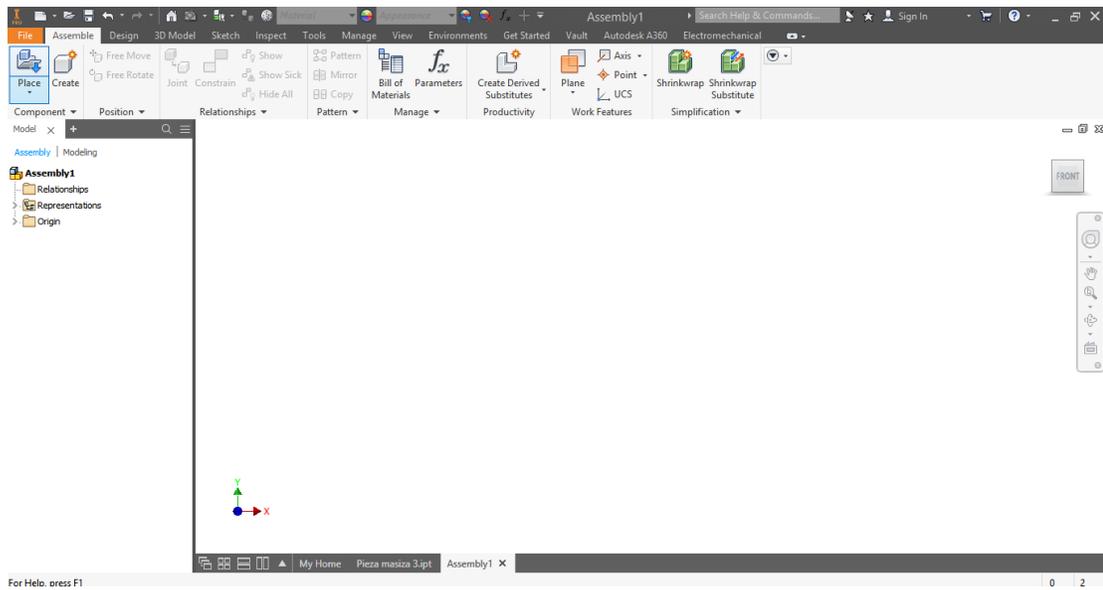


Figura 99. Hoja de ensamble de Autodesk Inventor Professional [Fuente: Autodesk Inventor Professional, 2018]

A continuación, en las figuras 100 y 101, se muestran el ensamblaje digitalizado de la válvula orificio 1 ½ pulgada para el sistema extractivo por LAG.



Figura 100. Ensamblaje digitalizado de la válvula orificio 1 ½ pulgada [Fuente: Autodesk Inventor Professional, 2018]



Figura 101. Sección transversal del ensamblaje digitalizado de la válvula orificio 1 ½ pulgada [Fuente: Autodesk Inventor Professional, 2018]

9. Verificadas las medidas se procedió al levantamiento de los planos de las piezas y del ensamblaje (Apéndice C). Para la realización de ellos, se utilizó el programa Autodesk Inventor como se mencionó anteriormente, en la sección de ANSI (mm).idw. En la siguiente figura, se muestra una imagen representativa de este paso. (Ver figura 102)

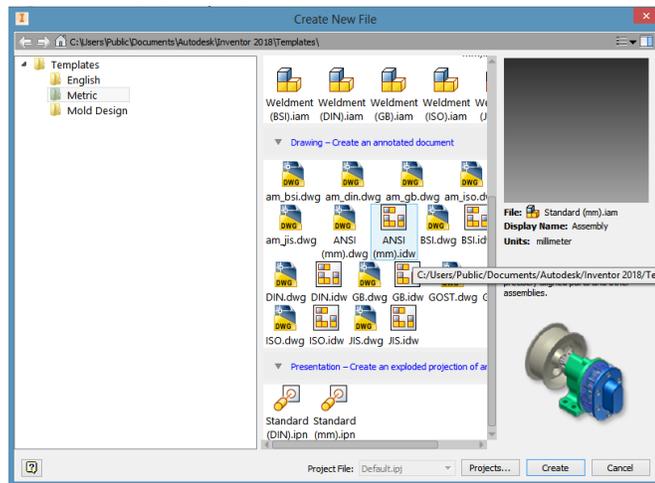


Figura 102. Ventana Create New File [Fuente: Autodesk Inventor Professional, 2018]

Este archivo únicamente funcionará sobre piezas ya creadas y guardadas, para luego agregarlas a la hoja. Esto es obligatorio dado que cualquier modificación que se haga en la pieza, quedará automáticamente modificada en los planos.

Una vez abierto el archivo, la ventana gráfica correspondiente es la siguiente (Ver figura 103):

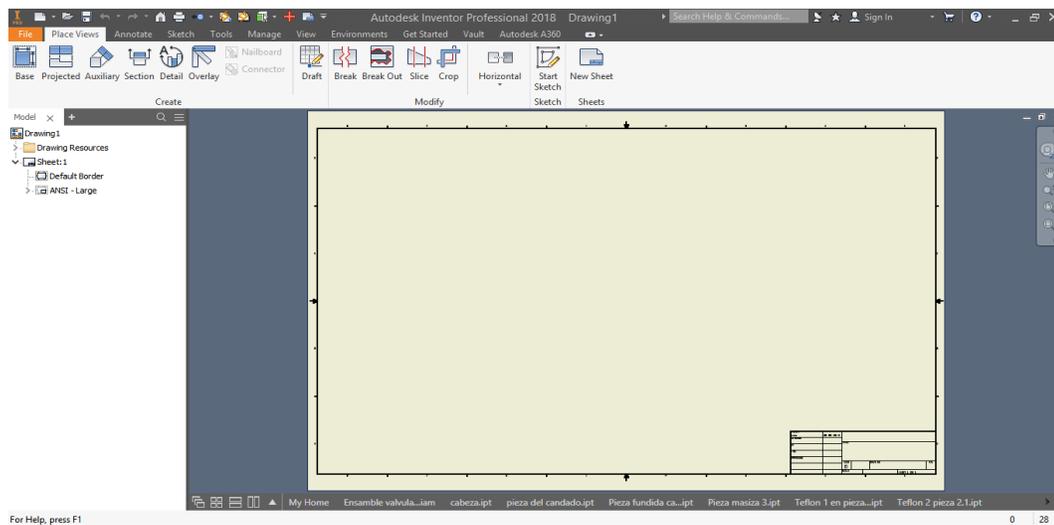


Figura 103. Hoja de planos de Autodesk Inventor Professional [Fuente: Autodesk Inventor Professional, 2018]

10. Lo primero que se debe hacer, es definir el tamaño de los planos (A2, A3, A4...An), esto se ejecuta con el botón derecho del ratón sobre el navegador en “Hoja: 1”. También se puede definir el cajetín, su posición, el marco, etc.

Una vez definido el plano, solo se imprimen las piezas o dibujos que estén sobre la hoja, el resto no aparece en la impresión del documento. También se pueden añadir más hojas por lo que en un diseño de varias piezas o un ensamblaje, con un solo archivo de planos es suficiente.

La realización de planos se basó en una vista base y el resto fueron con proyecciones auxiliares, lo que permite que aparezcan varias vistas bases (Autodesk Inventor Professional, 2018).

11. Se seleccionó la vista base y se eligió la dirección del archivo (frontal, actual, superior...) y el estilo (líneas ocultas, sombreado...) también se pudo elegir la escala. Una vez seleccionada posteriormente con el botón derecho, para hacer modificaciones en las propiedades de la ventana y así se termina el proceso con el botón derecho del ratón en “Terminar”.
12. Una vez terminadas las vistas, en la parte superior de la pantalla se seleccionó el comando “Anotar”, luego se comenzó a colocar las “cotas” para cualquier medida de la pieza.

A continuación en la figura 104, se muestra el plano del orificio ajustable de de la válvula. Los demás planos de las piezas de la válvula orificio 1 ½ pulg se encuentran en la sección del Apéndice C.

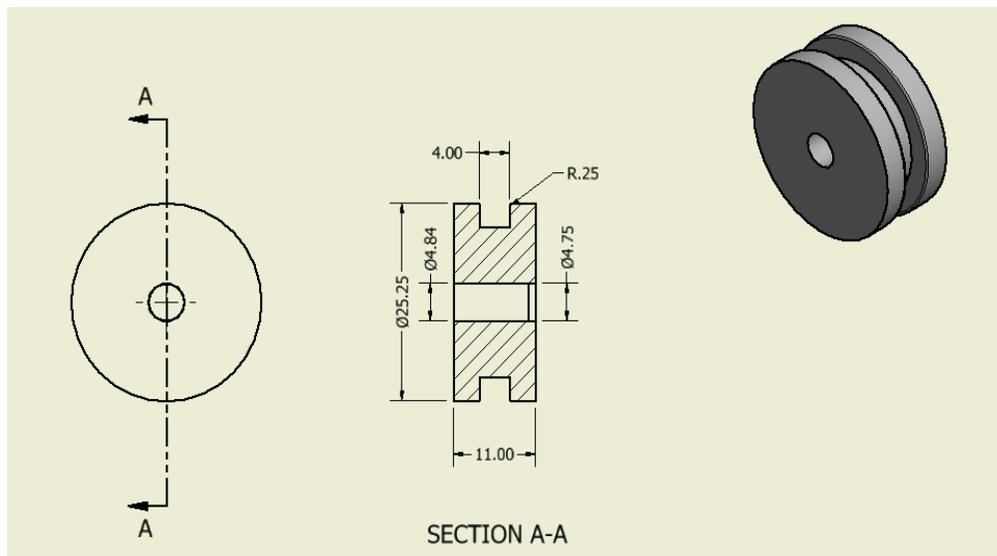


Figura 104. Plano del orificio ajustable de la válvula. [Fuente: Autodesk Inventor Professional, 2018]

Obtenidos los planos en conjunto con la Empresa Metalúrgica EXCEL, se buscó optimizar la válvula orificio para su mejor funcionamiento, para ello se analizó la función de la válvula y cada parte de ella, observando que el check, pieza fundamental de la válvula ya que esta impide el paso de fluido del pozos a la misma y además permite el paso de gas de la válvula al pozo, su dimensión podría representar un riesgo al momento de que este haga su función, ya que este al momento en que la válvula cierra este sube y solo unos milímetros de él queda dentro de su guía, el problema que este pudiera presentar es que la presión de tubería (P_t) que empuja el check podría aplicar una fuerza en la cual el check se pueda salir de la pieza guía y posiblemente quedar trabado, impidiendo el paso de gas al pozo, acarreando un problema en el sistema extractivo, en el que se tendrá que extraer dicha válvula para su sustitución, ahora bien, modificando esta pieza, es decir, alargando su dimensión unos 8 mm correspondiente a un factor de seguridad de 36,4% , establecidos por los parámetros estadísticos para construcción de diámetros de cilíndricos y alturas de ejes, se lograría que este caso no ocurriera y mejoraría el movimiento del check. Se muestran las imágenes de los check tanto el original como el modificado (Ver figuras 105 y 106).

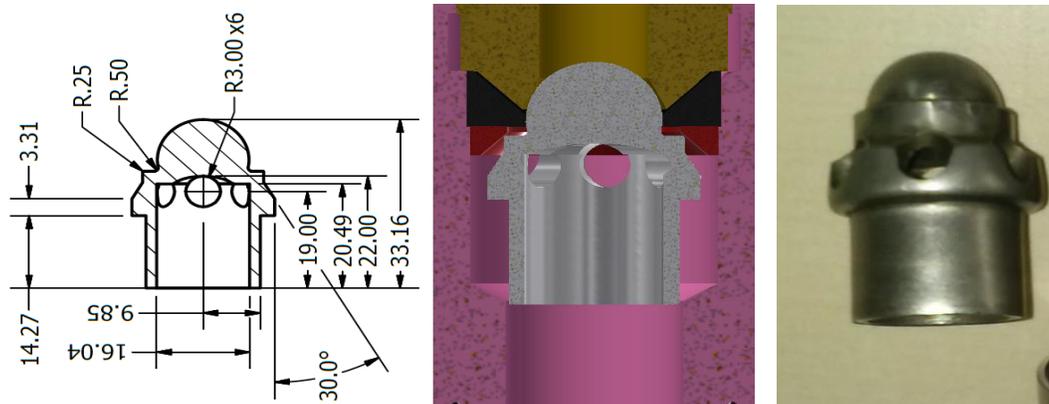


Figura 105. Check original digitalizado vs el modelo físico de la válvula orificio de 1 ½ pulg.
[Fuente: Autodesk Inventor Professional, 2018]

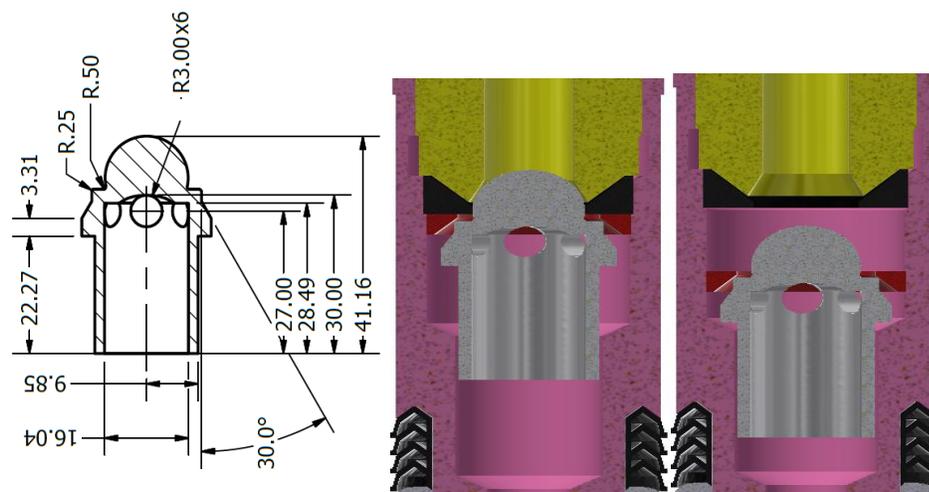


Figura 106. Check modificado digitalizado de la válvula orificio de 1 ½ pulg. [Fuente: Autodesk Inventor Professional, 2018]

Los planos del check modificados se encuentran en la sección del Apéndice C (figura C.17).

4.5. Posibles áreas para la incorporación de la válvula orificio de 1 ½ pulgada y evaluación de mejoras al sistema extractivo por LAG.

Las áreas de incorporación serán todos aquellos pozos en el Yacimiento B-2-X 70/80 que operan por el sistema extractivo por LAG de inyección continua o en pozos en los que la inyección intermitente no es factible y se tendrá que aplicar cambios a inyección continua, si es el caso.

En el Yacimiento B-2-X 70/80 cuenta con 145 pozos de los cuales 121 trabajan con sistema de LAG de estos solo el 18.62% operan con inyección continua, tal y como se mencionó con anteriormente, al tener estas válvulas en inventario se podrá mejorar la disponibilidad de acceso de estas en campo en tiempo inmediato al momento de realizar algún cambio del equipo en pozo o en tal caso para rediseño del levantamiento artificial, utilizando las figuras 76 y 77 respectivamente se evaluó el estado de inyección y del sistema extractivo por LAG, partiendo de los datos de punto de inyección, máxima profundidad de inyección y tope de la perforación.

El sistema extractivo es óptimo cuando el punto de inyección y la profundidad máxima de inyección se encuentran cerca de tope de perforación, es decir, mientras más cerca estén estos datos el funcionamiento del sistema de levantamiento será más eficiente. En cambio cuando no ocurre esto y el punto de inyección no se encuentra en la sección de profundidad máxima de inyección y a su vez esta no se localiza cerca del tope de la formación, se debe aplicar un rediseño del sistema extractivo y de esta manera optimizarlo, bien sea cambiando las válvulas del sistema o sustituyendo en el LAG Continuo la última válvula calibrada a orificio, además, lo dicho anteriormente se podría implementar en casos donde no haya existencia en inventario válvulas calibradas.

Ahora bien, en estos casos es imperativo contar con un inventario de válvulas acorde a la demanda del sistema en campo, partiendo de las válvulas orificio de 1 ½ pulgadas utilizada en un 20% de los pozos actualmente y pudiendo aplicarse futuramente en los demás pozos del yacimiento, como válvula operadora en remplazo de la válvula calibrada o para pozos intermitentes con controlador en superficie.

4.6 Determinar y analizar los costos asociados de acuerdo al diseño obtenido, considerando la propuesta de los materiales a utilizar.

Hoy en día en el mercado de instrumentación industrial venezolano hay gran variedad de elementos que podrán implementarse para la fabricación de una válvula orificio de 1 ½ pulgada, más sin embargo la Industria Metalúrgica Venezolana cuenta con acero inoxidable limitado debido a la gran demanda del material en el campo industrial, siendo uno de los factores más incidentes en el momento de ofrecer disponibilidad, calidad, alta funcionalidad del producto, por ello la Empresa Metalúrgica EXCEL importa este producto, teniendo disposición de compra internacional del acero inoxidable 316 y 410, donde la obtención de esta materia prima a nivel mundial no representa una dificultad. En la tabla 16, se muestran las propiedades del acero AISI 316.

Tabla 16. . Propiedades físicas y mecánicas del acero AISI 316L [Fuente: Carbone Stainless Steel, 2018]

Propiedades Físicas			Propiedades Mecánicas		
Módulo de elasticidad en tensión. (Gpa)	Densidad (lb/in ³)	Calor específico (Btu/lb/°F)	Limite elástico 0,2%Ksi	Resistencia a la tracción Ksi	Dureza HRC
28X10 ⁶ (190-210)	0.29	0.12 (0-100°C)	30	75	20-41

En la tabla 17, se muestran las propiedades del acero UNS S41000.

Tabla 17. Propiedades físicas y mecánicas del acero UNS S41000. [Fuente: CHILEXPO, 2019]

Propiedades Físicas			Propiedades Mecánicas		
Módulo de elasticidad en tensión. Psi (Gpa)	Densidad (lb/in ³)	Calor específico (Btu/lb/°F)	Limite elástico 0,2%Ksi (Mpa)	Resistencia a la tracción Ksi (Mpa)	Dureza HRC
29x10 ⁶ (200)	0.276	0.11 (0-100°C)	42 (290)- 156 (1.076)	74(510)- 188(1300)	38-98

Para la futura fabricación de la válvula Empresa Metalúrgica EXCEL, proporciono dos presupuestos asociados al costo del material y fabricación, tanto con el acero UNS S41000 como con el AISI 316, ya que ambos son materiales con alta dureza y resistencia a la corrosión, implementado por ellos en sus diversos productos, especialmente en bombas BES para la industria petrolera nacional.

A continuación se presenta el Presupuesto 1 de costos asociados a los materiales a utilizar para la fabricación de la válvula con Acero AISI 316.

Tabla 18. Presupuesto 1 de materiales a utilizar para la fabricación de la válvula orificio 1 ½ pulgada. [Fuente: Empresa Metalúrgica EXCEL]

ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	MATERIAL	COSTO PIEZA FABRICACION	COSTO PIEZA FABRICACION EN \$
1	PIEZA 2.1	1.00	ACERO INOXIDABLE AISI 316	Bs. F. 7,265,632.41	1,231.46
2	PIEZA 2.2	1.00	ACERO INOXIDABLE AISI 316	Bs. F. 7,774,475.52	1,317.71
3	PIEZA 4.1 CANDADO	1.00	ACERO INOXIDABLE AISI 316	Bs. F. 1,375,591.98	233.15
4	PIEZA ACERO 4,1	1.00	ACERO INOXIDABLE AISI 316	Bs. F. 14,923,983.96	2,529.49
5	PIEZA DE ACERO EN 2.2 POLEA	1.00	ACERO INOXIDABLE AISI 316	Bs. F. 743,716.79	126.05
6	PIEZA FUNDIDA 4,2	1.00	FUNDICION ACERO AL CARBONO	Bs. F. 1,125,409.44	190.75
7	PIEZA MACIZA 3	1.00	ACERO INOXIDABLE AISI 316	Bs. F. 1,348,114.11	228.49
8	VALVULA CHEK	1.00	ACERO INOXIDABLE AISI 316	Bs. F. 1,241,992.03	210.51
9	CABEZA DE VALVULA	1.00	ACERO INOXIDABLE AISI 316	Bs. F. 1,065,796.44	180.64
10	NARIZ	1.00	ACERO INOXIDABLE AISI 316	Bs. F. 11,018,016.14	1,867.46
11	PASADOR EN PIEZA 4,2	1.00	ACERO INOXIDABLE AISI 410	Bs. F. 1,060,549.99	179.75
12	PIEZA DE ACERO 2 INTERNA EN 2,2	1.00	ACERO INOXIDABLE AISI 316	Bs. F. 750,133.26	127.14
13	ELASTOMERO GOMA EN 2,1	1.00	VITON	Bs. F. 806,791.32	136.74
14	TEFLON EN 1 EN PIEZA 3	1.00	TEFLON	Bs. F. 901,557.90	152.81
15	TEFLON EN 2 EN PIEZA 2.1	1.00	TEFLON	Bs. F. 702,813.06	119.12

Esta tabla se puede visualizar con detalle en la sección de Apéndice C (tabla C.4).

En la siguiente tabla, se muestra el costo de fabricación total de una válvula orificio de 1 ½ pulgada.

Tabla 19. Costo de fabricación total de una válvula orificio de 1 ½ pulgada con Presupuesto 1. [Fuente: Empresa Metalúrgica EXCEL]

TOTAL FABRICACION DE PIEZAS EN ACERO 316 MECANIZADO PARA VALVULA ORIFICIO	Bs. F. 52,104,574.35	\$8,831.28
--	----------------------	------------

Ahora se presenta el Presupuesto 2 de costos asociado a los materiales a utilizar para la fabricación de la válvula con Acero UNS S41000.

Tabla 20. Presupuesto 2 de materiales a utilizar para la fabricación de la válvula orificio 1 ½ pulgada. [Fuente: Empresa Metalúrgica EXCEL]

ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	MATERIAL	COSTO PIEZA FABRICACION	COSTO PIEZA FABRICACION EN \$
1	PIEZA 2.1	1.00	ACERO INOXIDABLE AISI SERIE 410	Bs. F. 7,776,690.57	1,318.08
2	PIEZA 2.2	1.00	ACERO INOXIDABLE AISI SERIE 410	Bs. F. 8,115,180.96	1,375.45
3	PIEZA 4.1 CANDADO	1.00	ACERO INOXIDABLE AISI SERIE 410	Bs. F. 1,527,016.62	258.82
4	PIEZA ACERO 4,1	1.00	ACERO INOXIDABLE AISI SERIE 410	Bs. F. 15,567,538.68	2,638.57
5	PIEZA DE ACERO EN 2.2 POLEA	1.00	ACERO INOXIDABLE AISI SERIE 410	Bs. F. 781,572.95	132.47
6	PIEZA FUNDIDA 4,2	1.00	FUNDICION ACERO AL CARBONO	Bs. F. 1,125,409.44	190.75
7	PIEZA MACIZA 3	1.00	ACERO INOXIDABLE AISI SERIE 410	Bs. F. 1,915,956.51	324.74
8	VALVULA CHEK	1.00	ACERO INOXIDABLE AISI SERIE 410	Bs. F. 1,298,776.27	220.13
9	CABEZA DE VALVULA	1.00	ACERO INOXIDABLE AISI SERIE 410	Bs. F. 1,160,436.84	196.68
10	NARIZ	1.00	ACERO INOXIDABLE AISI SERIE 410	Bs. F. 11,112,656.54	1,883.50
11	PASADOR EN PIEZA 4,2	1.00	ACERO SUPER DUPLEX	Bs. F. 1,128,375.62	191.25
12	PIEZA DE ACERO 2 INTERNA EN 2,2	1.00	ACERO INOXIDABLE AISI SERIE 410	Bs. F. 844,773.66	143.18
13	ELASTOMERO GOMA EN 2,1	1.00	VITON	Bs. F. 806,791.32	136.74
14	TEFLON EN 1 EN PIEZA 3	1.00	TEFLON	Bs. F. 901,557.90	152.81
15	TEFLON EN 2 EN PIEZA 2,1	1.00	TEFLON	Bs. F. 702,813.06	119.12

Esta tabla se puede visualizar con detalle en la sección de Apéndice C (tabla C.5).

En la siguiente tabla, se muestra el costo de fabricación total de una válvula orificio de 1 ½ pulgada.

Tabla 21. Costo de fabricación total de una válvula orificio de 1 ½ pulgada Presupuesto 2. [Fuente: Empresa Metalúrgica EXCEL]

TOTAL FABRICACION DE PIEZAS EN ACERO PARA VALVULA ORIFICIO	Bs. F. 54,765,546.94	\$9,282.30
---	----------------------	------------

Según B&S Oil Tools, la mayoría de las válvulas orificios de diámetro 1 ½ pulgada, diseñadas para ser colocada en un bolsillo de 1 ½ pulgada, son elaboradas con acero inox. 316, trafilado de 1.5” de diámetro o bien material Monel, si las condiciones de corrosión así lo requirieren. El diseño simple de la válvula permite un fácil reemplazo de sus elementos, para una rápida reparación y de bajo costo. Su construcción robusta y sólida asegura una larga vida en servicio.

Planteando que el material de acero para la fabricación de esta válvula orificio de 1 ½ pulgada sea el Presupuesto 1, ya que el material además de ser un producto de fácil comercialización, posee las características tanto físicas con mecánicas adecuadas para la implementación en este yacimiento, este ha sido probado en la elaboración de otras válvulas obteniendo excelentes resultados.

Este costo de fabricación no podrá compararse con costos de importación de este tipo de válvula previos, debido a que no se logró a través de PDVSA Lagopetrol contar con este tipo de información, ya que la industria hace un tiempo ya prolongado no hace pedidos de este equipo de producción.

CONCLUSIONES

- El yacimiento B-2X-70/80 resulto ser un área que cuenta con potencial de producción de crudo de 4.670 MBNPD y un aproximado de 39% de AyS, con nivel restaurado de presión, con volumen remanente de crudo y de historial de producción/inyección, lo cual lo hace muy atractivo económicamente para que siga siendo explotado con planes de desarrollo que permitan maximizar el factor de recobro.
- En la actualidad la producción del yacimiento B-2-X 70/80 se ve afectada por el aumento de la demanda de servicios y del deterioro de los equipos, debido a que el 49% de los pozos de los 121 que producen por inyección de Gas se encuentran inactivos, por reparaciones menores y en espera de equipos de superficie y subsuelo.
- El yacimiento B-2X-70/80 cuenta con una variedad de diferentes tipos de válvulas donde el 80% de estas se encuentran alojadas en mandriles de bolsillo de 1 ½ pulgada.
- Los fenómenos, fallas o daños percibidos en el sistema de LAG tanto por flujo continuo como por intermitente, se deben a problemas y limitaciones operacionales, debido a la obsolescencia y distribución escasa de equipos, a pesar de que se les ha realizado reparaciones y modificaciones, algunos han excedido su vida útil y la importación de los mismos es compleja, de allí parte la necesidad de impulsar la fabricación nacional de estos equipos de producción.
- Los principales problemas existentes en las válvulas utilizadas para el sistema extractivo por LAG en el yacimiento B-2-X 70/80, fueron por descalibración de las mismas, daños en los sellos, taponamiento, dichos fenómenos son actividades de mantenimiento preventivo, pertenecientes a reparaciones menores.
- Los diagramas mecánicos de los pozos del yacimiento B-2-X 70/80 que producen por el sistema extractivo por LAG, determinaron que el 76% de

estos fueron diseñados para trabajar con 3 válvulas en el sistema, es decir, que el yacimiento tiene en promedio 300 válvulas instaladas.

- Las válvulas con mayor demanda en el sistema de LAG en el yacimiento son las válvulas calibradas (29%), seguida de las válvulas piloto (28%) y el 20% son válvulas orificios.
- Para mantener el sistema de LAG en óptimas condiciones, partiendo del estudio de demanda del sistemas y condiciones de los equipos, principalmente de las condiciones operacionales de las válvulas, se determinó la necesidad de priorizar la disponibilidad de estas en el inventario, por lo menos un 30% del promedio total de válvulas existentes en los pozos.
- Es imperativo contar con suficientes válvulas orificios de 1 ½ pulgadas en inventario, ya que estas son utilizadas en un 20% de los pozos del yacimiento, implementando este equipo como válvula operadora en remplazo de la válvula calibrada, así como para pozos intermitentes con controlador en superficie.
- Veintisiete (27) piezas de la válvula orificio son productos comerciales estándar en el mercado nacional, como es el caso de los sellos (packing), o-ring, prisioneros, arandela de asiento cónico, cupilla y reten.
- La Industria Metalúrgica Venezolana cuenta con limitado acero inoxidable, debido a la disposición y demanda del mismo, entonces para la futura fabricación de la válvula se requiere la importación de este material, donde la obtención de esta materia prima a nivel mundial no representa una dificultad.
- Es posible con el programa de diseño Autodesk Inventor Professional 2018 levantar los planos de la válvula orificio de 1 ½”, con ayuda del personal operativo de Empresas Metalúrgicas EXCEL, concurrente con su proceso de fabricación, teniendo en cuenta que el desarrollo del diseño se llevó a cabo siguiendo los parámetros necesarios para su correcto funcionamiento.
- Se analizó el comportamiento de cada pieza de la válvula, realizando un mínimo ajuste al check, como mejora a su diseño físico, sin cambiar su diseño mecánico, y de esta manera mantener su funcionalidad, buscando la manera

más fácil y económica de poder fabricar a futura en serie este dispositivo regulador de presión.

- La selección de áreas para la incorporación de este equipo de levantamiento artificial, se direccionó a todos aquellos pozos continuos o intermitentes con un controlador de superficie en el yacimiento B-2-X 70/80 que operan con sistema extractivo por LAG, donde el 49% de estos pozos requieren cambio de estas válvulas o rediseño del sistema de LAG para su optimización.
- El diseño de fabricación de la válvula orificio es factible hacerlo en Venezuela.
- Basado en los presupuestos de costo de material y fabricación brindados por la empresa metalúrgica EXCEL, el escenario más económico y eficaz para la futura fabricación de este equipo contó con la implementación de acero tipo inoxidable 316.
- Queda demostrado que la fabricación de la válvula orificio es factible, ya que Venezuela cuentan con empresas.

RECOMENDACIONES

Para lograr la optimización y el continuo monitoreo de cada uno de los pozos con sistema extractivo y mejorar aún más la confiabilidad del levantamiento artificial, eficacia y eficiencia, se recomienda:

- Realizar continuamente mantenimientos a las instalaciones con el fin de conservar su buen estado y mantener cada uno de los parámetros establecidos.
- Evaluar las causas del sobreconsumo de gas, así como implementar las estrategias sugeridas para la disminución de este.
- Mediante el Programa Centinela y AICO realizar un seguimiento a los pozos con inyección de Gas, y garantizar que al menos semanalmente se tengan por lo menos un valor de Gas cargado en estos programas, de esta forma se evita que las pruebas cargadas más reciente tengas errores debido a un Gas inyectado con mucho tiempo cargado en el programa, y que no corresponde con el Gas inyectado al momento de realizar la prueba de producción.
- Mantener actualizados los programas de control operacional para llevar registros veraces de las condiciones reales de los pozos en el presente, y para plantear una evaluación orientada a determinar la operatividad de los equipos en el sistema de LAG y la necesidad de reemplazo, para garantizar así la integridad mecánica de estas y optimización del mismo.
- Continuar con la siguiente fase del proyecto, el cual será la fabricación de esta válvula orificio de 1 ½, para solventar uno de los problemas existentes en el yacimiento B-2-X 70/80, el cual es el déficit de válvulas sus pozos.
- Utilizar la válvula orificio como válvula operadora en reemplazo de la válvula calibrada, así como para pozos intermitentes con controlador de superficie.
- Avanzar con el diseño de fabricación de las válvulas calibradas y piloto.
- Rehabilitar los bancos de prueba de la industria petrolera para válvulas de inyección de Gas , para mejorar el estudio del comportamiento de la estas y futuras válvulas a diseñar.

- Impulsar el diseño, optimización y fabricación de equipos, para la industria petrolera hechos en Venezuela, con igual eficiencia tecnología y apropiada para romper con la dependencia tecnológica de empresas transnacionales, basándose en la seguridad e integridad del personal y protección ambiental.
- Brindar entrenamiento especializado del personal para manejo de formación necesaria para desarrollar habilidades que permitan la independencia tecnológica y el interés a la innovación.

REFERENCIA BIBLIOGRAFICA

- [1] Barreto, A. (2017). *Valvula Ciega 1.5” (dummy valve)*. Salvador: B&S Oil Tools.
- [2] Barreto, A. (2017). *Valvula Orificio 1.5”*. Salvador: B&S Oil Tools
- [3] Basabe, L. (2018). *Equipos de completación*. Caracas.
- [4] Binning oil tool. Catálogos de Binning oil tool. [Artículo en Línea] Obtenido de <https://www.bsoiltools.com.br>. [Consulta: 16 de Septiembre de 2018].
- [5] Carbonate Stainless Steel. (2018). *Acero Inoxidable Serie 300*. Ficha técnica de acero inoxidable, 1-3.
- [6] CHILEXPO. (2019). *Aleación 410*. CHILEXPO, 1-2.
- [7] Gómez, A. (2015). *Evaluación del consumo de gas lift de pozos intermitentes por sistemas de controlador de gas lift en superficie*. [Tesis en línea]. Trabajo de grado no publicado, Universidad Central de Venezuela, Caracas. Disponible: <http://saber.ucv.ve/bitstream/123456789/15774/1/Trabajo%20Especial%20de%20Grado%20%28Alberto%20Jos%C3%A9%20Gregorio%20G%C3%B3mez%20Coy%29.pdf>. [Consulta: 2018, Septiembre 04].
- [8] Hernández, A., Escalante, S., & Concho, M. y. (2001). *Manual de curso de Levantamiento Artificial por gas avanzado*. Teques: PDVSA-CIED
- [9] Industrias Metalúrgicas EXCEL, C.A. (2018) [Pagina web en línea]. Disponible: <http://www.ind-excel.com/index.html> [Consulta: 2018, Septiembre 04].
- [10] Maggiolo, R. (2004, Marzo) *Curso Taller “Gas Lift Básico”*. ESP Oil International Training Group. Maracaibo.
- [11] PDVSA Lagopetrol (2010), S.A. Antecedentes de la empresa Mixta PDVSA Lagopetrol. Maracaibo: PDVSA Lagopetrol.
- [12] Miranda, L. (2018). *Importancia del proceso de producción*. Caracas.
- [13] Pérez, A. y López S. (2017). *Diseño De Instrumentos Conceptuales Y Estadísticos Para El Seguimiento Y Control De Las Variables Operacionales Del Sistema Levantamiento Artificial Por Gas Del Campo B2x – 70/80 De Lagopetrol*. [Tesis] Ojeda.
- [14] Socorro, G. (2016). *Sistema de Levantamiento Artificial por Gas*. Caracas.

BIBLIOGRAFIA

- Arias, F. (1999). *El Proyecto de Investigación, Guía de Elaboración*. 3era. Edición. Caracas: Episteme.
- Arias, F. (2006). *El Proyecto de Investigación*. . 6era. Edición. Caracas: Episteme.
- Autodesk Inventor Professional. (2017). *Guía aprendizaje inventor profesional*. Caracas.
- Casillas, L. (2009). *Manual de Maquinas, Calculo de Taller*. Caracas.
- CHEVRON (2011). *Catálogo de piezas especiales*. Empacaduras y empaques, 3-4.
- De Barrera, H. (2010) *Metodología de la Investigación Holística Guía para la comprensión holística de la ciencia*. Cuarta Edición. Carcas: Quirón Ediciones S.A
- Gestión de Tecnología (2011) *La Tecnología Petrolera*. [Artículo en Línea], Disponible:<http://gestiongrupo23.blogspot.com/2011/02/la-tecnologia-petrolera.html>. [Consulta: 2018, Septiembre 04].
- Itriago, D. y Rodríguez C. (2019). *Procedimiento para Levantamiento de una pieza*. Caracas: Industrial Metalúrgica EXCEL.
- Mitotuyo Corporation. (2016). *Proyector Profile PJ/PV/PH Series*. Kanagawa: Optical Measuring.
- Morles, V. (1994). *Planteamiento y Análisis de Investigación*. Carcas: El Dorado.
- OVNISA (2011). *Catalogo O-Ring*. OVNISA S.A, 4-5.
- Parra, J. (2003). *Guía de Muestreo*. Maracaibo. LUZ.
- PDVSA Lagopetrol. (2017). *Manual de Métodos de Producción*. Maracaibo.
- Tamayo y Tamayo, M. (2003) *Proceso de la Investigación Científica*. México: Limusa.
- Sabino, C. (1996). *El proceso de investigación*. Buenos Aires: Lumen/Humanitas.
- WASI (2008). *Catálogo de productos normalizados*. WASI NORM, 74-200.

APÉNDICES

APENDICE A

TABLAS GENERALES

Categoría de los pozos	Código	Descripción del Estado	Estado al MEM
1 POZOS ACTIVOS	DG	DILIGIAS	PT
1 POZOS ACTIVOS	GL	LEVANTAMIENTO POR GAS	PT
1 POZOS ACTIVOS	NF	FLUJO NATURAL	PT
1 POZOS ACTIVOS	PC	BOMBEO CENTRIFUGO ELECTRO SUBMERS.	PT
1 POZOS ACTIVOS	PD	BOMBEO CON DELUENTE	PT
1 POZOS ACTIVOS	PH	BOMBEO HIDRAULICO	PT
1 POZOS ACTIVOS	PF	BOMBEO MECANICO	PT
1 POZOS ACTIVOS	PT	BOMBA TORNILLO	PT
2 INACT PRODUC INMEDIATA	AE	ESPERANDO EQUIVO SUPERFICIE	EE
2 INACT PRODUC INMEDIATA	AK	ESPERANDO INICIACION DE FLUJO	EE
2 INACT PRODUC INMEDIATA	AM	ESPERANDO REPARACIONES MINORES	EE
2 INACT PRODUC INMEDIATA	CA	INYEctor AL TERMO VAPOR CERRADO	EE
2 INACT PRODUC INMEDIATA	GO	CONTROL RELAC. GAS/PETROLEO	EE
2 INACT PRODUC INMEDIATA	OC	OTRAS CAUSAS	EE
2 INACT PRODUC INMEDIATA	OS	OTROS SERVICIO	EE
2 INACT PRODUC INMEDIATA	PS	MED. PRESION DEL YACIMIENTO	EE
2 INACT PRODUC INMEDIATA	SR	SOB KANTE A LOS REQUERIMIENTOS	EE
3 INACT NO DISP. PROD. INMED	AL	ESPERANDO LEVANTAMIENTO ARTIF.	EE
3 INACT NO DISP. PROD. INMED	AR	ESPERANDO REP. MAYOR C/TALADRO	EE
3 INACT NO DISP. PROD. INMED	AS	ESPERANDO SER. REPAR. MENOR	EE
3 INACT NO DISP. PROD. INMED	AW	REPAR. C/TALADRO-ALTO RIESGO	EE
3 INACT NO DISP. PROD. INMED	CH	CERRADO ORDEN DEL MEM	EE
3 INACT NO DISP. PROD. INMED	EA	ESPERA INY. ALTERNA VAPOR	EE
3 INACT NO DISP. PROD. INMED	EG	RELACION ALTA DE GAS/PETROLEO	EE
3 INACT NO DISP. PROD. INMED	EW	RELACION ALTA DE AGUA/PETROLEO	EE
3 INACT NO DISP. PROD. INMED	EX	EVALUACION DE INY. EXPLOTACION	EE
3 INACT NO DISP. PROD. INMED	ED	OPERADOS TEMPORALMENTE	EE
3 INACT NO DISP. PROD. INMED	WO	TRABAJO DE WORK OVER	EE
5 NO ECONOMICOS ACTUALMENTE	AA	ESPERANDO ABANDONO	EE
5 NO ECONOMICOS ACTUALMENTE	UE	EQUIPO SUPERF. ANTIECONOMICO	EE
5 NO ECONOMICOS ACTUALMENTE	UG	ALT. CONTEN. DE GAS-ANTIECONOMICO	EE
5 NO ECONOMICOS ACTUALMENTE	UL	LEV. ARTIF. ANTI-ECONOMICO	EE
5 NO ECONOMICOS ACTUALMENTE	UR	ALTA REL. GAS/PETROLEO ANTECO	EE
5 NO ECONOMICOS ACTUALMENTE	UW	ALT. CONT. AGUA-ANTIECONOMICO	EE
7 POZOS DE GAS	AS	POZO PRODUCTOR DE GAS ABIERTO	EE
7 POZOS DE GAS	SA	GAS DE ARENA POCA PROFUN. AGOTA	EE
7 POZOS DE GAS	GO	POZO PRODUCTOR DE GAS CERRADO	EE
7 POZOS DE GAS	GS	GAS SUPERFICIAL	EE
7 POZOS DE GAS	NW	POZO NUEVO	EE
7 POZOS DE GAS	SG	POZO PRODUC. GAS POCA PROFUNO	EE
7 POZOS DE GAS	WC	POZO DE AGUA CERRADO	EE
7 POZOS DE GAS	WF	POZO DE AGUA EN PROD. ACTIVO	EE
8 POZOS DE INYECCION	UM	FAJADA DE INY. ACCION DE AGUA	EE
8 POZOS DE INYECCION	IC	POZO INYECTOR DE GAS CERRADO	EE
8 POZOS DE INYECCION	ID	POZO INY. DE AGUA DISPONIBLE	EE
8 POZOS DE INYECCION	IG	POZO INYECTOR DE GAS ABIERTO	EE
8 POZOS DE INYECCION	IL	INYEctor HIDROCARBURO ABIERTO	EE
8 POZOS DE INYECCION	IN	INYEctor DE GAS DISPONIBLE	EE
8 POZOS DE INYECCION	IP	INY. VAPOR CONTINUO CERRADO	EE
8 POZOS DE INYECCION	IV	INY. VAPOR CONTINUO ABIERTO	EE
8 POZOS DE INYECCION	IWA	APERTURA DE INYECCION DE AGUA	EE
8 POZOS DE INYECCION	LC	INYEctor HIDROCARBURO CERRADO	EE
8 POZOS DE INYECCION	NW	POZO NUEVO	EE
8 POZOS DE INYECCION	VH	INYEctor DE VAPOR DISPONIBLE	EE
9 OTROS POZO	AD	POZO ABANDONADO	EE
9 OTROS POZO	NW	POZO NUEVO	EE
9 OTROS POZO	CA	POZO ALTA PRESION Y TEMPER.	EE
9 OTROS POZO	CC	POZO ALTA PRESION Y TEMPER. EN OTRO YACIMIENTO	EE
9 OTROS POZO	CA	POZO ALTA PRESION Y TEMPER.	EE

Tabla A. 1. Categoría de pozos. [PDVSA Lagopetrol, 2018]

**CARACTERÍSTICAS DE LAS VALVULAS DE LEVANTAMIENTO
ARTIFICIAL POR GAS MAS USADAS**

VALVULAS DE 1-1/2"

OPERADAS POR PRESION DE CASING

TIPO DE VALVULA	ASIENTO (diámetro en pulgadas)	F1	F2	FABRICANTE	NUMERO COMERCIAL
CMACD	12	0,764	0,035	BAKER	VR-ST
CMABD	16	0,938	0,061	BAKER	VR-ST
CMABE	20	1,102	0,097	BAKER	VR-ST
CMABF	24	1,266	0,133	BAKER	VR-ST
CMABG	28	1,430	0,169	BAKER	VR-ST
CMABH	32	1,594	0,205	BAKER	VR-ST
CMACA	6	0,582	0,017	CAMCO	R-20
CMACC	12	0,984	0,033	CAMCO	R-20
CMACD	(16)	0,933	0,067	CAMCO	R-20
CMACE	20	0,916	0,104	CAMCO	R-20
CMACF	24	0,872	0,148	CAMCO	R-20
CMACG	28	0,799	0,201	CAMCO	R-20
CMACH	32	0,738	0,262	CAMCO	R-20
CMAMA	8	0,885	0,117	MACCO	CM2-RC
CMAMB	10	0,972	0,028	MACCO	CM2-RC
CMAMC	12	0,957	0,043	MACCO	CM2-RC
CMAMD	16	0,922	0,078	MACCO	CM2-RC
CMAME	20	0,888	0,112	MACCO	CM2-RC
CMAMF	24	0,838	0,161	MACCO	CM2-RC
CMAGD	8	0,964	0,018	SOMPET	ERD-4-SR
CMAGD	12	0,961	0,039	SOMPET	ERD-4-SR
CMAGD	16	0,908	0,064	SOMPET	ERD-4-SR
CMALR	20	0,908	0,098	SOMPET	ERD-4-SR
CMALF	24	0,855	0,144	SOMPET	ERD-4-SR
CMALF	24	0,856	0,144	SOMPET	ERD-CF-SR
CMAGS	28	0,804	0,196	SOMPET	ERD-4-SR
CMALH	32	0,744	0,256	SOMPET	TRC-4-SR
CMATA	6	0,583	0,017	MERLA-HALLEBURTON	N-14-R
CMATC	12	0,985	0,035	MERLA-HALLEBURTON	N-14-R
CMATC	12	0,982	0,038	MERLA-HALLEBURTON	N-14-R
CMATD	16	0,936	0,064	MERLA-HALLEBURTON	N-14-R
CMATE	18	0,933	0,067	MERLA-HALLEBURTON	N-14-R
CMATE	20	0,900	0,100	MERLA-HALLEBURTON	N-14-R
CMATE	20	0,867	0,103	MERLA-HALLEBURTON	N-14-R
CMATF	24	0,827	0,143	MERLA-HALLEBURTON	N-14-R
CMATF	24	0,852	0,148	MERLA-HALLEBURTON	N-14-R
CMATO	26	0,808	0,200	MERLA-HALLEBURTON	N-14-R
CMATH	32	0,716	0,281	MERLA-HALLEBURTON	N-14-R
CMAMC	12	0,544	0,039	EGIMAYENCA	EGM-1.5
CMABD	16	0,613	0,067	EGIMAYENCA	EGM-1.5
CMABE	20	0,688	0,104	EGIMAYENCA	EGM-1.5

OPERADAS POR PRESION DE TUBERIA

TIPO DE VALVULA	ASIENTO (diámetro en pulgadas)	F1	F2	FABRICANTE	NUMERO COMERCIAL
FMACA	8	0,583	0,017	CAMCO	R-25
FMACC	12	0,982	0,033	CAMCO	R-25
FMACD	16	0,932	0,067	CAMCO	R-25
FMACE	20	0,886	0,104	CAMCO	R-25
FMABA	8	0,885	0,015	BAKER	VR-FO
FMABC	12	0,960	0,035	BAKER	VR-FO
FMABD	16	1,037	0,061	BAKER	VR-FO
FMABE	20	1,114	0,097	BAKER	VR-FO
FMABD	16	0,846	0,054	MERLA	RD-15R
FMABA	8	0,583	0,017	MACCO	CM2-FS-RC
FMAMB	10	0,612	0,028	MACCO	CM2-FS-RC
FMAMC	12	0,591	0,039	MACCO	CM2-FS-RC
FMAMC	12	0,597	0,043	MACCO	CM2-FS-RC
FMAMD	16	0,552	0,078	MACCO	CM2-FS-RC
FMABE	20	0,508	0,112	MACCO	CM2-FS-RC
FMABA	8	0,950	0,048	SOMPET	RF-1.5-S
FMABD	10	0,920	0,062	SOMPET	RF-1.5-S
FMACC	12	0,886	0,094	SOMPET	RF-1.5-S
FMALF	24	0,818	0,152	SOMPET	BROPP-SR
FMABG	28	0,740	0,200	SOMPET	BROPP-SR

PILOTOS

TIPO DE VALVULA	ASIENTO (diámetro en pulgadas)	F1	F2	FABRICANTE	NUMERO COMERCIAL
PMCTA	48	0,927	0,018	MERLA-HALLEBURTON	RF-14-R
PMCTB	48	0,873	0,022	MERLA-HALLEBURTON	RF-14-R
PMCTC	48	0,817	0,030	MERLA-HALLEBURTON	RF-14-R
PMCTD	48	0,761	0,038	MERLA-HALLEBURTON	RF-14-R
PMCTE	48	0,704	0,046	MERLA-HALLEBURTON	RF-14-R
PMCTF	48	0,648	0,054	MERLA-HALLEBURTON	RF-14-R
PMABD	8	0,901	0,017	SOMPET	ERD-P-SR
PMACC	12	0,902	0,038	SOMPET	ERD-P-SR
PMABD	16	0,851	0,067	SOMPET	ERD-P-SR
PMABC	12			BAKER	VR-PV
PMACD	16			CAMCO	SP-5

CONULACION

TIPO DE VALVULA	ASIENTO (diámetro en pulgadas)	F1	F2	FABRICANTE	NUMERO COMERCIAL
RC5-CR	32			USA LACHTS (L, R, A)	HMATX, HMAIX, HMAIC

CEGAS

TIPO DE VALVULA	ASIENTO (diámetro en pulgadas)	F1	F2	FABRICANTE	NUMERO COMERCIAL
RD-DUMMY				CHTS (R, W, B)	DMDD

DRIFICO

TIPO DE VALVULA	ASIENTO (diámetro en pulgadas)	F1	F2	FABRICANTE	NUMERO COMERCIAL
SDG				CHTS (L, R, W, B)	DRANS

NOTA: MANEBLES QUE PUEDEN UTILIZAR 1-1/2" MHA, 1-1/2" MMG, 2-3/8" MHA, 2-3/8" MMG, 3-3/8" MHA, 2-3/8" MMG, 3-1/2" FMH, 2-7/8" FMH, 2-3/8" FMH, 1-1/2" FMH, 2-7/8" FMH



Tabla A.2. Tabla de características generales de las válvulas de levantamiento artificial. [PDVSA Lagopetrol, 2018]

NOMENCLATURA USADA PARA VALVULAS DE LAG

PRIMERA LETRA	TIPO DE VALVULA
C	OPERADA POR PRESION DE GAS, FUELLE CON NITROGENO
S	OPERADA POR PRESION DE GAS, RESORTE
P	OPERADA POR PRESION DE GAS, PILOTO
F	OPERADA POR PRESION DE FLUIDO, RESORTE
G	OPERADA POR PRESION DE FLUIDO, NITROGENO
V	OPERADA POR PRESION DE FLUIDO, RESORTE PARA ALTAS TEMPERATURAS (VAPOR)
H	HUECO EN LA TUBERIA
D	VALVULA CIEGA

SEGUNDA LETRA	TIPO DE MANDRIL	TAMANO
B	KB Y KC	1"
C	KC	1"
M	MM	1-1/2"
S	CSC	CONCENTRICA
N	CONVENCIONAL (NO RECUPERABLE POR GUAYA)	—
T	HUECO EN LA TUBERIA	—

TERCERA LETRA	METODO DE CALIBRACION
A	PRESION DE APERTURA
C	PRESION DE CIERRE
D	VALVULA CIEGA

CUARTA LETRA	EMPRESA FABRICANTE
C	CAMCO
M	MACCO
T	TELEDYNE MERLA (ACTUALMENTE HALLIBURTON)
B	BAKER
E	EQUIMAVENCA
U	BOMPET

QUINTA LETRA	RELACION BOLA Y ASIEN TO
A	8/64
B	10/64"
C	12/64"
D	16/64"
E	20/64"
F	24/64"
G	28/64"
H	32/64"


PDVSA
 Producción y Pet-Suelo
 Ing. Edwin Castillo
 C.I. 12.412.934

Tabla A.3. Nomenclatura usada para la válvula de LAG. [PDVSA Lagopetrol, 2018]

APENDICE B

**HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN E INYECCIÓN DE GAS DEL
YACIMIENTO B-2-X 70/80**

DISEÑO DEL SISTEMA EXTRACTIVO POR LAG

Nº	POZO	DETALLE DE SISTEME DE LEVANTAMIENTO	IP REF. (J)	AOF	%Agua	°API	G/FOR M
1	BA 2427	GAS LIFT INTERMITENTE	0.125	55.9	16	18	50
2	BA 282	GAS LIFT INTERMITENTE				19.5	16
3	BA 369	GAS LIFT INTERMITENTE	0.189	104	1	19	178
4	BA 604	GAS LIFT CONTINUO					
5	BA1215	GAS LIFT INTERMITENTE CONTROLADOR DE SUPERFICIE	0.203	91	20	20	274
6	BA1243	GAS LIFT INTERMITENTE CONTROLADOR DE SUPERFICIE	0.367	130	17	21	167
7	BA1300	GAS LIFT INTERMITENTE	0.234	67.6	5	19	143
8	BA1301	GAS LIFT INTERMITENTE	0.287	65	1	19	118
9	BA1310	GAS LIFT INTERMITENTE	0.152	84.5	6	18	100
10	BA1386	GAS LIFT INTERMITENTE COTROLADRODOR DE SUPERFICIE	0.169	91	31	18	465
11	BA1430	GAS LIFT INTERMITENTE	0.171	78	2	18	100
12	BA1432	GAS LIFT INTERMITENTE	0.18	52	4	19	42
13	BA1444	GAS LIFT CONTROLADOR DE SUPERFICIE	0.29	84.5	2	18	525
14	BA1453	GAS LIFT CONTINUO	0.181	79.3	24	18	273
15	BA2070	GAS LIFT INTERMITENTE	0.119	78	8	19	100
16	BA2678	GAS LIFT INTERMITENTE	0.096	84.5	3	18	60
17	LL 3568	GAS LIFT			0		246
18	LL 3965	GAS LIFT CONTINUO	0.18	78	30	24	131
19	LL 3966	GAS LIFT CONTINUO	0.33	130	50	20	371
20	LL 3969	GAS LIFT CONTINUO	0.64	169	47	23	90
21	LL 716	GAS LIFT INTERMITENTE	0.339	118	22	22	45
22	LL 789	GAS LIFT(ABANDONADO)			18		
23	LL 920	GAS LIFT CONTINUO	0.185	113	9	20	125
24	LL 922	GAS LIFT INTERMITENTE	0.1	790	16.5	19	103
25	LL1008	GAS LIFT CONTINUO	0.238	120	50	21	229
26	LL1013	GAS LIFT INTERMITENTE	0.146	41	8	29	157
27	LL1188	GAS LIFT INTERMITENTE	0.386	90	2	22	112
28	LL1254	GAS LIFT INTERMITENTE	0.21	1.3	6	28	218
29	LL1262	GAS LIFT INTERMITENTE		71.5	25	25.2	76
30	LL1280	GAS LIFT INTERMITENTE	0.265	50.7	4	21	75
31	LL1283	GAS LIFT COILED TUBING	0.497	52	4	28	280
32	LL1366	GAS LIFT INTERMITENTE			4	23	418
33	LL1367	GAS LIFT INTERMITENTE		1.3	6	24	216
34	LL1408	GAS LIFT INTERMITENTE	0.404	71.5	5.13	27	552
35	LL1454	GAS LIFT INTERMITENTE	0.288	80	1	22	200
36	LL1455	GAS LIFT INTERMITENTE		110.5	0	25	238
37	LL1457	GAS LIFT COILED TUBING		104	0	102	108
38	LL1465	GAS LIFT INTERMITENTE		19.5		163	
39	LL1466	GAS LIFT INTERMITENTE		78			
40	LL1468	GAS LIFT INTERMITENTE	0.45	150	70	21	200
41	LL1469	GAS LIFT (ABANDODO)		84.5		24	
42	LL1487	GAS LIFT INTERMITENTE	0.445	91	4	21	33
43	LL1492	GAS LIFT INTERMITENTE	1.159	286	58	20	118
44	LL1495	GAS LIFT INTERMITENTE		67.6	60	23	118
45	LL1533	GAS LIFT CONTINUO		0	10	20	260
46	LL1535	GAS LIFT INTERMITENTE	0.166	45.5	5	20	204
47	LL1536	GAS LIFT INTERMITENTE	0.379	120	16	21	50
48	LL1537	GAS LIFT INTERMITENTE	0.239	70	60	24	80

49	LL1538	GAS LIFT INTERMITENTE	0.703	130	3	22	25
50	LL1541	GAS LIFT INTERMITENTE		100.1		90	
51	LL1543	GAS LIFT INTERMITENTE	0.222	71.5	5	24	112
52	LL1547	GAS LIFT INTERMITENTE		52	0	0	189
53	LL1709	GAS LIFT INTERMITENTE	0.45	200	48	25	100
54	LL1711	GAS LIFT INTERMITENTE		1.3	0	176	176
55	LL1712	GAS LIFT INTERMITENTE		39	0	0	386
56	LL1713	GAS LIFT INTERMITENTE	0.461	222.3	5	22	256
57	LL1715	GAS LIFT INTERMITENTE	0.583	121	3	22	173
58	LL1717	GAS LIFT INTERMITENTE	0.264	85.8	15	21	80
59	LL1724	GAS LIFT (ABANDONO)		78			
60	LL1726	GAS LIFT INTERMITENTE	0.193	60	2	23	81
61	LL1727	GAS LIFT INTERMITENTE	0.263	117	0	26	117
62	LL1728	GAS LIFT INTERMITENTE	0.36	60	6	26.8	150
63	LL1729	GAS LIFT INTERMITENTE	1.738	627	2	25	366
64	LL1746	GAS LIFT INTERMITENTE	0.218	75	15	20	365
65	LL1757	GAS LIFT INTERMITENTE	0.909	195	27.12	21	182
66	LL1764	GAS LIFT INTERMITENTE	0.572	143	4.285	22	955
67	LL1766	GAS LIFT INTERMITENTE		1.3			5
68	LL1768	GAS LIFT INTERMITENTE		39	3.7		33
69	LL1796	GAS LIFT INTERMITENTE	0.444	120	5	19	105
70	LL1798	GAS LIFT INTERMITENTE		0	5		682
71	LL1846	GAS LIFT INTERMITENTE	0.48	96.2	0	23	456
72	LL1885	GAS LIFT COILED TUBING	0.295	78	6	23	70
73	LL1887	GAS LIFT INTERMITENTE	0.183	28.6	0	25	91
74	LL1888	GAS LIFT INTERMITENTE	0.231	51	8	24	312
75	LL1920	GAS LIFT INTERMITENTE		123.5	26.8	17.1	
76	LL1925	GAS LIFT COILED TUBING	0.469	162.5	0	21	112
77	LL1928	GAS LIFT INTERMITENTE	0.226	60	20	20	100
78	LL1929	GAS LIFT INTERMITENTE	0.387	162.5	33	21	213
79	LL1968	GAS LIFT INTERMITENTE	0.387	130	14.29	20	76
80	LL1970	GAS LIFT CONTINUO	0.48	117	10		73
81	LL1972	GAS LIFT INTERMITENTE	0.209	64	3	20	100
82	LL1973	GAS LIFT (ABANDODO)		97.5	34	20	52
83	LL1976	GAS LIFT INTERMITENTE	0.408	240.5	3	20	350
84	LL1988	POZO INYECTOR DE AGUA					
85	LL1989	GAS LIFT CONTINUO			0		162
86	LL2026	GAS LIFT INTERMITENTE	0.556	218	50	18.3	162
87	LL2049	GAS LIFT INTERMITENTE	0.195	80	2	19.5	116
88	LL2079	GAS LIFT (ABANDODO)					
89	LL2081	GAS LIFT INTERMITENTE	0.135	0			0
90	LL2082	GAS LIFT INTERMITENTE	0.126	70	20	19.4	92
91	LL2083	GAS LIFT INTERMITENTE	0.181	90	5	19	170
92	LL2084	GAS LIFT (ABANDODO)			6.78		379
93	LL2085	GAS LIFT INTERMITENTE		0	0	18	246
94	LL2121	GAS LIFT INTERMITENTE	0.19	0	12	20	163
95	LL2125	GAS LIFT INTERMITENTE		0	2.38		393
96	LL2135	GAS LIFT INTERMITENTE	0.29	27.3	3.23	24	72
97	LL2168	GAS LIFT INTERMITENTE		84.5	60.42		165
98	LL2208	GAS LIFT INTERMITENTE		0	0		590
99	LL2213	GAS LIFT INTERMITENTE	0.183	69	2	26	214
100	LL2328	GAS LIFT CONTINUO			58.51		281

101	LL.2373	GAS LIFT INTERMITENTE	0.077	38	53	26	108
102	LL.2376	GAS LIFT INTERMITENTE					0
103	LL.2377	GAS LIFT INTERMITENTE			73.68		23
104	LL.2378	GAS LIFT INTERMITENTE	0.38	190	62	20	120
105	LL.2408	GAS LIFT (ABANDODO)		0			
106	LL.2412	GAS LIFT (ABANDODO)		0			
107	LL.2417	GAS LIFT (ABANDODO)					
108	LL.2418	BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	0.818	807	23	15	52
109	LL.2421	GAS LIFT (ABANDODO)					
110	LL.2471	GAS LIFT CONTINUO			30.14		38
111	LL.2530	GAS LIFT CONTINUO		0	80	15	23
112	LL.2569	GAS LIFT INTERMITENTE	0.248	60	4	25	150
113	LL.2574	GAS LIFT CONTINUO	2.122	1332	82	15	36
114	LL.2593	GAS LIFT INTERMITENTE			12		243
115	LL.2603	GAS LIFT CONTINUO			2	11	
116	LL.2606	GAS LIFT INTERMITENTE	0.053	41	35.29	14	68
117	LL.2609	GAS LIFT			38.6		688
118	LL.2614	GAS LIFT			70.59		34
119	LL.2618	GAS LIFT CONTINUO			75		19
120	LL.2620	GAS LIFT CONTINUO	0.17	133	58	18	32
121	LL.2623	GAS LIFT CONTINUO			80		
122	LL.2666	GAS LIFT INTERMITENTE		0	45		104
123	LL.2668	GAS LIFT (ABANDODO)			86		210
124	LL.2669	GAS LIFT CONTINUO	0.505	350	20	19	153
125	LL.2670	GAS LIFT CONTINUO		0		10	69
126	LL.2794	GAS LIFT (ABANDODO)					
127	LL.2851	BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	1.059	1028	50	15	176
128	LL.3320	GAS LIFT INTERMITENTE	0.144	68	3	19.7	400
129	LL.3341	GAS LIFT INTERMITENTE	0.05	0	10	19	219
130	LL.3347	GAS LIFT INTERMITENTE	0.111	54	4.26	19.4	47
131	LL.3364	GAS LIFT INTERMITENTE	0.154	60	4	19.5	73
132	LL.3365	GAS LIFT INTERMITENTE	0.127	60	5	18	102
133	LL.3368	GAS LIFT INTERMITENTE			4	19.8	94
134	LL.3373	GAS LIFT CONTINUO		0			8
135	LL.3478	GAS LIFT CONTINUO	2.363	1500	80	14	41
136	LL.3485	GAS LIFT CONTINUO	1.12	970	90	15	85
137	LL.3494	GAS LIFT INTERMITENTE			3.13		226
138	LL.3511	GAS LIFT CONTINUO					
139	LL.3518	GAS LIFT CONTINUO			92.06		255
140	LL.3522	GAS LIFT CONTINUO			64.38		416
141	LL.3528	GAS LIFT CONTINUO	0.095	63	98	15	103
142	LL.3533	GAS LIFT CONTINUO			98.53	18	104
143	LL.3545	GAS LIFT INTERMITENTE	0.116	44	66.22	15	14
144	LL.3553	GAS LIFT CONTINUO					322
145	LL.3555	GAS LIFT INTERMITENTE	0.272	202	30	18	65

RGP	RGL T	P estatica (lpc)	Prof. @Pest.	PWF (lpc)	P CSG (lpc)	P TUB (lpc)	T fondo *f	Pot. Produc.	Prof. Max	Punt. Tub. (ft)
1,250	1,136	1352	4950		200	85	156	40	5783	5290
640		1697			380	100	160	0	6550	4906
2,198	2,225	950	5635		420	80	156	80	5900	4873
		1832					160			4839
6,089	4,982	700	5755	283	420	80	180	50	6477	5735
2,694	2,420	780	5140	300	420	320	157	69	6288	5043
2,648	2,509	577	5659	252	480	75	170	60	6449	5515
2,810	2,810	500	5657	382	350	75	156	88	6276	5457
2,128	2,000	774	5065		700	90	140	50	5110	4934
15,000	10,333	855	5626	536	480	100	174	64	6483	5588
1,852	1,818	750	5200		450	85	176	56	6566	5657
1,680	2,800	550	5585		420	90	170	44	6487	5537
9,545	9,375	668	5476	440	520	80	159	86	5490	5419
8,029	6,067	916	5600	550	740	120	174	61	6130	5532
2,174		900	4875		510	80	174	56	6437	5367
1,091	1,091	900	5434	420	240	80	156	60	6340	5477
41000					900	180		0		
4,000	1,638	1100	5372	436	630	70	165	68	6365	5334
2,384					560	140		45	6409	5343
888					900	80		100	6314	5106
83		627	5170		730	80	164	94	5213	5118
1,500		1636								3700
1,374	1,250	1100	4844	300	600	75	160	90	4886	4710
1,421		1070	5574		700	40	168		6246	4764
5,725	2,863	908	5590	552	740	80	176	80	6359	5395
7,136	6,542	500	5328	300	350	80	171	32	5495	5368
2,113	2,074	420	5439	250	735	63	170	72	6220	5405
5,892	5,450	540	5200		690	80	164	50	5971	5260
1,200		868,389	5200		990	80			5514	5236
2,419	2,273	300	5129	135	810	70	165	35	5820	4863
5,600	5,385	257	4972	120	700	90		57	5691	4792
4778		740	4868		1200	110	164	0	5560	4988
1,304		540	5220		410	100	167	0	5779	5138
8125		256	5090	120	430	90	165	46	5793	5095
6,452	6,250	500	5800		630	70	164	64	5986	5501
39,667	39,667	840	5183		840	120	170	0	5891	5041
4,000	4,000	277	3625		950	85	164	83	5801	5357
6520					590	70		0		
5,714	1,709	600	5566		600	80	170	120	6303	5640
1,269	1,222	368	5603		795-810	70	176	73	6425	5575
2,511	1,054	444	5423		740	80	171	229	6263	4976
861					810	300			6208	5291
28889		960	5599		420	80	170	0	6100	5462
6,375	6,000	493	5331		820	100	171	36	6314	4945
806,451	675.67	570	5483	330	790	90	150	65	6352	5459
4917	20,800	527	5564		660	65	172	56	6412	5561

258	250	333	5314		5	380	158	104	6146	5512
3333					840	70		0		
3,200	3,027	580	5599		780	80	172	75		5581
0					310	80				
1,333	690	800	5220		5	10	140	160	5280	5261
29333					900	240		0		
0					750	70				
2100	3,821	867	5269		630	75	169	178	6152	5136
2,163	4,000	428	5900	230	870	95	173	85	6072	5520
3,200	2,667	460	5408	330	320	70	173	54	6165	5401
		1473	5439						5032	
2,531	2,314	560	5200			120	160	50	6064	4986
2774		800	5265		810	100	167	94	5963	5462
3,947	3,750	300	5171		720	80	173	48	6760	5364
1,253	1,220	650	5148	450	390	160	167	502	5200	5086
5,600	0	620	5200		760	85	178	50	6369	5552
4233		386	5577		810	100	158	156	6345	5239
7389		450	5580		650	125	171	114	6187	5301
357		601	5073		950	180	175	0		
4550										
1,235	1,167	486	5604		820	100	162	96	6080	5228
35895					930	200				
32,571	32,571	360	4898		821	130	160	77	5447	4566
4,667	4,375	476	4889		450	95	171	62	5865	4881
6,500	6,500	295	5563		360	100	171	24		5268
9,455	8,667	400	5550	200	840	80	171	41	5767	5377
18,884	27,130	1029	5545					145		
5,091	5,091	636	4359					169	130	6427
2,857	2,273	478	5307		750			162	48	5901
5,325	3,550	758	5515		870	50		171	130	6308
1810		605	5345		750	90		172	84	6149
10600						50				
2,222	2,174	550	5420	263	0	80	156	51	5445	5380
3318									6117	4991
2,500	2,482	1063	5340		490	110	162	193	6153	5194
		1826	5373						6300	4907
1679						900	60			
5,000	0	706	5505		840	90	156	90	6367	5215
2,522	2,468	739	5390		380	80	172		6255	5300
0		1589	5597		840	140	180	30		
2,300	1,840	1000	5173		810	140	162	65	6155	4902
2,329	2,179	893	5600		930	280	154	72	6154	5210
8,786	8,786	955	5250		930	220	160	0	5442	5165
6650		419	5503		750	70		22	6418	5530
9585					900	300		0		
2400					820	90		60	6240	5546
8684					600	160		0		
99999					230	100				
4,367	4,280	677	5490		786-924	114	169	55	5989	5427
1711					540	140		0		

5400		891	6070		80	100	160	30	6200	5309
0		1554	5467		830	280	166			
2,000	800	900	5388		870	380	170	152	6256	5306
		2135	5387				139			
		2039	5609				170			
		2939	5382				175			
141	71	1776	5095	430			150	646	4084	N/A
		1277	5430				138			
250		1289	4897				158			
232	0	1576	4615		320	420	169	0	4859	PH
3,846	3,750	435	5550		900	70	171	48	5910	5302
4000		1130	5121	695	5	80	150	1066	4744	PH
960		1460	3677				140		4069	3670
3326		1483	3770						4107	3705
2885		1381	4670		860	130	150	33	3885	3830
3406		1512	3706		5	5	157	0		
3400		1508	3805		860	90	170	0		
3167		1507	3859		750	80	140	0		
1206	416	1402	4683	855	580	90	163	106	4760	4515
878		1549	3770				157		4118	3680
4333		1643	4683		640	70	154	0		
		1881	5027				138			
765	2,068	1667	4950	800	900	120	164	280	4870	4602
8625					930	120		0	3890	3655
		1660	4977				170			
396	197	1748	5008	520			152	822	3904	N/A
8,000	8,889	850	5450		800	100	160	45	6000	5222
8818		1030	5648		310	110	164	0	6243	5071
1044		868	5712		720	60	176	43	6170	5403
2,433	2,354	700	5200		800	90	150	48	5538	5199
3,517	3,290	849	5390		630	70	160	48	6428	5294
3,916	3,760	1090	5272		870	110	150	45	5560	4954
1600					720	140		0		4834
402	80	1188	4877		890	80	148	1200	4731	PH
944	111	1368	4780	942	760	180	190	776	4834	PH
3600					200	40		0		
2653					840	100		0		
1825		1745	4921			480	157	0		
3333		1200	5362		840	440	150	0	6396	PH
778		1512	4811						6068	
364		680	4659			780	153	35	5834	PH
0					520	140				
407	425	1337	5057	529	890	70	155	162	4641	PH

Prof. Empacadura (ft)	INT ABIERTO		DIAM. CSG (pulg)	DIAM. TUB (pulg)	MANDRIL	V/				
	tope (ft)	base (ft)				5 Valvula	Dim. Asient	4 Valvula	Dim. Asient	3 Valvula
5290	5352	5478	7" x 23	2-7/8"	MMG					PMCTD
4906	4988	5010	7"	3"- 1/2"						
4873	5545	5725	7" x 23	4-1/2"	MMA					PMCTD
4839		5233	7"	2-7/8"						
5660-5734	5755	6257	7" x 23	4-1/2"	MMA			PMCTD	48	CMAMD
5034	5140	5145	7" x 23	3-1/2"	MMA				S/I	S/I
5510	5558	6302	7" x 23	2-3/8"	MMA					PMCTD
5444	5657	6276	7" x 23	2-7/8"	MMA					PMCTC
4927	5060	5082	7" x 23	3-1/2"	MMA					PMCTD
5583	5626	6397	7" x 23	2-3/8"	MMA					PMATE
5630	5688	6262	7" x 23	2-3/8"	MMA					PMCTC
5534	5585	6320	7" x 23	2-3/8"	MMA					PMCTD
5415	5470	5485	7" x 23	2-3/8"	MMA					PMCTB
5518	5600	6292	7" x 23	2-7/8"	MMA			HMHCC	12	CMACC
5356	5430	5977	5-1/2"	2-7/8"	KBM					PBCTD
5396	5534	6060	7" x 23	3-1/2"	MMA					PMCTD
5317	5372	6156	7" x 23	2-7/8"	MMA					PMCTD
5294	5380	5823	7" x 23	3-1/2"	MMA					HMHCD
5495	5212	6027	7" x 24	3-1/2"	MMA					HMHCD
5064	5170	5207	6 5/8"	3-1/2"	KBM					PBCTD
3700	4720	5185	7"	3-1/2"						
4710	4823	4865	7" x 23	3-1/2"	KBM					HBHED
4698	5574	6037	7" x 23	3-1/2"	MMA					PMCTD
5395	5590	6110	5-1/2"	2-1/2"	KBM			CBATD	16	CBACC
5286 - 5355	5328	5378	5-1/2"	2-7/8"	KBM					PBCWC
5397	5439	5912	5-1/2"	2-7/8"	KBM					PBCTD
5052-5253	5118	5614	7" x 23	3-1/2"	MMA			Z-C4	V-R	PMCTD
5180	5317	5337	7"	3-1/2"						
4854	5160	5459	7" x 23	4-1/2"	MMA					PMCTE
4786	4932	5305	7" x 26	4-1/2"		S/I		S/I		S/I
4823-4987	4868	5444	7" x 23	3-1/2"	MMA					
5137	5520	5585	7" x 23	2-7/8"	MMA					PMCTD
5021	5104	5383	7" x 23	3-1/2"	MMA					PMCTC
5289-5429-5500	5342	5883	7" x 23	3-1/2"	MMA	RCS		RCS		PMCTD
5033	5183	5492	7" x 23	2-7/8"	MMA					PMCTC
5118	5385	5601	7" x 23	4-1/2"	TUB CONTI					J-CO
5322	5464	5812	7" x 23	2-7/8"	MMA					PMCTB
5523-5632	5652	6284	7" x 23	4-1/2"	MMA					PMCTD
5565	5618	6126	7" x 23	2-7/8"	MMA					PMWC
4965	5423	6038	7" x 23	4-1/2"	MMA					PMCTE
5291	5332	5496	7"	2-7/8"						
5454	5599	6035	7" x 23	2-7/8"	MMA					N/A
5293	5362	6103	7" x 23	3-1/2"	MMA					PILOTO
5439	5525	6063	7" x 23	2-7/8"	MMA					PMCTD
5553	5468	5790	7" x 23	2-7/8"	MMA					PMCTD

5293-5374-5498	5331	5580	7" x 23	3-1/2"	MMA	RCS		RCS		PMCTD
89-5412-5502-55	5372	5878	7" x 23	3-1/2"	MMA	DUMMY		DUMMY		PMCTE
	5123	5245	5255	7" x 23	2-7/8"	MMA				PMCTD
	5208	5335	5687	7" x 23	2-3/8"	MMA				PMCTB
	5144	5269	5966	7" x 23	4-1/2"	MMA				PMCTE
5351-5456-5514	5381	5903	7" x 23	3-1/2"	MMA	RCS-CIR		RCS-CIR		PMCTD
	5397	5452	6087	7" x 23	2-3/8"	MMA				PMCWC
	4986	5284	5838	7" x 23	3-1/2"	MMA				PMCTD
36-5327-5402-54	5265	5480	7" x 23	3-1/2"	MMA	RSC		RSC		PMCTC
154- 5237 - 534	5214	5452	7" x 23	3-1/2"	MMA	RSC		RSC		PMCTD
	5036	5148	5158	7" x 23	3-1/2"	MMA				PMCWC
	5540	5608	6322	7" x 23	2-7/8"	KBM				PBCTD
	5231	5577	6190	7" x 23	4-1/2"	MMA				PMCTE
	5291	5580	6110	7" x 23	4-1/2"	MMA				PMCTE
5027-5167-5277	5188	5369	7" x 23	2-7/8"	MMA			RCS		PMCTC
	4701	5001	5531	7" x 23	4-1/2"	MMA				PMCTC
	5223	5604	6062	7" x 23	4-1/2"	MMA				PMCTC
	5195	5500	5935	7" x 23	4-1/2"	MMA				PMCTE
	4557	4931	5309	7" x 23	4-1/2"	MMA				
	4872	5277	5716	7" x 26	4-1/2"	MMA	S/I	S/I	S/I	
4974-5153-5271	5280	5612	7" x 23	2-7/8"	MMA	RSC		RSC		R-DUMMY
5240-5320-5370	5384	5573	7" x 23	3-1/2"	MMA					PMCTD
	5418	5545	5920	7" x 23	2-7/8"	MMA				PMCTD
	5348	5676	6140	7" x 23	4-1/2"	MMA				PMCTE
4860 - 5285	5340	5835	7" x 23	2-7/8"	KBM-MME-MMA			RSM-20		PMCTC
	5133	5515	6040	7" x 23	4-1/2"	MMA				PMCTD
	5014	5345	6055	7" x 23	4-1/2"	MMA				PMCTE
	5291	5412	5427	7" x 23	3-1/2"	MMA				PMCTD
4991- 5000	5060	5090	7"	4-1/2"						
	5179	5321	5764	7" x 23	2-7/8"	MMA				ORIFICIO
	4907		7"	4-1/2"						
										PMCTD
	5206	5505	6284	7" x 23	4-1/2"	MMA				PMCTD
	5292	5390	6090	7" x 23	3-1/2"	MMA				PMCTD
	5287	5564	5745	7" x 23	3-1/2"	MMA				PMCTD
	4895	5190	6010	7" x 23	3-1/2"	MMA				PMCTD
	5203	5250	6082	7" x 23	3-1/2"	MMA				PMCTD
	5105	5294	5432	7" x 23	2-7/8"	MMA				PMCTC
5456 - 5526	5548	6230	7" x 23	2-3/8"	MMA					PMCTB
	5188	5500	5897	7" x 23	3-1/2"	MMA				PMCTC
5433-5528	5550	6102	7" x 23	2-7/8"	MMA					S/I
	5219	5544	5730	7" x 23	4-1/2"	MMA				PMCTE
	4809	5144	5472	7" x 23	3-1/2"	MMA				VACIO
	5425	5490	5794	7" x 23	3-1/2"	MMA				PMCTD

5301	5340	6080	7" x 23	3-1/2"	MMA						PMCTD
5298	5355	5900	7" x 23	3-1/2"	MMA						PMCTD
4775	5096	6184	7" x 23	3-1/2"	MMA						DUMMY
4859	4891	5895	7" x 23	3-1/2"	KBM			CBABD			DUMMY
5293	5438	5772	7" x 23	2-3/8"	MMA						PMCTC
4744	5113	6113	7" x 23	3-1/2"	KBM			CBAMD			CBAMC
3670/3728	3804	3885	7"	3-1/2"							
3705/3744	3840	3870	7"	3-1/2"	MMA						
3633-3705	3780	3810	7" x 23	3-1/2"	MMA						
4505-4567	4642	4725	7" x 23	2-7/8"	MMA						ORIFICIO
3680	3810	3830	7"	2 3/8"							
4604-4640	4716	4773	7" x 23	2-3/8"	MMA						CMACC
4601	4740	4825	7" x 23	2-3/8"	MMA						ORIFICIO
3630	3793	3830	7" x 23	2-7/8"	MMA						

	5008	5082	7" x 23	3-1/2"	MMA						DUMMY
5195	5256	5893	5-1/2"	2-7/8"	KBM						PBCTD
5139	5501	6231	5-1/2"	2-7/8"	KBM						PBCTD
5392	5712	5880	7" x 23	3-1/2"	MMA						PMCTC
5191	5430	5607	5-1/2" x 17	2-7/8"	KBM						PBCTC
5276	5341	5768	5-1/2"	2-7/8"	SMRIA						
4946	5316	5466	5-1/2"	2-3/8"	KBM						PBABE
4834			7" x 23	3-1/2"	KBM			CBABD	16		CBABD
4763	4800	6475	7" x 26	3-1/2"	KBMG						CBABD
4866	5200	6394	7" x 23	3-1/2"	KBM			DUMMY			CBAWD
4909	5396	6394	7" x 23	3-1/2"	MMA	CBACE	19	CBACD	16		CBACD
			7"	3-1/2"							
4793-5241	5173	5600	7" x 23	3-1/2"	KBM			CBATD	16		CBATD
4679	5009	5559	7" x 23	3-1/2"							

ALVULAS					PRES. DE APERTURA (Ipc)					PRES. DE CIERRE (Ipc)				
Dim. Asient	2 Valvula	Dim. Asient	1 Valvula	Dim. Asient	5	4	3	2	1	5	4	3	2	1
48	CMATD	16	DUMMY				723	830				613	823	
48	CMACC	12	CMACC	12			800	911	953			656	904	948
16	DUMMY		DUMMY			768	867				621	840		
S/I	S/I	S/I	S/I			S/I	S/I	S/I	S/I		S/I	S/I	S/I	S/I
10	CMACD	16	CMACD	16			850	944	954		S/I	774	897	912
48	CMAMC	12	DUMMY				789	910				683	899	
48	CMACC	12	DUMMY				749	859				617	850	
48			CMATD	16			700		954			630		912
48	CMABD	16	DUMMY				783	1005				695	948	
48	CMACC	12	CMATCC	12			807	910	953			728	900	944
48	CMAED	16	CMAED	16			850	939	955			787	892	912
12	CMACC	12	CMACC	12			918	963	1010			904	944	985
32	CBATC	12	CBATC	12			735	831	873			573	825	865
48	CMACC	12	DUMMY				810	910				659	901	
48	CMAMC	12	CMAMC	12			632	851	893			739	859	903
16	CMACC	12	CMACC	12			520	953	1000				960	1006
16	CMACC	12	CMACC	12			500	973	1020					
32	CBATD	16	DK-DUMMY				850	1000				666	873	
16	CBAEC	12	CBAEC	12				953	1000				911	941
48	CMATD	16	CMATD	16			850	962	990			686	906	935
12	CBACC	12	DUMMY			807.1	867.6	977			775	856	956.1	
S/I	CBAWD	S/I	DK-DUMMY				850	1050				694	1000	
32	CBAMB	10	DUMMY				775	910				594	896	
48	RD-DUMMY		CMATD	16			792		953			953		942
48	RD-DUMMY		RD-DUMMY				850					565		
S/I	S/I	S/I	S/I	S/I			S/I	S/I	S/I			S/I	S/I	S/I
	PMABD	48	CMABB	16				840	1020				708	965
48	CMATD	16	RD-DUMMY				850	1020				675	985	
48	CMATD	16	RD-DUMMY				800	960				693	913	
48	CMACC	12	RD-DUMMY				797	911				647	797	
48	CMATD	16	RD-DUMMY				850	1000				695	965	
12	J-40	12	J-40	12	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I
48	CMAEC	16	DUMMY				850	1000				713	963	
48	CMATD	16	RD-DUMMY				810	910				600	900	
	CMAWD		DUMMY				840	1050				739	994	
48	CMATD	16	CMATD	16			870	940	1000			615		
48	CMATD	16	CMATD	16			660	950	1000			850	950	960
36	CMATD	16	CMATD	16			860	950	1000			670		
48	CMACC	12	CMACC	12			923	1016	1022			751	1005	1018
48	DUMMY		DUMMY				804					646		

48	CMAED	16	CMAED	16			S/I	S/I	S/I			S/I	S/I	
48	CMATD	16	CMATD	16										
48	CMACC	12	CMACC	12			803	909	953			673	899	942
48	CMAED	16	CMAED	16			880	953	973			787	906	929
	CMATD		RD-DUMMY				720	1000				601	947	
48	CMATC	12	CMATC	12			778	911	953			650	906	948
12	CMATC	16	DUMMY				870	1050				770	1020	
48	DUMMY		DUMMY				869					697		
48	CMATD	16	CMATD	16			898	1005	1050			898	1005	1050
48	CMATC	12	DUMMY	12			787	911	S/I			726	938	
16	CMABC	12	DUMMY				750	1000				673	935	
32	DUMMY		DUMMY				743					594		
48	CMATD	16	CMATD	16			850	1000	S/I			593	S/I	S/I
48	CMATD	16	CMATD	16			880	973	1000			591	921	946
48	CMATD	16	CMATD	16										
48	CMATD	16	CMATD	16			866	975	1020			866	975	1020
48	RD-DUMMY		RD-DUMMY				804					639		
48	CMATD	16	CMATD	16										
	PMCTD	48	CMATD	16				850	1000				648	957
	S/I		S/I				S/I	S/I	S/I			S/I	S/I	S/I
48	R-DUMMY	16	R-DUMMY	16			800	980	995			745	935	950
48	CMATD	16	RD-DUMMY				840	1015				685	962	
48	CMATD	16	CMATD	16			S/I	S/I	S/I			S/I	S/I	S/I
32	CBATC	12	CBATC	12			752	859	903			752	850	894
	CMATD		CMATD				667	935	1012			850	960	1060
48	CMATD	16	CMATD	16			850	935	980			680	S/I	S/I
48	CMAMD	16	CMAMD	16			795	910	953			647	889	933
12	CMACD	16	CMACD	16			S/I	954	999			S/I	S/I	S/I
48	CMACD	16	CMACD	16			801	921	963			659	909	952
48	CMACD	16	CMACD	16			801	921	963			659	909	952
48	CMATD	16	DUMMY				850	799				709	929	
48	CMATD	16	DUMMY				804	910				649	899	
48	CMACD	16	CMACD	16			811	910	953			665	889	945
48	CMACD	16	CMACD	16			798	911	953			657	894	944
48	CMAED	16	RD-DUMMY				910	1020				S/I	S/I	
48	CMATD	16	CMATD	16			S/I	S/I	S/I			S/I	S/I	S/I
48	CMATC	12	RD-DUMMY				800	970				654	933	
S/I	S/I	S/I	S/I	S/I			S/I	S/I	S/I			S/I	S/I	S/I
48	CMATD	16	DUMMY				870	1010				580		
	CMATD	16	RD-DUMMY				850	1023				656	972	
48	CMATD	16	CMATD	16			S/I	S/I	S/I			S/I	S/I	S/I

48	CMATD	16	CMATD	16		S/I	S/I	S/I	S/I		S/I	S/I	S/I	S/I
48	CMAMD	16	CMAMD	16			804	910	4			655	891	934
	DUMMY		DUMMY											
	CBABD		CBABD			874		984	1030					
48	CMATD	16	RD-DUMMY				804	910				683	891	
	CBAMB		CBAMB											
12	CMATC	12	PACK OFF	2-7/8"			985	910					891	
	CMACC		CMACC											
16	CMAMC	12	CMAMC	12				880	990				860	960

	DUMMY		DUMMY											
32	CBATD	12	DUMMY				802	1050				622	1002	
32	CBATD	16	CBATD	16			870	965	1022			600	835	872
48	CMATD	16	CMATD	16			850	1020				665	952	
32	CBACD	16	DUMMY				803	909				654	864	
							876	904	950					
32	CBABD	16	DUMMY				850	1005				670	878	
16	CBABD	16	CBABD	16			820	930	974	1020				
16	CBABD	16	CBABD	16				900	1055	1100				
	CBAWC		CBAWD				830	1007	1050			800	968	950
16	CBACD	16	CBACD	16	756	848	959	1004	1050					
	CBATD	16	DUMMY	16		855		955	1035		835		875	910

PROF DE VALVULA (Ipc)					VOL. GAS LIFT REQUERIDO
5	4	3	2	1	
		5209	3831	2031	400
					654.24
		4797	4413	2446	350.00
	5586	4623	3419	1855	600.00
	S/I	4970	3528	1859	310.00
		5436	3960	2173	250.77
		5372	3792	2029	300.00
		4884	3492	1874	400.00
		5508	3913	2101	312.38
		5582	3923	2074	400.00
		5460	3843	2070	350.00
		5341	3783	2005	250.00
	5246	4516	3416	1977	300.00
		5286	4367	2289	400.00
		5384	3942	2054	300.00
					140.22
		5213	3761	1933	200.00
		5254	3802	2063	400.00
		5450	4147	2451	300.00
		4992	3502	1882	439.39

		4650	3674	2124	300.00	
		4382	3223	1761	526.12	
	5298	4516	3485	2083	400.00	
	5325	5222	4357	2485	350.00	
		5360	3936	2031	300.00	
	5021	4981	4613	2431	450.00	
					160.20	
		4782	4103	2389	250.00	
	S/I	S/I	S/I	S/I	200.00	
			4748	2665	404.99	
		5066	3590	1896	179.07	
		4942	3257	1892	300.00	
	5449	5384	5241	4549	2447	360.00
		4980	3515	1853	290.98	
		5355	3988	2200	700.00	
					350.00	
		5252	3691	1957	285.00	
		5451	4236	2392	680.00	
		5492	3788	1976	320.00	
		4895	3504	1878	602.39	
		5220	3679	1923	136.17	
		5384	3796	1999	493.23	
		4867	3719	2105	330.26	
		5363	4148	2542	320.00	
		5333	3736	1982	380.00	

5445	5334	5242	4683	2447	400.00
					206.40
		5247	3730	2011	380.00
					258.00
		5051	3558	1867	650.00
		5136	3616	1939	263.25
					214.00
		5065	3588	1917	300.00
5475	5385	5300	4516	2440	400.00
		5323	3763	2013	200.00
					686.95
		4907	4085	2391	300.00
5362	5302	5159	4762	2558	342.23
5344	5205	5081	4608	2444	300.00
		4965	3578	1921	300.00
		5467	3902	2115	600.00
		5158	4362	2487	490.00
		5226	4373	2495	380.18
	5127	4948	4414	2427	240.94
		4629	4033	2393	371.00
		5154	4387	2333	470.00
		5122	4367	2424	142.33
			4485	2560	240.00
S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	500.00
5225	5110	4901	3496	1840	180.00
		5184	4174	2570	350.00

		5333	4213	2273	
		5276	4814	2434	470.00
	4866	4852	3626	1961	400.00
		5053	4712	2429	250.00
		4943	4571	2420	300.00
					585.20
		5242	3729	2009	250.00
		5137	3683	1949	350.00
		5139	4307	2310	338.00
		5139	4307	2310	400.00
		5250	3723	1952	345.26
		5216	3697	1963	450.00
		5031	3919	2471	400.00
		5120	4255	2498	450.00
		5032	3538	1886	208.78
		5383	3759	2008	300.00
		5114	3599	1939	217.34
		5361	4486	2468	350.00
		5148	3729	2034	350.12
		4735	3424	1832	150.00
		5354	3718	1977	360.00
					253.65

		5228	3672	1954	412.43
					458.06
					340.00
		5225	3668	1951	550.00
		4044	3097	1721	187.83
	4581	4046	3106	1784	250.00
		5219	3694	1946	300.00
	4522	4118	3225	1864	600.00
					243.00
			3636	1921	
			3577	1869	210.00
					209.00
					644.99
					157.00
		4461	3166	1682	70.00
					668.80
		4560	3231	1746	391.46
		4533	3289	1770	550.00
			3589	1850	269.84

		3804	3003	1720	416.24
		5119	3757	1971	250.00
		5063	3601	1922	318.91
		5319	3742	1982	360.00
		5120	3626	1920	300.00
		5111	3627	1863	320.00
		4903	3450	1840	381.02
					200.00
		4698	3649	2007	250.00
	4802	4412	3482	2062	250.00
					506.98
					569.76
					243.14
					300.00
4857	4403	3950	3136	1828	230.00
	4641	4141	3247	1890	450.00
	4656	4281	3317	1865	340.00
					400.00
	4600	4400	3481	2028	365

INVENTARIO DE VALVULAS DE GAS LIFT

TPO DE VALVU	TAMAÑO	CONDICIÓN	CANTIDAD	FECHA DE INSPECCIÓN
Orificio	1,5"	Completa	2	20-06-2017
Dummy	1,5"	Completa	2	20-06-2017
Calibradas	1,5"	Completa	6	20-06-2017
Piloto	1,5"	Completa	8	20-06-2017
Dummy	1"	Completa	1	20-06-2017
Orificio	1,5"	Medio Cuerpo	5	20-06-2017
Calibradas	1,5"	Medio Cuerpo	2	20-06-2017
Piloto	1,5"	Medio Cuerpo	1	20-06-2017
Latch	1,5"	Medio Cuerpo	5	20-06-2017
Dummy	1"	o Cuerpo (Sin L	1	20-06-2017
Calibradas	1,5"	Inservible	1	20-06-2017
Piloto	1,5"	Inservible	1	20-06-2017
Calibradas	1,5"	ible - Medio C	1	20-06-2017
Latch	1,5"	Inservible	1	20-06-2017
Calibradas	1"	Inservible	4	20-06-2017

Figura B.3 Inventario de válvulas del sistema de LAG. [Fuente: PDVSA Lagopetrol, 2017]

APÉNDICE C

**DISEÑO PARA LA FABRICACION DE VALVULA ORIFICIO 1 ½
PULGADA**

PLANOS DE LA VALVULA ORIFICIO 1 ½ PULGADA

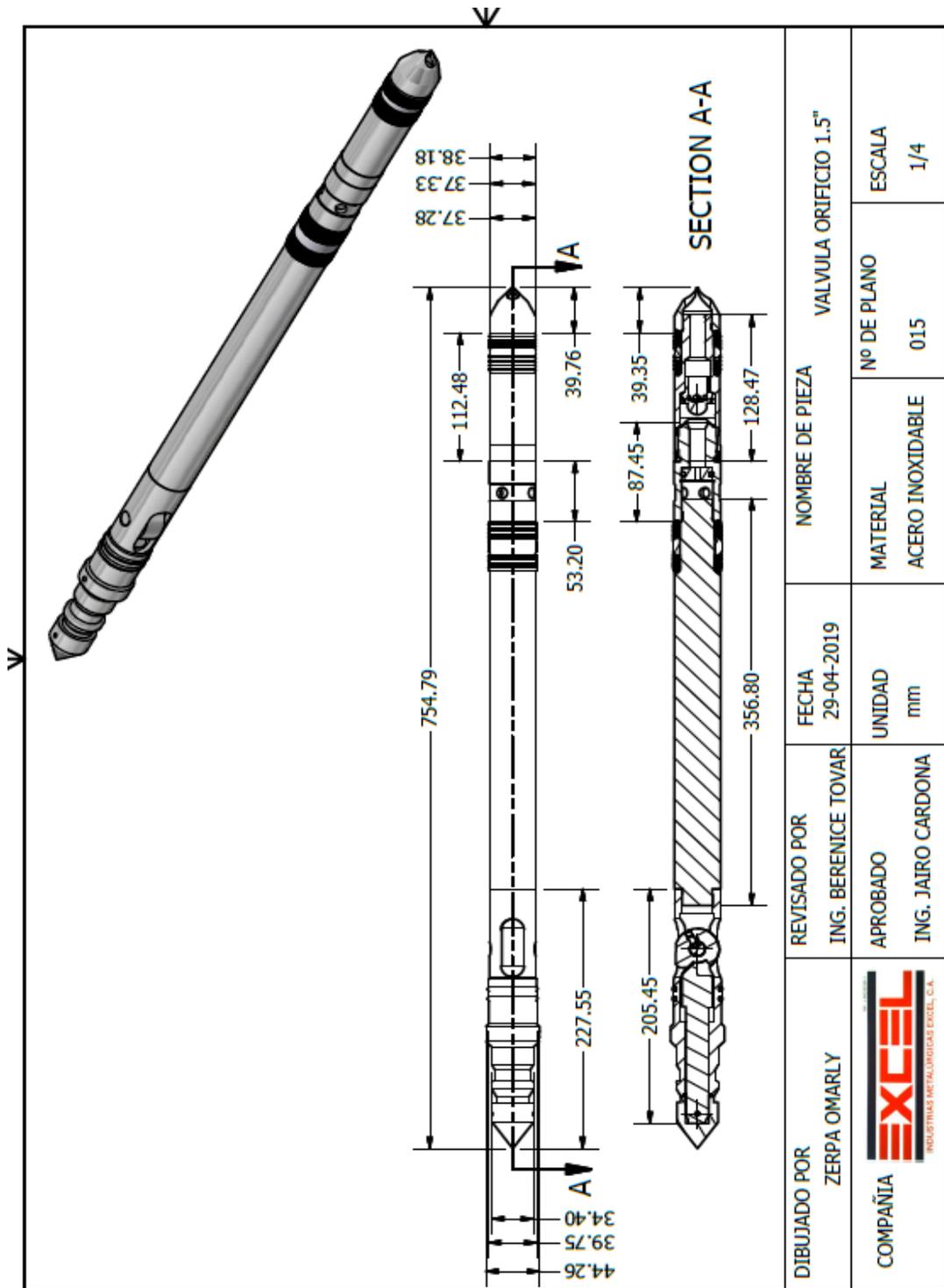


Figura C. 1. Valvula Orificio 1 1/2 pulg. [Fuente: Autodesk Inventor Professional, 2018]

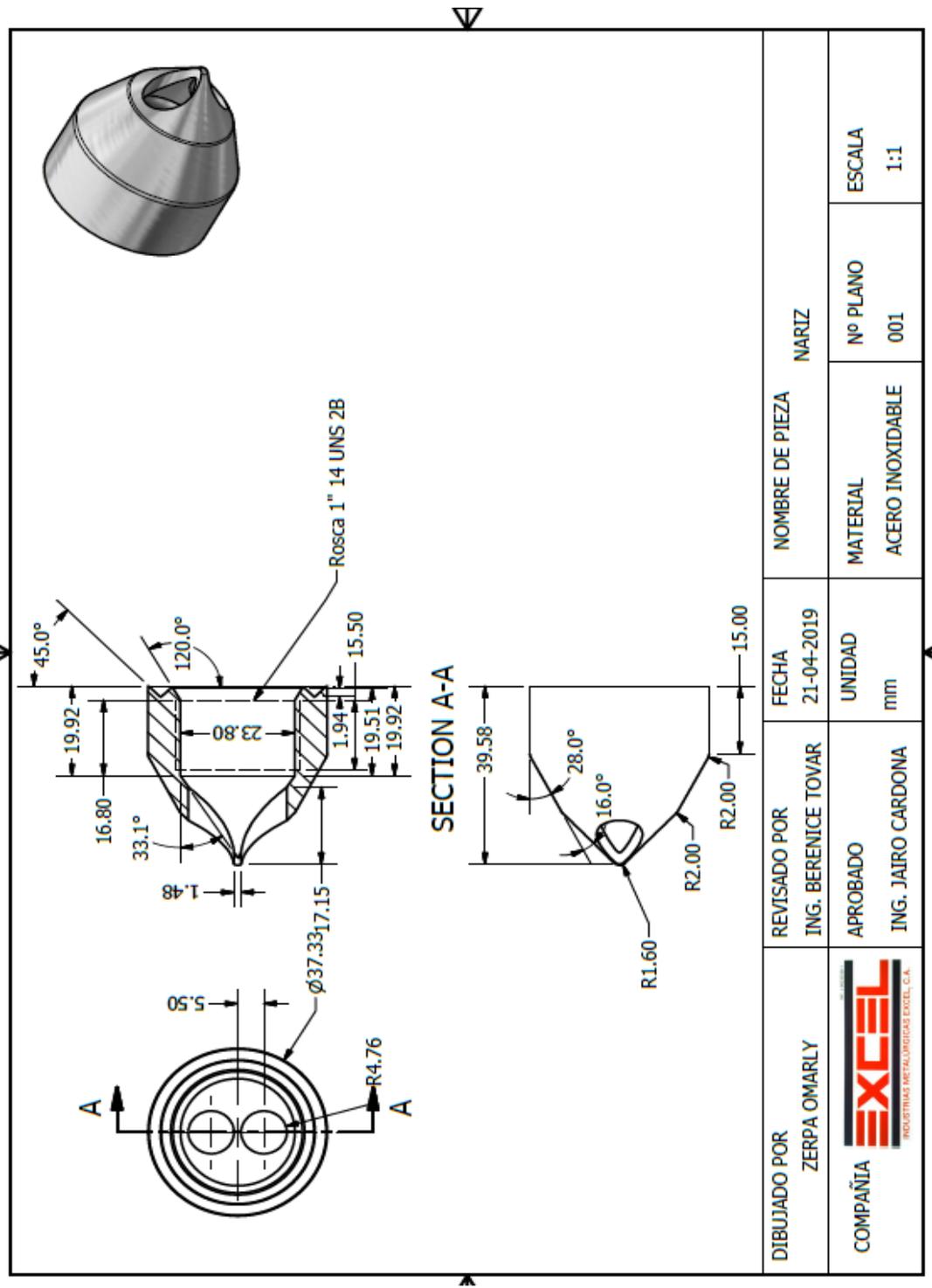


Figura C. 2. Plano de la Nariz de la Valvula Orificio. [Fuente: Autodesk Inventor Professional, 2018]

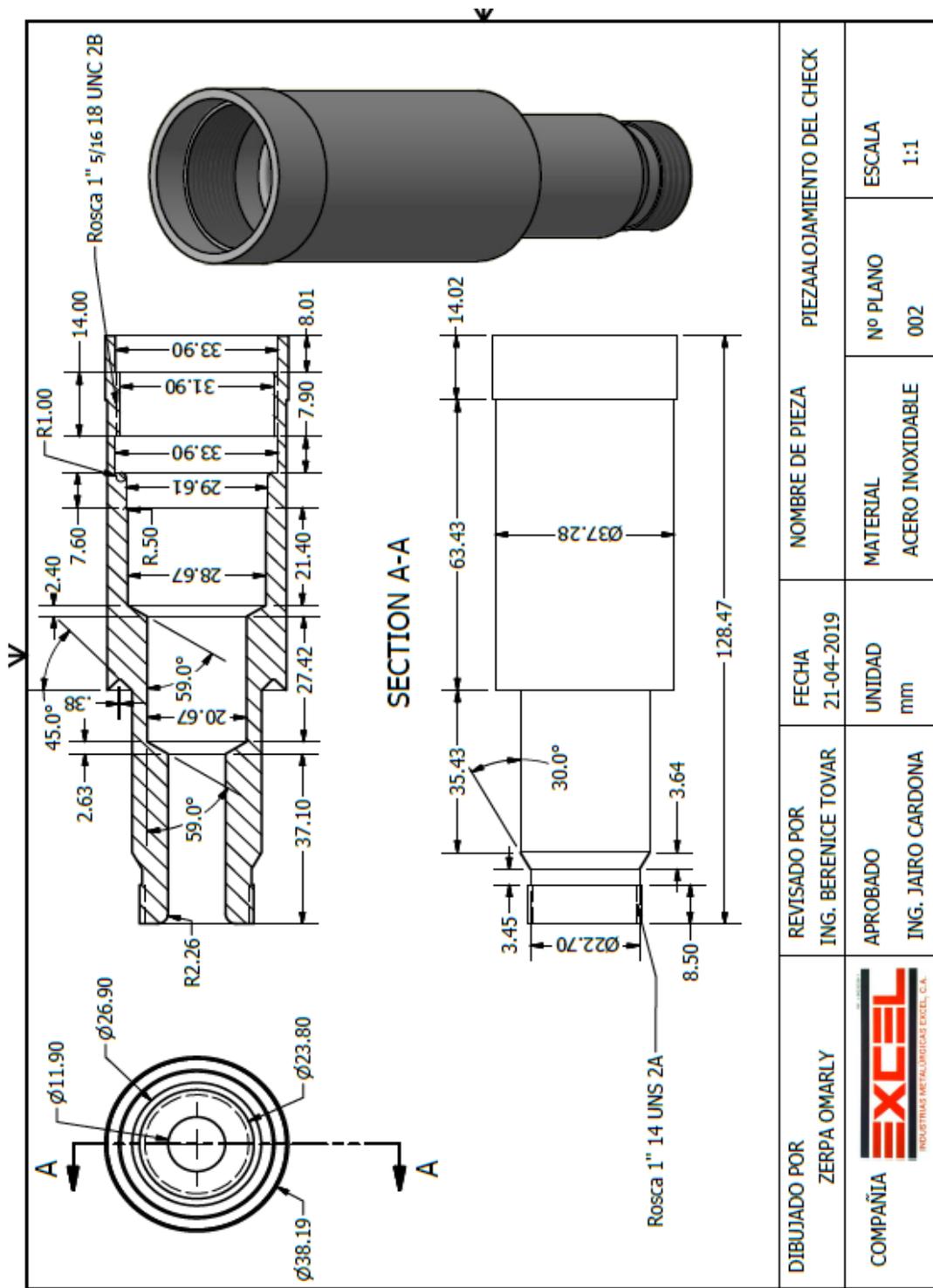


Figura C. 3. Pieza de acero inoxidable donde se aloja el check de la Valvula Orificio.
[Fuente: Autodesk Inventor Professional, 2018]

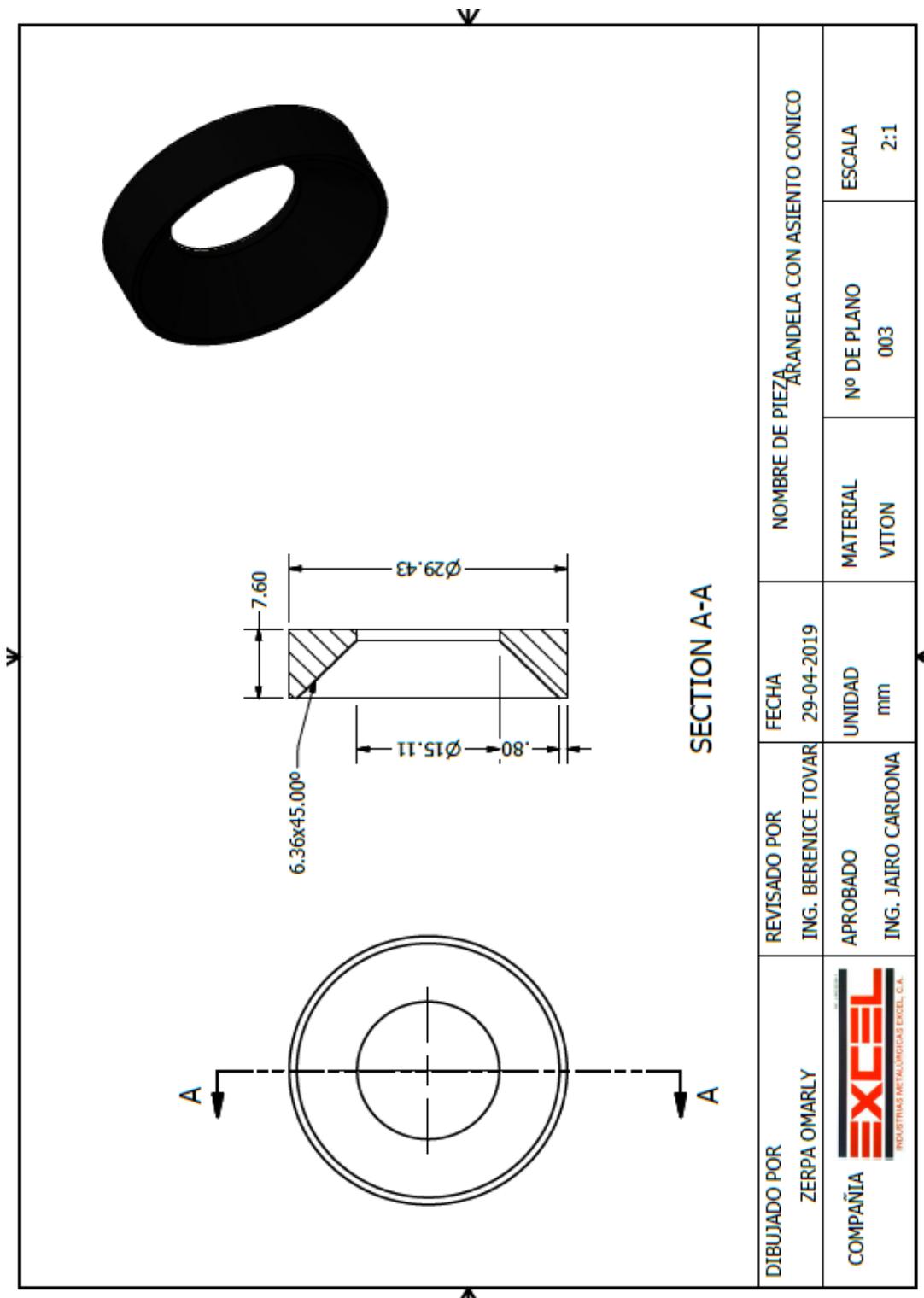


Figura C. 4. Arandela de asiento cónico de Viton de la Valvula Orificio. [Fuente: Autodesk Inventor Professional, 2018]

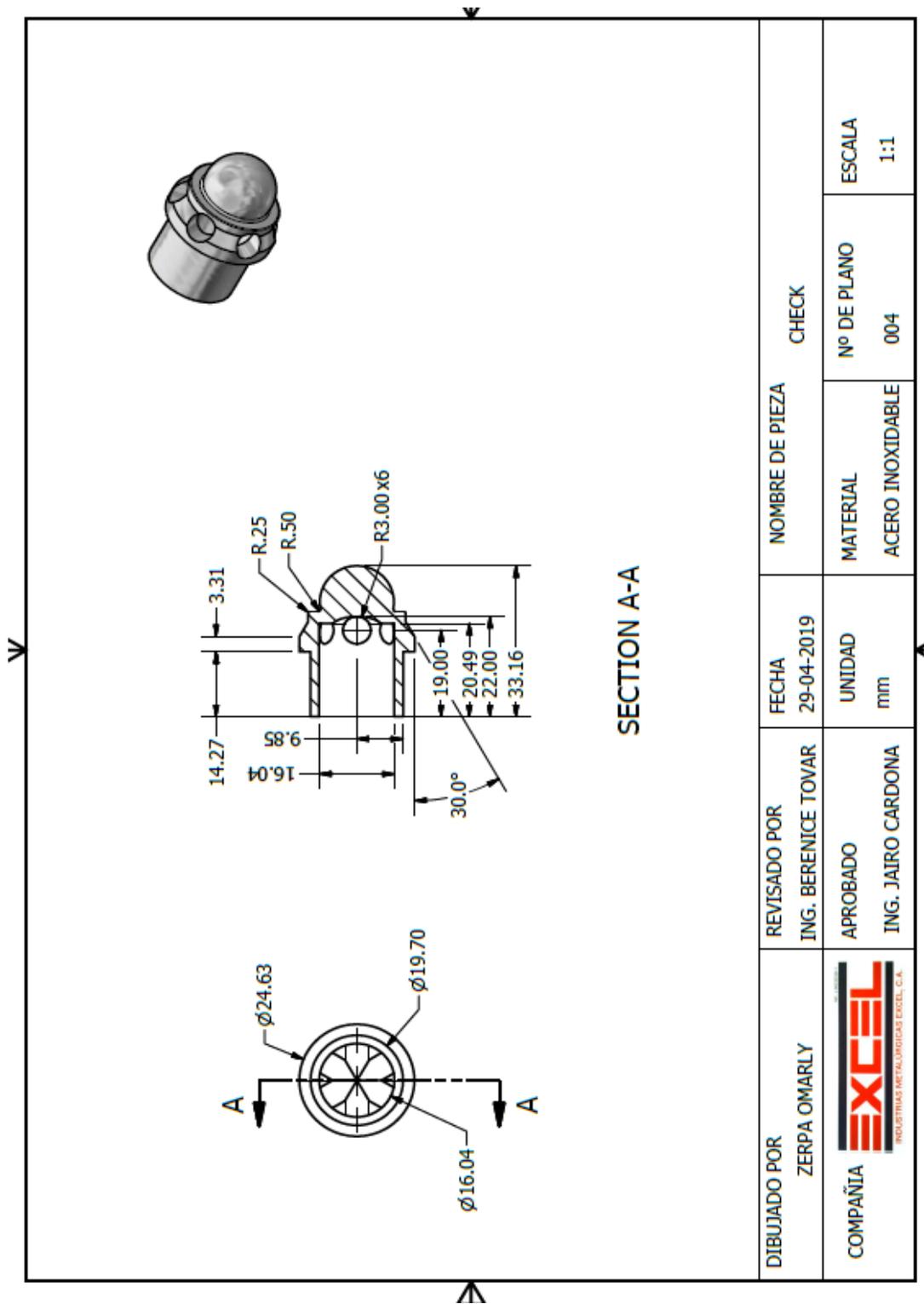


Figura C. 5. Check de la Valvula Orificio. [Fuente: Autodesk Inventor Professional, 2018]

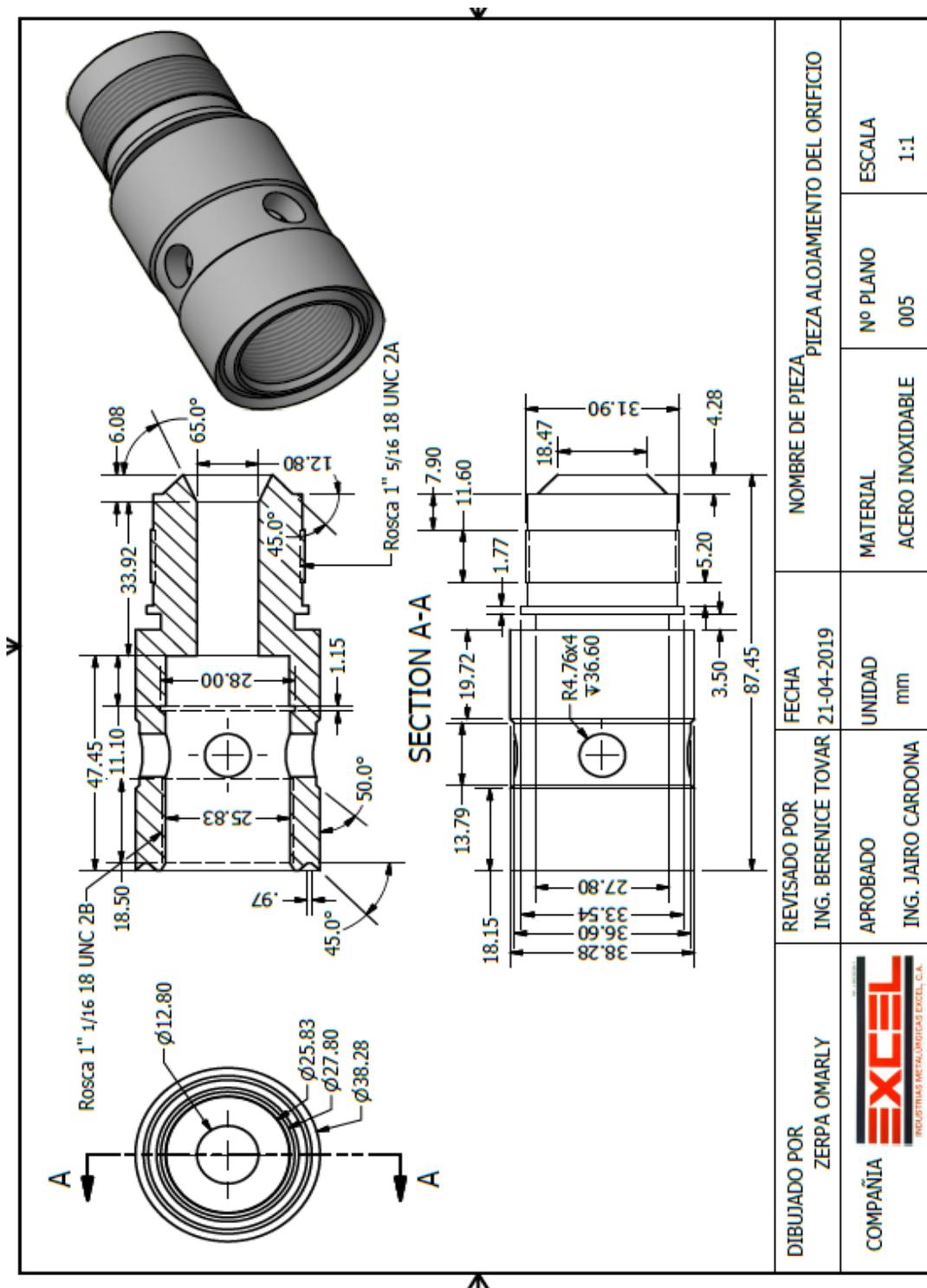


Figura C. 6. Pieza de acero inoxidable donde se aloja el asiento de la Valvula. [Fuente: Autodesk Inventor Professional, 2018]

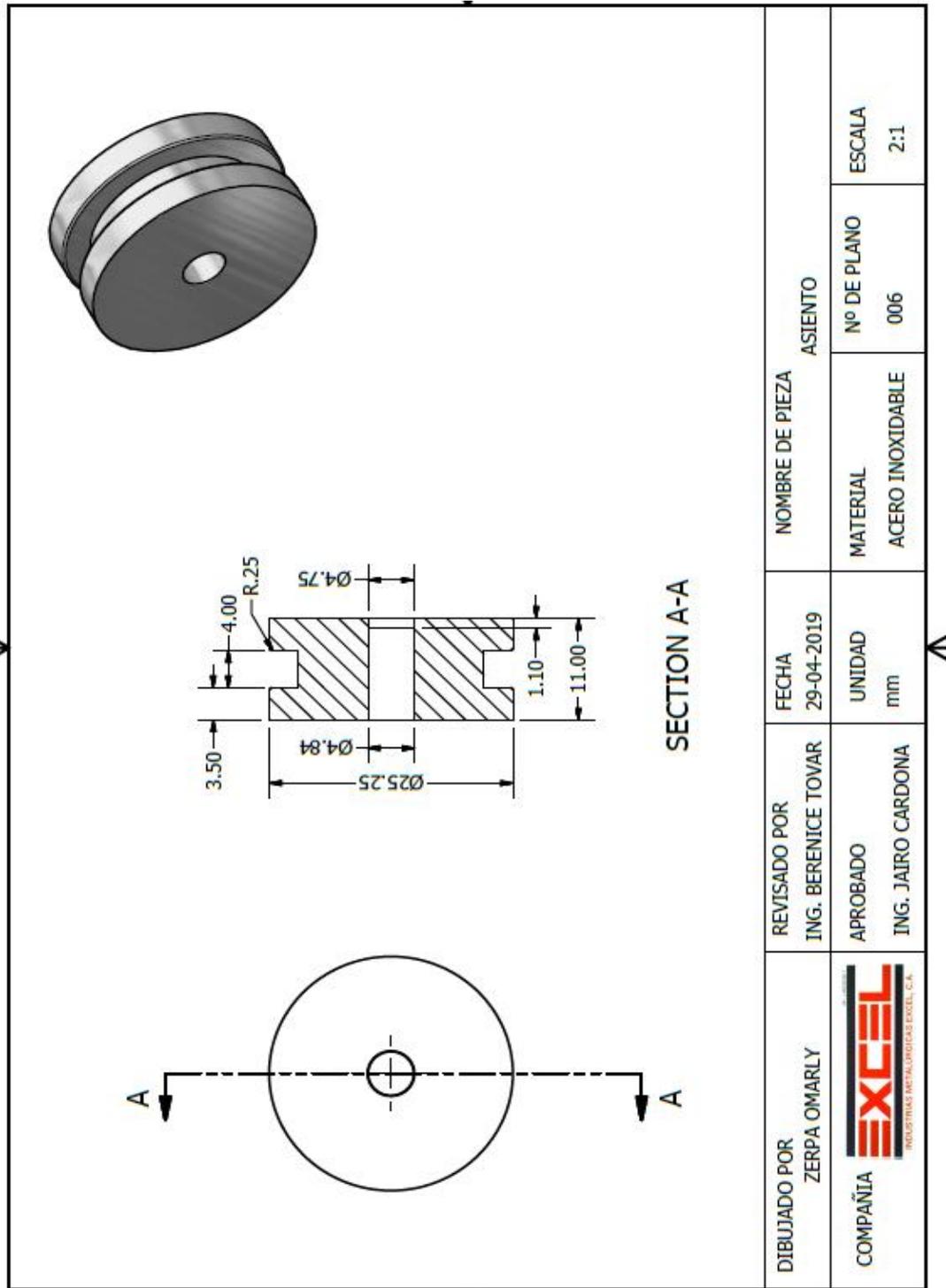


Figura C. 7. Asiento de la Valvula orificio. [Fuente: Autodesk Inventor Professional, 2018]

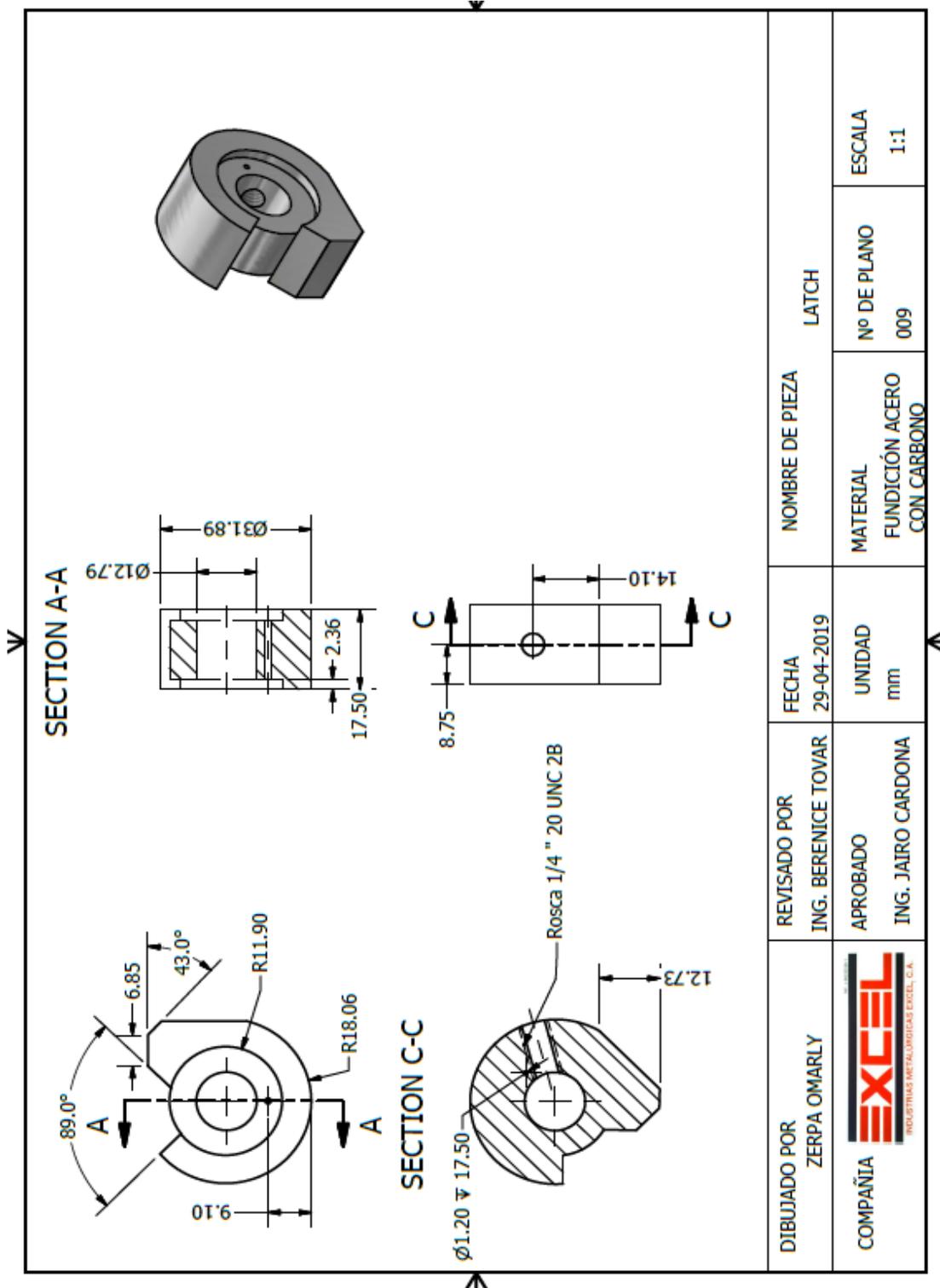


Figura C. 10. Latch de la Valvula Orificio. [Fuente: Autodesk Inventor Professional, 2018]

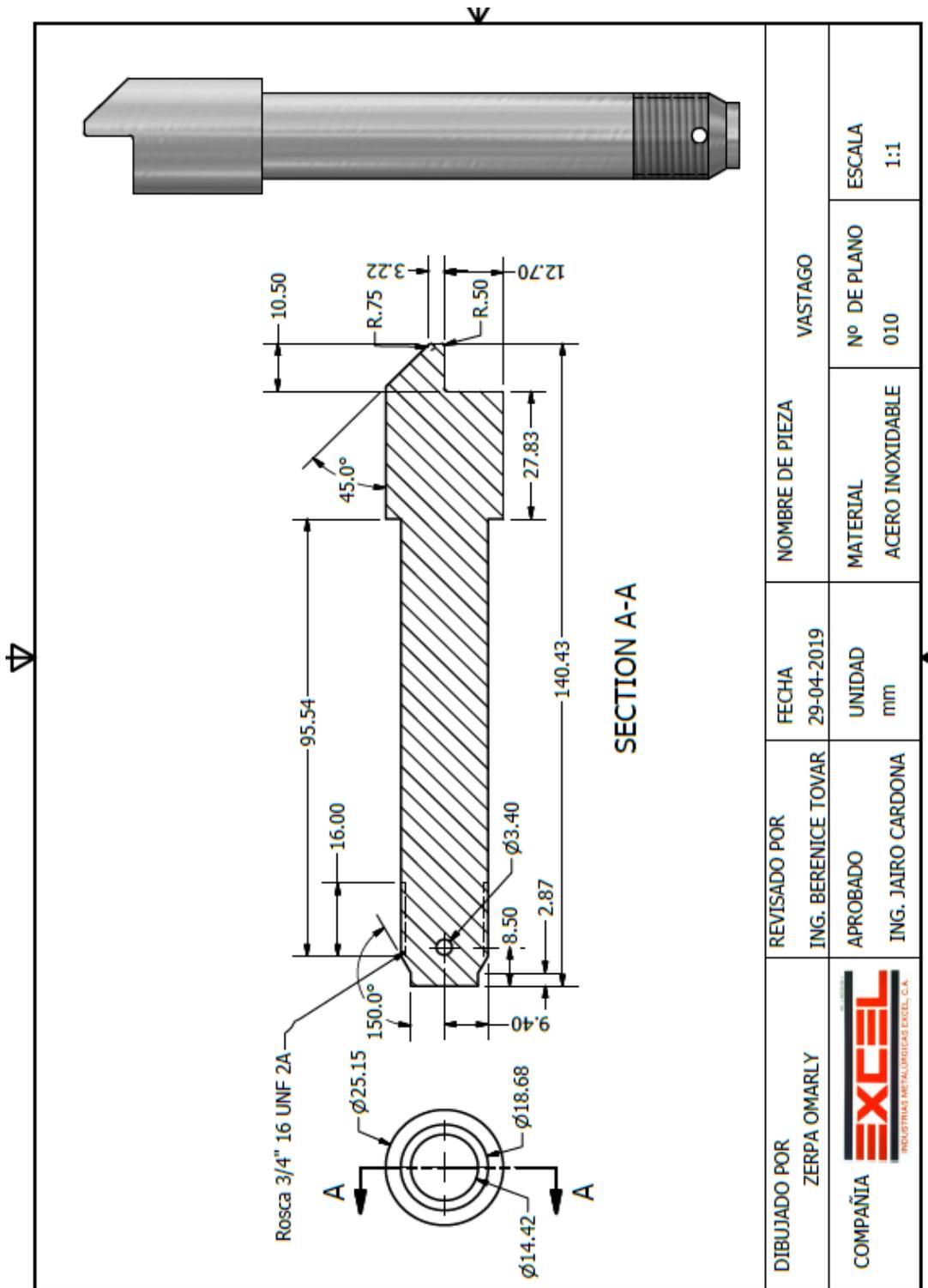


Figura C. 11. Vástago del Latch de la Válvula Orificio. [Fuente: Autodesk Inventor Professional, 2018]

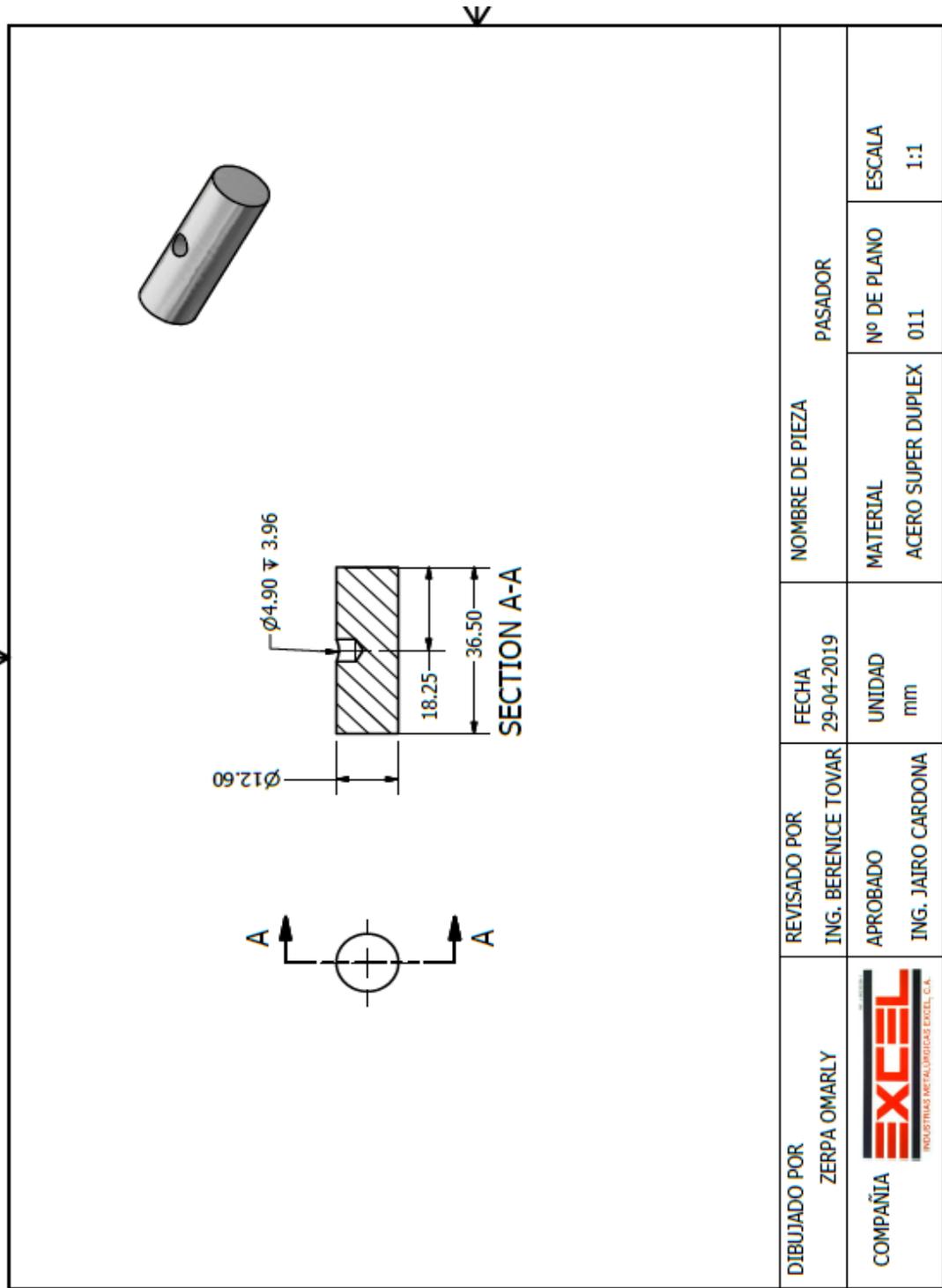


Figura C. 12. Pasador del Latch de la Valvula Orificio. [Fuente: Autodesk Inventor Professional, 2018]

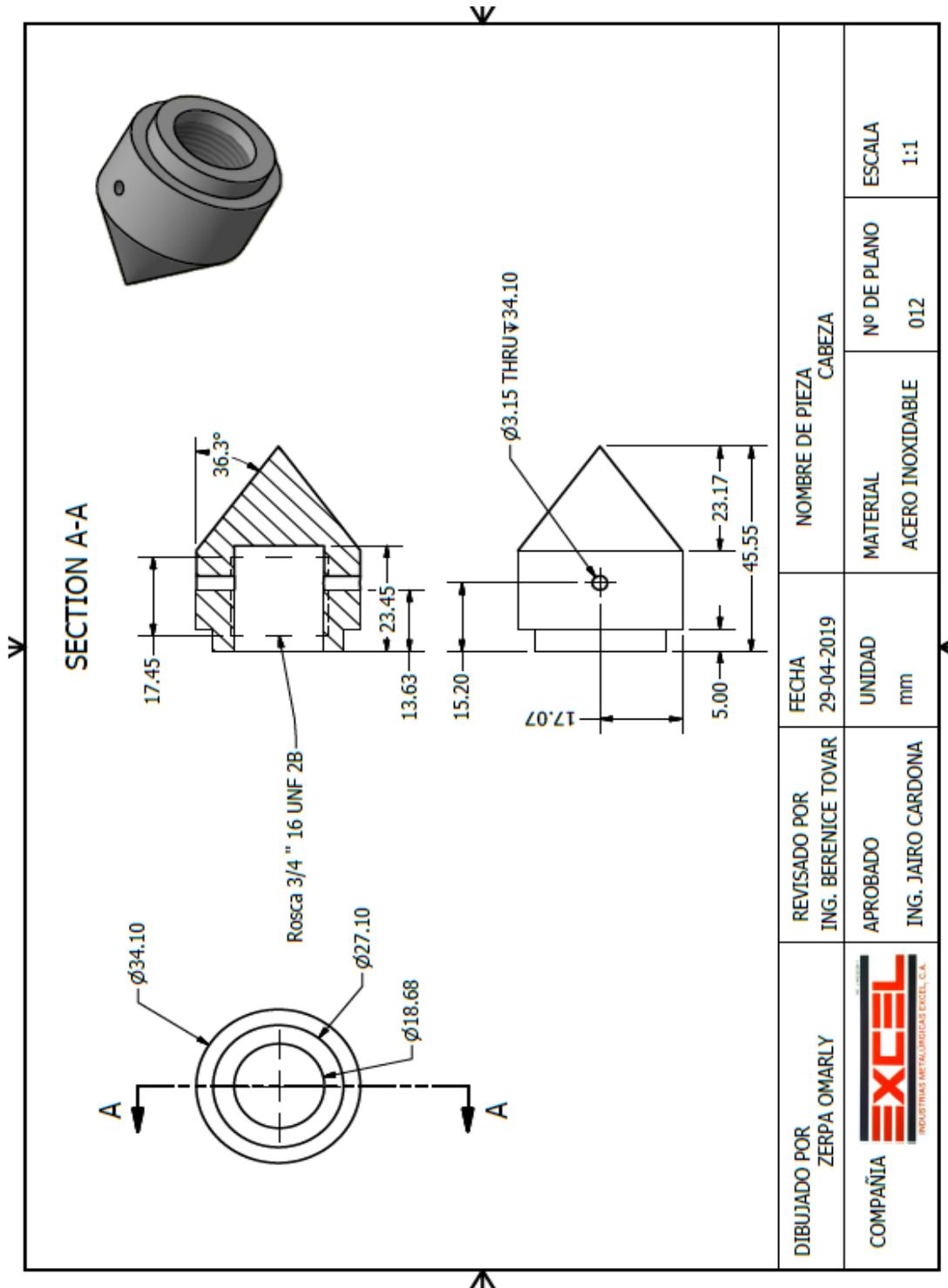


Figura C. 13. Cabeza de la Valvula Orificio. [Fuente: Autodesk Inventor Professional, 2018]

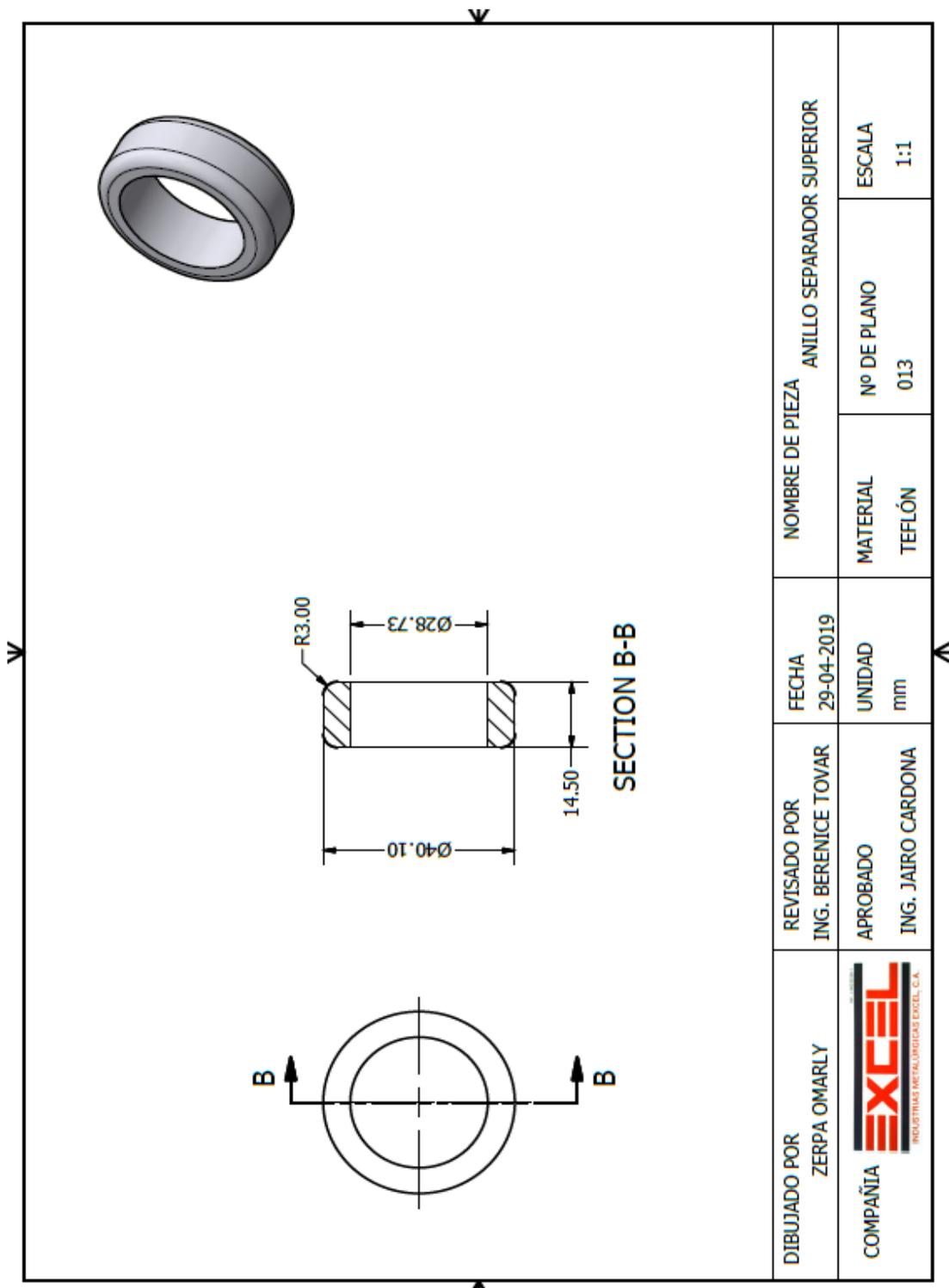


Figura C. 14. Anillo Separador Superior. [Fuente: Autodesk Inventor Professional, 2018]

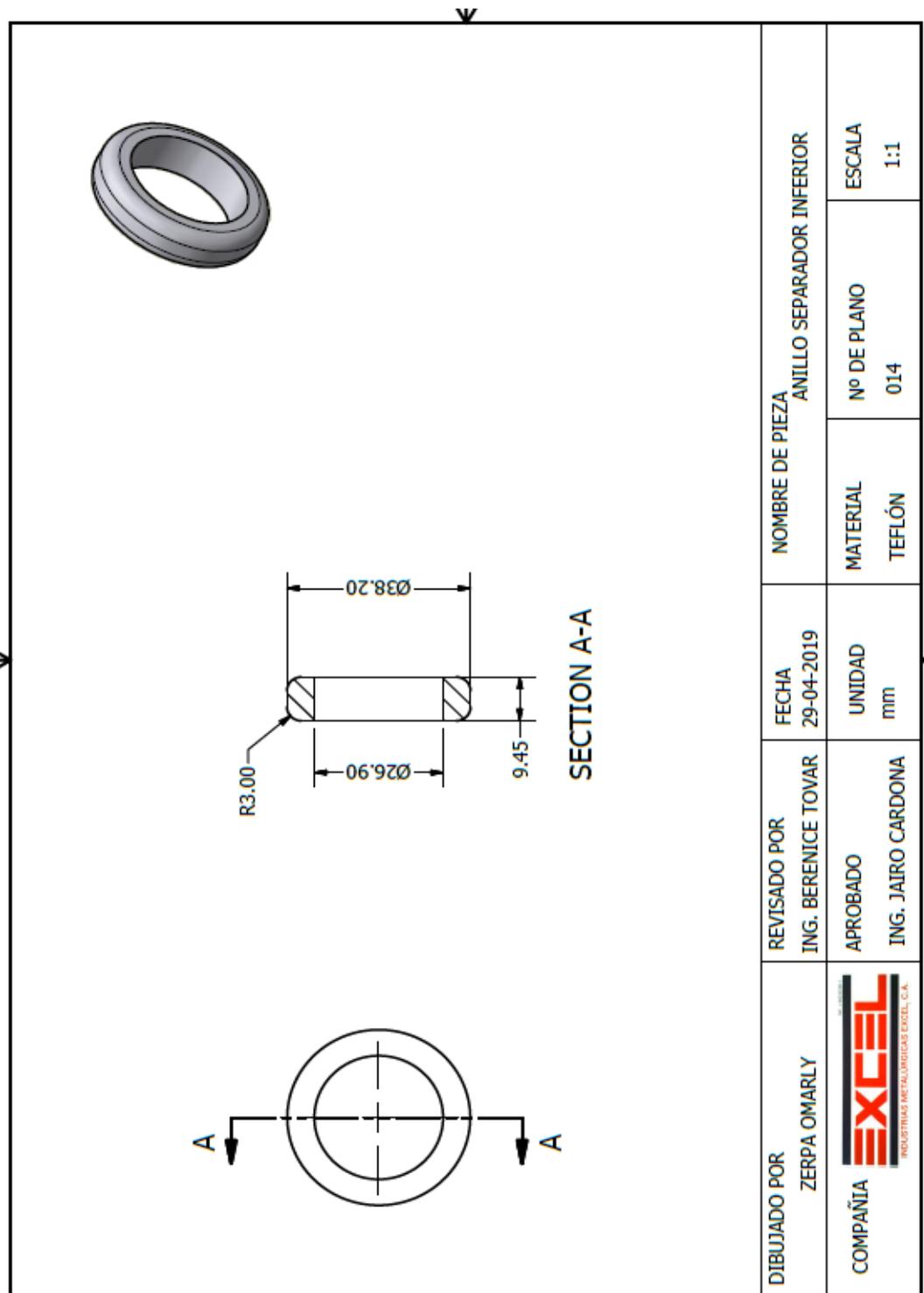


Figura C. 15. Anillo Separador Inferior. [Fuente: Autodesk Inventor Professional, 2018]

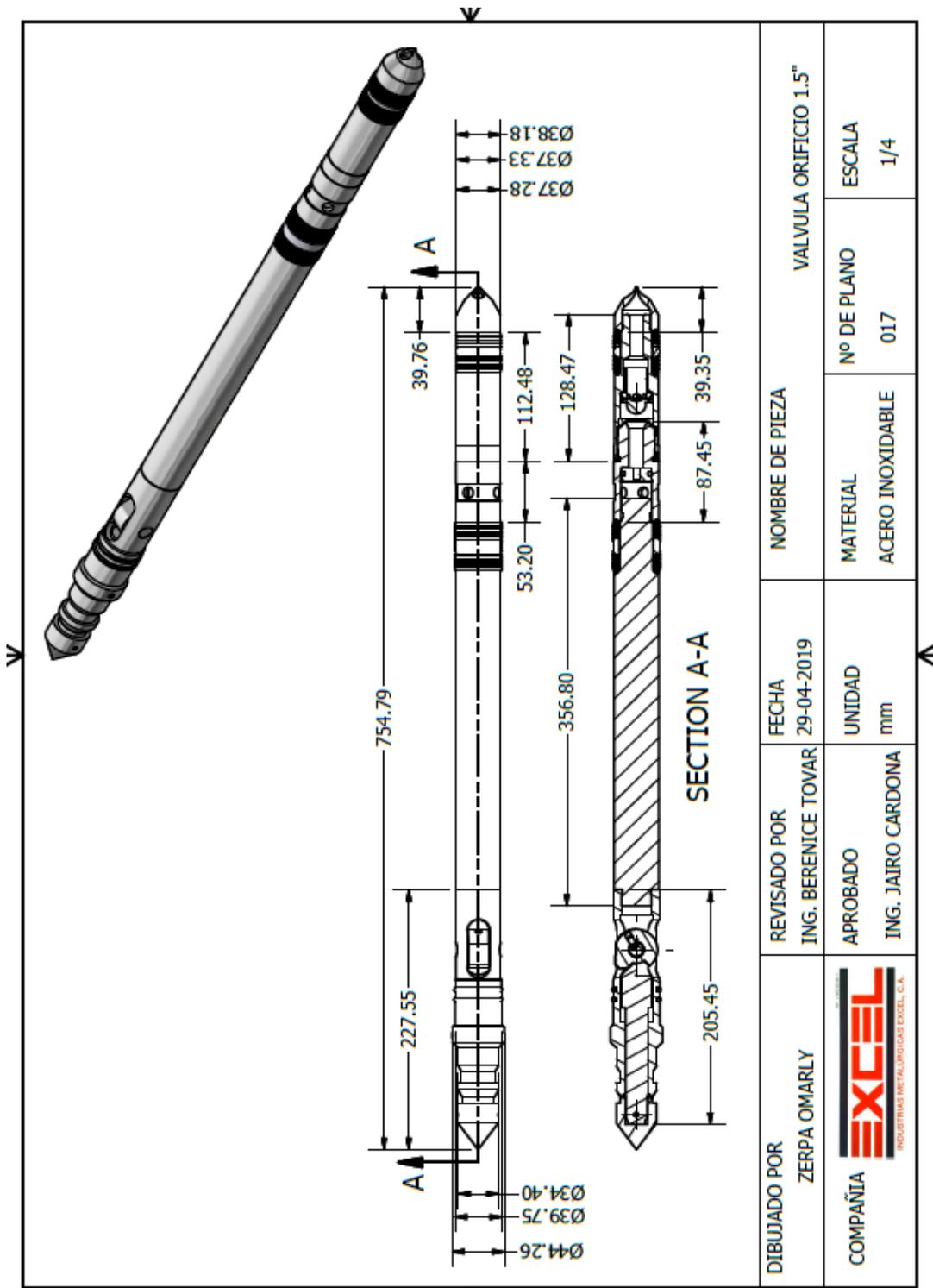


Figura C. 16. Valvula Orificio con check modificado. [Fuente: Autodesk Inventor Professional, 2018]

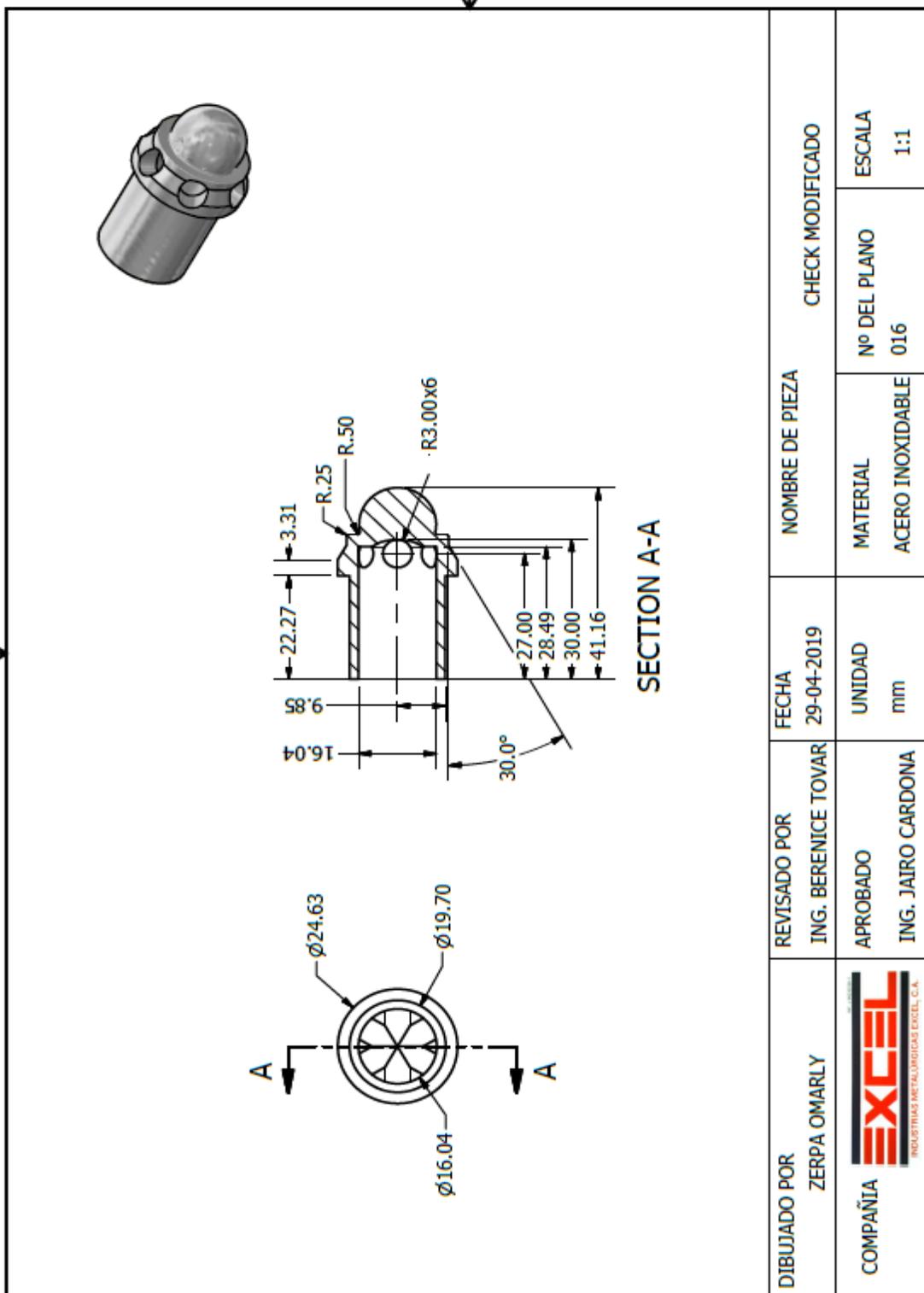


Figura C. 17. Check modificada de la Valvula Orificio. [Fuente: Autodesk Inventor Professional, 2018]

Columna1 ITEM	Columna2 DESCRIPCION	Columna3 CANTIDAD	Columna4 MATERIAL	Columna5 COSTO PIEZA FABRICACION	Columna6 COSTO PIEZA FABRICACION EN \$
1	PIEZA 2.1	1.00	ACERO INOXIDABLE AISI 316	Bk. F. 7,265,632.41	1,231.46
2	PIEZA 2.2	1.00	ACERO INOXIDABLE AISI 316	Bk. F. 7,774,475.52	1,317.71
3	PIEZA 4.1 CANDADO	1.00	ACERO INOXIDABLE AISI 316	Bk. F. 1,375,591.98	233.15
4	PIEZA ACERO 4.1	1.00	ACERO INOXIDABLE AISI 316	Bk. F. 14,923,983.96	2,529.49
5	PIEZA DE ACERO EN 2.2 POLEA	1.00	ACERO INOXIDABLE AISI 316	Bk. F. 743,716.79	126.05
6	PIEZA FUNDIDA 4.2	1.00	FUNDICION ACERO AL CARBONO	Bk. F. 1,125,409.44	190.75
7	PIEZA MACIZA 3	1.00	ACERO INOXIDABLE AISI 316	Bk. F. 1,348,114.11	228.49
8	VALVULA CHEK	1.00	ACERO INOXIDABLE AISI 316	Bk. F. 1,241,992.03	210.51
9	CABEZA DE VALVULA	1.00	ACERO INOXIDABLE AISI 316	Bk. F. 1,065,796.44	180.64
10	NARIZ	1.00	ACERO INOXIDABLE AISI 316	Bk. F. 11,918,016.14	1,867.46
11	PASADOR EN PIEZA 4.2	1.00	ACERO INOXIDABLE AISI 410	Bk. F. 1,000,549.99	179.75
12	PIEZA DE ACERO 2 INTERNA EN 2.2	1.00	ACERO INOXIDABLE AISI 316	Bk. F. 750,133.26	127.14
13	ELASTOMERO GOMA EN 2.1	1.00	VTION	Bk. F. 806,791.32	136.74
14	TEFLON EN 1 EN PIEZA 3	1.00	TEFLON	Bk. F. 901,557.90	152.81
15	TEFLON EN 2 EN PIEZA 2.1	1.00	TEFLON	Bk. F. 702,813.06	119.12

TOTAL FABRICACION DE PIEZAS EN ACERO 316 MECANIZADO

PARA VALVULA ORIFICIO

Bk. F. 52,104,574.35

\$8,831.28

Tabla C.4. Presupuesto 1 de materiales a utilizar para la fabricación de la válvula orificio 1 ½ pulgada. [Fuente: Empresa Metalúrgica EXCEL]

ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	MATERIAL	COSTO PIEZA FABRICACION	COSTO PIEZA FABRICACION EN \$
1	PIEZA 2.1	1.00	ACERO INOXIDABLE AISI SERIE 410	Bs F. 7776,690.57	1,318.08
2	PIEZA 2.2	1.00	ACERO INOXIDABLE AISI SERIE 410	Bs F. 8,115,180.96	1,275.45
3	PIEZA 4.1 CANDADO	1.00	ACERO INOXIDABLE AISI SERIE 410	Bs F. 1,527,016.62	258.82
4	PIEZA ACERO 4.1	1.00	ACERO INOXIDABLE AISI SERIE 410	Bs F. 15,567,238.68	2,638.57
5	PIEZA DE ACERO EN 2.2 POLEA	1.00	ACERO INOXIDABLE AISI SERIE 410	Bs F. 781,572.95	132.47
6	PIEZA FUNDIDA 4.2	1.00	FUNDICION ACERO AL CARBONO	Bs F. 1,125,499.44	190.75
7	PIEZA MANGA 3	1.00	ACERO INOXIDABLE AISI SERIE 410	Bs F. 1,915,956.51	324.74
8	VALVULA CHEK	1.00	ACERO INOXIDABLE AISI SERIE 410	Bs F. 1,298,776.27	220.13
9	CABEZA DE VALVULA	1.00	ACERO INOXIDABLE AISI SERIE 410	Bs F. 1,168,486.84	196.68
10	NARIZ	1.00	ACERO INOXIDABLE AISI SERIE 410	Bs F. 11,112,856.54	1,883.59
11	PASADOR EN PIEZA 4.2	1.00	ACERO SUPER DUPLEX	Bs F. 1,128,575.62	191.25
12	PIEZA DE ACERO 2 INTERNA EN 2.2	1.00	ACERO INOXIDABLE AISI SERIE 410	Bs F. 844,773.66	143.18
13	ELASTOMERO GOMA EN 2.1	1.00	VITON	Bs F. 886,791.32	136.74
14	TEFLON EN 1 EN PIEZA 3	1.00	TEFLON	Bs F. 901,557.90	152.81
15	TEFLON EN 2 EN PIEZA 2.1	1.00	TEFLON	Bs F. 702,813.06	119.12

**TOTAL FABRICACION DE PIEZAS EN ACERO
PARA VALVULA ORIFICIO**

Bs F. 547,65,546.94 \$9,282.30

Tabla C.5. Presupuesto 2 de materiales a utilizar para la fabricación de la válvula orificio 1 ½ pulgada. [Fuente: Empresa Metalúrgica EXCEL]