

**ESTUDIO TÉCNICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE COMPRESOR DE
PALETAS EN LA RED DE GAS ANULARES - ZONA DISTRITO 3 EN EL
CAMPO LA CIRA-INFANTAS**

CAMILO ALBERTO MANRIQUE LOPEZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACION EN INGENIERIA DEL GAS
BUCARAMANGA**

2020

**ESTUDIO TÉCNICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE COMPRESOR DE
PALETAS EN LA RED DE GAS ANULARES - ZONA DISTRITO 3 EN EL
CAMPO LA CIRA-INFANTAS**

CAMILO ALBERTO MANRIQUE LÓPEZ

**Trabajo de Grado Presentado para optar al Título de Especialista en
Ingeniería del Gas**

Director

MANUEL ENRIQUE CABARCAS SIMANCA

Magister en Ingeniería Química

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACILTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACION EN INGENIERIA DEL GAS
BUCARAMANGA**

2020

DEDICATORIA

A Dios mi señor, que su voluntad me ha permitido este logro
A Papa Carlos que desde el cielo me acompaña todos los días
A mi Mama Stella de quien quisiera ser su gran Orgullo
A mi Hijo Juan Felipe Manrique quien es el motor de mi vida

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mi hijo Juan Felipe Manrique por ser el principal motivo para crecer y ser mejor persona.

Agradezco a mis compañeros de trabajo que me brindaron su ayuda, conocimiento, experiencia y de los cuales aprendo cada día.

Agradezco a mi Mama, Blanca Stella López por sus oraciones y bendiciones.

Agradezco Alejandra Berrio, quien me alentó para finalizar mi trabajo de grado, su compañía fue una bendición de Dios.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	16
1. MARCO TEORICO	17
1.1 ANTECEDENTES HISTÓRICOS DEL CAMPO.....	18
1.2 ANTECEDENTES HISTÓRICOS DE LA RED DE GAS DE ANULARES	19
1.3 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO.....	20
1.4 PLANTAS Y ESTACIONES	21
1.5 FILOSOFÍA DE PROCESO	22
1.5.1 Sección de prueba.....	25
1.5.2 Sección de recolección tratamiento y despacho petrolero.....	26
1.5.3 Sección de tratamiento y transferencia de agua.....	29
1.5.4 Sección de recuperación de residuos y aceites.....	30
1.5.5 Sección de tratamiento y transferencia de gas.....	31
2. CASO DE ESTUDIO.....	34
2.1 ALCANCE	34
2.2 IDENTIFICATION DE EQUIPOS	37
2.2.1 Separadores bifásicos V9107/12/13.....	37
2.2.1.1 Datos de diseño.....	38
2.2.1.2 Esquema de instrumentación y control del separador.....	39
2.2.2 Equipos en estación LCI3A.....	42
2.2.2.1 Botas de gas - V3401/02/03/04/05/06/07.....	42
2.2.2.2 Scruber de succión compresores K3991/3992.....	44
2.2.2.3 Compresores de gas K3991/3992	46
2.2.2.4 Depurador de gas -3501.....	50
2.2.2.5 Equipos de remoción de H ₂ S sulfatreat - V3505/3506	51
3. CONSTRUCCION Y MONTAJE DE COMPRESOR DE PALETAS K-3993	63
3.1 DEFINICIONES PRELIMINARES.....	63
3.1.1 Composición del gas de succión.....	64

3.1.2 Propiedades del gas de succión.....	65
3.2 CAUDALES DE GAS.....	65
3.3 DIMENSIONAMIENTO DEL EQUIPO.....	69
3.3.1 Calculo relación de compresión.....	70
3.3.2 Calculo presión etapa 1.....	70
3.3.3 Coeficiente Isentropico K	70
3.3.4 Calculo temperatura Etapa 1.....	70
3.3.5 Propiedades pseudocriticas.....	71
3.3.6 Temperatura pseudocritica.....	71
3.3.7 Presión pseudocritica.....	71
3.3.8 Temperatura pseudoreducidas succión y descarga.....	71
3.3.9 Presión pseudoreducidas succión y descarga.....	72
3.3.10 Factor de compresibilidad succión.....	72
3.3.11 Factor de compresibilidad descarga.....	72
3.3.12 Calculo de potencia de etapa del compresor.....	73
3.4 LOCALIZACIÓN DEL EQUIPO.....	73
3.5 CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO.....	75
3.5.1 Sistema de refrigeración del compresor.....	80
3.5.1.1 Requisito de flujo de refrigerante.....	80
3.5.1.2 Contaminantes del agua de refrigeración.....	80
3.5.2 Sistema de lubricación.....	81
3.5.3 Intercambiadores de calor de enfriadores de aire.....	82
3.6 OBRA CIVIL.....	83
3.6.1 Cimentación.....	83
3.7 OBRAS MECÁNICAS.....	89
3.7.1 Especificaciones.....	89
3.7.2 Piping Class.....	92
3.8 INSTRUMENTACIÓN.....	95
3.8.1 Filosofía de Procedo Compresor de Gas K-3993.....	95
3.8.2 Instrumentación y protecciones compresor de gas k-3993.....	100
3.8.3 Sistemas de agua de camisas y lubricación compresores.....	103
3.8.4 Overview.....	106
3.8.5 Pantalla de FirstOut.....	107

3.8.6 Pantallas de supervisión del compresor HY-BON K-3993.....	108
3.8.7 Instrumentos y alarmas del HY-BON K-3993.....	111
3.8.8 Matriz causa-efecto.....	112
3.8.9 Procedimiento de arranque del compresor K-3993.....	113
4. COSTOS DEL PROYECTO.....	115
5. CONCLUSIONES	117
BIBLIOGRAFÍA.....	119

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Localización del campo la Cira-Infantas	20
Figura 2. Localización de plantas y estaciones.....	21
Figura 3. Típico bipozo inyector	23
Figura 4. Manifold Típico.....	23
Figura 5. Típico cabeza de pozo productor.....	24
Figura 6. Red de gas en plataforma.....	24
Figura 7. Típico de serpentina	25
Figura 8. Diagrama sección de prueba.	26
Figura 9. Diagrama tratamiento de crudo.	27
Figura 10. Diagrama despacho de crudo	28
Figura 11. Diagrama trataminto de agua.	29
Figura 12. Diagrama transferencia de agua.....	30
Figura 13. Diagrama tratamiento de residuos y aceites.....	31
Figura 14. Diagrama depuración de gas.....	31
Figura 15. Diagrama tratamiento de gas.....	32
Figura 16. Diagrama transferencia de gas.....	32
Figura 17. Diagrama de tambor de tea	33
Figura 18. Diagrama de gas del campo LCI	34
Figura 19. Diagrama de gas zona Norte D3	35
Figura 20. Esquema de estaciones y equipos	36
Figura 21. Esquema de boquillas separador bifásico	39
Figura 22. Vista superior separador bifásico.....	41
Figura 23. Vista isométrica separador bifásico	42
Figura 24. Diagrama P&ID Transferencia de gas	48
Figura 25. Esquema remoción H ₂ S	52

Figura 26. Apariencia del secuestrante Sólido de H ₂ S.....	52
Figura 27. Remoción de H ₂ S en el lecho sólido	55
Figura 28. Localización de sulfatreat en el campo LCI	56
Figura 29. Diagrama sistema remoción H ₂ S en el campo LCI	57
Figura 30. Diagrama P&ID Remoción H ₂ S LCI3A	60
Figura 31. Clasificación compresores	63
Figura 32. Esquema compresor de paletas	64
Figura 33. Históricos de producción a Separador V9107.....	66
Figura 34. Caudal separador V-9107	66
Figura 35. Históricos de producción a Separador V9112.....	67
Figura 36. Caudal separador V-9112.....	67
Figura 37. Históricos de producción a Separador V9113.....	68
Figura 38. Caudal separador V-9113.....	68
Figura 40. Localización compresor K3993.....	74
Figura 41. Vista lateral compresor K3993.....	75
Figura 42. Vista superior compresor K3993.....	76
Figura 43. Sistemas compresor K3993.....	78
Figura 44 Corte transversal compresor de paletas deslizantes.	80
Figura 45. Diagrama típico refrigeración sistema cerrado	81
Figura 46. Distribución de bigas y zapatas de cimentacion	83
Figura 47. Detalle zapata de cimentación.....	84
Figura 48. Detalle refuerzo aceros en zapata de cimentación	85
Figura 50. Detalle perno de anclaje	86
Figura 51. Detalle vista superior fundación para compresor.....	87
Figura 52. Detalle sección transversal fundación para compresor.....	87
Figura 53. Detalle de refuerzos malla de cimentación	88
Figura 54. Vista frontal Shelter de compresor K3993	89
Figura 55. Árbol de tubuladuras.....	94
Figura 56. Overview LCI03A.....	106
Figura 57. Compresors Hy-BON K-3991/2/3	107

Figura 58. Pantalla de FirstOut Compresor HY-BON K-3993 108

Figura 60. POPUP Condiciones de bloqueo 110

Figura 61. POPUP Del Motor 111

Figura 62. Arranque compresor HY-BON 114

Figura 63. Secuencia de arranque 114

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Especificación de diseño separadores.....	38
Tabla 2. Dimensiones de boquillas separador bifásico V-9107/12/13.....	40
Tabla 3. Variables de control separador bifásico V9107/12/13.....	40
Tabla 4. Características bota de gas	44
Tabla 5. Características compresores K3991/92	47
Tabla 6. Características depurador de gas 3501	51
Tabla 7. Composición y Propiedades del Reactivo SULFATREAT*410CHP.....	54
Tabla 8. Valores de H ₂ S en troncales de gas.....	56
Tabla 9. Características Sistema remoción H ₂ S.....	58
Tabla 10. Variables de control separador-reactor	61
Tabla 11. Variables de control separador-reactor	64
Tabla 12. Propiedades gas de succión	65
Tabla 13. Volúmenes de gas separadores - estaciones	69
Tabla 14. Características compresor K3993.....	75
Tabla 15. Cuadro de refuerzos en zapatas de cimentación.....	85
Tabla 16. Cuadro de refuerzos en vigas de cimentación	88
Tabla 17. Códigos y Normas para tubería en AC	89
Tabla 18. Piping class.....	92
Tabla 19. Instrumentación y protecciones compresor K3993	100
Tabla 21. Alarmas compresor K3993.....	111
Tabla 22. Matriz causa efecto	112
Tabla 23. Costos del Proyecto	115

RESUMEN

TITULO: ESTUDIO TÉCNICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE COMPRESOR DE PALETAS EN LA RED DE GAS ANULARES - ZONA DISTRITO 3 EN EL CAMPO LA CIRA-INFANTAS*

AUTOR: CAMILO ALBERTO MANRIQUE LOPEZ**

PALABRAS CLAVES: Pozos satelitales, gas de “casing”, Gas de “tubing”, Gas de anulares, separación bifásica, tratamiento de gas, transferencia de gas, separadores bifásicos, Sulfatreat, compresor, estación de compresión

Desde el año 2014 en el Campo la Cira Infantas se ha iniciado un proceso de desarrollo para dar un mejor manejo al gas producido en los pozos productores, en principio la mezcla bifásica era transferida a través de las tuberías y el gas era considerado como un problema desde el punto de vista hidráulico y de producción, sin embargo los proyectos de desarrollo para optimización de superficie obligaron a dar un tratamiento al gas desde cabeza de pozo separando el gas de “casing” y el gas de “tubing” dando como consecuencia la implementación de la red de gas de anulares. De esta manera desde los pozos satelitales se construyeron nuevas líneas exclusivas para el transporte y la transferencia de gas que llegaban a equipos de separación bifásica instalados a lo largo y ancho del campo.

La presencia de H₂S en algunos sectores creó la necesidad de implementar sistemas de tratamiento y endulzamiento a través de equipos de remoción (Sulfatreat) localizados en las diferentes estaciones de recibo.

Gracias al crecimiento producto de las campañas de perforación el volumen de gas ha aumentado desde 2,5 MMSCFD en el año 2013 hasta 6 MMSCFD actualmente lo que sin duda ha provocado un aumento de la capacidad instalada tanto para el tratamiento como para la transferencia del gas producido a través de los equipos de compresión que se han venido instalando. Este trabajo de grado señala como caso de estudio un sector de la red de gas de anulares al norte del campo perteneciente al distrito 3 y toma en cuenta en principio la filosofía de operación dando una breve descripción de las estaciones y equipos involucrados, así como las características técnicas, instrumentación y control para el montaje de un compresor de paletas en la estación LCI-3A.

* Trabajo de Grado

** facultad de Ingenierías Físicoquímicas Escuela de Ingeniería de Petróleos Especialización en Ingeniería del Gas Director Manuel Enrique Cabarcas Simanca Magister en Ingeniería Química

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL STUDY FOR THE IMPLEMENTATION OF PALLET COMPRESSOR IN THE ANNULAR GAS NETWORK - ZONE 3 IN LA CIRA-INFANTAS FIELD*

AUTHOR: CAMILO ALBERTO MANRIQUE LOPEZ**

KEY WORDS: Satellite wells, “casing” gas, “Tubing” gas, Annular gas, two-phase separation, gas treatment, gas transfer, scrubber, Sulfatreat, compressor, compression station

Since 2014, at “Campo la Cira Infantas”, a development process has begun to give a better management of the gas produced in the producing wells. At the beginning the biphasic mixture was transferred through the pipes and the gas was considered a problem from the hydraulic and production point of view. Nonetheless, the development projects for surface optimization forced to treat the gas from the wellhead separating the gas from “casing” and the gas from “tubing” resulting in the implementation of the annular gas network. In this way, from the wells, new exclusive lines were built for the transport and transfer of gas that reached two-phase separation equipment installed throughout the field.

The presence of H₂S in some sectors created the need to implement treatment and sweetening systems through removal equipment (Sulfatreat) located in the different receiving stations.

Thanks to the growth resulting from drilling campaigns, the volume of gas has increased from 2.5 MMSCFD in 2013 to 6 MMSCFD to date, which has undoubtedly led to an increase in installed capacity for both the treatment and the transfer of gas produced through the compression equipment that has been installed. This degree work indicates as a case study, a sector of the annular gas network north of the field belonging to district 3 and takes into account in principle the operating philosophy giving a brief description of the stations and equipment involved, as well as the technical, instrumentation, and control characteristics for the assembly of a vane compressor in the LCI-3A station.

* Bachelor Thesis

** facultad de Ingenierias Fisicoquimicas Escuela de Ingenieria de Petroleos Especializacion en Ingenieria del Gas Director Manuel Enrique Cabarcas Simanca Magister en Ingeniería Química

INTRODUCCIÓN

Actualmente por efecto de las metas de producción del campo se ha incrementado también la producción de gas de anular cuya red de recolección y transporte también ha aumentado desde el punto de vista de equipos e infraestructura de superficie. Dado este crecimiento es necesario realizar un diagnóstico del sistema cuya revisión se hace importante para identificar los problemas como ineficiencias hidráulicas y energéticas en el transporte y quemas excesivas en los equipos de teas. Dichas circunstancias han ocasionado parada de equipos, saturación hidráulica de las líneas y riesgos latentes de integridad de los diversos elementos del sistema. Así mismo estos inconvenientes se traducen en sobrecostos de mantenimiento de equipos, tuberías y aumento de las pérdidas en las líneas de crudo afectando la producción.

Por lo anterior es indispensable una Identificación de las condiciones actuales de producción y operación de la red de gas de anulares, iniciando con una consulta de antecedentes históricos del crecimiento de la infraestructura instalada, una revisión de la filosofía de proceso y una revisión de la especificación técnica de los equipos instalados. Con base en lo mencionado se muestra el panorama de los diferentes equipos involucrados en un segmento de la red de gas de anulares del campo LCI para finalmente mencionar las características técnicas para la implementación de un sistema de compresión de gas que permita aliviar la capacidad instalada en términos de presión y caudal así como filosofía de operación y control todo esto con el objeto de satisfacer la necesidad de recuperación del gas asociado a la producción y a disminuir el gas quemado en teas contribuyendo a dos aspectos principales, el primero la reducción de emisiones de CO₂ (gases invernadero) a la atmosfera y el segundo el incremento de la capacidad instalada y aumento de la transferencia de gas producido hacia la planta de proceso el Centro.

1. MARCO TEORICO

Debido al aumento de gas natural las compañías de hidrocarburos desean ingresar gas proveniente de pozos productores al sistema nacional de transporte y con ello contribuir a los proyectos de expansión que se están desarrollando actualmente en el país ¹

El gas como alternativa energética, presenta una participación ascendente en los mercados mundiales energéticos y se espera que la demanda continúe aumentando en los próximos veinte años. La necesidad de conducir fluidos a grandes distancias ha llevado al hombre a diseñar y construir tuberías para muy diversos propósitos, lo más común en la tecnología ha sido el transporte de agua, pero desde el aparecimiento de la industria petrolera el uso de gasoductos y oleoductos se introdujo con relativa facilidad.²

Los gases provenientes de los pozos productores tienen dos componentes problemáticos en sí mismo, el primero de ellos es el asociado al metano (gas de efecto invernadero), junto al H₂S altamente nocivo para la salud humana representan una problemática ambiental que debe ser mitigada y controlada teniendo en cuenta que la operación de producción está inmersa entre las comunidades.

1 CASTELLANOS DIAZ, A. G., & Camargo Sarmiento, F. d. (2010). ingeniería conceptual y básica para un punto de entrada inasistido al sistema nacional de transporte de gas natural [recurso electronico] / Arnoldo Giovanni castellanos; director Faustino Camargo. Bucaramanga: UIS, 2010.

² NAVA, D. A. R. propuesta de una facilidad de superficie de recolección de gas de venteo en pozos de la empresa mixta petrocabimas.

³ GREENE, R. W. (). Compresores: selección, uso y mantenimiento (No. 631.3 G7y). 1988

Por otro lado el hecho de no liberar el gas de los pozos representa una disminución significativa de la producción de crudo impactando de forma económica a las compañías. La tendencia en la industria de procesos químicos es construir plantas cada vez más grandes y más confiables. En la transferencia de gas el corazón de del sistema y el que más problemas puede ocasionar es el compresor, por lo que es indispensable contar con todas las condiciones de proceso para su examen.³

De tal suerte y gracias al crecimiento de la producción se hace indispensable buscar oportunidades de mejora que permitan ampliar la capacidad instalada en la operación con el objeto de disminuir el gas quemado en teas disminuyendo así mismo las emisiones de CO₂ y optar por recuperar y transferir dicho gas a plantas de tratamiento.

1.1 ANTECEDENTES HISTÓRICOS DEL CAMPO

El Campo la Cira-Infantas como parte de la historia petrolera en Colombia inicia hacia 1905 cuando Roberto de Mares obtiene la concesión por parte del gobierno Nacional para la explotación en el Departamento de Santander cuya duración consideraba 30 años de actividad. De Mares trae inversión extranjera e introduce hacia 1916 la incorporación de la “Tropical Oil Company” conocida también como la TROCO, quien inicia trabajos de explotación, instalación de torres de perforación y adecuación de campamentos ⁴

El Pozo INFANTAS 2 fue completado el 29 de abril de 1918 pozo productor que tuvo 42 B/D y es hasta Julio de 1926 que se completa el primer pozo en la CIRA. La

⁴ VÁSQUEZ, H. La historia del petróleo en Colombia. Revista Universidad EAFIT, 30(93), 2012 99-109.

reversión de la concesión De Mares finaliza la administración de la TROCO hacia 1951 y es cuando ECOPETROL queda a cargo de la operación del campo.

Desde el año 2005 la operación en el Campo están a cargo de ECOPETROL y la construcción de las nuevas facilidades de superficie así como la ampliación de la infraestructura petrolera y aumento de la capacidad instalada son lideradas por Occidental de Colombia.

1.2 ANTECEDENTES HISTÓRICOS DE LA RED DE GAS DE ANULARES

El proyecto “Gas de Anulares” se diseñó en 2014 como una solución para la recolección de los gases producidos en los anulares de los pozos productores de LCI. En 2013, el Campo LCI manejaba un volumen aproximado de 2.5 MMSCFD de gas separado en las estaciones de producción LCI-01, 02, 03, 03A, 04, 05, 06 y 07 los cuales se llevan mediante troncales de 8, 10 y 6 pulgadas hacia la planta compresora de gas de El Centro con el fin de cumplir con los requerimientos ambientales legales.

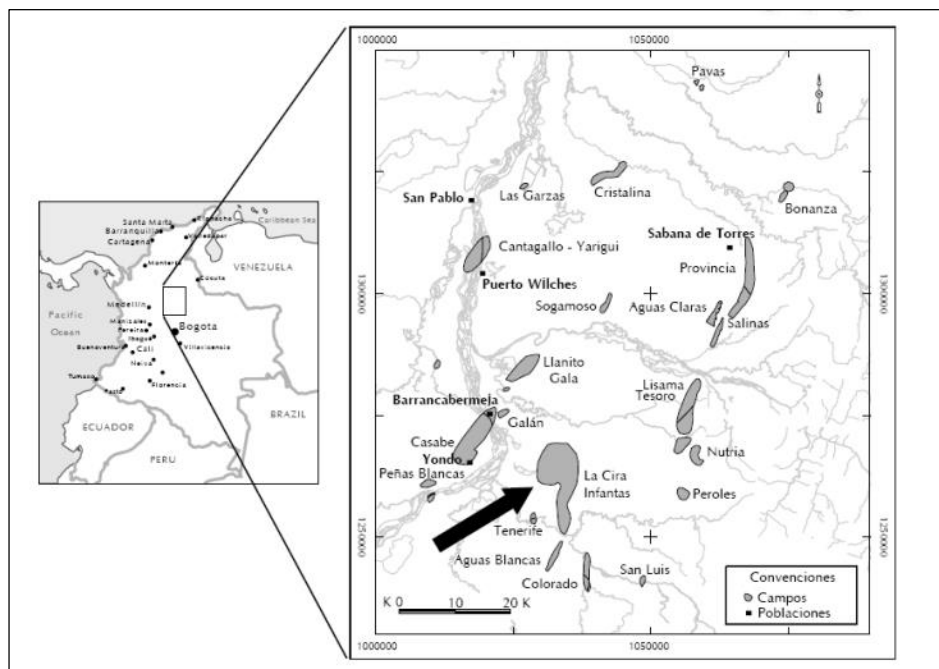
Adicional al gas separado en estaciones, existe un volumen de gas producido en los anulares de los pozos. Se estimó un flujo cercano a 2.2 MMSCFD basado en mediciones realizadas a 396 pozos durante el primer semestre de 2010.

El proyecto contemplo la conexión a la red de gas de anulares de aproximadamente 466 pozos existentes agrupados en 400 locaciones. Al 95% de estas locaciones, se le instalo líneas de gas.

1.3 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO

El Campo la Cira Infantas está ubicado sobre la cuenca del Valle medio del Magdalena, a 22 kilómetros de la ciudad de Barrancabermeja en el corregimiento el Centro (Figura 1) de los primeros campos descubiertos en Colombia cuyo potencial exploratorio se estima entre 8000 MBP (alto) y 600 MBP (bajo) ⁵

Figura 1. Localización del campo la Cira-Infantas



Fuente: AGUIRRE, G & ORTIZ C Revisión bibliográfica del campo la Cira Infantas. Universidad Nacional de Colombia 2015

El campo la Cira Infantas tiene un área aproximada de 160 Km², compuesta principalmente por 30 veredas tales como Tierradentro, Planta Nueva, La Ceiba, Oponcito, la Lejía, Campo 23, Pueblo Regao, Tenerife, Las Mercedes, Cretaceo, La

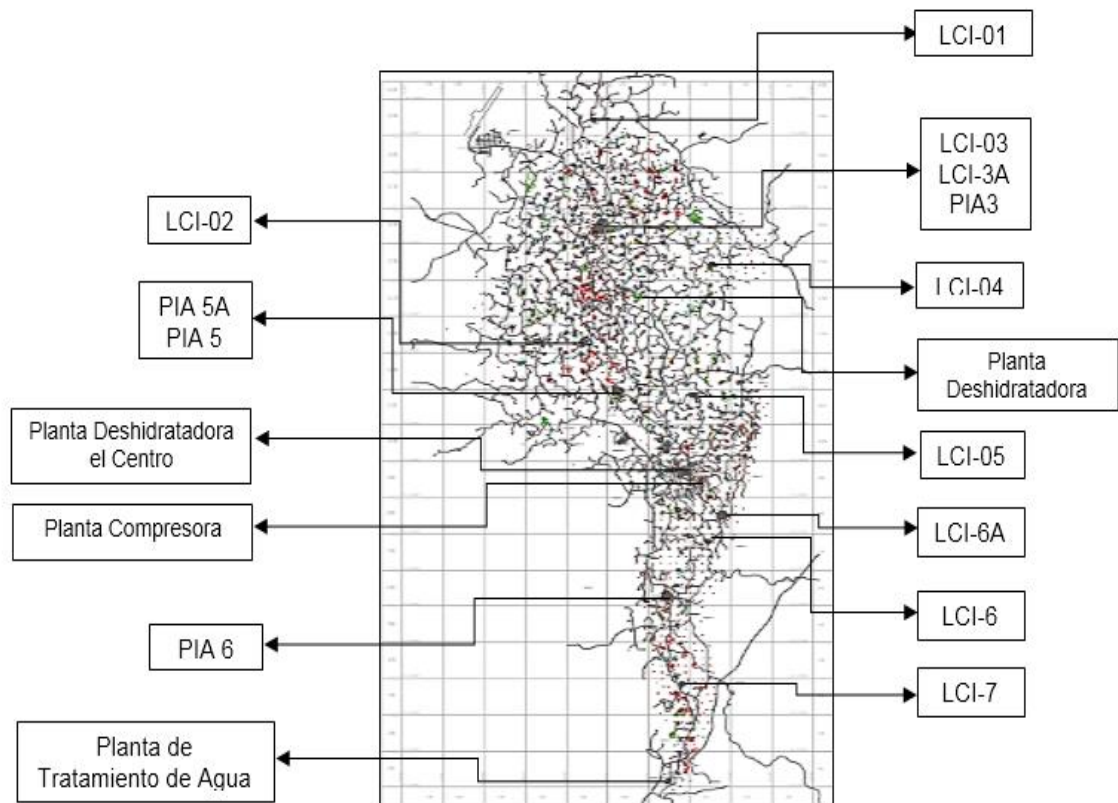
⁵ AGUIRRE, G & ORTIZ C. Revisión bibliográfica del Campo la Cira Infantas. Universidad Nacional de Colombia 2015

Forest, Alfonso Lopez, La Maria, Diamante, El Progreso, El Palmar, Campo 16, Campo 25, Campo 14, Quemadero entre otras

1.4 PLANTAS Y ESTACIONES

El Campo la Cira Infantas cuenta con una infraestructura instalada para la recolección, el tratamiento y el transporte de crudo y gas proveniente de los pozos productores. Dichas facilidades comprenden 7 estaciones de recolección, 2 planta deshidratadoras, 2 plantas de Inyección y 1 planta compresora (ver Figura 2).

Figura 2. Localización de plantas y estaciones



1.5 FILOSOFÍA DE PROCESO

La operación en el campo la Cira-Infantas desde el punto de vista de su filosofía de proceso está diseñada para la producción tratamiento y transporte de los servicios de agua de inyección, transferencia de crudo y transferencia de gas. Específicamente para los dos últimos está concebida en 5 secciones que son los pilares de la construcción, la operación y el mantenimiento del campo los cuales son:

1. Sección de prueba
2. Sección de recolección tratamiento y despacho petrolero
3. Sección de tratamiento y transferencia de agua
4. Sección de recuperación de residuos y aceites
5. Sección de tratamiento y transferencia de gas

En primera instancia las plataformas donde son perforados los pozos productores e inyectores una vez realizados los completamientos iniciales son construidas las facilidades de superficie para la puesta en servicio de cada uno. En los pozos inyectores se realizan tendidos de tubería metálica en plataforma o tubería flexible (Fiberspar) denominados tendidos de línea regular (por fuera de plataforma) cuyos trazados pueden ser dirigidos hacia bipozos de inyección (ver Figura 3) o directamente a Manifold's de inyección (ver Figura 4) Estos Manifolds son alimentados gracias de líneas generales que conectan a las troncales de inyección provenientes de las plantas de inyección de agua (PIA).

Figura 3. Típico bipozo inyector

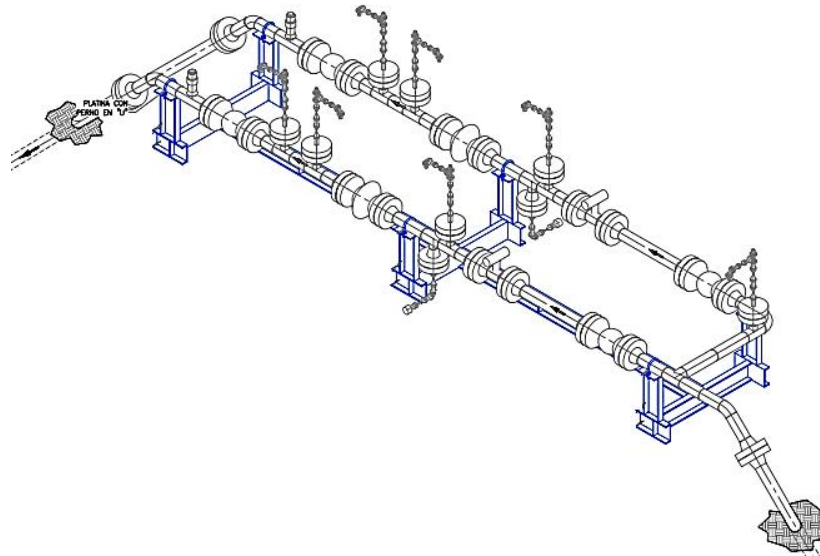
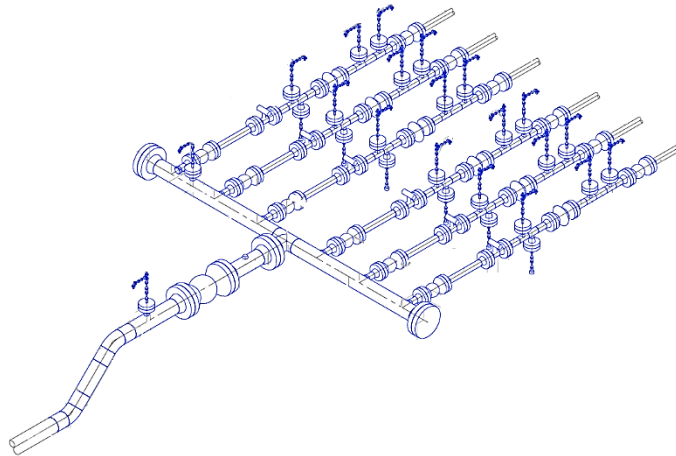
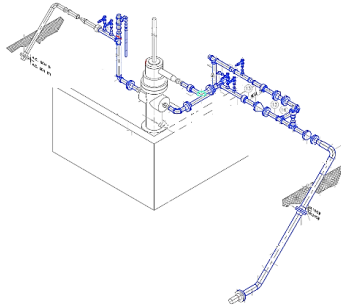


Figura 4. Manifold Típico



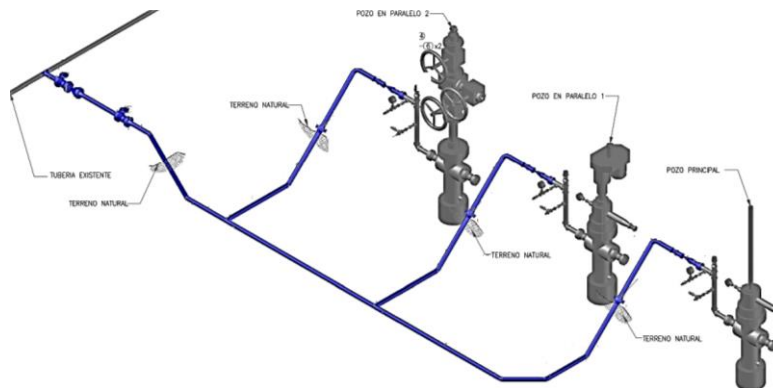
En los pozos productores una vez finalizadas las etapas de registro y cañoneo se determina el diseño del sistema de levantamiento y en consecuencia el tipo de unidad a instalar en cabeza de pozo; unidades de bombeo mecánico (BM), unidades con bombas de cavidad progresiva (PCP) y unidades con bombas electrosumergibles (ESP) (ver Figura 5).

Figura 5. Típico cabeza de pozo productor



Cada tipo “ALS” tiene una configuración o típico de instalación de tubería en superficie para el transporte de crudo y gas (ver Figura 6), de tal forma que desde cabeza de pozo es separado el gas producido en el anular de “casing” y transportado a través de líneas colectoras que recogen el gas de cada uno de las plataformas (cluster) y transportadas a troncales de gas que llegan a unidades de separación primaria o bifásica para finalmente concurrir a las estaciones de transferencia de crudo y gas.

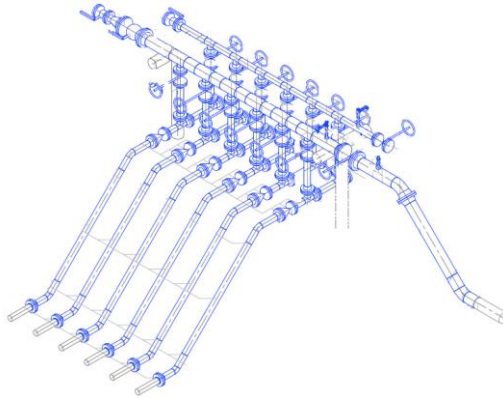
Figura 6. Red de gas en plataforma



El crudo en cabeza de pozo emerge en una mezcla bifásica y también es transportado a través de tuberías metálicas en plataforma y flexible por fuera de plataforma pozo. Las líneas regulares se conectan a serpentinas (ver Figura 7) de producción que típicamente son de 6, 9 y hasta 12 puestos. Del cabezal de cada serpiente se lleva el flujo por líneas generales de producción que a su vez se

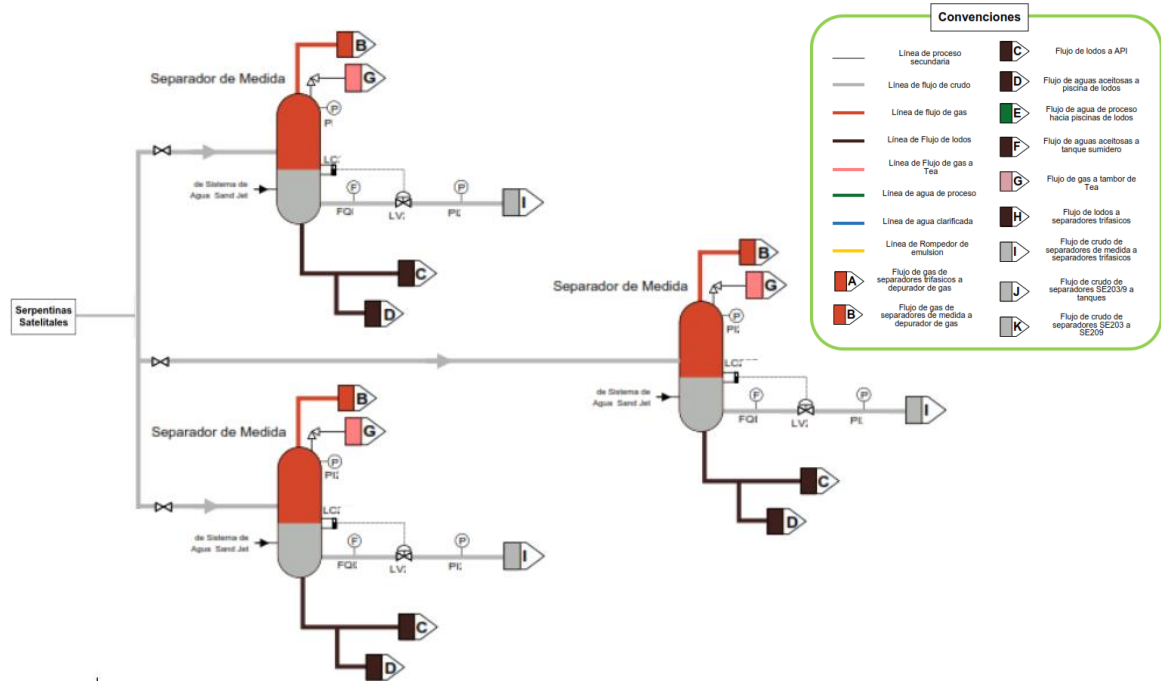
conectan con troncales que finalmente llegan a las estaciones de transferencia de crudo y gas.

Figura 7. Típico de serpentina



1.5.1 Sección de prueba. El fluido proveniente de las serpentinas satelitales es conducido a través de separadores de medida (ver Figura 8) donde se realiza una medición de la cantidad de flujo bifásico que ingresa a la estación. De cada equipo se realiza una separación de fluidos dirigidos hacia las secciones de recolección y tratamiento de crudo "I" (separadores trifásicos), tratamiento y transferencia de gas "B" y recuperación de residuos y aceites "C Y D"

Figura 8. Diagrama sección de prueba.

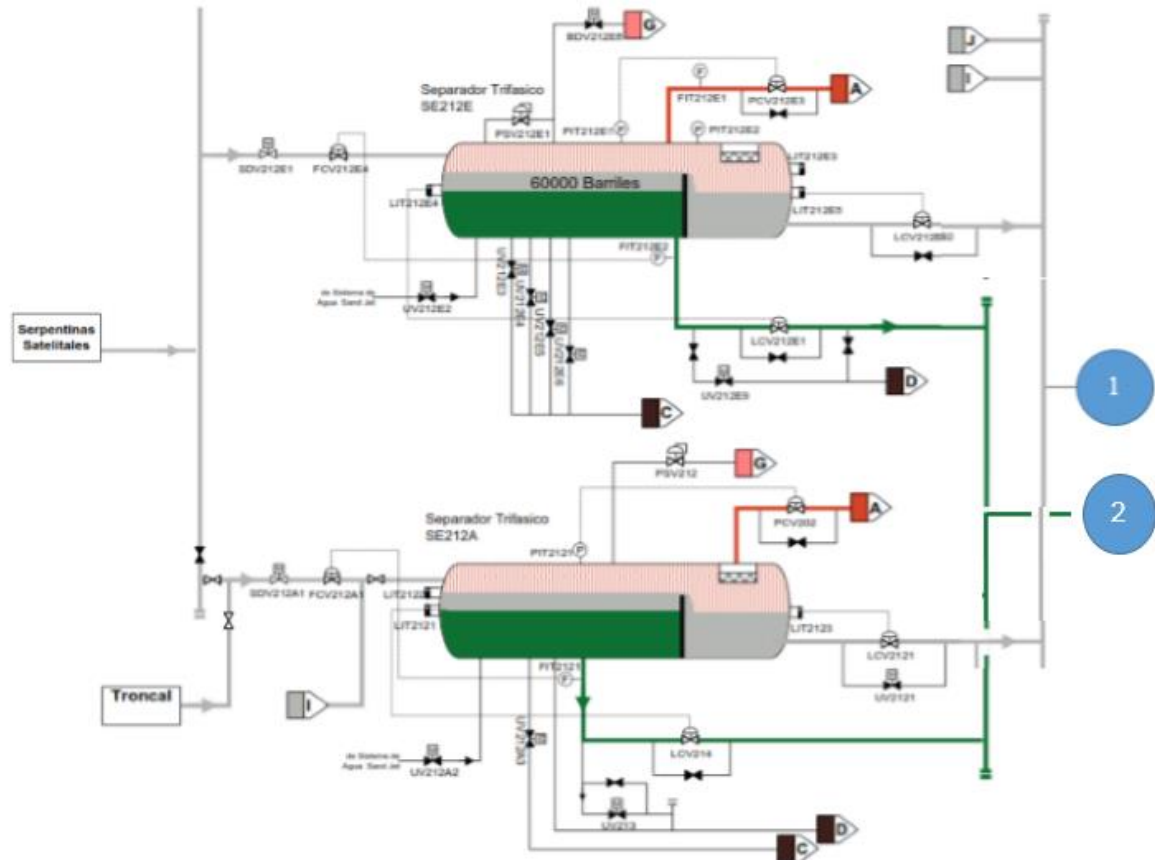


Fuente: ECOPETROL, Diagrama grande de control LCI-3A .2014

1.5.2 Sección de recolección tratamiento y despacho petrolero. De los separadores de medida y de las troncales de producción provenientes del campo, el flujo llega a los equipos de separación trifásica (ver Figura 9). Estos separadores convencionales tipo horizontal considerados para realizar la separación física de vapor, líquidos y sólidos donde en la mezcla de hidrocarburos esencialmente se usan para retirar el agua y el gas por etapas. Los elementos volátiles del hidrocarburo se desprenden separándose los gases a la parte alta del separador y por decantación los líquidos por gravedad. En esta etapa son transportados los gases a depuradores de gas en la sección de tratamiento y transporte de gas “A” (ver Figura 14). El flujo de crudo es conducido a tanques de almacenamiento y separación “gun barrel y skimming” (ver Figura 10) cuyo conjunto conforma la sección de tratamiento y transferencia de agua para dar lugar a una siguiente etapa de separación de la fase líquida en celdas de flotación. Los elementos más pesados

son de igual forma enviados como flujo de lodos a las cajas API y flujo de aguas aceitosas a las piscinas de lodos. “C y D”

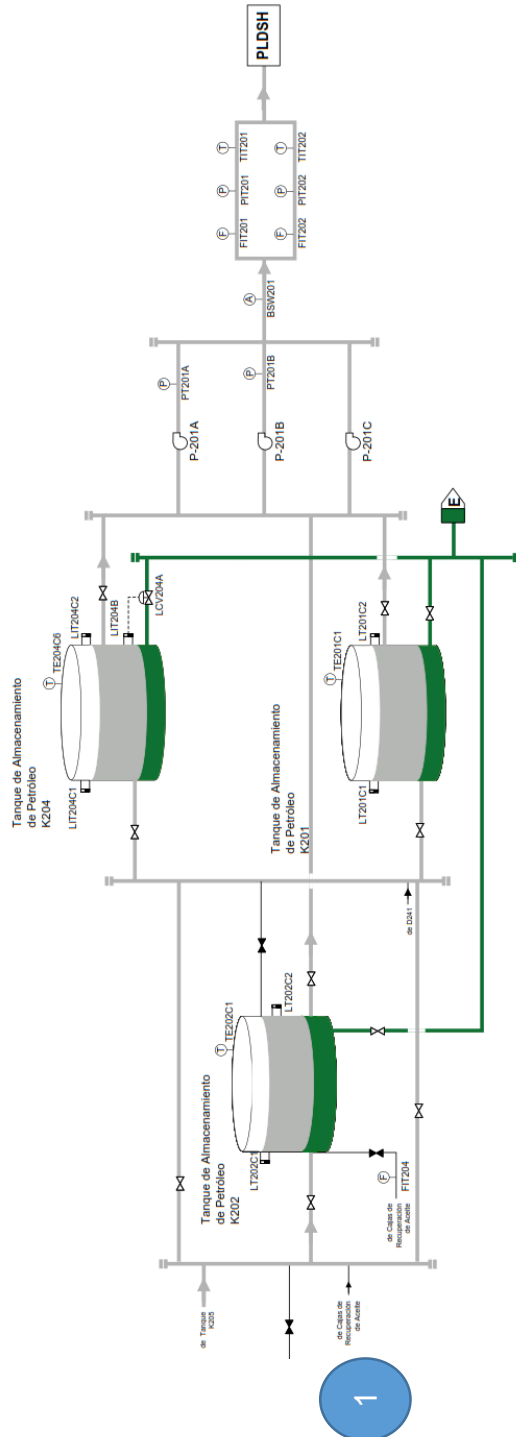
Figura 9. Diagrama tratamiento de crudo.



Fuente: ECOPEPETROL, Diagrama grande de control LCI-3A .2014

En los tanques de almacenamiento se realiza una separación final donde se separa el hidrocarburo que finalmente es conducido a la planta deshidratadora y el flujo de agua de proceso “E” que es conducido hacia las piscinas de lodos.

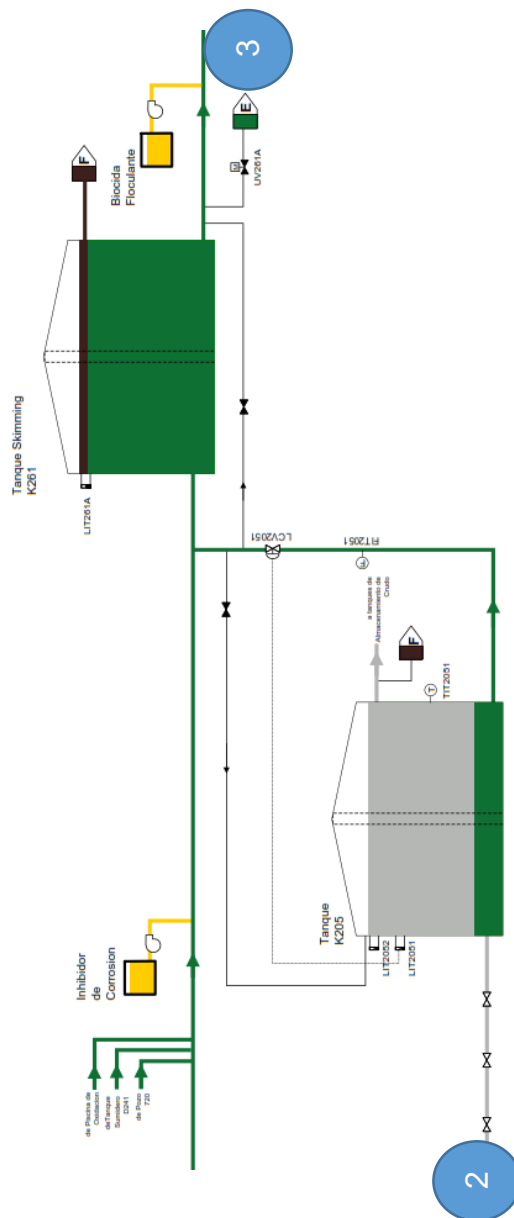
Figura 10. Diagrama despacho de crudo



Fuente: ECOPELROL, Diagrama grande de control LCI-3A .2014

1.5.3 Sección de tratamiento y transferencia de agua. El agua de proceso retirada de los tanques “skimming” y líneas de recirculación provenientes de las piscinas de oxidación y tanque sumidero de la sección de recuperación de residuos y aceites, alimentan las celdas de flotación que constituyen la etapa final del proceso de tratamiento y transferencia de agua (ver Figura 11).

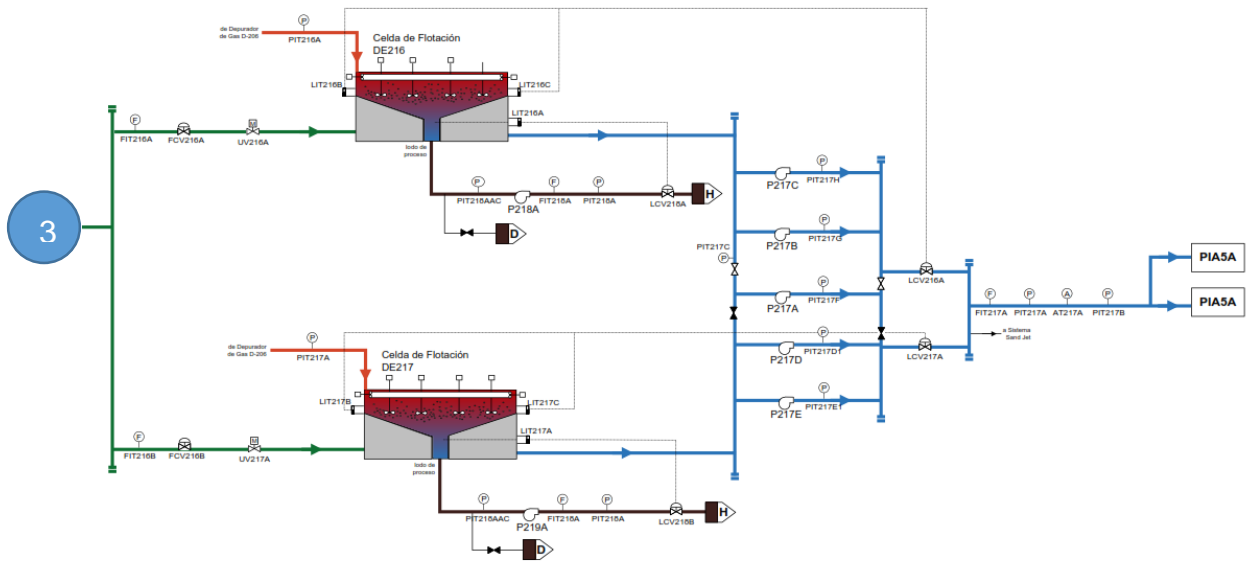
Figura 11. Diagrama tratamiento de agua.



Fuente: ECOPETROL, Diagrama grande de control LCI-3A .2014

El agua recuperada de las celdas de flotación (ver Figura 12) es recirculada a las plantas de inyección de agua, así mismo los lodos de proceso más densos son reinyectados a los equipos de separación trifásica “H”.

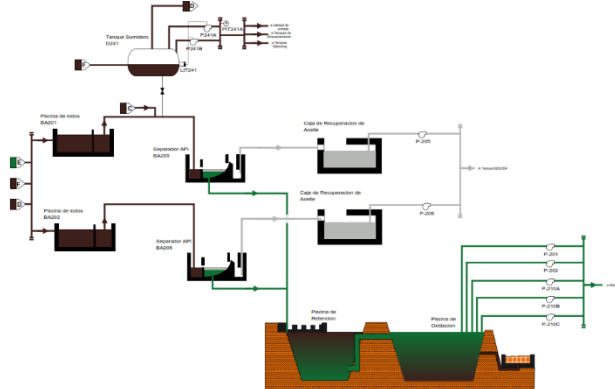
Figura 12. Diagrama transferencia de agua.



Fuente: ECOPETROL, Diagrama grande de control LCI-3A .2014

1.5.4 Sección de recuperación de residuos y aceites. A esta sección llegan los flujos de agua de proceso “E”, flujo de aguas aceitosas “F” separados de los tanques de almacenamiento y de los “skimming” para realizar una etapa final de recuperación y separación en las piscinas de lodos, separadores API y piscinas de oxidación (ver Figura 13). En esta última fase los hidrocarburos menos densos que flotan en las capas más altas de las piscinas son bombeados nuevamente a los tanques “skimming”.

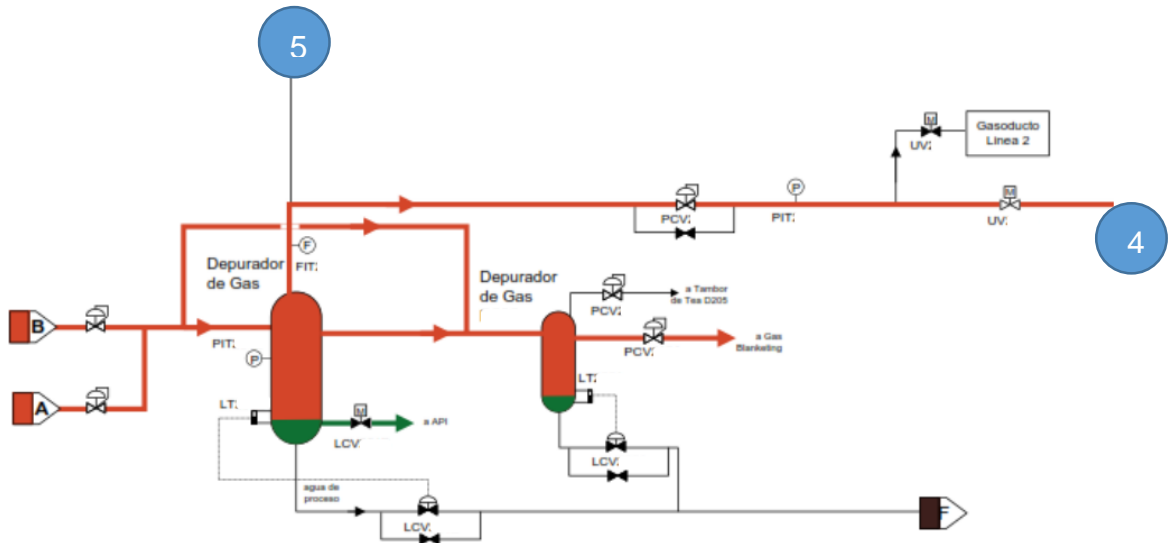
Figura 13. Diagrama tratamiento de residuos y aceites



Fuente: ECOPELROL, Diagrama grande de control LCI-3A .2014

1.5.5 Sección de tratamiento y transferencia de gas. El gas obtenido de los separadores de medida y de los separadores trifásicos se lleva a equipos depuradores de gas con el objeto de remover a través de extractores de niebla la mayor cantidad posible del líquido en el gas, los productos condensados son conectados a la red de aguas aceitosas hacia el tanque sumidero.

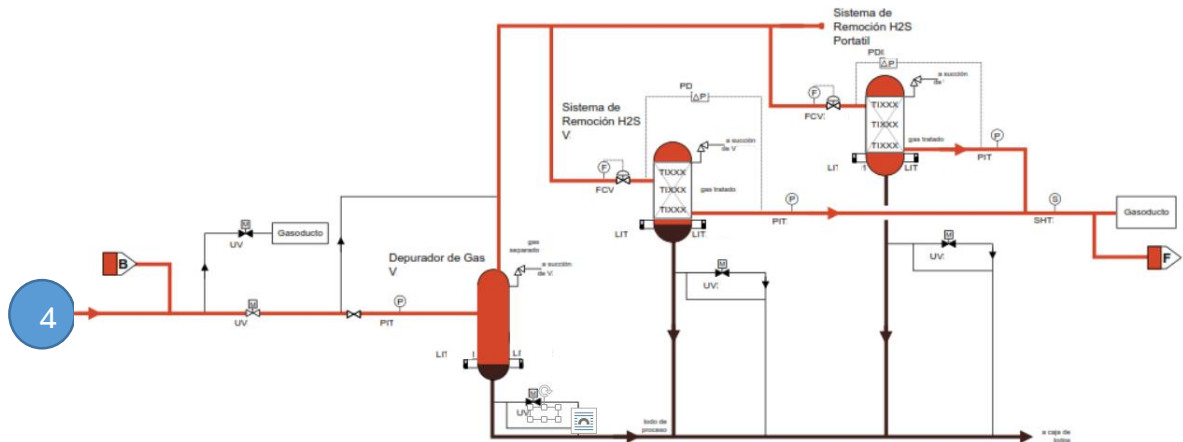
Figura 14. Diagrama depuración de gas



Fuente: ECOPELROL, Diagrama grande de control LCI-3A .2014

El gas descargado de los depuradores tiene un tratamiento de endulzamiento a través de los “sulfatreat” o equipos de remoción de H₂S (Figura 15), antes de entrar a la estación de compresión “F” para finalmente ser enviado a través del gasoducto a la planta de proceso donde tendrá otros tipos de tratamiento.

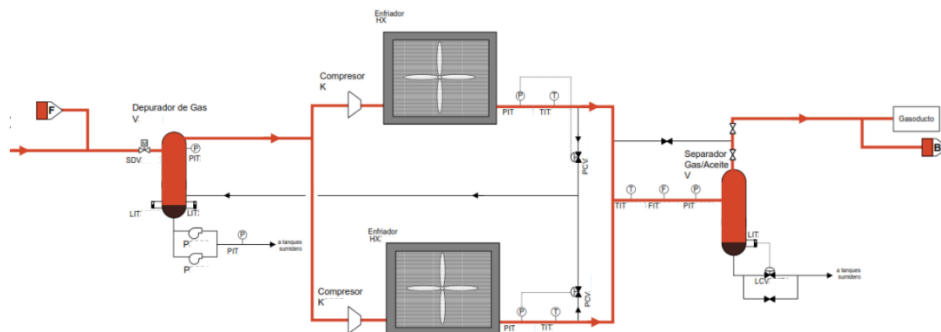
Figura 15. Diagrama tratamiento de gas



Fuente: ECOPELROL, Diagrama grande de control LCI-3A .2014

En la descarga de los compresores el gas pasa por un separador gas aceite (ver Figura 16) debido a que los equipos existentes tienen un sistema de lubricación a pérdida y puede ser llevado nuevamente al sistema de remoción de H₂S “B”.

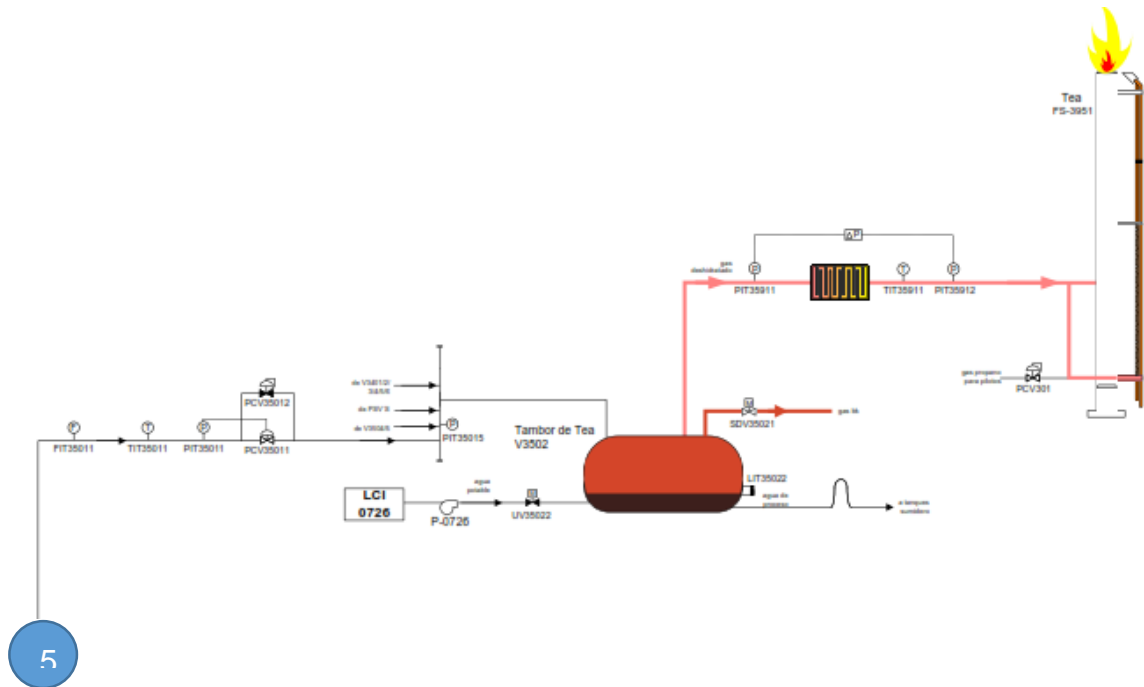
Figura 16. Diagrama transferencia de gas



Fuente: ECOPELROL, Diagrama grande de control LCI-3A .2014

Al tambor de tea llegan las diferentes líneas de alivio de los equipos, sin embargo mediante una configuración de by-pass es posible direccionar el gas producido en ocasiones donde la producción supera la capacidad de transferencia por lo que se hace necesario quemarlo en las teas. (ver Figura 17)

Figura 17. Diagrama de tambor de tea

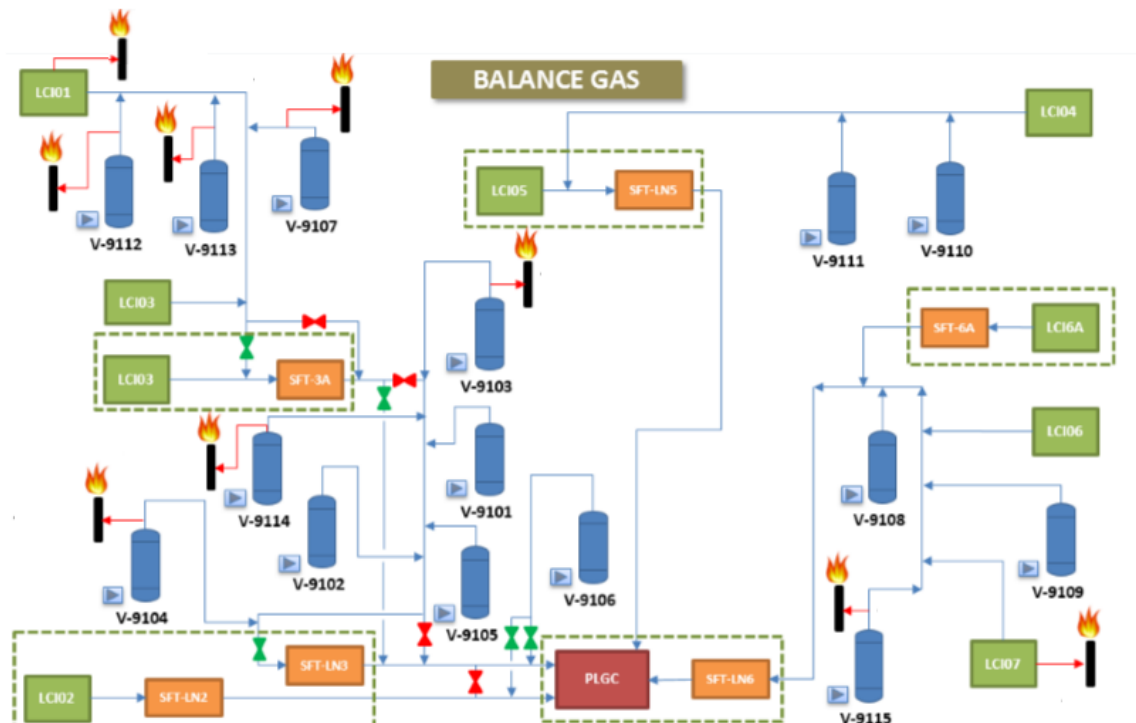


Fuente: ECOPEPETROL, Diagrama grande de control LCI-3A .2014

2. CASO DE ESTUDIO

Como ya se mencionó el gas producido en el campo proviene de los pozos productores cuyo flujo llega a separadores bifásicos y a su vez a través de troncales a las estaciones. El esquema de gas (ver Figura 18) muestra la configuración y distribución de los separadores para cada sector del campo.

Figura 18. Diagrama de gas del campo LCI

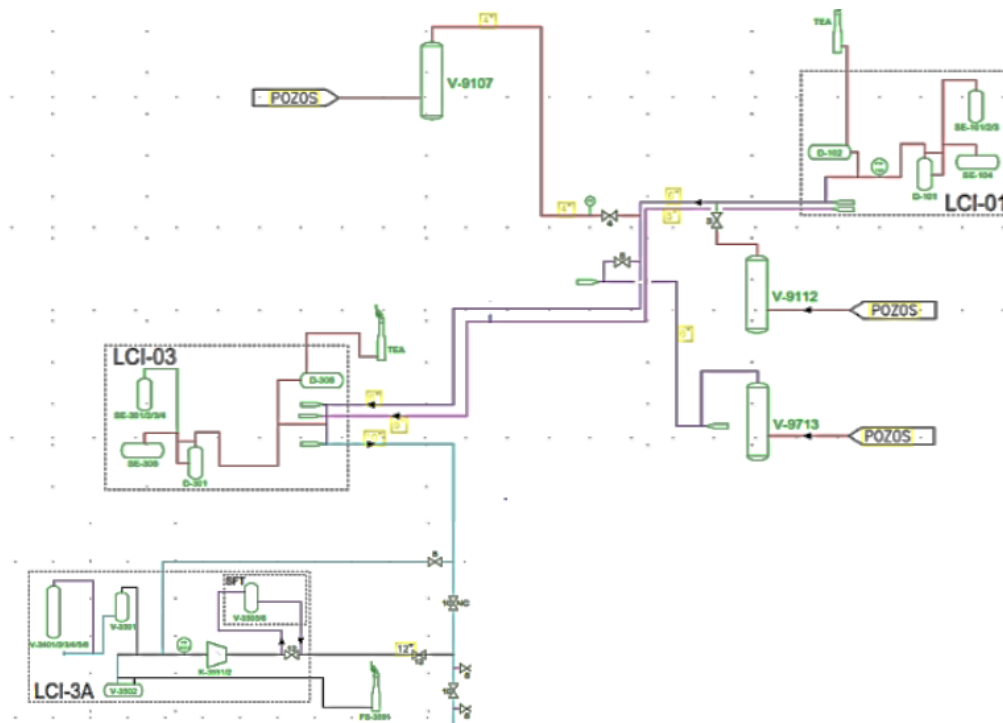


2.1 ALCANCE

En este caso se va a analizar el sector correspondiente a la zona Norte del campo que contempla el gas producido de la estación LCI-01, el gas producido de los separadores V9107, V-9112, V9113, el gas producido de la estación LCI-03 y

propriadamente el producido en la estación LCI-3A (ver Figura 19). Todo el volumen llega por una troncal a la sección de transferencia de gas compuesta por dos equipos de compresión tipo paletas y al sistema de remoción de H₂S

Figura 19. Diagrama de gas zona Norte D3

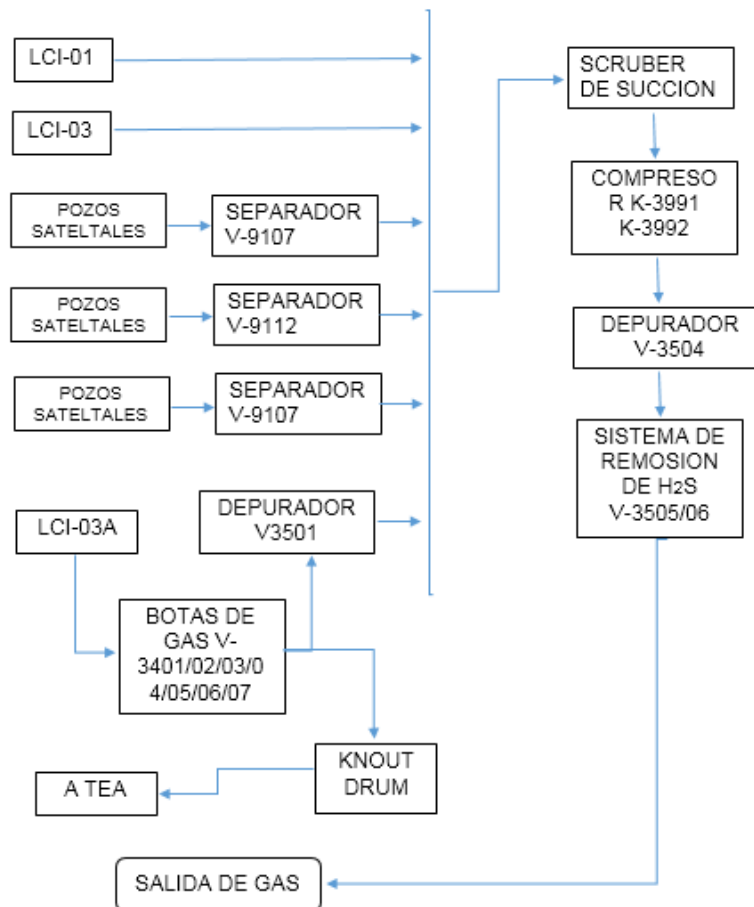


El gas producido en la estación LCI-01 es transportado gracias a dos troncales de tubería metálica API 5L Gr. B sch/std de 6" y 8". La troncal de 6" recoge el gas del separador V-9113, para el separador V-9107 en tubería de 4", y para el separador V-9112 en tubería de 3". Cuando el volumen de gas producido supera la capacidad hidráulica de las tuberías es conducido a teja para ser quemado. Se construyó recientemente una línea de 8" para aumentar la capacidad hidráulica del sistema y aliviar presiones en tubería, sin embargo todo el volumen de gas producido confluye al mismo colector de admisión de 10" en la estación LCI-3A.

Al interior de la estación LCI-3A, hacen parte del sistema, siete (7) botas de gas correspondiente a los separadores V-3401, V-3402, V-3403, V-3404, V-3405, V-3406, V-3407. El gas producido es dirigido a los compresores K-3991/3992, al depurador de gas V-3504 (Existente) y finalmente hacia los equipos de remoción de H₂S V-3505 y V3506. La estación cuenta también con un tambor de tea V-3502 (Know Drum) alimentado por todas las líneas de disparo (PSV) de los equipos en caso de sobrepresión y una tea FS-3591 para la quema del gas producido que no puede ser transferido.

El esquema de la Figura 20 representa las secciones y equipos involucrados en la producción y transferencia de gas de anulares de la zona norte del campo LCI.

Figura 20. Esquema de estaciones y equipos



2.2 IDENTIFICATION DE EQUIPOS

2.2.1 Separadores bifásicos V9107/12/13. El gas de anulares proveniente de los pozos productores es recolectado mediante tuberías de 2" ó 3" de diámetro, la presión promedio con la cual el gas fluye se encuentra en el rango de 10 a 20 psig y la temperatura promedio es de 90 °F.

Con el gas vienen asociadas gotas de líquido (crudo y agua), que deben ser separadas de la fase gaseosa antes de ser enviado a la planta compresora de gas a través del gasoducto disponible para tal fin.

La corriente de gas con gotas líquidas en suspensión ingresa a uno de los separadores (V-9107/ V-9112/ V-9113) y choca contra una placa deflectora cuya función es permitir una primera separación promovida por el cambio de dirección y velocidad del gas (cantidad de movimiento). Posteriormente, el gas asciende con una velocidad muy baja hasta llegar a la boquilla de salida ubicada en la parte superior del separador; durante el camino de ascenso del gas, las gotas de líquido por efectos de la gravedad y siguiendo la Ley de Stokes, descienden y conforman una fase líquida continua que se almacena en la sección de acumulación del recipiente, esta sección provee el tiempo de retención suficiente, para liberar las burbujas de gas atrapadas en el líquido.

La fase líquida sale del separador cuando alcanza un nivel determinado dentro del mismo y es drenado hacia una caja de que será desocupada periódicamente a través de un camión de vacío. La operación de drenaje del separador es manual, con el fin de asegurar que no se presenten derrames de líquidos por rebose

Los separadores bifásicos fueron diseñados y especificados bajo los estándares aplicables de acuerdo con las siguientes normas y códigos:

- ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Section VIII, Division 1
- ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Section II, Material Specifications
- ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Section IX, Welding Qualifications
- ASTM Material specifications (A193 / A193M; A194 / A194M; A320 / A320M, A370, A453 /A453M)
- AWS/ASME Specifications for welding electrodes (A5.1; A5.17 ; A5.18)
- ASME B16.5, Pipe Flanges and Flange Fittings.
- ASME B20.1, Pipe threads, General Purpose.
- ASME B16.20 Metallic gaskets for pipe flanges.
- ASME B16.47 Large diameter steel flanges.
- ASME B46.1 Surface texture.
- NACE TM-01-70 / 75 Surface preparations Standars

2.2.1.1 Datos de diseño. Los datos principales de diseño de los separadores V-9107, V-9112, V-9113 son señalados en la Tabla 1.

Tabla 1. Especificación de diseño separadores

FLUJOS	
Gas (MMSCFD)	1.2
Crudo (BOPD)	250
Agua (BWPD)	250
GRAVEDAD ESPECÍFICA DE FLUIDOS	
Gas (aire = 1.0)	0.66
Crudo (agua = 1.0)	0.91
Agua (agua = 1.0)	0.99

CONDICIONES DE OPERACIÓN Y DISEÑO	
Presión de Operación (psig)	10 - 20
Temperatura de Operación (°F)	90
Presión de Diseño (psig)	220
Temperatura de Diseño (°F)	140
Prueba hidrostática	1.3 MAWP

CONDICIONES DE OPERACIÓN Y DISEÑO	
Tiempo de retención de líquido (min)	3
Código de Diseño	ASME Sección VIII DIV 1, sin estampe ASME

2.2.1.2 Esquema de instrumentación y control del separador. La Figura 21 presenta las dimensiones y servicios de las boquillas para los separadores V9107-V9112-V9113. En la Figura 23 se presenta el isométrico del equipo con la distribución de boquillas

Figura 21. Esquema de boquillas separador bifásico

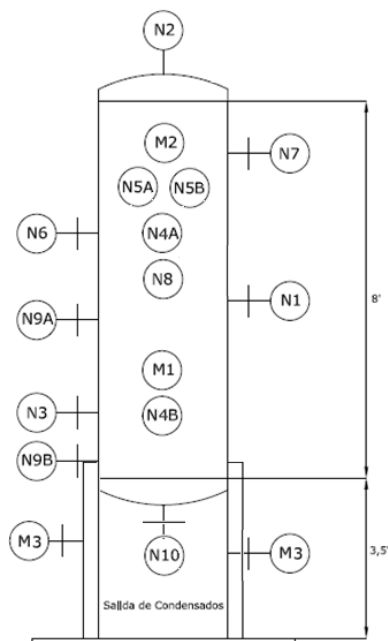


Tabla 2. Dimensiones de boquillas separador bifásico V-9107/12/13

Boquilla	Tamaño	Rating	Altura desde costura inferior	Descripción	Ubicacion	Cantidad	Orientación NP=0°
N1	4"	150#RF	4'	Gas inlet	Shell	1	90°
N2	4"	150#RF	-	Gas Outlet	Head	1	-
N3	2"	150#RF	6"	Condensates Outlet	Shell	1	270°
N4A	2"	150#RF	5'6"	LIT (PDIT)	Shell	1	0°
N4B	2"	150#RF	4"	LIT (PDIT)	Shell	1	0°
N5A	3/4"	150#THRD	6'	PI / PIT	Shell	1	165°
N5B	3/4"	150#THRD	6'	Spare	Shell	1	195°
N6	2"	150#RF	5'6"	Spare	Shell	1	270°
N7	2"	150#RF	7'	Gas line to PSV	Shell	1	65°
N8	3/4"	150#THRD	4'6"	Temperature indicator	Shell	1	180°
N9B	2"	150#RF	4"	Level Gauge	Shell	1	240°
N9A	2"	150#RF	3'8"	Level Gauge	Shell	1	240°
N10	4"	150#RF	-2'	Drain	Bottom	1	0°
M1	18"	150#RF	2'	Manhole	Shell	1	180°
M2	8"	150#RF	7'	Handhole	Shell	1	115°
M3	8"	-	-2'	Handhole	Skirt	1	45°

La Tabla 3 presenta las variables de control y los puntos de ajuste

Tabla 3. Variables de control separador bifásico V9107/12/13

INSTRUMENTO	DESCRIPCIÓN	SET	ACCIÓN
PIT-91071/ 91121/91131	Transmisor de presión	PAHH = 50 psig	Alarma por muy alta presión en separador V-9107/ V-9112/ V-9113
		PAH = 30 psig	Alarma por alta presión en separador V-9107/ V-9112/ V-9113

INSTRUMENTO	DESCRIPCIÓN	SET	ACCIÓN
		PAL = 2 psig	Alarma por baja presión en separador V-9107/ V-9112/ V-9113
LIT-91071/ 91121/91131 (Principal)	Transmisor de nivel	LAHH = 3.5 pies	Alarma por muy alto nivel de líquido en separador V-9107/ V-9112/ V-9113 con cierre de la MOV-91071 / 91121 / 91131
LIT-91072/ 91122/91132 (Respaldo)		LAL = 3.2 pies	Alarma por bajo nivel de líquido en separador V-9107/ V-9112/ V-9113
		LALL = 0.5 pies	Alarma por muy bajo nivel de líquido en separador V-9107/ V-9112/ V-9113
PSV-91071/ 91121/91131	Válvula de Alivio	200 psig	Alivio en separador V-9107/ V-9112/ V-9113
FIT-91071/ 91121/91131	Transmisor de flujo	FAHH = 1 MMSCFD	Alarma por alto flujo en la descarga del separador V-9107/ V-9112/ V-9113

Figura 22. Vista superior separador bifásico

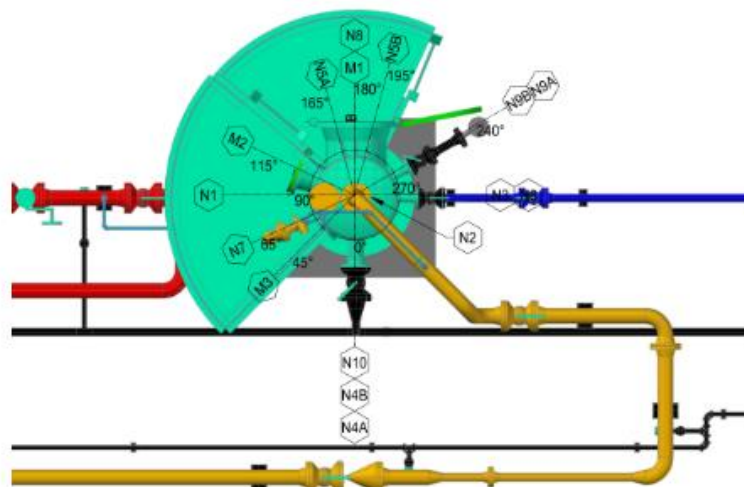
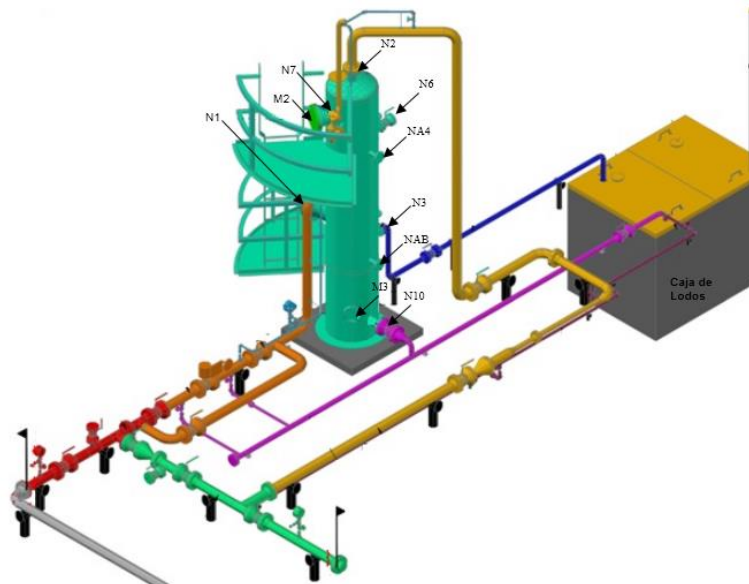


Figura 23. Vista isométrica separador bifásico



2.2.2 Equipos en estación LCI3A

2.2.2.1 Botas de gas - V3401/02/03/04/05/06/07. Cada una de las botas de gas de la estación LCI3A y la bota de la estación LCI03, están diseñadas para una presión máxima de operación de 55 psig a 120 °F. Las botas de gas son separadores verticales diseñados para retirar de la mezcla líquida el gas de producción, asimismo, conducen el flujo de la mezcla bifásica (crudo +agua) hacia el tanque Gun Barrel.

Internamente cada bota cuenta con un tubo concéntrico (riser) de 10" de diámetro que prolonga la tubería de entrada y eleva el fluido hasta una altura de 30 pies (TT) donde impacta perpendicularmente con una placa con área de 314 pulgadas cuadradas. Este choque facilita la separación del gas contenido en el líquido.

Las dos fases líquidas (agua y crudo) caen por efecto de la gravedad hacia el fondo del recipiente, y el gas se retira, con algunas gotas de líquido suspendidas (menores a 140 micras), por la parte superior del recipiente dirigiéndose hacia el depurador

vertical de gas V-3501 para las botas ubicadas en la LCI3A y para el D-301 para la bota ubicada en la LCI03 (V-3407).

La cabeza superior de cada bota posee tres facilidades para la salida de gas:

Una línea en 6" para el transporte del gas durante la operación normal hacia el depurador de gas respectivo, con una válvula de bola de corte normalmente abierta que por razones de seguridad se bloquea "Car Seal Open". Esta válvula debe permanecer cerrada cuando la bota se encuentre fuera de servicio, para que no ingrese gas proveniente de los otros trenes hacia la misma.

Una línea de 4" que cuenta con una válvula de Blow Down (ON-OFF tipo bola) del mismo diámetro, que en condiciones de muy alta presión descarga el gas hacia el cabezal del tambor de tea V-3502.

La boquilla adicional de la cabeza superior posee una línea de 2" a la que se conecta un transmisor de presión (PIT) para la medición remota de la presión de operación del recipiente y un manómetro para medición de presión local.

La línea de entrada cuenta con una válvula de control de flujo, FCV, cuyo objetivo es distribuir el caudal total equitativamente a cada tren de separación. Asimismo, cada línea de entrada registra la presión. En cada bota de gas se registran las siguientes variables de proceso La presión de operación a través del transmisor, PIT, localizado en la cabeza superior

El nivel de líquido dentro de la bota a través de un transmisor de nivel por presión diferencial, LIT, que se conecta en la boquilla del transmisor de presión y la tubería de 10" en el fondo de esta.

Cada bota posee una línea de drenaje de 2", que permiten la limpieza del recipiente y el drenaje total de su contenido. La presión de operación de cada bota está determinada por la válvula de control, PCV, localizadas aguas abajo del depurador de gas, V-3501.

El transmisor de presión localizado en la línea de entrada a la bota PIT verifica la ventana de operación del equipo. Este transmisor permite registrar la presión aguas abajo de la válvula de control de flujo de cada línea de entrada FCV, al mismo tiempo establecer la caída de presión de la válvula y por lo tanto mantener el control de flujo hacia el respectivo tren y la presión de operación de la bota.

Tabla 4. Características bota de gas

CARACTERÍSTICA	UNIDAD	VALOR
Tipo	-	Bifásico Vertical
Capacidad	BBL	78
Dimensiones	-	53.5" ID x 32' H s/s
Presión Diseño	Psig	55
Temperatura Diseño	°F	120
Presión Operación	Psig	10
Temperatura Operación	°F	100

2.2.2.2 Scruber de succión compresores K3991/3992. A continuación, se mencionan algunas características que tiene el separador de succión:

- Capacidad de evitar el llenado frecuente y proporcionar un margen adecuado para el deterioro del sistema.
- Tiempo mínimo de retención de 2 minutos para una desgasificación suficiente para mantener las características requeridas del aceite.

- El depurador de entrada y el sistema de drenaje asociados están diseñados para manejar dos (2) veces el caudal máximo de gas y un caudal de líquido de 150 BOPD.
- Filtración de fusión interna y deflectores de impacto, para lograr la concentración de arrastre de aceite permisible especificada (10 ppm de salida de depurador de descarga masat).
- Boca de inspección para operaciones de limpieza y plataformas.
- Válvula de alivio de seguridad con brida.
- Abertura con brida (10 en mínimo) para el servicio y la limpieza de las partes internas del separador.
- Ventilación con brida separada, drenaje del filtro, retorno de aceite, llenado de aceite y conexiones de drenaje.
- Medidor de nivel blindado con bridas.
- Un deflector junto a la abertura de entrada de gas para ayudar a dirigir el gas hacia arriba y el aceite hacia abajo.
- Un interruptor de vórtice aguas arriba de la conexión de salida de aceite.
- Conexiones bridadas separadas para interruptor de nivel, indicador de presión diferencial, indicador de presión, entrada del acondicionador de aceite, salida del acondicionador de aceite.

- Separe las conexiones de termopozo de acero inoxidable austenítico para un medidor de temperatura y / o interruptor (es).

2.2.2.3 Compresores de gas K3991/3992

1. Antecedentes

La Estación de transferencia requirió la instalación de 2 compresores de gas para incrementar la presión del sistema con el fin de que se pudiera enviar gas en paralelo con los separadores existentes cuyo propósito fue una operación a una más alta presión respecto a la presión de operación de las botas de gas. Por otra parte, para garantizar la sostenibilidad del manejo de gas, optimizar el costo mensual de operación y mantenimiento de equipos y considerando la entrada en funcionamiento del sistema de remoción de H₂S se determinó la necesidad de instalar un patín compuesto por dos (2) compresores tipo paleta con su respectivo sistema de conexionado y automatización que permitió a la operación manejar de manera eficiente y segura el gas desde y hacia la estación

2. Características

Para transferir el gas de la estación a la planta compresora, la estación cuenta con dos compresores RoFlo modelo 17S de paletas múltiples, enfriados por agua con un sistema de enfriamiento cerrado.

La lubricación es forzada con bomba sencilla la cual alimenta el sistema en 9 puntos. El sistema de enfriamiento de gas y agua de camisas se efectúa mediante un intercambiador aleteado de dos cuerpos.

En la succión cuenta con un “scrubber” de 42” de OD x 126” SS desde el cual se pueden alimentar los dos compresores. El sistema está diseñado para que en operación normal se mantenga uno de “stand by”.

Tabla 5. Características compresores K3991/92

SISTEMA DE OPERACIÓN		DESCRIPCIÓN	
SISTEMA DE COMPRESIÓN DE GAS.	COMPRESOR BOOSTER	CANTIDAD	2
		TAGS	K-3991/92
		MARCA	RoFlo
		MODELO	17S
		TIPO	ROTARY VANE
		CAPACIDAD	2.0 MMSCFD
		PRESIÓN DE SUCCIÓN	18,5 Psig
		PRESIÓN DE DESCARGA	45 Psig
		TEMPERATURA DE SUCCIÓN	120° F
		TEMPERATURA DE DESCARGA	125° F
	MOTOR	POTENCIA	150 HP
		VELOCIDAD	1200 RPM
	VARIADOR DE VELOCIDAD	MODELO:	ABB 800-37
		POTENCIA:	150 HP
		CLASIFICACIÓN IP:	54

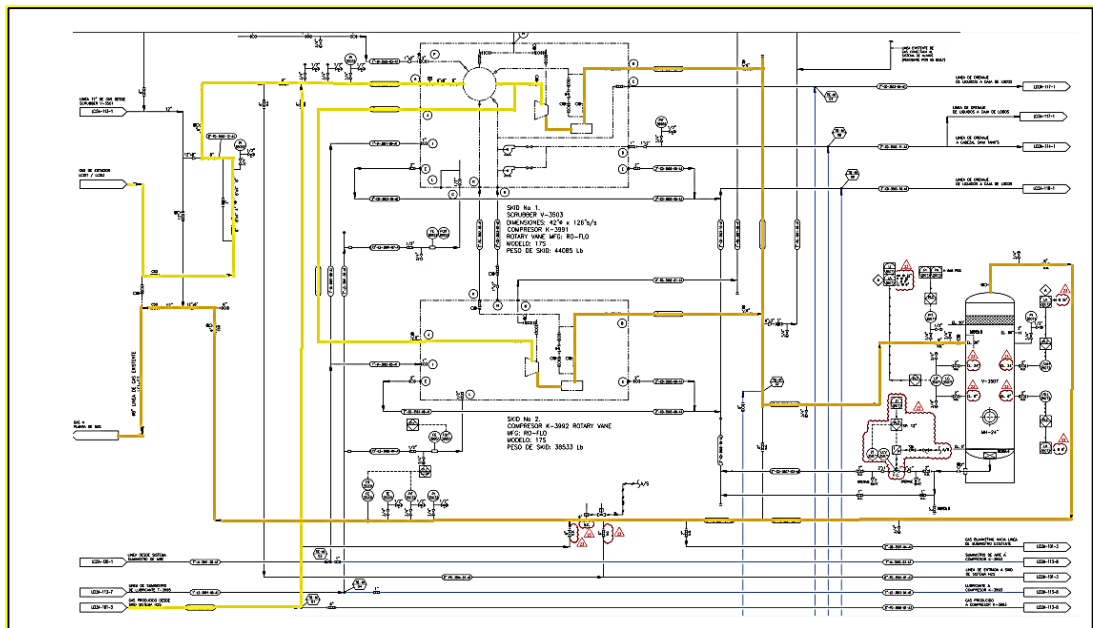
3. Operación

Los Compresores de la estación LCI-3A son movidos por motores de 150 HP de potencia y están configurados para que en una primera configuración el gas proveniente de los separadores V9107/12/13, LCI-01, LCI-03, LCI-3A, entre directamente al separador de succión del patín y luego entre al sistema de remoción de H₂S para ser dirigido hacia la planta de proceso.

Sin embargo, debido que los equipos cuentan con un sistema de lubricación forzada a pérdida, el aceite de lubricación de las cámaras de compresión es arrastrado en el gas de alta contaminando el lecho solido de los equipos de H₂S provocando consecuentemente disminución en la eficiencia del sistema de endulzamiento de gas.

Por lo anterior en un sistema de “by-pass” se direcciono el gas para que en primera instancia pasara por los “sulfatreat” y luego al compresor. Para esto fue necesario instalar un separador adicional Aceite Gas V-3507 para finalmente direccionar el gas a la planta de proceso (ver Figura 24).

Figura 24. Diagrama P&ID Transferencia de gas



4. Regulación de la presión de gas

La válvula de control PCV de 4" es el elemento de control que ajusta la presión de operación en la línea de salida del gas depurado en la estación LC13A. El “setting” de estas válvulas depende de la presión de contrapresión que se quiera mantener

en el depurador y de la presión de succión que se quiera tener en el compresor localizado en la estación LCI03, el cual entrega el gas a una presión de aproximadamente 30 psig al gasoducto que va hacia la planta compresora.

Su principio de funcionamiento involucra medir la presión con el PIT, ubicado aguas arriba de la válvula, y con base en esta medida manipular el porcentaje de apertura y de esta manera garantizar la presión deseada.

Una vez fijado el “setting” de control, el porcentaje de apertura de esta válvula depende a su vez de la presión de succión del compresor “booster” localizado en la estación LCI03. La presión de entrega hacia a la línea troncal que va a la planta de gas se ubicará en el rango de entre 20 y 30 psig. El aumento de presión desde 5 psig en la salida de la PCV y la presión de entrega de 20-30 psig lo suministra el compresor “booster”.

El cierre de la SDV-35012 causa la presurización del sistema. Para manejar situaciones similares en las que la línea principal de gas se presuriza o cuando no se puede evacuar el flujo de gas hacia la planta Compresora, se cuenta con la válvula de control autorregulada PCV-404, que permite relevar hacia la tea el gas que normalmente se envía hacia la succión de los compresores de gas. El “set point” de la válvula PCV-404 se ajusta sumándole entre 1 y 2 psig al valor establecido en la válvula PCV-3015.

Por lo anterior, en operación normal, la válvula PCV permanece cerrada, abriéndose solo en el caso de que la línea alcance 11.5 psig, generando un relevo de gas hacia la tea.

2.2.2.4 Depurador de gas -3501. Este equipo es un recipiente vertical con una longitud entre soldaduras de 6.3 pies (76 pulgadas) y un diámetro de 24 pulgadas; el objetivo es remover las gotas de líquido suspendidas en el gas provenientes de la bota; este equipo remueve tanto el líquido de arrastre como también los condensados, aprovechando la diferencia de densidad entre líquido y el gas.

Internamente el depurador cuenta con una platina de choque perpendicular a la boquilla de entrada que cambia la dirección de flujo del gas. Este golpe súbito facilita la acción de la gravedad sobre las gotas que se condensan sobre la superficie de la placa.

Las pequeñas gotas y dispersiones de líquido que pasan la placa y se suspenden en el gas, se retiran conforme el gas atraviesa un extractor de niebla localizado en la cabeza superior del equipo. Este extractor, es básicamente una esponja cilíndrica de malla de acero con un espesor de 6" y diámetro igual al del depurador.

Está diseñado para atrapar y agrupar (coalescer) las gotas de más de 7 micrones. Una vez se agrupan en los intersticios del depurador, la suma de las gotas genera la masa apropiada para que pequeños paquetes de gotas caigan al fondo del recipiente por acción de la gravedad.

De esta manera se previene arrastre de líquido hacia la vasija de succión del compresor booster de la estación o en caso de relevo de esta, hacia la tea. Puesto que el extractor de niebla opera continuamente, este admite material particulado y otras impurezas que pueda arrastrar la corriente de gas. Por tal razón, es necesario monitorear periódicamente la caída de presión del gas conforme atraviesa por el depurador, que en ningún caso puede ser mayor a 0.2 psi.

Tabla 6. Características depurador de gas 3501

ARACTERÍSTICA	UNIDAD	VALOR
Tipo	-	Vertical
Capacidad	MMSCFD	6.5
Dimensiones	-	66" ID x 8' H s/s
Presión Diseño	Psig	35
Temperatura Diseño	°F	140
Presión Operación	Psig	8
Temperatura Operación	°F	100

2.2.2.5 Equipos de remoción de H2S sulfatreat - V3505/3506

1. Antecedentes tratamiento de H2S en el campo LCI

El H2S es un gas que normalmente está asociado con el proceso de producción de crudo asistido con la inyección de agua para mejorar su recobro. En el campo LCI se empezó a observar la presencia de este compuesto en el año 2008, momento en el cual se empezaron a realizar acciones para entender el fenómeno y establecer acciones para su manejo. Debido a que este gas puede presentar riesgos para la salud humana cuando se encuentra en altas concentraciones, se estableció el programa de manejo de H2S en el campo LCI con el fin de establecer los controles requeridos y mitigar los riesgos asociados a este compuesto.

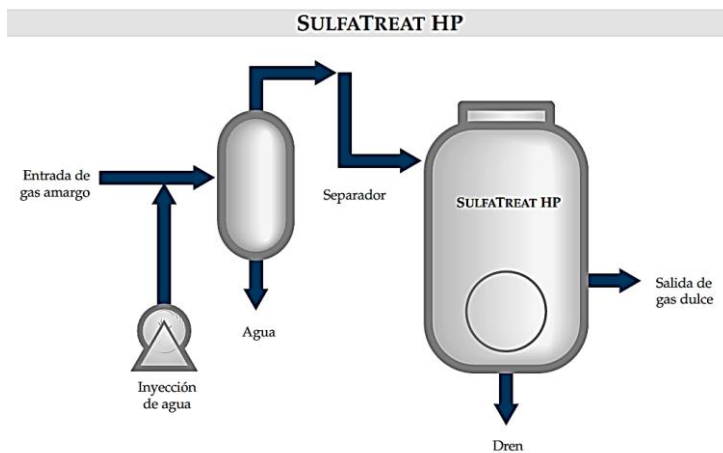
El tratamiento de H2S en el campo LCI consiste en la remoción de este compuesto de las corrientes de gas producido con la ayuda de compuestos químicos que se encuentran en estado líquido o sólido llamados secuestrantes.

La función de estos secuestrantes es reaccionar con el H2S presente para formar otros compuestos estables de azufre cuyo manejo en el campo garantiza que no existan riesgos hacia las personas o el medio ambiente.

2. Remoción de H₂S con secuestrantes sólidos

El tratamiento consiste en la instalación de recipientes a presión los cuales son llenados con el secuestrante sólido (ver Figura 25); la función del recipiente es contener y dar soporte al secuestrante para que este pueda cumplir con el objetivo de remover el H₂S.

Figura 25. Esquema remoción H₂S

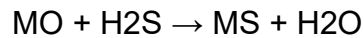


El secuestrante sólido es un producto granular (ver Figura 26) que dependiendo de los requerimientos de diseño puede estar formado únicamente por óxidos de hierro o por mezcla de óxidos de metales, incluyendo los de hierro.

Figura 26. Apariencia del secuestrante Sólido de H₂S.



El producto dentro del recipiente forma un lecho sólido a través del cual se pasa el gas de producción el cual contiene el H₂S, este empieza a reaccionar con el lecho hasta que se logra su remoción, obteniéndose un gas libre de H₂S; en la siguiente ecuación se muestra de forma esquemática el proceso de reacción:



Donde:

M: Metal base que compone el secuestrante sólido.

MO: Óxido del metal

MS: Sulfuro del metal

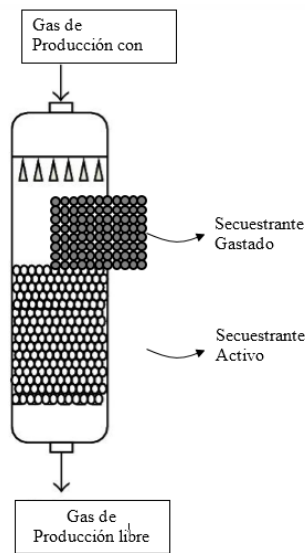
El sistema propuesto para LCI utiliza tecnología con nombre comercial Sulfatreat de MI SWACO, el cual cuenta con dos tipos diferentes de reactivo, uno a base de óxido de hierro llamado Sulfatreat*410CHP, para tratamiento de gases con alto contenido de H₂S, y otro a base de óxido de Zinc, óxido de Cobre y óxido de Aluminio, llamado Sulfatreat Select HP, para el tratamiento de gases con concentraciones de H₂S del orden de 120 ppm (ver Tabla 7). El reactivo se presenta en forma de pequeños gránulos con regularidad de tamaño y forma, posee una densidad de 62 lb/ft³, de color negro, y todas sus características son similares antes y después de reaccionado. Una vez reaccionado, los productos de la reacción entre el Sulfatreat*410CHP y el H₂S, son compuestos estables que no se descomponen, por lo que el H₂S es irreversiblemente eliminado de la corriente de gas. En consecuencia el reactivo no es regenerado y debe reemplazarse cada determinado tiempo, generalmente entre uno y tres años, disponiéndose en forma de lecho sólido. El reactivo (Sulfatreat) no es tóxico, inflamable, explosivo, corrosivo o irritante, ni antes ni después de la operación, por lo que no ocasiona problemas ambientales en su disposición final ni en su manipulación. El reactivo agotado constituye un residuo especial no peligroso, cuya disposición final puede realizarse en rellenos sanitarios o en caminos.

Tabla 7. Composición y Propiedades del Reactivo SULFATREAT*410CHP

IDENTIFICACIÓN Y PROPIEDADES DEL PRODUCTO QUÍMICO		
Nombre Comercial	SULFATREAT* 410CHP	
Índice Salud HMIS	Salud	1
	Inflamabilidad	1
	Peligro Físico	0
Estado Físico	Sólido granular	
Color:	Negro	
Olor:	Inodoro	
Composición:	<u>Ingrediente</u>	<u>% Peso</u>
	Montmorillonita calcinada	30-60
	Agua	10-30
	Óxidos de Hierro	10-30
	Sílica cristalina, Cuarzo.	5-10
	Dióxido de Manganeso	0.1-1
Propiedades Inflamables	Temperatura de Inflamación F(C)	NA
	Temperatura de Autoignición F(C)	ND
	Clase Inflamable	No Combustible
Estabilidad y Reactividad	Datos de estabilidad	Estable
	Condiciones a Evitar	ND
	Incompatibilidad de materiales	Ácidos fuertes. Oxidantes fuertes
	Polimerización peligrosa	No ocurrirá Polimerización

El sistema de tratamiento de H₂S están diseñados para garantizar menos de 4 ppm de H₂S en la salida del patín durante un periodo mínimo de 365 días continuos en las condiciones estables para cada lugar, esto equivale a una eficiencia de entre 96 y 99 %. En la Figura 27 se muestra el proceso de remoción de H₂S en el lecho sólido.

Figura 27. Remoción de H₂S en el lecho sólido



Una vez que se da la reacción entre el H₂S y el secuestrante sólido, este se desactiva, requiriendo que después de cierto periodo se tenga que realizar su cambio para continuar retirando el H₂S de la corriente de gas. El secuestrante gastado es un producto estable, clasificado como no peligroso y con rutas bien determinadas para su disposición final, probadas a través del tiempo de acuerdo con el número de unidades instaladas alrededor del mundo por los fabricantes de este producto.

Considerando el aumento diferencial de contenido de sulfuro de hidrogeno gaseoso o H₂S en el gas de producción del campo LCI se ha conceptualizado unidades de tratamiento que remueven vía reacción química el compuesto mencionado. Los

sistemas de eliminación de H₂S se han diseñado para manejar el 100% del gas de campo y se encuentran distribuidos geográficamente en las ubicaciones asociadas a las estaciones principales de producción Cira Infantas:

Figura 28. Localización de sulfatreat en el campo LCI

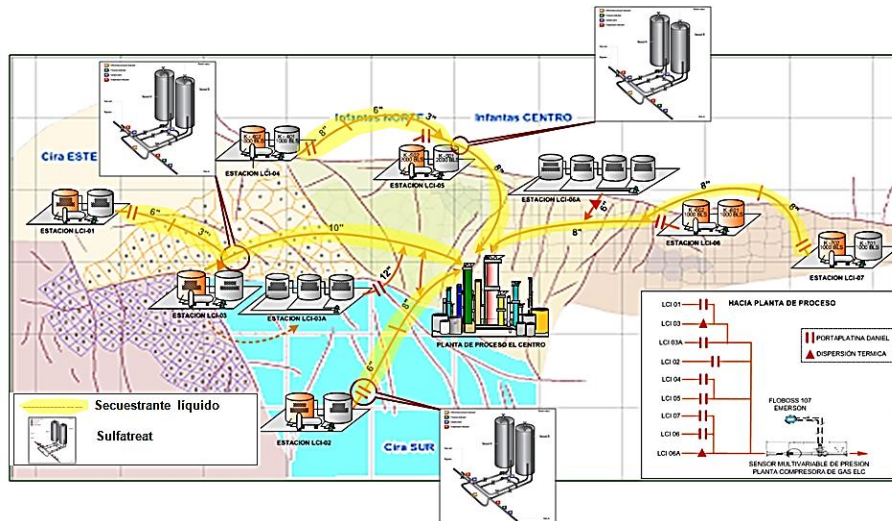


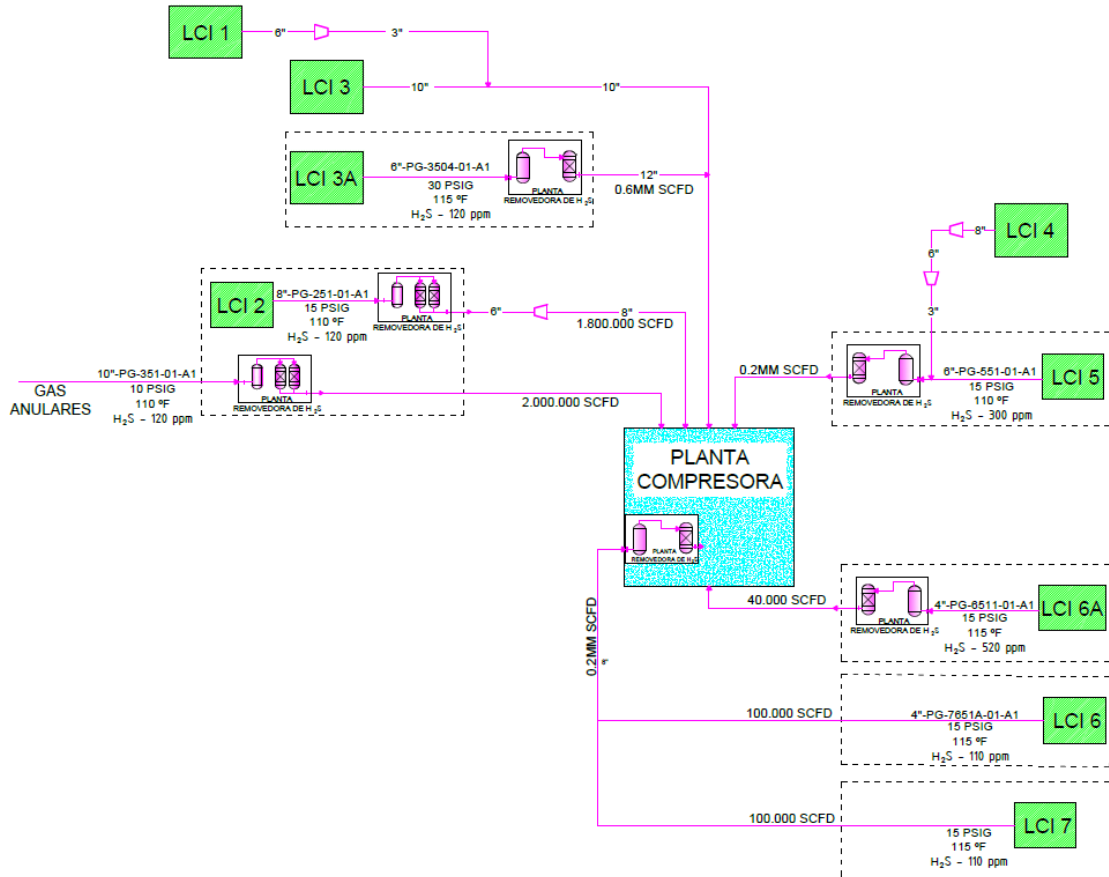
Tabla 8. Valores de H₂S en troncales de gas

	Flujo de gas esperado (SCFD)	cantidad de H ₂ S a remover segun datos operativos (ppm)	Temperatura operación-diseño (°F)	Presión operación (Psig)
Línea 2	2,000,000	150-100	110-115	10-14
Línea 3	2,000,000	150-100	110-115	10-13
LCI-3A	600,000	150-100	130-170	12-18
Línea 5	200,000	375-300	110-115	10-14
Línea 6	200,000	150-100	100-115	10-14
LCI-6A	40,000	600-450	100-130	5-7

Tal como se indica en la Figura 28 a la planta de gas le llega gas tratado en unidades de remoción de H₂S localizadas en las plantas LCI-02, LCI-3-A, LCI-5 y LCI-6A,

más gas proveniente de las estaciones LCI-6 y LCI-7 sin tratar y el cual se trata en un skid de remoción de H₂S localizado en la planta.

Figura 29. Diagrama sistema remoción H₂S en el campo LCI



El sistema de tratamiento de H₂S está compuesto por un depurador de gas, y un recipiente de tratamiento, el cual contiene un secuestrante sólido que reacciona con el H₂S generando compuestos estables de azufre.

Los separadores son vasijas de 30 pulgadas de diámetro y 10 pies de longitud entre costuras con una presión de diseño de 50 psig con eliminadores de niebla de 60 micrones y una capacidad de 3 MMSCFD de gas y 1500 BPD de líquido.

Los reactores son vasijas de 48 ó 60 pulgadas de diámetro y 15 ó 20 pies de longitud entre costuras de soldadura con una presión de diseño de 50 psig, una temperatura de diseño entre 170-230 °F y rata de flujo de entre 0.04-1 MMSCFD. Los recipientes poseen estampe ASME SVIII.

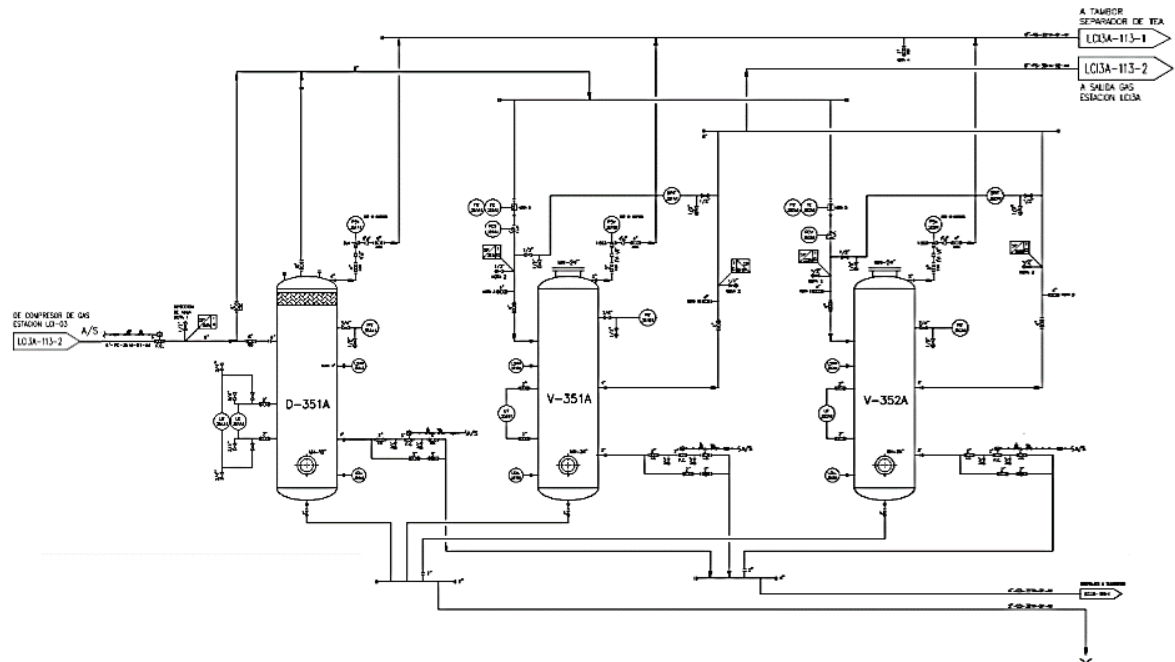
Tabla 9. Características Sistema remoción H2S

SISTEMA DE OPERACIÓN		DESCRIPCIÓN	
SISTEMA DE REMOCIÓN DE H ₂ S	DEPURADOR DE GAS	CANTIDAD	1
		TAG	V-3504
		PRESIÓN DE DISEÑO	50 PSIG
		TEMPERATURA DE DISEÑO	230 °F
		PRESIÓN DE OPERACIÓN	30 PSIG
		TEMPERATURA DE OPERACIÓN	110 °F
		CAPACIDAD GAS	3 MMSCFD
		CAPACIDAD LÍQUIDO	1500 BPD
		DIÁMETRO INTERNO	29.5"
		LONGITUD T-T	10'
	REACTOR DE H ₂ S	CANTIDAD	2
		TAG	V-XXX
		PRESIÓN DE DISEÑO	50 PSIG
		TEMPERATURA DE DISEÑO	230 °F
PRESIÓN DE OPERACIÓN		30 PSIG	

SISTEMA DE OPERACIÓN		DESCRIPCIÓN	
		TEMPERATURA DE OPERACIÓN	110 °F
		CAPACIDAD	1 MMSCFD
		DIÁMETRO INTERNO	48"
TRATADOR PORTÁTIL DE H ₂ S		LONGITUD T-T	23'
		CANTIDAD	2
		TAG	V-3506
		PRESIÓN DE DISEÑO	50 PSIG
		TEMPERATURA DE DISEÑO	230 °F
		PRESIÓN DE OPERACIÓN	30 PSIG
		TEMPERATURA DE OPERACIÓN	110 °F
		CAPACIDAD	1 MMSCFD
		DIÁMETRO INTERNO	60"
		LONGITUD T-T	10' 9"

Los sistemas de tratamiento de H₂S están diseñados para garantizar menos de 4 ppm de H₂S en la salida del patín durante un periodo mínimo de 365 días continuos en las condiciones establecidas para cada lugar, esto equivale a una eficiencia de entre 96 y 99%.

Figura 30. Diagrama P&ID Remoción H₂S LCI3A



Los depuradores se diseñaron para asegurar un nivel máximo de retención de líquido en el recipiente del 25%, el valor de la densidad del líquido para los cálculos fue de 50-55 lb/ft³, la densidad del gas se calculó de acuerdo con la composición del gas y se ubica en una gravedad específica de entre 0.68 y 0.72. El tiempo de separación de gotas líquidas de la corriente de gas se definió como de 2 minutos.

Para asegurar que el gas que ingresa al reactor de H₂S no tenga exceso de agua se tiene un sistema de manejo de líquidos en el separador con un transmisor indicador de nivel redundante (tipo magnetorestrictivo y tipo presión diferencial). En el caso del reactor por el sistema anterior se cuenta también con un sistema de drenaje para evitar la acumulación de líquidos. Cada recipiente cuenta con las siguientes ventanas de operación debidamente cuantificadas por alarmas y por acciones de control de proceso.

Tabla 10. Variables de control separador-reactor

Separador	LCI 3A	Acción
Muy alto nivel	8 ft 9 in	Cierre válvula de entrada al separador Apertura de válvula bypass a skid de H2S
Alto nivel	6 ft 1 in	Apertura válvula de drenaje del separador
Bajo nivel	4 ft 2 in	Cierre válvula de drenaje del separador Cierre válvula de entrada al separador Apertura de válvula bypass a skid de H2S
Reactor	LCI 3A	Acción
Muy alto nivel	6 ft	Cierre válvula de entrada al separador Apertura de válvula on-off del gasoducto
Alto nivel	5 ft 7 in	Apertura válvula del drenaje del reactor
Bajo nivel	4ft 2 in	Cierre válvula del drenaje del reactor
Muy bajo nivel	4 ft	Cierre válvula de entrada al separador Apertura de válvula on-off del gasoducto

El gas proveniente del gasoducto pasa inicialmente por un sistema de saturación de agua con boquilla de aspersion con el fin de garantizar la humedad entre 80 y 100%, esta boquilla tiene la función de generar una dispersión de vapor de agua en el gas.

Una vez húmedo el gas pasa a un depurador de gas para retirar el exceso de agua y finalmente entra al recipiente de tratamiento de H2S que en esencia es un reactor que opera en fase sólida donde compuestos férricos en forma de esfera con alta área superficial reacciona con el H2S. La reacción la favorece la humedad con la

que cuenta el sistema. Una vez se da la reacción entre el H₂S y el secuestrante, este se desactiva, requiriendo que después de cierto tiempo se tenga que realizar su cambio.

El secuestrante gastado es un producto estable, clasificado como no peligroso y con rutas bien determinadas para su disposición final.

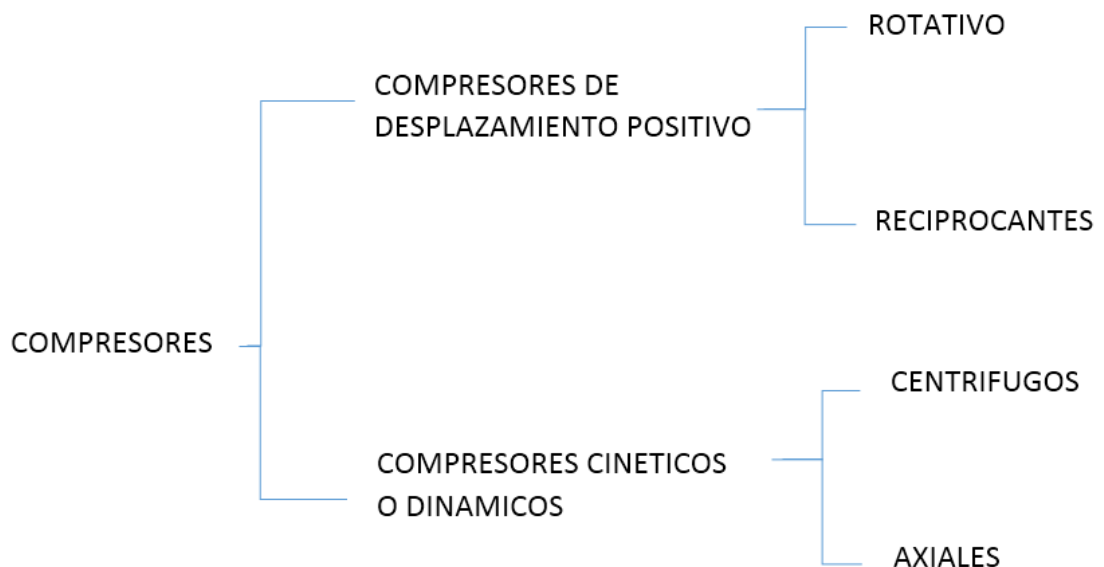
3. CONSTRUCCION Y MONTAJE DE COMPRESOR DE PALETAS K-3993

3.1 DEFINICIONES PRELIMINARES

Un compresor es fundamentalmente una maquina utilizada para elevar la presión de un gas. Para este caso el equipo está destinado a la transferencia de gas proveniente de los pozos productores del campo LCI y dirigido hacia la planta de procesamiento de gas el Centro.

La Figura 31 señala la clasificación de los compresores

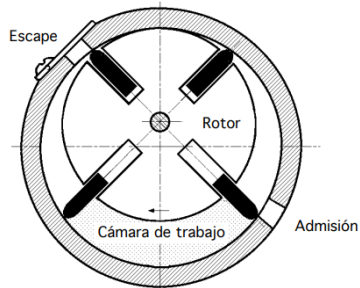
Figura 31. Clasificación compresores



El compresor K-3993 es un compresor de desplazamiento positivo, rotativo de tipo paletas cuya instalación consiste en un rotor de paletas flotantes situado de forma excéntrica en el interior de una carcasa. La acción de la fuerza centrífuga obliga a

las “palas o paletas” a deslizarse sobre las ranuras del rotor obligándolas a contactar sobre la carcasa creando una zona o cámara de compresión.

Figura 32. Esquema compresor de paletas



La cámara de compresión va creciendo en la zona de aspiración produciendo una depresión que provoca la entrada del aire. A medida que el rotor gira la cámara de compresión se va reduciendo en sección hacia la zona de impulsión comprimiendo el aire en el interior.

3.1.1 Composición del gas de succión. El gas transferido por el compresor K-3993 tiene una composición promedio de acuerdo con la cromatografía señalada en la Tabla 11.

Tabla 111. Variables de control separador-reactor

COMPONENTE	MOL% VOL%
C1	76,650
C2	6,885
C3	4,428
IC4	1,274
NC4	1,808
IC5	0,994
NC5	0,905
C6+	0,441
O2	0,000
N2	1,716

COMPONENTE	MOL% VOL%
H2	0,000
CO	0,000
CO2	4,897
H2S	0,000
Total	100,000

3.1.2 Propiedades del gas de succión. La Tabla 12 señala las propiedades del gas de succión del compresor K-3993

Tabla 12. Propiedades gas de succión

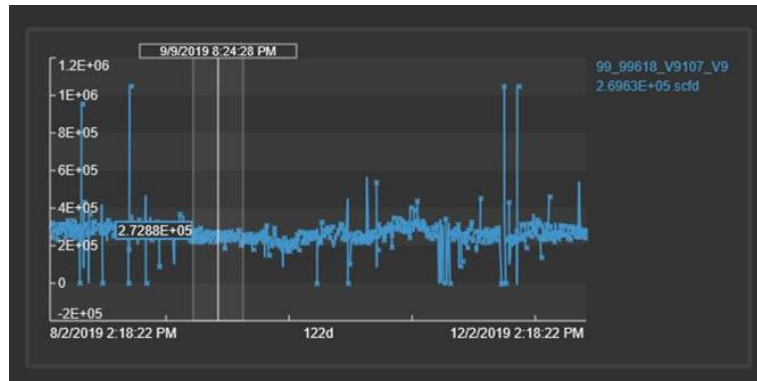
Propiedad	Valor
Gravedad Especifica	0,77974
Densidad, Lbs/ft3	0,05951
Peso Molecular	22,49803
GPM	3,20633
BTU Neto Ideal	1093,44714
BTU Neto Real	1097,58982
BTU Bruto Ideal	1201,14217
BTU Bruto Real	1205,69287
Factor de Compresibilidad	0,99623

3.2 CAUDALES DE GAS

El suministro de gas hacia la estación de transferencia de gas de la LCI-3A es aportada principalmente por; Estación LCI- 01, Estación LCI-03, Estación LCI-3A, Separador V9107, V9112 y V9713 que recogen el gas de los pozos productores de la zona.

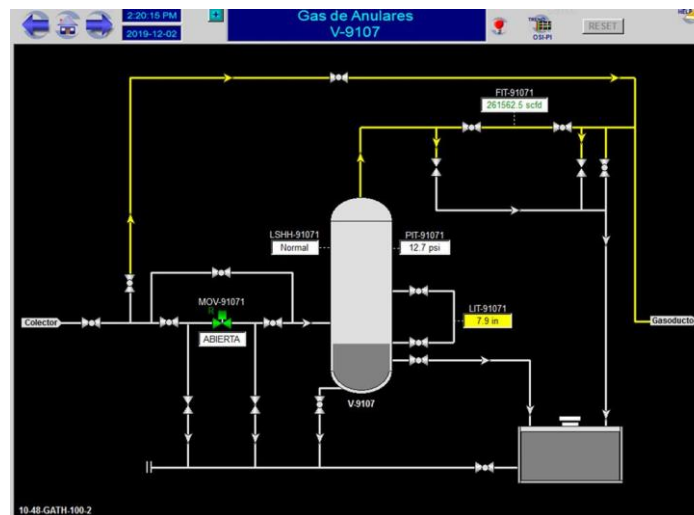
La Figura 33 señala los promedios de producción de los últimos 4 meses para pozos productores que llegan al separador V9107, para este caso se tiene un valor medio de 272,8 KSCF/D.

Figura 33. Históricos de producción a Separador V9107



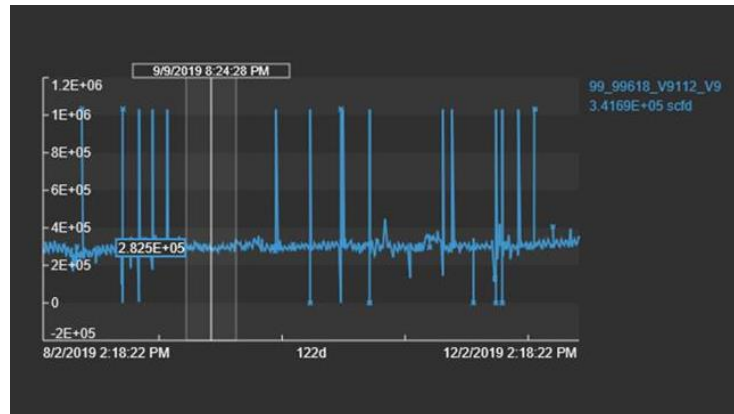
La Figura 34 señala el volumen actual de gas que maneja el separador V-9107. De acuerdo con el FIT 91071 el separador maneja un caudal de 262 KSCF/D

Figura 34. Caudal separador V-9107



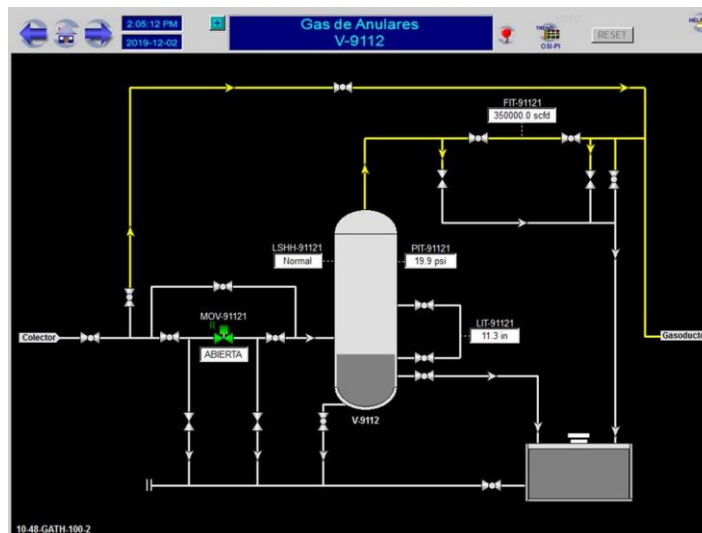
La Figura 35 señala los promedios de producción de los últimos 4 meses para pozos productores que llegan al separador V9112. Para este caso se tiene un valor medio de 282,5 KSCF/D.

Figura 35. Históricos de producción a Separador V9112



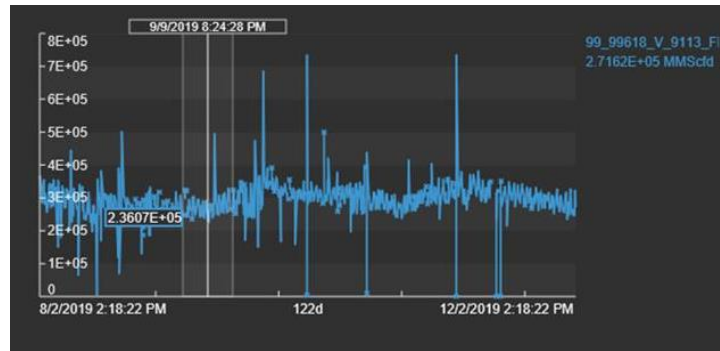
La Figura 36 señala el volumen actual de gas que maneja el separador V-9112. De acuerdo con el FIT 91121 el separador maneja un caudal de 350 KSCF/D

Figura 36. Caudal separador V-9112



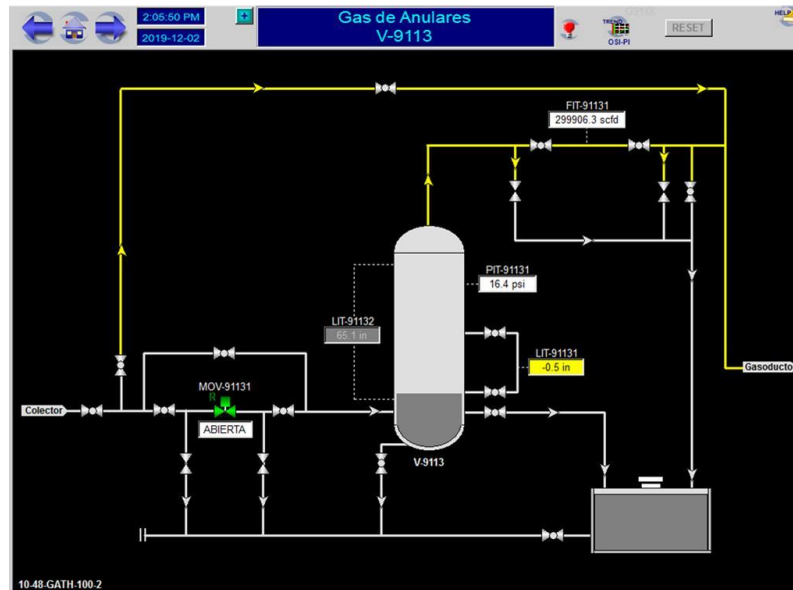
La Figura 37 señala los promedios de producción de los últimos 4 meses para pozos productores que llegan al separador V9113 Para este caso se tiene un valor medio de 236,07 KSCF/D.

Figura 37. Históricos de producción a Separador V9113



La Figura 38 señala el volumen actual de gas que maneja el separador V-9113. De acuerdo con el FIT 91131 el separador maneja un caudal de 299,9 KSCF/D.

Figura 38. Caudal separador V-9113



La Tabla 13 señala el volumen de gas aportado por la LCI-01, LCI-03, LCI-3A y los separadores V9107/12/13

Tabla 13. Volúmenes de gas separadores - estaciones

Equipo/Estación	Total general (KSCF/D)
V-9107	262
V-9112	350
V-9113	300
LCI01	350
LCI3-LCI3A	1373
TOTAL	2635

3.3 DIMENSIONAMIENTO DEL EQUIPO

El principio de operación para los compresores K3991/92/93 está planteado para que operen paralelamente 2 de los 3 equipos y 1 quede en “stand-by”. Para efectos de cálculos se va a asumir el volumen total mencionado en la tabla xx como caudal de succión del compresor.

Datos

Flujo de Gas:	$Q = 2,635 \text{ MMCSFD}$
Presion de Succion:	$P_1 = 18,5 \text{ psig}$
Presion Estandar:	$P_{std} = 14,7 \text{ psia}$
Presion de Descarga:	$P_2 = 45 \text{ psig}$
Temperatura Estandar:	$T_{std} = 520 \text{ }^\circ\text{R}$
Temperatura de succion:	$T_1 = 580 \text{ }^\circ\text{R}$
Gravedad Especifica del Gas:	$Y_g = 0,77974$
Caida de Presion Aeroenfriador:	$\Delta p = 5 \text{ psi}$
Eficiencia Isentropica:	$E_{isen} = 0,7$
Numero de Etapas:	$n = 1$

3.3.1 Calculo relación de compresión

$$R_C = \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{1}{n}}$$

$$R_C = \left(\frac{45}{18,5}\right)^{\frac{1}{1}} = 2,43$$

3.3.2 Calculo presión etapa 1

$$P_i = \frac{\Delta p + \sqrt{(\Delta p)^2 + 4xP_2xP_1}}{2} = \frac{5 + \sqrt{(5)^2 + 4x45x18,5}}{2} = 31,46 \text{ psig}$$

3.3.3 Coeficiente Isentropico K

$$K = 1,3 - 0,31x(Y_g - 0,55) = 1,3 - 0,31x(0,77974 - 0,55)$$

$$K = 1,228$$

3.3.4 Calculo temperatura Etapa 1

$$T_2 = T_1x \left(1 + \frac{\left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{k-1}{k}} - 1}{E_{isen}} \right)$$

$$T_2 = 580x \left(1 + \frac{\left(\frac{31,46}{18,5}\right)^{\frac{1,228-1}{1,228}} - 1}{0,7} \right) = 665,84^\circ R$$

$$T_2 = 665,84^\circ R - 460 = 206^\circ F$$

3.3.5 Propiedades pseudocríticas. Se requiere calcular la temperatura y la presión pseudocrítica con el objeto de calcular pseudoreducidas a partir de las cuales podemos hallar el factor de compresibilidad del gas en la succión y en la descarga. Las propiedades pseudocríticas P_{pc} y T_{pc} , se pueden predecir solamente a partir de la gravedad específica del gas. Brown y colaboradores (1948) para sistemas de gas natural.

3.3.6 Temperatura pseudocrítica

$$T_{PC} = 168 + 325Y_g - 12,5Y_g^2$$

$$T_{PC} = 168 + 325x0,77974 - 12,5x(0,77974)^2$$

$$T_{PC} = 413,82^\circ R$$

3.3.7 Presión pseudocrítica

$$P_{PC} = 677 + 15,0Y_g - 37,5Y_g^2$$

$$P_{PC} = 677 + 15,0x0,77974 - 37,5x(0,77974)^2$$

$$P_{PC} = 665,9 \text{ psia}$$

3.3.8 Temperatura pseudoreducidas succión y descarga

T_{Pr1} = Temperatura pseudoreducida succion

T_{Pr2} = Temperatura pseudoreducida descarga

$$T_{Pr1} = \frac{T_1}{T_{Pr}} = \frac{580}{413,82} = 1,4$$

$$T_{Pr2} = \frac{T_2}{T_{Pr}} = \frac{665,84}{413,82} = 1,6$$

3.3.9 Presión pseudoreducidas succión y descarga

P_{Pr1} = Presion pseudoreducida succion

P_{Pr2} = Presion pseudoreducida descarga

$$P_{Pr1} = \frac{P_1}{P_{Pr}} = \frac{18,5}{665,9} = 0,027$$

$$P_{Pr2} = \frac{P_2}{P_{Pr}} = \frac{31,46}{665,9} = 0,047$$

3.3.10 Factor de compresibilidad succión

$$Z_1 = 1 - \frac{P_{Pr1}}{T_{pr1}} x \left[0,36748758 - 0,04188423x \left(\frac{P_{Pr1}}{T_{pr1}} \right) \right]$$

$$Z_1 = 1 - \frac{0,027}{1,4} x \left[0,36748758 - 0,04188423x \left(\frac{0,027}{1,4} \right) \right]$$

$$Z_1 = 0,99$$

3.3.11 Factor de compresibilidad descarga

$$Z_2 = 1 - \frac{P_{Pr2}}{T_{pr2}} x \left[0,36748758 - 0,04188423x \left(\frac{P_{Pr2}}{T_{pr2}} \right) \right]$$

$$Z_2 = 1 - \frac{0,047}{1,6} x \left[0,36748758 - 0,04188423x \left(\frac{0,047}{1,6} \right) \right]$$

$$Z_2 = 0,98$$

3.3.12 Calculo de potencia de etapa del compresor

$$HP_{etapa} = 3,03x \frac{Q_g T_1}{E_{isen}} x \left(\frac{Z_1 + Z_2}{2} \right) \left(\frac{k}{k-1} \right) \left(\frac{P_{sc}}{T_{sc}} \right) \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right]$$

$$HP_{etapa} = 3,03x \frac{2,635x580}{0,7} x \left(\frac{0,99 + 0,98}{2} \right) \left(\frac{1,228}{1,228-1} \right) \left(\frac{14,7}{520} \right) \left[\left(\frac{31,46}{18,5} \right)^{\frac{1,228-1}{1,228}} - 1 \right]$$

$$HP_{etapa} = 102,786 \text{ HP}$$

3.4 LOCALIZACIÓN DEL EQUIPO

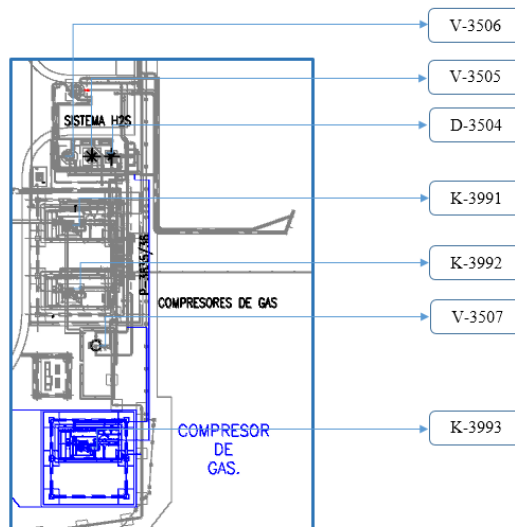
El compresor K-3993 será instalado como parte del proyecto de optimización de superficie y su objetivo consiste en ampliar la capacidad instalada en la sección de transferencia de gas de la estación LCI-3A. (ver Figura 39)

Figura 39. Localización compresor K3993



Este equipo está ubicado en el costado sur-este de la Estación LCI-3A próximo a los compresores existentes K3992-K3993 y al sistema de remoción H₂S Figura 40.

Figura 39. Localización compresor K3993



3.5 CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO

La Tabla 14 señala las características generales del patín para el compresor K-3993

Tabla 144. Características compresor K3993

CARACTERÍSTICA	UNIDAD	VALOR
Tipo	-	Paleta
Capacidad	MMSCFD	1.5
Dimensiones	-	53.5" ID x 32' H s/s
Presión máxima succión	psia	18.5
Presión descarga	psia	45
Temperatura Diseño	°F	150
Velocidad	rpm	986
Potencia	HP	125

Figura 40. Vista lateral compresor K3993

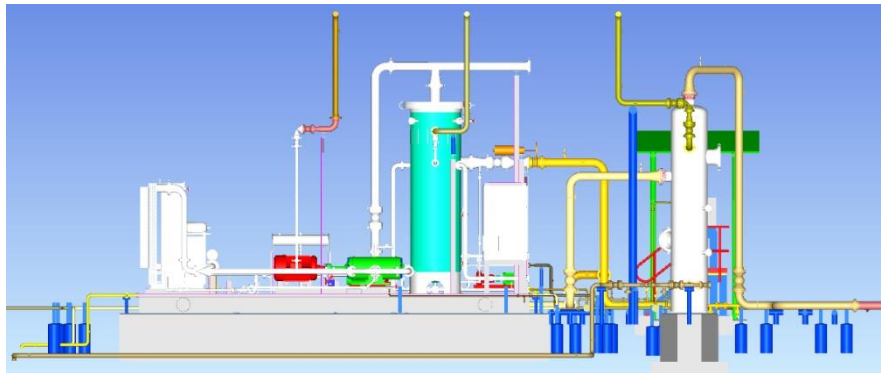
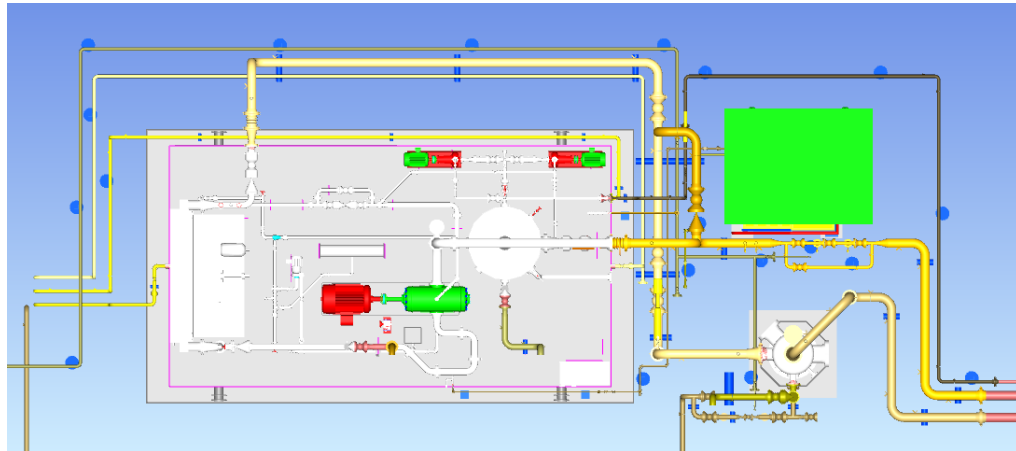


Figura 41. Vista superior compresor K3993

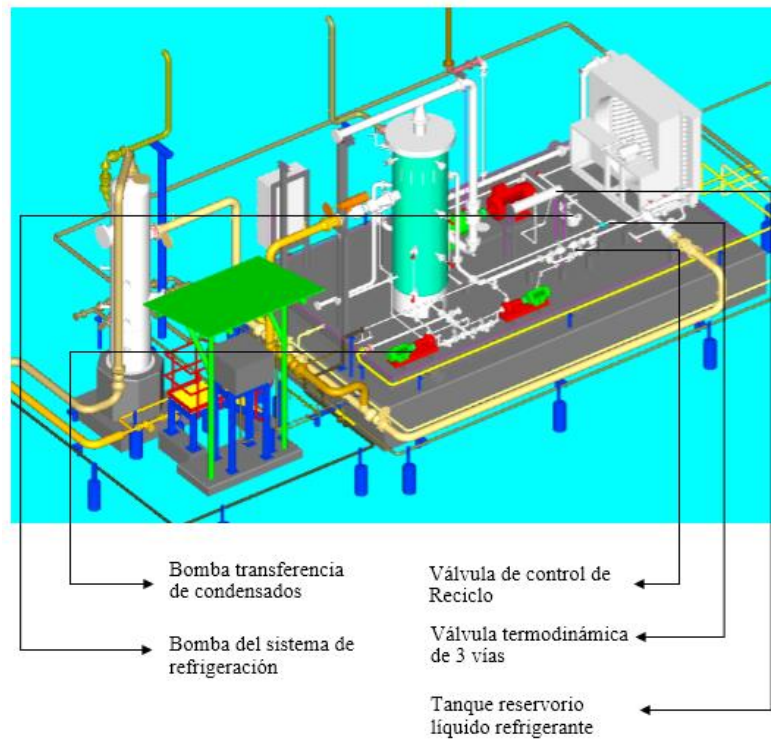
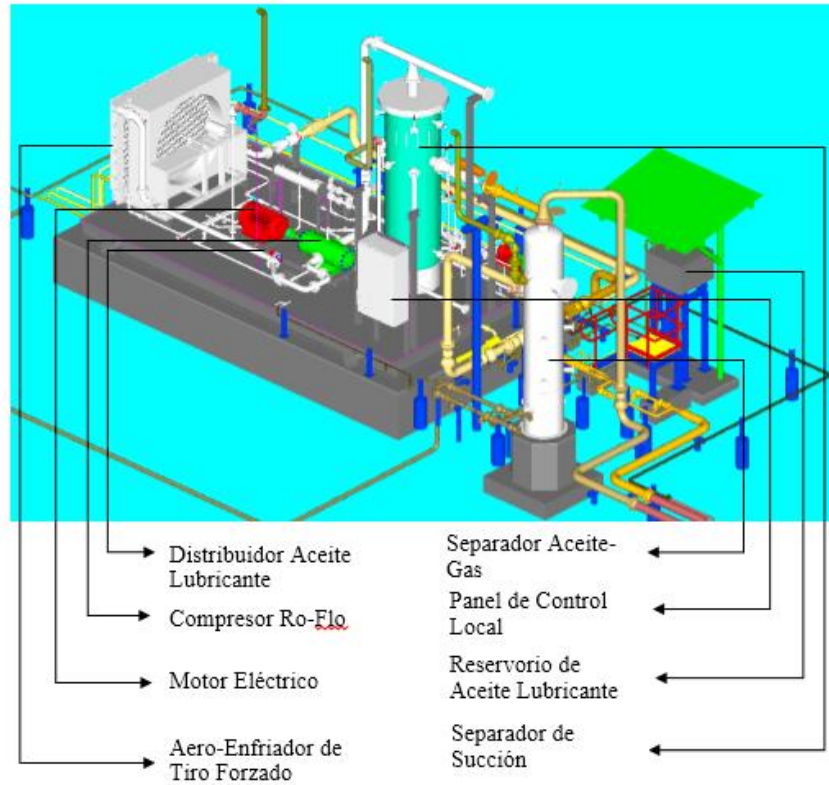


El skid está compuesto con los equipos y accesorios relacionados a continuación:

- compresores de gas rotativos / de paletas.
- controladores de motores eléctricos con arrancadores suaves.
- Un (1) separador de succión (depurador) con bomba de transferencia de líquido.
- Un (1) separador de descarga (coalescedor).
- Sistema de control de capacidad
- Acoplamiento con protectores anti chispa.
- Sistema completo de lubricación por presión del bastidor del compresor.
- Sistema completo de enfriamiento del compresor
- Sistema de enfriamiento de gas de proceso.
- Sistema completo de lubricación del compresor.
- Depósito de aceite de reserva
- Un (1) patín estructural para todo el equipo incluido en el paquete para uso en exteriores.
- Panel de control local con Controllogix Allen Bradley PLC, que incluye programación y software montado en la carcasa NEMA 7.
- Instrumentación clase 1 div 2.
- Válvula de control de purga para garantizar el cumplimiento del código API.

- Interruptor de vibración
- Interruptor de falla de lubricación
- Motores, paneles de potencia y paneles de arranque del motor del paquete si es necesario
- Potencia de control eléctrico 120 / 1 / 60.
- Cajas de conexiones NEMA 7 con terminación de patín precableadas para electricidad e instrumentación. Todos los gabinetes eléctricos, accesorios, receptáculos, cables, bloques de terminales, cajas de conexiones y accesorios para un suministro adecuado de los elementos "cableados de fábrica" como se describe en esta especificación.

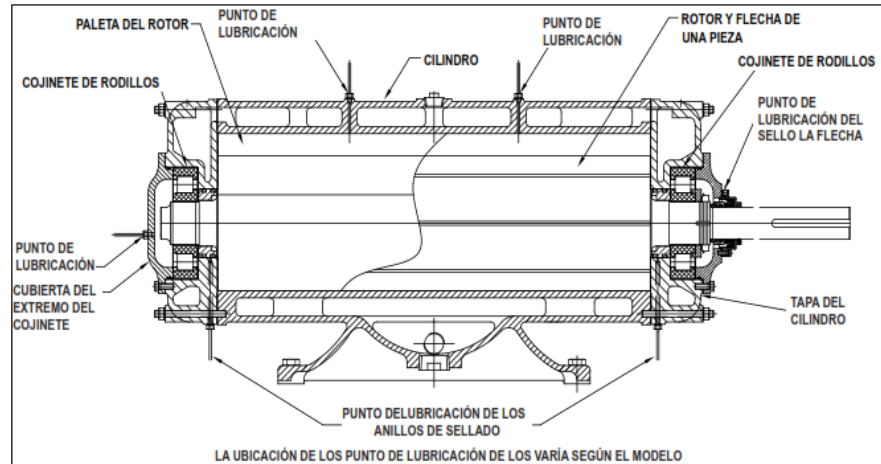
Figura 42. Sistemas compresor K3993



El diseño básico del compresor comprende dos tapas de cilindro y un rotor excéntrico situado en el interior del cilindro. A la velocidad de funcionamiento, la fuerza centrífuga retira las paletas de las ocho ranuras del rotor de modo que mantengan contacto con la pared interior del cilindro en una revolución completa. Esta configuración de funcionamiento forma ocho cámaras individuales delimitadas por el cilindro, las tapas de cilindro, el rotor y las paletas sucesivas.

La lumbrera de admisión del compresor se encuentra en el punto de mayor distancia entre el rotor y el interior del cilindro. Por lo tanto, cada cámara cuenta con el volumen máximo y la presión mínima al atravesar la lumbrera de admisión, lo cual permite el ingreso de gas. A medida que continúa la rotación, se reduce la distancia entre el rotor y el interior del cilindro, lo cual reduce el volumen y aumenta la presión de cada cámara. La lumbrera de descarga del compresor se encuentra en el punto de menor distancia entre el rotor y el interior del cilindro. Por lo tanto, cada cámara cuenta con el volumen mínimo y la presión máxima al atravesar la lumbrera de descarga, lo cual produce la expulsión de gas. Asimismo, se inyecta una pequeña cantidad de aceite lubricante en el cilindro del compresor para lubricar estos componentes.

Figura 43 Corte transversal compresor de paletas deslizantes.



Fuente: RO-FLO Compressors – Manual de instalación, operación y mantenimiento 2014

3.5.1 Sistema de refrigeración del compresor. El sistema de refrigeración del compresor se utiliza para controlar la expansión térmica a fin de mantener los claros internos del compresor. Las temperaturas de descarga de refrigerante inferiores a 100 °F (37.8 °C) pueden reducir los claros internos, lo cual podría ocasionar daños por contacto con el rotor. Las temperaturas de descarga de refrigerante superiores a 160 °F (71 °C) podrían ocasionar la falla del empaque de la tapa.

3.5.1.1 Requisito de flujo de refrigerante. El compresor debe contar con una tubería de refrigerante de capacidad suficiente para el caudal (galones por minuto [GPM]) de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\text{GPM} = \frac{\text{Potencia del Motor}}{10}$$

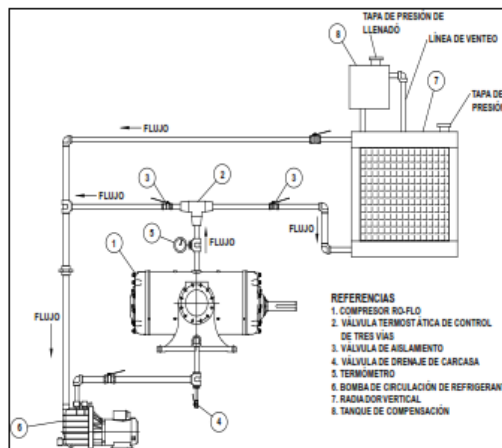
3.5.1.2 Contaminantes del agua de refrigeración. La dureza total del agua (TDS) de refrigeración no debe exceder 300 ppm (mg/l). De lo contrario, los depósitos se acumularán con el tiempo, lo cual exigirá una limpieza ácida periódica de la camisa

de agua del compresor. No debe utilizarse agua que contenga sólidos suspendidos, ya que estos se asentarán rápidamente en la camisa de agua del compresor.

3.5.2 Sistema de lubricación. El sistema de lubricación está diseñado para conservar las partes del sello inmersas en aceite y para mantener la presión de este aceite. En caso de fuga en el sello exterior, se dirigirá a la atmósfera y el aire no ingresará al sistema. En caso de fuga en el sello interior, ingresará al compresor.

El sello de doble fuelle consta de dos anillos de carbón que giran y forman un cierre hermético con dos anillos de hierro estacionarios altamente pulidos. El sello se llena con el aceite proveniente de un depósito montado sobre la jaula del sello. Además, se lubrica y refrigera mediante la circulación térmica del aceite y el giro del propio sello.

Figura 44. Diagrama típico refrigeración sistema cerrado



Fuente: Ro-Flo Compressors – Manual de instalación, operación y mantenimiento 2014

El sistema de lubricación del compresor es un lubricador mecánico de alimentación forzada con sistema de bloque divisor y apagado sin flujo. Todo el sistema diseñado de acuerdo con API 614, incluye:

- Bombas de aceite (necesario para proteger los compresores), con transmisión por polea, accionadas desde el cigüeñal para lubricación a presión completa a los rodamientos, guías de cruceta / cruceta, sistema de empaque y cilindro.
- Enfriador de aceite de tubo y carcasa de flujo completo.
- Filtro de aceite doble de flujo completo con válvulas de aislamiento dispuestas de tal manera que la conmutación se puede hacer sin causar un apagado por baja presión.
- Tanque de día superior equipado con un indicador de nivel y (LLS) y dimensionado para manejar un mes de consumo de aceite.
- Se utilizará material de acero inoxidable para la distribución de tuberías aguas abajo de los filtros.

3.5.3 Intercambiadores de calor de enfriadores de aire. Los enfriadores de aire requeridos están montados sobre patines, tipo ventilador de tiro forzado, con tubos aleteados y con cajas de cabecera con tapones de acceso. Los ventiladores son conducidos por motores eléctricos accionados con correas de transmisión positivas de alto torque.

Los tubos son de acero al carbono con un margen de corrosión de 0.0625 "(1/16").

Los tres componentes principales del intercambiador de calor son los haces de tubos, el subconjunto de ventilador / reductor de velocidad y la estructura. Los haces verticales, que son los recipientes a presión, dirigen el proceso de líquido o vapor para que fluya a través de los tubos con aletas. Los tubos con aletas transfieren calor del fluido del proceso al aire que pasa a través y alrededor de las aletas del

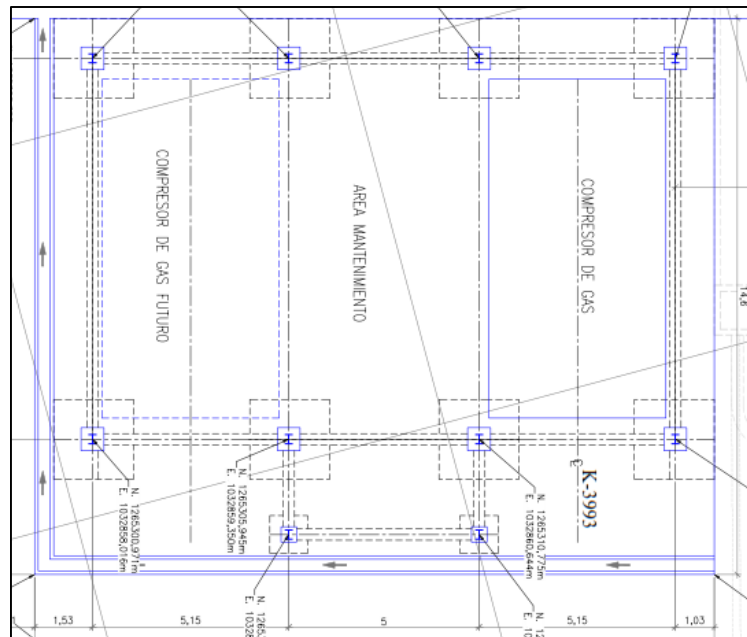
tubo. El ventilador utilizado para mover el aire se encuentra detrás del intercambiador de calor que fuerza o induce el aire a través de los tubos.

3.6 OBRA CIVIL

3.6.1 Cimentación. El patín del compresor debe montarse sobre un cimiento con tornillos de nivelación, debe ser adecuado para las cargas estáticas del compresor, el motor y otros equipos montados de modo que exista suficiente rigidez para mantener alineados los acoplamientos. (Referenciar Ro-Flo)

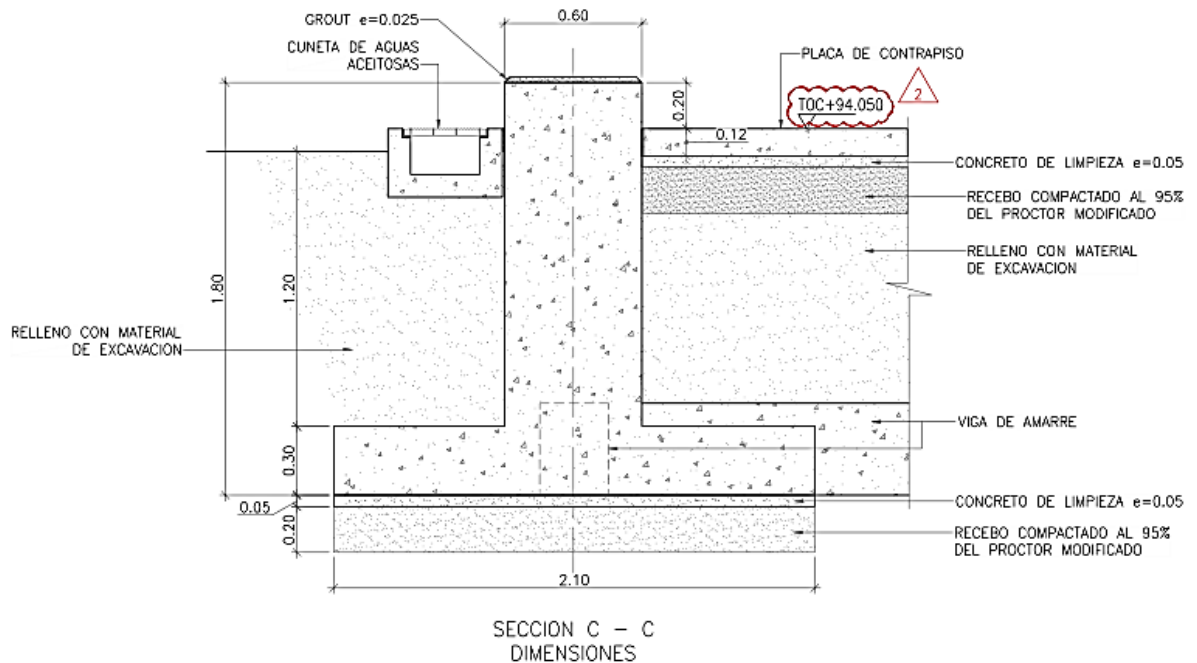
Para la construcción de las bases civiles del área del compresor inicialmente se realiza excavación del área a intervenir 260,6 m², para iniciar con la fundición de 10 zapatas de cimentación. Estas zapatas son las bases de la estructura metálica (SHELTER) de la zona de ampliación del área de compresores.

Figura 45. Distribución de bigas y zapatas de cimentacion



Sobre el terreno excavado se realiza obras de mejoramiento de relleno con recebo compactado al 95% dejando una capa de 20 cm. Sobre la capa de recebo se funde un concreto de limpieza de 5 cm, a partir de este nivel se corta, figura y amarra el acero para iniciar el armado y posterior encofrado de las vigas de cimentación así como el armado del acero de las zapatas. El perímetro del compresor tiene en cuenta la construcción de cunetas de aguas aceitosas o cárcamos, la Figura 47 muestra los niveles de rellenos arriba señalados.

Figura 46. Detalle zapata de cimentación



La Figura 48 señala el figurado, dimensiones y longitudes para construir los refuerzos estructurales y la Tabla 15 muestra la configuración de aceros y amarres para la construcción de las zapatas.

Figura 47. Detalle refuerzo aceros en zapata de cimentación

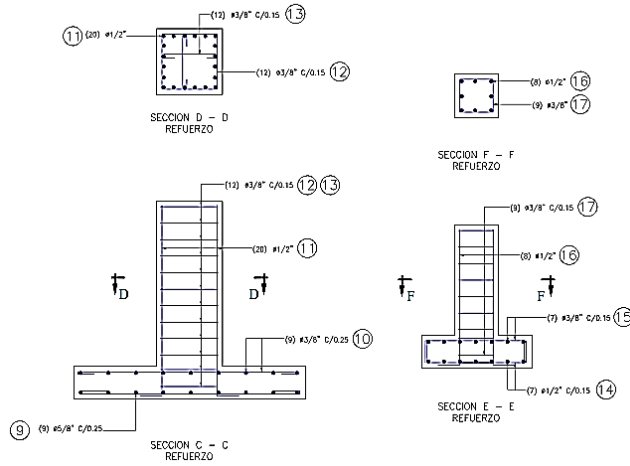
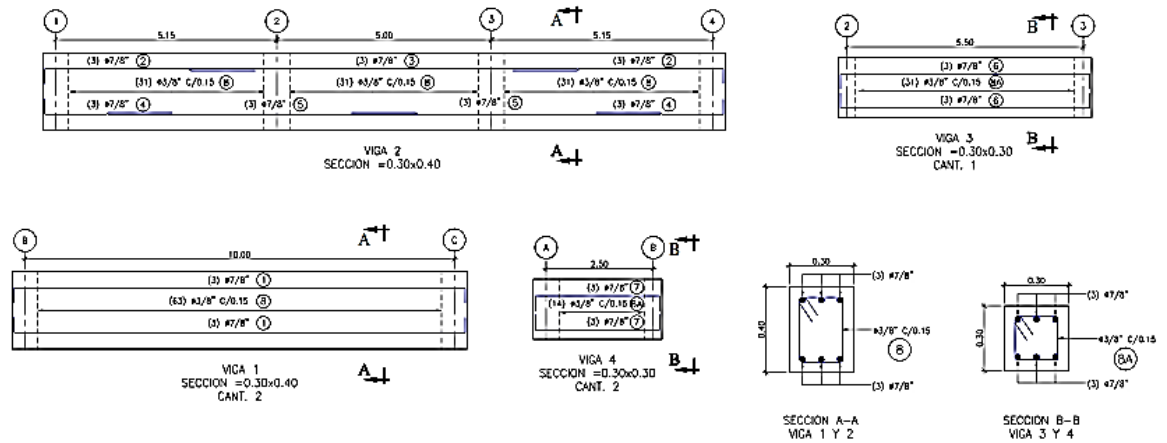


Tabla 155. Cuadro de refuerzos en zapatas de cimentación

CUADRO DE REFUERZO												
FORMA	1		2		3		4		5		PESO TOTAL (kg)	
	A	B	A	B	A	B	A	B	C			
ELEMENTO	MARCA	FORMA	DIAMETRO (PULGOS)	SEPARACION (METROS)	N. BARRAS POR ELEMENTO	N. DE ELEMENTOS	N. TOTAL BARRAS	LONGITUD PARCIAL (METROS)			PESO TOTAL (kg)	
								A	B	C		
VICAS	①	3	7/8"	-	6	2	12	10.50	0.35		11.20	408.8
	②	1	7/8"	-	6	2	12	4.85	0.35		5.00	182.4
	③	2	7/8"	-	3	2	6	9.00	-		9.00	164.3
	④	1	7/8"	-	6	2	12	2.85	0.35		3.20	116.7
	⑤	2	7/8"	-	6	2	12	7.20	-		7.20	262.8
	⑥	3	7/8"	-	6	1	6	5.30	0.35		6.00	109.5
	⑦	3	7/8"	-	6	2	12	2.90	0.35		3.60	131.4
ZAPATAS Y PEDESTALES	⑧	5	3/8"	0.15	-	2	310	0.20	0.30	0.10	1.20	208.3
	⑨	5	3/8"	0.15	-	2	59	0.20	0.20	0.10	1.00	33.0
	⑩	4	5/8"	0.25	18	8	144	2.00	0.25		2.50	558.0
	⑪	4	3/8"	0.25	18	8	144	2.00	0.15		2.30	185.5
	⑫	1	1/2"	-	20	8	160	1.70	0.20		1.90	302.2
	⑬	5	3/8"	0.15	12	8	96	0.50	0.50	0.15	2.30	123.6
	⑭	4	3/8"	0.15	24	8	192	0.50	0.15		0.80	86.0
⑮	3	1/2"	0.15	14	2	28	0.90	0.20		1.30	36.4	
⑯	3	3/8"	0.15	14	2	28	0.90	0.15		1.20	18.8	
⑰	1	1/2"	-	8	2	16	1.20	0.20		1.40	22.3	
⑱	5	3/8"	-	9	2	18	0.30	0.30	0.15	1.50	15.1	
DIAMETRO (pulg)			3/8"	1/2"	5/8"	3/4"	7/8"	1"	1 3/8"	TOTAL KG		
PESO UNITARIO (kg/m)			0.56	0.99	1.55	2.24	3.04	3.97	7.91			2965.1

En la Figura 49 se muestra el detalle longitudinal y transversal de la configuración de los refuerzos para la construcción de las vigas de amarre entre zapatas

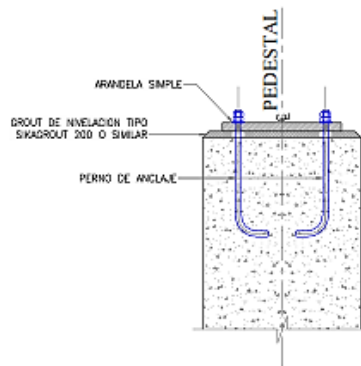
Figura 49. Detalle refuerzo de aceros en viga de cimentación



Una vez fundidas las vigas de amarre y las zapatas se rellenan con recebo hasta nivel de piso 1,50 metros por encima del nivel de la placa de limpieza con densidades del 95% dejando un pedestal de 50 cm sobresaliendo al nivel de losa de piso y de 20 cm con respecto al nivel de losa de contrapiso.

Durante el vaciado de las zapatas se deja previamente embebidos los pernos de anclaje para la fijación de la estructura metálica "Shelter" (ver Figura 50) que será instalado una vez se realice la fundación de la placa del equipo.

Figura 48. Detalle perno de anclaje



A partir del nivel de la placa de piso se realiza una excavación de 1 m en un área de 44,5 m² (ver Figura 51) y sobre esta excavación se construye una malla de refuerzo para finalmente fundir concreto el cual debe tener una resistencia de 210 Kg/cm² área que será la base estructural del patín de compresión.

Figura 49. Detalle vista superior fundación para compresor

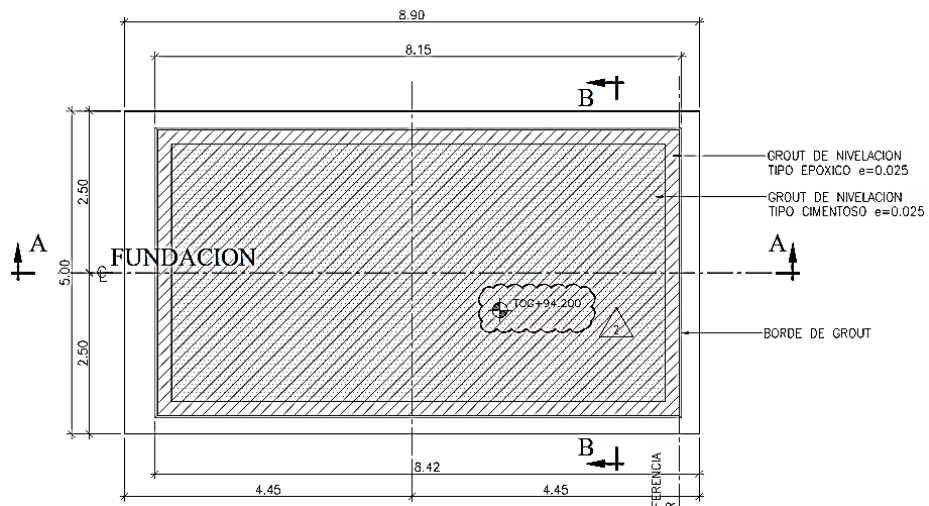
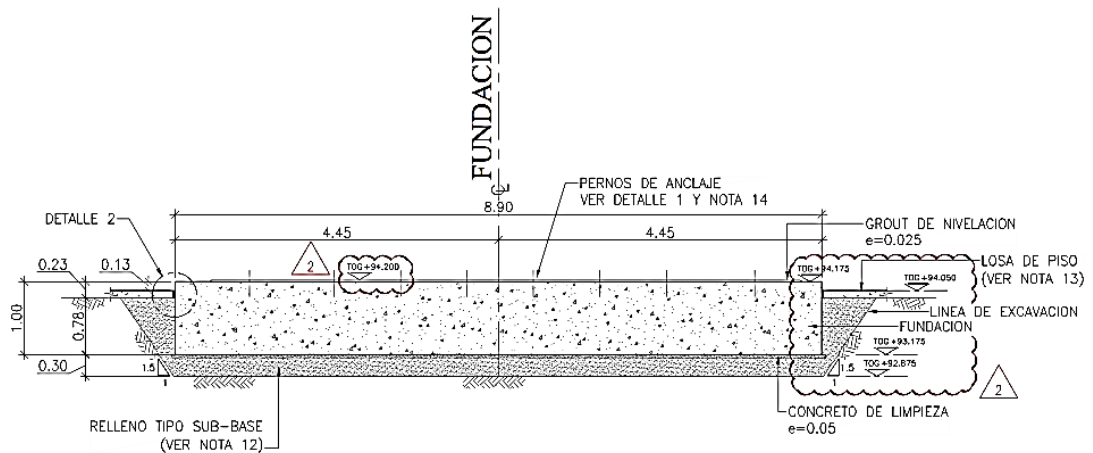


Figura 50. Detalle sección transversal fundación para compresor



Los refuerzos de la malla se indican en la Figura 53.

Figura 51. Detalle de refuerzos malla de cimentación

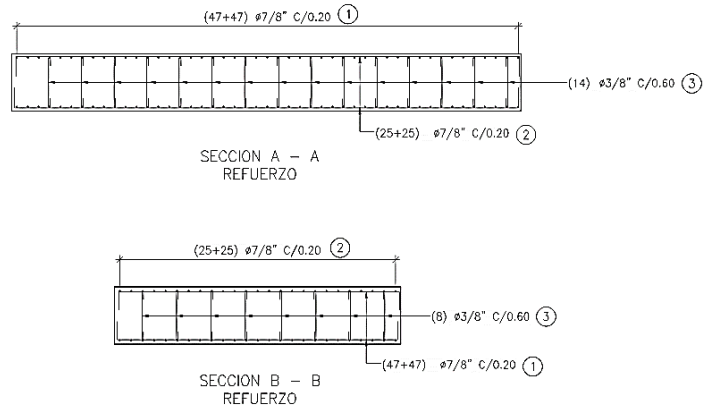
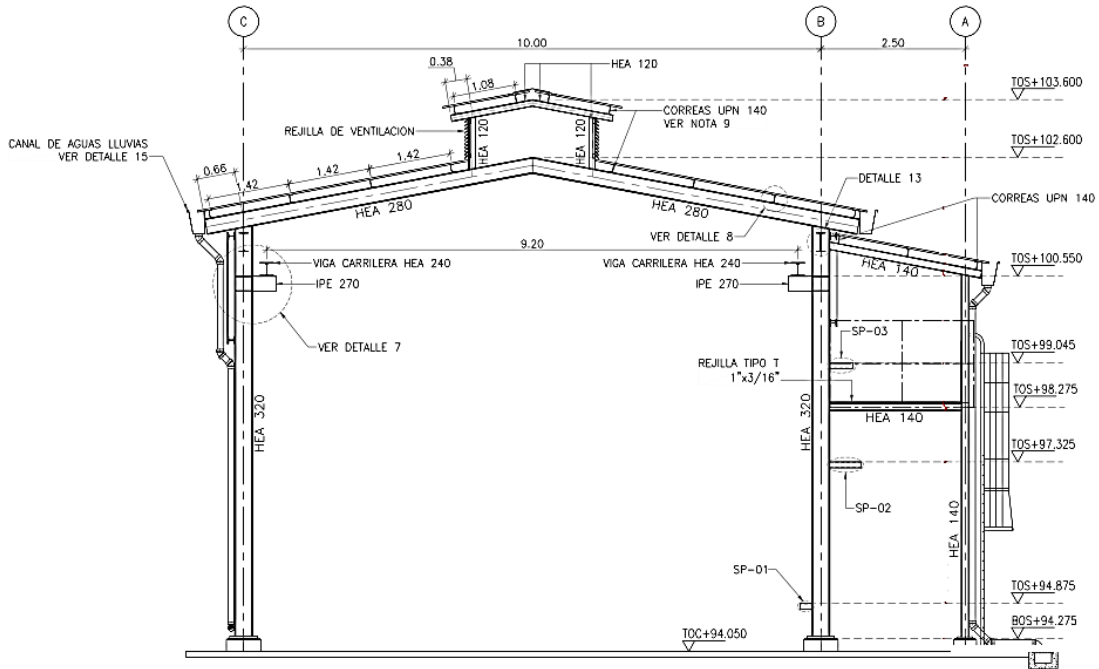


Tabla 166. Cuadro de refuerzos en vigas de cimentación

CUADRO DE REFUERZO PARA UNA FUNDACIÓN															
FORMA	1		2		3		4		-		-				
	A		A												
ELEMENTO	MARCA	FORMA	DIÁMETRO (PULGADAS)	SEPARACIÓN (METROS)	N° BARRAS POR ELEMENTO	N° DE ELEMENTOS	N° TOTAL BARRAS	LONGITUD PARCIAL (METROS)						LONGITUD POR CABILLA (METROS)	PESO TOTAL (kg)
								A	B	C	D	E	F		
FUND	①	1	7/8"	0.20	94	1	94	4.90	0.35					5.60	1600.3
	②	1	7/8"	0.20	50	1	50	8.80	0.35					9.50	1444.0
	③	2	3/8"	0.60	120	1	120	0.90	0.15					1.20	143.1
DIÁMETRO (pulg)			3/8"	1/2"	5/8"	3/4"	7/8"	1"	1 3/8"	TOTAL KG					
PESO UNITARIO (kg/m)			0.56	0.99	1.55	2.24	3.04	3.97	7.91	3187.4					

Dentro del “shelter” se adecua un sistema de puente grúa para izaje de equipos en las labores de instalación y/o mantenimiento. En la Figura 55 se muestra las dimensiones de la estructura.

Figura 52. Vista frontal Shelter de compresor K3993



3.7 OBRAS MECÁNICAS

3.7.1 Especificaciones. La instalación de tuberías en acero al carbono para gas se desarrolla de acuerdo con la Ingeniería y de acuerdo con los planos aprobados, los alineamientos, dimensiones y replanteamientos topográficos llevados a cabo y los siguientes códigos/normas:

Tabla 17. Códigos y Normas para tubería en AC

Standard Code	Standard Description
ANSI ASME B 31.4	Liquid Petroleum Transportation
ANSI ASME B 31.8	Gas transmission and distribution piping systems
ANSI ASME B 16.1	Cast Iron Pipe Flanged and Flanges Fittings
ANSI ASME B 16.5	Pipe Flanges and Flanges Fittings
ANSI ASME B 16.10	Face to face and End Dimensions of Ferrous Valves
ANSI ASME B 16.11	Fittings Socket Weld

Standard Code	Standard Description
ANSI ASME B 16.9	Dimensions and End Fittings
ANSI ASME B 36.1	Welded and Seamless Wrought Steel Pipe
API 5 LX	Specification Line Pipe
API SPEC 6D	Pipeline Valves
API 598	Valve Inspection and Test
API 600	Steel Gate Valves
API 602	Compact Steel Gate Valves
API 606	Compact Carbon Steel Gate Valves, Extended body
API 1102	Steel pipelines crossing railroads and highways
API 1104	Welding of Pipelines and Related Facilities
API 1110	Recommended Practice for the Pressure Testing of Liquid Petroleum Pipelines
SSPC-SP-1	Cleaning With Dissolver
SSPC-SP-2	Hand Tool Cleaning
SSPC-SP-3	Power Tool Cleaning
SSPC-SP-5	White Metal Blast Cleaning
SSPC-SP-6	Commercial Blast Cleaning
SSPC-SP-8	Chemical Cleaning
SSPC-SP-10	Near White Blast Cleaning
NACE TM-01-70	Visual Standard For Preparation Of New Steel
NACE TM-01-75	Visual Standard For Surfaces Of New Steel
ASTM D4541	Standard Method for Pull-Off Strength of Coatings Using Portable Adhesion Testers
ASME SECCION IX	Welding and Brazing Qualification
ASME SECCION V	Non Destructive Examination
ASTM D2996	Standard Specification for Filament-Wound "Fiberglass"
AWS D 1.1	Structural welding code
NORMAS NIO	Normas de la vicepresidencia de transporte de Ecopetrol S.A
NTC - 3951	Pinturas y productos afines. Sistemas de pinturas protectoras. Variables De Evaluación En Campo

La construcción de las facilidades mecánicas para habilitar el compresor K3993 serán en acero al carbono de diámetro 2" a 8", Schedule Standard u 80, API 5L – GR-B ó X42. Los biseles podrán ser tipo ASME B16.25 o API 5 L. Las tuberías

estarán protegidas interiormente con pintura, instalada con manguitos y protegidas con pintura externamente.

Accesorios tales como válvulas, cheques, bridas, codos, uniones, tees, reducciones, espárragos, sellante y empaques, serán en acero al carbono, bronce u otro metal especificado por la Ingeniería.

Instrumentación y accesorios para su instalación serán metálicos según lo especificado por la Ingeniería.

La ejecución de las actividades de soldadura se regirá por las siguientes normas:

- American Society of Mechanicals Engineers (ASME): ASME SECTION IX, Qualification Standard for Welding and Brazing Procedures, Welders, Brazers, and Welding and Brazing Operators.
- American Petroleum Institute (API): API 1104, Standard for Welding Pipelines and Related Facilities.
- American Welding Society (AWS): AWS D 1.1, Structural Welding Code.
- Tanto la WPS como el PQR, deben estar en todo de acuerdo con lo dispuesto por las normas aplicables, ya sea, API 1104, ASME Sección IX o AWS D1.1.

La inspección radiográfica mediante rayos X y posterior calificación de acuerdo con los requerimientos del código API 1104 y ANSI ASME B.31.4.

A las superficies de las tuberías, se aplicará el siguiente sistema de pinturas:

- Aplicación de una capa de auto-imprimante epóxico, altos sólidos por volumen, Serie HS 100, libre de plomo, hasta un espesor seco promedio de 8 a 10 mils.
- Como acabado se aplicará esmalte uretano Serie 36 color aluminio, de alto contenido de sólidos por volumen, con un espesor de película seca de 2 a 3 mils.

3.7.2 Piping Class

Tabla 188. Piping class

<p>RATING CLASS: 150, ASME B16.5, 2009.</p> <p>MATERIAL: Carbon Steel.</p> <p>DESIGN CODE: ASME B31.3, 2008.</p>	<p>TEMPERATURE LIMIT: - 20° F to 800 ° F</p> <p>PRESSURE – TEMPERATURE RATINGS:</p> <p>285 PSI @ 100 DEG F 260 PSI @ 200 DEG F 245 PSI @ 250 DEG F</p> <p>CORROSION ALLOWANCE: 0.0625 in. (0.10 in. min)</p> <p>HYDROTEST PRESSURE: 428 PSIG</p>	<p>SERVICE:</p> <p>NON-SOUR / NON-CORROSIVE, UTILITIES</p> <p>FG, FO, IA, IW, RW, TW, UA, WD.</p>
---	--	--

ITEM	NOM SIZE (Inch)	DESCRIPTION	MATERIAL	Notes
PIPE	½ - 1 ½	Sch. 80, CS, SMLS, PE	A106 Gr. B/API 5L Gr. B	1
	2 – 8	Sch.STD, CS, SMLS, BE	A106 Gr. B/API 5L Gr. B	1
NIPPLES SWAGE (Conc) SWAGE (Ecc)	½ - 1½	Sch. 80, CS, TBE, SMLS	A106 Gr. B	2
	½ - 1½	Sch. 80, CS	A234 Gr. WPB	3
	½ - 1½	Sch. 80, CS	A234 Gr. WPB	3
TUBING	½ - ¾	0.035" WT, SMLS	304 SS, Annealed, A269	
FLANGES	2 – 6	Class 150, CS, RFWN, Sch STD Bore	A105	4
FITTINGS EES, ELBOWS 45°/90°, REDUCTIONS	½ - 1½	Class 3000, CS, CWP, SCR D	A105	2,5,6
	2 – 6	Sch. STD, CS, BW, WTMP	A234 Gr. WPB	5,7
WELD OUTLET	½ - 1½	Class 3000, Thredolet, CS	A105	5,7
	2 - 4	Weldolet, Sch. STD, CS	A105	5,7
UNIONS	½ - 1½	Class 3000, CWP, F.S., G.J., SCR D, Universal	A105	
TUBING FITTINGS	½ - ¾	Comp Type Connector	316 SS	8

ITEM	NOM SIZE (Inch)	DESCRIPTION	MATERIAL	Notes
GASKETS	2 - 6	1/16" thick, Spiral Wound	304 SS w/ flexible graphite filler	9
BOLTING	All	Stud Bolts Hex Nuts	A193 Gr. B7 A194 Gr. 2H	
VALVES				
GATE	½ - 1½	Class 800, SCRD	CS Body, 13% Cr. gate and seat, Regular Port, Solid wedgagate, Bolted Bonnet, OS&Y, HW.	2
	2 - 6	Class 150, RFFE	CS Body, 13% Cr. gate and seat, Full Port, Solid or splitwedge gate, Renew seat, Bolted Bonnet, OS&Y, HW.	
BALL	½ - 1½	Class 3000, CWP, SCRD	CS Body, SS 316 or CS w/hard chrome or electroless Ni plated, ball and stem, Regular Port, Floating Ball, RTFE seat, LO.	2
	2 - 6	Class 150, RFFE	CS Body, SS 316 or CS w/hard chrome or electroless Ni plated, ball and stem, FO, Trunion Ball, PTFE seat, LO.	
CHECK	½ - 1½	Class 800, SCRD	ASME B16.34, CS Body, 13% Cr Disk, Regular Port, Piston, Bolted Bonnet.	2
	2 - 6	Class 150, RF	CS Body, SS Pin, ASTM A216, Gr. WCB Flapper, Regular Port, Swing, Renew seat, Bolted Cover.	
GLOBE	½ - 1½	Class 800, SCRD	ASME B16.34, CS Body, CS Stem, 13% Cr disc and seat,	2

ITEM	NOM SIZE (Inch)	DESCRIPTION	MATERIAL	Notes
			Regular Port, Renew seat, Bolted Bonnet, OS&Y, HW.	
	2 - 6	Class 150, RFFE	ASME B16.34, CS Body, CS Stem, 13% Cr disc and seat, Regular Port, Renew seat, Bolted Bonnet, OS&Y, HW	

NOTES:

1. Underground use / externally coated with FBE. 18 +/- 2 mills coating thickness
2. Underground use Socket Weld.
3. Dimensions per MSS SP-95.
4. Dimensions per ASME B16.5.
5. Refer to Branch Connection Schedule for usage.
6. Dimensions per MSS SP-97 and ASME B16.11
7. Dimensions per ASME B16.9.
8. Tubing fittings shall be Swagelok, no equal.
9. Dimensions per ASME B16.20

Figura 53. Árbol de tubuladuras

RUN								
½	1							
¾	2	1						
1	2	2	1					
1-½	2	2	2	1				
2	3	3	3	8	6			
3	3	3	3	9	5	6		
4	3	3	3	3	5	5	6	
6	3	3	3	3	4	5	5	6
	½	¾	1	1-½	2	3	4	6
	BRANCH							

LEGEND:

1. Screwed Tee
2. Screwed Tee w/Swaged Nipple (TBE)
3. Thredolet
4. Weldolet
5. Weld Reducing Tee
6. Weld Tee

NOTE: Use Socket Weld Fittings for Underground Piping smaller than 2 inches.

3.8 INSTRUMENTACIÓN

3.8.1 Filosofía de Procedo Compresor de Gas K-3993. El objetivo de la instalación del compresor es incrementar la presión del gas desde los 4 psig en succión hasta 30 psig. El compresor a instalar es marca RO-FLO de una sola etapa, tipo paletas. Es conducido por un motor eléctrico de 125 HP para el cual se le varía la frecuencia mediante un variador ABB. La capacidad nominal del compresor corresponde a 1.5 MMSCFD.

El gas proveniente de la salida de la PCV-35013 se dirige a la succión de los compresores por una línea de 12" que recibe a su vez el gas proveniente de la PCV-3015 desde la estación LCI03, desde la cual se toma una derivación de 6" para alimentar el separador de succión V-3503 (común para los 3 compresores) en donde se produce la separación primaria de líquidos. El líquido se acumula en fondo del separador (V-3503) y el gas separado se dirige hacia la succión de los compresores.

El líquido acumulado en el fondo del separador se transfiere por intermedio de las bombas de transferencia de líquidos (P-3980/3981) hacia una conexión al borde del

skid a la línea de drenaje que se dirige a la piscina de lodos. Las bombas están controladas por el transmisor de nivel, LIT, en el drenaje del separador.

Los puntos de control programados en el HMI permiten el control ON/OFF de las bombas, así como la parada por alto nivel después de un cierto tiempo también fijado vía HMI. Una de las bombas es redundante en el sistema y sólo se encenderá en caso de que la bomba principal falle, si ninguna de las dos bombas se enciende, se produce parada de los compresores, igualmente se genera una parada de los compresores si la bomba de transferencia de líquido no mantiene el nivel por debajo del valor de muy alto nivel.

El gas que sale del separador pasa a través de un filtro removible ubicado a la entrada del compresor. La velocidad del compresor es controlada por el PIT-35031 el cual tiene alarmas/parada por alta-alta y baja-baja presión. En caso de falla de que el transmisor de señales por encima o por debajo del rango de 4-20 mA, se genera una parada y bloqueo del compresor.

Un PIT es usado para detectar vacío en la succión del compresor en caso de cierre inadvertido de la válvula de bloqueo en la succión. Este PIT genera una parada por vacío y se programó en el PLC con un setpoint ajustable para evitar daño al compresor.

El gas comprimido sale a una temperatura de 273 grados y se envía a la sección de gas del enfriador antes de salir del skid. Los transmisores de presión y temperatura de la descarga se usan para enviar una señal al PLC en caso de que cualquiera de estos excediera los límites permisibles de operación.

De la salida del enfriador, el gas sale del skid a través de la válvula cheque de descarga, o se recicla al separador de succión por intermedio de las válvulas de control de presión, PCV-39912/39931.

A medida que la presión de succión sube, el PLC arranca el compresor a la mínima velocidad segura y ajusta la frecuencia del VFD hasta que la presión de succión se estabiliza en su punto de control.

Si el flujo no es suficiente para mantener la presión fijada de control, la unidad empezará a recircular el gas hacia el separador de succión por intermedio de la válvula de control de presión. Si la presión de entrada continúa cayendo, la unidad entra en el modo de parada y para después de un intervalo de tiempo programado vía el HMI. Cuando la presión de succión sube hasta el punto de control fijado, la unidad arranca nuevamente y repite este ciclo de control en forma automática.

Durante la operación, la válvula de control de presión es posicionada por el PLC de acuerdo a la señal de presión de succión. Después de una parada normal y previo a un nuevo arranque, el PLC abre la válvula de reciclo (falla abierta) para permitir que las presiones se igualen y reducir el torque de arranque requerido por el compresor.

La bomba del sistema de agua de enfriamiento de camisas (P-3994), de 25 GPM de capacidad, circula el agua a través de las camisas del compresor y la sección de agua del enfriador. Una válvula de control de temperatura de tres vías, TCV-39941, dirige el agua a través del enfriador hasta que la temperatura está por debajo de 120 grados F, momento en que se envía nuevamente a las camisas del compresor.

El sistema de enfriamiento es monitoreado por el transmisor indicador de temperatura, TIT-39934, TAHH para que su operación sea adecuada.

Se suministra aceite de lubricación al compresor mediante una bomba de lubricación, también movida por el motor del compresor, a través de un bloque divisor de 8 puntos. Un interruptor de flujo, FSA-39961, FALL, monitorea que el flujo de lubricante sea el adecuado, y el interruptor de nivel, LS39961, LALL, indica vía

el HMI el suministro adecuado de aceite al reservorio, el cual es un tanque de 3 pintas de capacidad. El compresor consume aproximadamente 14.7 pintas de aceite al día.

El motor del compresor está controlado por un variador de frecuencia o VFD, el cual puede ajustar la frecuencia para variar la velocidad del motor. El VFD ha sido configurado para optimizar la operación del motor del compresor y para proteger el circuito de condiciones de sobre corrientes y desbalanceo de fases.

Se utilizan señales digitales a y desde el PLC para los comandos RUN (Operación) y notificaciones de FAULT (Falla) mientras que los lazos de corriente análoga de 4-20 mA suministran la frecuencia de entrada y de retroalimentación (Feedback). El control de capacidad para la unidad compresora se basa en la señal de presión desde el PIT- 35031 que monitorea el separador de succión. Un aumento de la presión genera un aumento de flujo en el sistema, una disminución de presión genera una disminución de flujo. La capacidad del sistema, control de velocidad del compresor está controlada por el PLC basado en 4 puntos de control fijados por el operador para la presión de succión:

1. Setpoint de Arranque automático
2. Setpoint de Control
3. Setpoint de Reciclo
4. Setpoint de Parada Automática

Los puntos de control deben estar en orden decreciente tal como se indica (Arranque automático, Control, Reciclo y Parada Automática). A medida que la presión de succión aumenta por encima del valor fijado para arranque automático el compresor arranca teniendo en cuenta que esté en el estado "Listo" para arranque. Después del arranque y el precalentamiento los lazos de control normales del PID posicionan la válvula de reciclo para mantener la presión de succión. El

punto de control debe estar ligeramente por encima del punto de control de reciclo de tal forma que la válvula de reciclo esté cerrada lo máximo posible por eficiencia.

Si la presión de succión cae por debajo del punto de control el PLC abre la válvula de reciclo intentando mantener la presión de entrada por encima del set point de la presión de parada durante un intervalo de tiempo dado. Una vez el temporizador expire y la presión de succión continúe cayendo hasta el punto de parada automática, el compresor automáticamente se detendrá hasta que la presión aumente de nuevo hasta el set point de arranque automático.

El sistema de control de los compresores “booster” está compuesto por comandos de arranque y parada, estado, falla, “set point” de velocidad y estado de velocidad. Estos comandos se reciben a través de entradas digitales y análogas al PLC (HYBON PLC-3) ubicado en cada skid de compresión.

Este PLC cuenta con una unidad HMI “panel view” que le permite al operador observar o manipular los estados y comandos del variador. También, el operador desde el cuarto de control de la estación podrá observar y manipular las señales y comandos de cada uno de los variadores. El variador ABB cuenta con un panel local donde se podrán efectuar comandos de arranque y parada, y se podrá visualizar el estado del variador.

Para el control PID se tiene como referencia el PIT-35031 de la vasija para controlar la velocidad del motor del compresor. Durante el arranque inicial la respuesta de algunos o todos los lazos puede requerir ajustes para obtener la mejor respuesta.

Los lazos solo deben ajustarse una vez el compresor esté en la condición normal de operación, en otros estados existen varias condiciones (overrides) las cuales tienen prioridad sobre la función PID.

Durante la operación normal se pueden presentar algunos fallos (señal de control de velocidad por debajo de 4 mA, pérdida de comunicación entre el panel y la tarjeta de control etc.), los cuales se restablecen a través de la tecla RESET del panel de control.

Para la operación del equipo se debe consultar el manual de Operación del Equipo provisto por ABB. Para evitar el cambio no autorizado de parámetros, el equipo cuenta con Bloqueo de Parámetros. Cualquier cambio en los mismos debe seguir un procedimiento y tener las autorizaciones Operativas que mantengan la seguridad del proceso.

3.8.2 Instrumentación y protecciones compresor de gas k-3993

Tabla 199. Instrumentación y protecciones compresor K3993

INSTRUMENTO	DESCRIPCIÓN	AJUSTE	ACCIÓN
TI/TW-35031	Indicador local de temperatura en vasija V-3503	N/A	Indicación local de temperatura
SDV-39911	Válvula on-off de aislamiento del sistema de compresión	N/A	Cierra en caso de parada del compresor por HH/LL presión de succión, HH presión/ HH temperatura de descarga, H nivel en la vasija V-3503
PIT-35031	Indicador y transmisor de presión en la vasija V-3503	L @ 3 Psig LL @ 2 Psig	Alarma a cuarto de control Controla la presión de succión del compresor. Parada del compresor por HH/LL presión de succión.

INSTRUMENTO	DESCRIPCIÓN	AJUSTE	ACCIÓN
PSV-35031	Válvula de Alivio de presión de vasija V-3503	150 Psig	Relevo de Presión
LG-35031	Indicación local de nivel Vasija V-3503	N/A	Indicación local de nivel
LIT-35031/032	Indicador y transmisor de nivel del sello hidráulico de la vasija V-3503	HH @ 6 ft H @ 3 ft L @ 0.5 ft LL @ 0.25 ft	<ul style="list-style-type: none"> - Alto nivel (3 ft), enciende bombas de drenaje P-3980/81 - Bajo nivel, apaga las bombas de drenaje P-3980/81 - Muy bajo nivel, abre válvula UV-35032 - En 2,5 ft cierra UV-35032
PIT-39912/22/32	Indicador y transmisor de presión de vacío en la succión del compresor	L @ 15" Hg LL @ 10" Hg	Genera parada del compresor por LL presión de succión
PIT-39911/21	Indicador y Transmisor de presión en la descarga del compresor	HH @ 50 psig H @ 40 psig L @ 10 psig LL @ 8 psig	<ul style="list-style-type: none"> - Alarmas a cuarto de control - Parada de compresor por muy alta presión
PIT-39931	Indicador y Transmisor de presión en la descarga del compresor	HH @ 55 psig H @ 50 psig L @ 15 psig LL @ 0 psig	<ul style="list-style-type: none"> - Alarmas a cuarto de control - Parada de compresor por muy alta presión
TIT-39911/21/31	Indicador y transmisor de temperatura en la descarga del compresor	HH @ 330 °F H @ 300 °F	<ul style="list-style-type: none"> - Alarmas a cuarto de control - Parada de compresor por muy alta temperatura

INSTRUMENTO	DESCRIPCIÓN	AJUSTE	ACCIÓN
VT-39911/21/31	Transmisor de Vibración del compresor	HH @ 0.6 in/s H @ 0.5 in/s	- Alarma a cuarto de control - Parada por muy alta vibración
PSV-39911/21/31	Válvula de alivio de presión en la descarga del compresor	125 Psig	Relevo de gas por sobrepresión
PI-39913/23/33	Indicador local de presión en la descarga del compresor	N/A	Indicación local de presión
RTD-399@1A/B RTD-399@2A/B	Transmisores de temperatura del devanado del motor del compresor	HH @ 190 °F	- Alarma por muy alta temperatura - Parada del compresor por muy alta temperatura
TI/TW-35031	Indicador local de temperatura en vasija V-3503	N/A	Indicación local de temperatura del compresor.
RTD-399@4 RTD -399@5	Transmisores de temperatura de los rodamientos del motor del compresor	HH @ 190 °F	Alarma por muy alta temperatura
PCV-39911/21/31	Válvula de control de presión del by-pass hacia la vasija V-3503	N/A	Controla la presión en la línea de by pass hacia el vasija.
TI/TW-39912/22/51	Indicador local de temperatura entrada del enfriador	N/A	Indicación local de temperatura
TI/TW-39953/23/33	Indicador local de temperatura a la salida del enfriador	N/A	Indicación local de temperatura
PI-39914/24/54	Indicador local de presión de la línea hacia planta compresora.	N/A	Indicación local de presión enfriador

INSTRUMENTO	DESCRIPCIÓN	AJUSTE	ACCIÓN
VT-39912/22/52	Transmisión de vibración del enfriador	HH @ 0.8 in/s H @ 0.7 in/s	Transmisor de vibración del enfriador

3.8.3 Sistemas de agua de camisas y lubricación compresores

Tabla 20. Instrumentación y protecciones lubricación y refrigeración K3993

INSTRUMENTO	DESCRIPCIÓN	AJUSTE	ACCIÓN
TI/TW-39931/41/61	Indicador local de temperatura entrada al enfriador HX-3993/94/96	N/A	Indicador local de temperatura
TI/TW-39932/42/62	Indicador local de temperatura salida enfriador HX-3993/94/96	N/A	Indicación local de temperatura
LG-39911/21/71	Indicador de nivel del tanque T-3991/94/97	N/A	Indicación de nivel
PI-39931/41/71	Indicador local de presión en la descarga de la bomba del agua de camisas	N/A	Indicación local de presión
TIT-39914/24/64	Indicador y Transmisor de Temperatura del agua de camisas a la salida del compresor	HH @ 180 °F H @ 150 °F	- Alarma por HH y H temperatura del agua de camisas a la salida del compresor - Parada por HH temperatura
TCV-39931/41/61	Válvula de control de temperatura del agua de camisas del compresor	120 °F	Regula la temperatura de entrada definida en el set point.

INSTRUMENTO	DESCRIPCIÓN	AJUSTE	ACCIÓN
FI-39911/21/61	Indicador de flujo del agua de enfriamiento a la salida del compresor.	N/A	Indicación local de flujo
PDI-39971 (Solo para K-3993)	Indicador de presión diferencial para monitoreo de filtro "Y"	HH @ 3 psig H @ 2 psig	Alarma a PLC compresor
PSE-39951/61/91	Disco de ruptura de la línea de lubricación del compresor	TBD por HY-BON	Rotura del disco en caso de alta presión en la línea de lubricación
PIT-39951/61/91	Indicador Transmisor de presión en la línea de entrada de aceite lubricante al compresor	TBD por HY-BON	<ul style="list-style-type: none"> - Alarma por L y H presión en la línea de entrada de aceite lubricante al compresor. - Por muy alta presión se genera parada del compresor
LS-39951/61/91	Switch de nivel de aceite de la bomba lubricante P-3996/98	TBD por HY-BON	<ul style="list-style-type: none"> - Alarma a PLC compresor - Apaga el compresor por LL nivel del aceite lubricante
FS-39951/61/91	Switch de flujo de aceite lubricante	LL @ 14.7 PPD (Operación Normal) LL @ 39.4 PPD(Arranque)	<ul style="list-style-type: none"> - Alarma a PLC compresor - Apaga el compresor por muy bajo flujo de aceite lubricante
PI-39952/62	Indicador local de presión en la línea	N/A	Indicación local de presión en la

INSTRUMENTO	DESCRIPCIÓN	AJUSTE	ACCIÓN
	de descarga de la bomba de transferencia de aceite lubricante P-3998		descarga de la bomba P-3998
LT-39951/61	Transmisor de nivel de aceite lubricante del tanque de almacenamiento principal	N/A	Transmite el nivel del tanque de almacenamiento de aceite lubricante al cuarto de control
PI-39951/61	Indicador local de presión en la línea de lubricación hacia el skid de compresión	N/A	Indicación local de la presión en la línea de aceite lubricante
LG-39951/61	Indicador local de nivel del tanque de almacenamiento principal de aceite lubricante.	N/A	Indicación local del nivel de aceite en el tanque de almacenamiento T-3995/96
TSV-39951/61	Válvula de protección contra incendio	HH @ 165 °F	En caso de incendio, cierre automático de la válvula
FQIT-39951/52	Totalizador de flujo de aceite lubricante hacia el compresor K-3991/3992	N/A	Totalizar el flujo de aceite lubricante hacia el compresor
F-39951/61 F-39952/62	Filtro respirador tanque de almacenamiento principal aceite lubricante	N/A	Alivio de presión y vacío en el tanque de almacenamiento de aceite T-3995/96
N/A	Válvula de venteo de emergencia	13.8" WC	Alivia la presión en el tanque de almacenamiento de aceite lubricante T-

INSTRUMENTO	DESCRIPCIÓN	AJUSTE	ACCIÓN
			3995/96 en caso de emergencia

3.8.4 Overview. En el *Overview* de LCI03A se observa los compresores HY-BON (ver Figura 57, la cual es resaltada en el recuadro rojo de la pantalla. Estos comprimen el gas hacia la troncal de la estación. Al darle clic en esa área se podrá visualizar la ventana de *Overview* de los compresores.

Figura 54. Overview LCI03A.

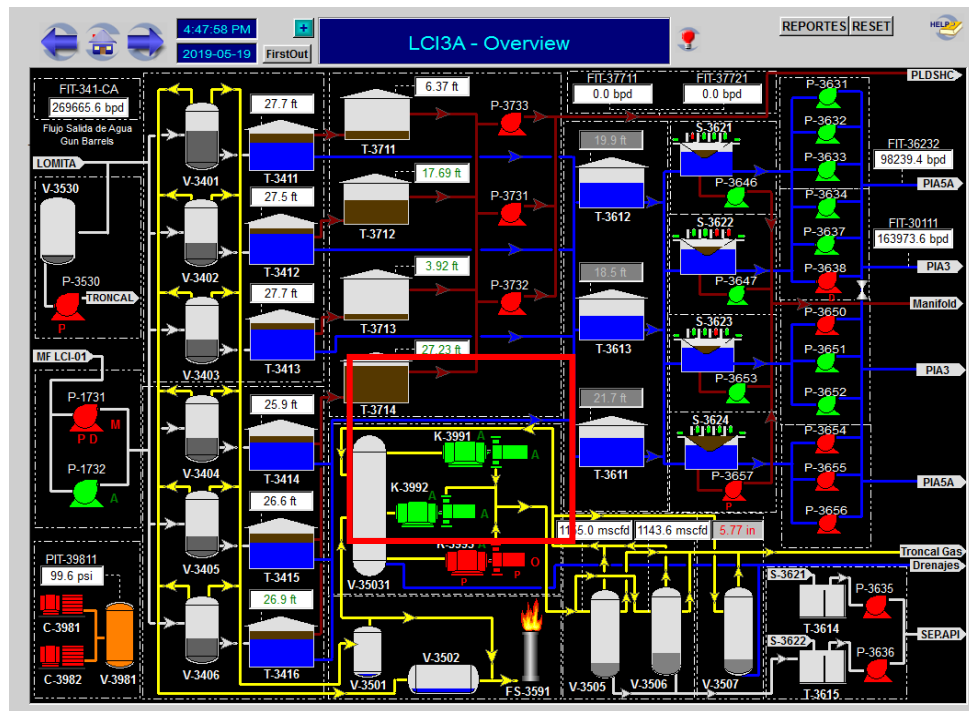
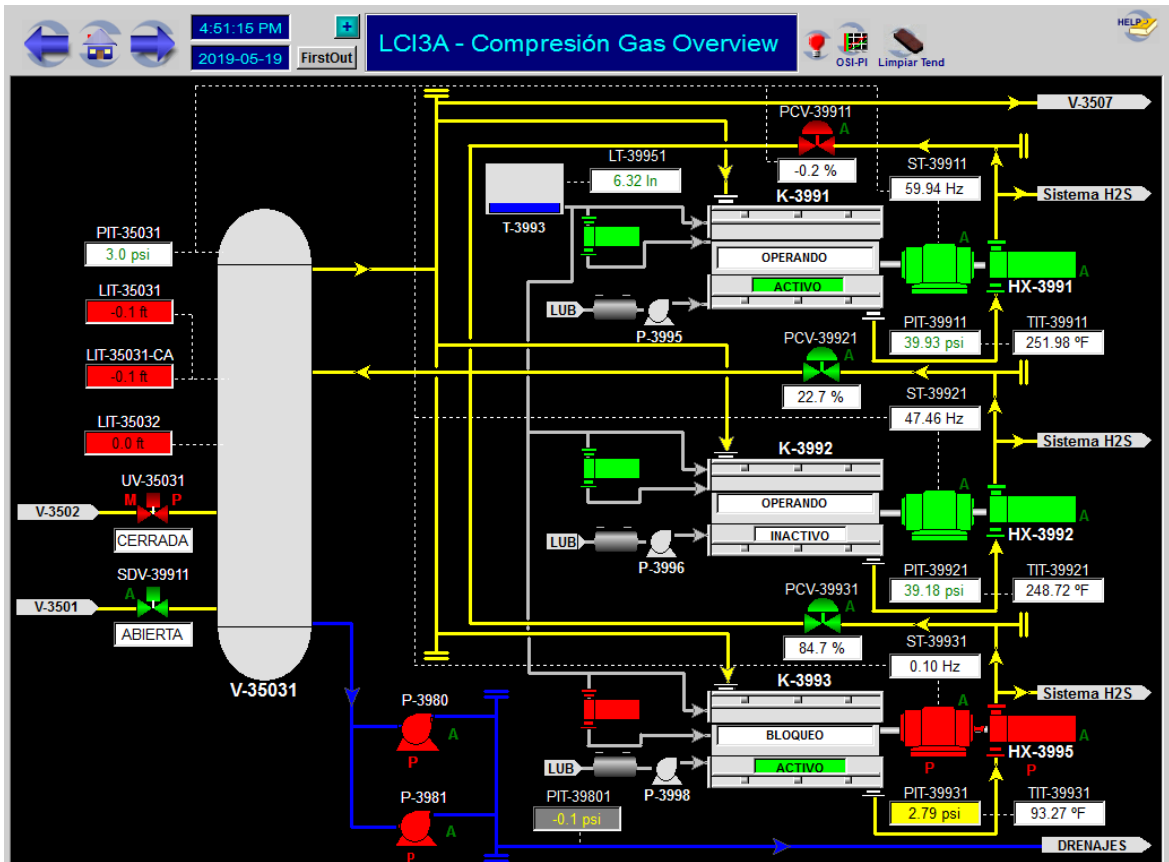


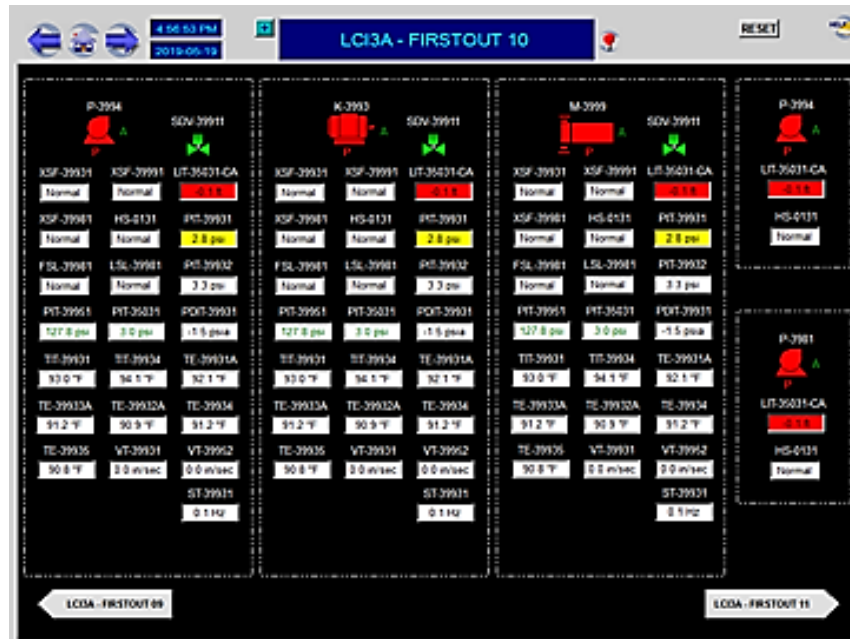
Figura 55. Compresores Hy-BON K-3991/2/3



3.8.5 Pantalla de FirstOut. Desde el banner de navegación se accede con el botón *FirstOut*. Esta pantalla muestra las bombas de transferencia con el respectivo listado de instrumentos y señales que dan permiso de arranque.

Cada vez que se apaga uno de estos equipos debido a una condición de proceso fuera de las condiciones operativas y se genera una alarma de alta criticidad, el equipo se apaga automáticamente, en la columna de señales se mostrará un recuadro titilante alrededor del instrumento que detectó la condición que generó el estado de alarma y que primero causó el apagado del compresor.

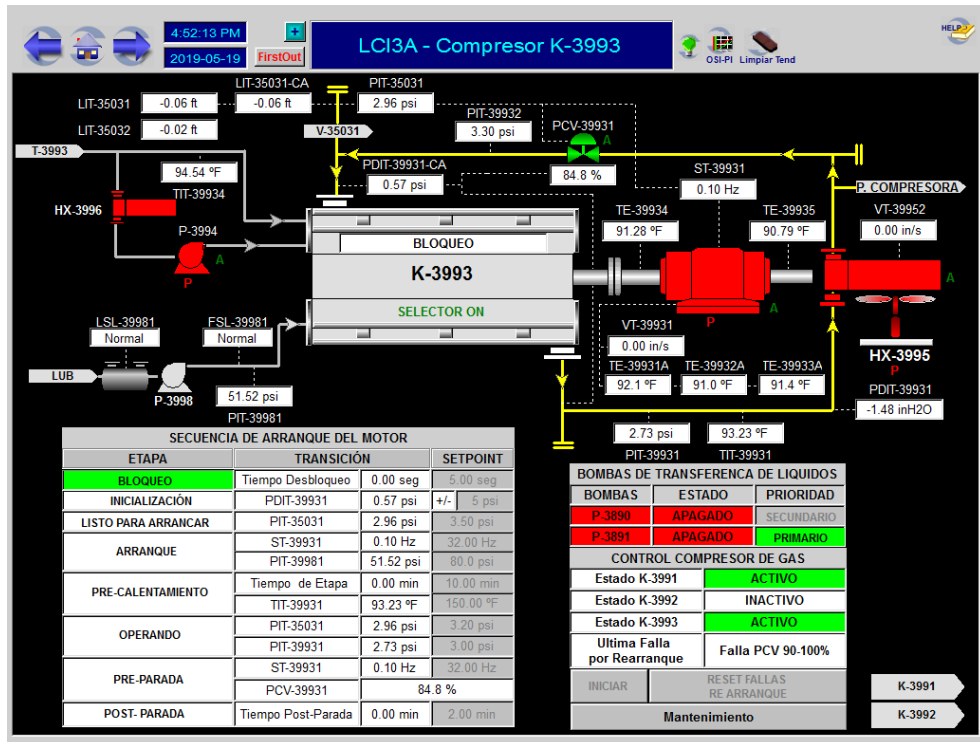
Figura 56. Pantalla de FirstOut Compresor HY-BON K-3993



3.8.6 Pantallas de supervisión del compresor HY-BON K-3993. La pantalla de supervisión del cuarto de control permite monitorear los instrumentos de campo y los estados de alarma de equipos para la toma de decisiones en tiempo real acerca del proceso de compresión de gas.

A continuación, se muestra al detalle el conjunto de equipos que conforman el compresor K-3993 de la estación 3A. Se puede acceder a esta pantalla desde el Overview Compresores de Gas, seleccionando el compresor K-3993.

Figura 59. Pantalla de bombas de transferencia



Al darle clic en el recuadro de etapa de bloqueo, se despliega una ventana donde se muestra las condiciones de bloqueo, en esta ventana se ven agrupados los instrumentos y condiciones del compresor en esta etapa.

Figura 570. POPUP Condiciones de bloqueo

The screenshot displays a 'CONDICIONES DE BLOQUEO' (Lockout Conditions) window. It is divided into several sections:

- PRESIONES (Pressures):**

Succión K-3991	PIT-39912	-0.6 psi
Descarga K-3991	PIT-39911	40.1 psi
Lubricación Aceite K-3991	PIT-39951	121.3 psi
Entrada V-3503	PIT-35031	3.0 psi
Pres. Dif. HX-3991	PDIT-39911	58.7 inH2O
- NIVELES Y FLUJO (Levels and Flow):**

Nivel Scrubber V-3503	LIT-35031-CA	-0.1 ft
Nivel Aceite T-3995	LSL-39951	Normal
Flujo Lubricación K-3991	FSL-39951	Normal
- TEMPERATURAS (Temperatures):**

Descarga K-3991	TIT-39911	251.9 °F
Refrigeración K-3991	TIT-39914	119.1 °F
Devanado 1A K-3991	TE-39911A	173.5 °F
Devanado 2A K-3991	TE-39912A	202.3 °F
Devanado 3A K-3991	TE-39913A	202.2 °F
Acople A K-3991	TE-39914	173.0 °F
Acople B K-3991	TE-39915	196.9 °F
- VIBRACIONES (Vibrations):**

Compresor K-3991	VT-39911	0.2 in/s
Enfriador HX-3991	VT-39912	0.1 in/s
- ESTADOS DE MOTORES (Motor States):**

Falla Variador VSD-3991	XSF-39911	Normal
Falla Cooler HX-3991	XSF-39961	Normal
Falla Refrigeración P-3993	XSF-39951	Normal
Falla al Encender	P-3993	Normal
Falla al Apagar	M-3996	Normal
Falla al Encender	VSD-3991	Normal
Falla al Apagar	P-3980	Normal
Falla al Encender	P-3981	Normal
- ESTADOS ESPECIALES (Special States):**

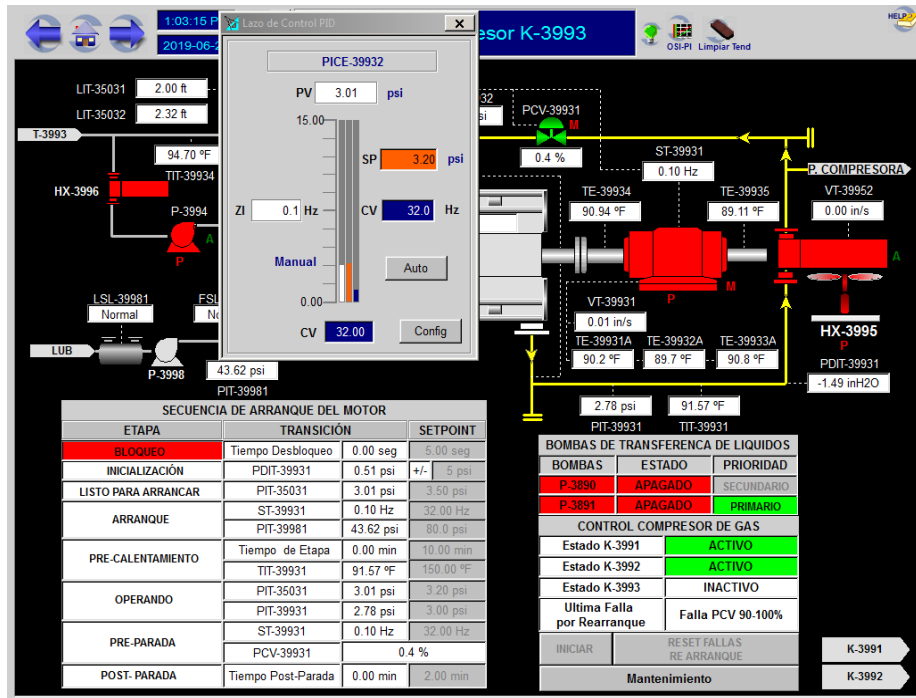
Permiso ESD LC13A	ESD-39911	Normal
Selector Local ON/OFF	HS-0111	Normal
Equipos en Manual		Normal
SDV-39911		Abierta
Falla en Bombas LTP		Normal
- CONDICIONES DE PARADA CON ARRANQUE AUTOMATICO (Automatic Start Stop Conditions):**

Entrada V-3503	PIT-35031	3.0 psi	Falla PCV-39911 90-100%	Normal
2.0 psi	4.2 psi	Normal		

Additional elements include a 'RESET FALLAS' button and a background schematic of the compressor system with components like HX-3996, P. COMPRESORA, and various sensors.

Al seleccionar el motor del compresor, se despliega una ventana donde se muestra el control de velocidad del motor. Desde esta pantalla se asigna el “Setpoint” en Hz del motor y accionamiento del modo de mantenimiento del equipo.

Figura 58. POPUP Del Motor



3.8.7 Instrumentos y alarmas del HY-BON K-3993. En las siguientes tablas se observan los instrumentos relacionados con la operación y control del compresor HY-BON K-3993 con sus respectivas alarmas, las cuales se encuentran programadas en la rutina de causa y efecto.

Tabla 20. Alarmas compresor K3993

Instrumentos	Descripción	Alarma	Acción
VT-39931	Vibration Transmitter K-3993	HH 0,6 in/s	Apagar compresor
TIT-39931	Temperature Transmitter Discharge K-3993	HH 300°F	Apagar compresor
PIT-39931	Discharge Pressure Transmitter K-3993	HH 55 psig	Apagar compresor
TIT-39934	Temperature Transmitter Jawer Water K-3993	HH 180 F	Apagar compresor
PIT-39932	Suction Pressure Transmitter K-3993	HH 100 psig	Apagar compresor

Instrumentos	Descripción	Alarma	Acción
PDIT-39931	Differential Pressure Transmitter - Cooler HX-3996	HH 180 psig	Apagar compresor
TE-39934	Drive end bearing temp RTD	HH 300°F	Apagar compresor
TE-39935	Non-drive end bearing temp RTD	HH 300°F	Apagar compresor
TE-39931A	Winding 1 temp RTD	HH 293°F	Apagar compresor
TE-39932A	Winding 2 temp RTD	HH 293°F	Apagar compresor
TE-39933A	Winding 3 temp RTD	HH 293°F	Apagar compresor
PIT-39981	Indicador transmisor de presión en descarga de la bomba P-3994	HH 750 psig	Apagar compresor
FSL-39981	Oil no flow switch	-	Apagar compresor
LSL-39981	Oil lo level switch	-	Apagar compresor

Nota: Para reestablecer la operación luego de activarse alguna de las señales listadas en el “causa efecto” (ver Tabla 22), es necesario realizar la normalización del instrumento que generó alarma y detuvo el compresor, se debe dar reset al instrumento y se debe realizar reset en el compresor y este iniciara nuevamente el arranque.

3.8.8 Matriz causa-efecto. En la Tabla 22 se relaciona el causa-efecto para los nuevos instrumentos instalados y asociados al nuevo del compresor K-3993:

Tabla 21. Matriz causa efecto

Tag	Descripcion	Setpoint	M-3991 (Apagar)	M-3993 (Apagar)	HX-3991 (Apagar)	P-3993 (Apagar)	M-39931 (Apagar)	M-3999 (Apagar)	HX-3995 (Apagar)	P-3994 (Apagar)
TIT-39931	Indicador transmisor de temperatura de descarga del compresor K-3993	HH 330°F					•	•	•	•
PIT-39931	Indicador y Transmisor de presión en la descarga del compresor K-3993	HH 55 psig					•	•	•	•
PDIT-39931	Indicador y Transmisor de presión diferencial Cooler	HH 180 psig					•	•	•	•

Tag	Descripcion	Setpoint	M-3991 (Apagar)	M-3993 (Apagar)	HX-3991 (Apagar)	P-3993 (Apagar)	M-39931 (Apagar)	M-3999 (Apagar)	HX-3995 (Apagar)	P-3994 (Apagar)
VT-39931	Transmisor de vibración en motor del compresor K-3993	HH 0,6 in/s					•	•	•	•
HSS-39931	Status motor compresor K-3993						•	•	•	•
TE-39931A,39932A,39933A	Transmisores de temperatura del devanado del motor del compresor K-3993	HH 293°F					•	•	•	•
TE-39934/935	Transmisores de temperatura de los rodamientos del motor del compresor K-3993	HH 300°F					•	•	•	•
VT-39932	Transmisor de vibración en motor del enfriador gas comprimido HX-3993	HH 0.8 ins					•	•	•	•
TIT-39934	Indicador y Transmisor de Temperatura del agua de camisas a la salida del compresor K-3993	HH 160 F					•	•	•	•
ST-39931	Velocidad Variador 3993	Falla de Transmisor								
K-3993	Falla de Arranque	StartFail								
XSF_39931	Falla Variador	Alarma	•	•	•	•				
XSF_39931	Falla Arrancador Cooler						•	•	•	•
HYB_3993.LTP_Fail	Falla Arrancador o Falla de Arranque bombas de Scrubber						•	•	•	•
HYB_3993.Motors_InManual	Motores P_3994 y M_39933 En Manual						•	•	•	•

3.8.9 Procedimiento de arranque del compresor K-3993. A continuación, se describe la secuencia de arranque:

- a) El operador mediante el sistema de supervisión genera el comando de arranque del compresor, pulsando en iniciar como se puede observar en la Figura 63.

Figura 59. Arranque compresor HY-BON

BOMBAS DE TRANSFERENCIA DE LIQUIDOS		
BOMBAS	ESTADO	PRIORIDAD
P-3890	APAGADO	SECUNDARIO
P-3891	APAGADO	PRIMARIO
CONTROL COMPRESOR DE GAS		
Estado K-3991	ACTIVO	
Estado K-3992	INACTIVO	
Estado K-3993	ACTIVO	
Ultima Falla por Rearranque	Falla PCV 90-100%	
INICIAR	RESET FALLAS RE ARRANQUE	
Mantenimiento		

b) El compresor inicia la secuencia de arranque (ver Figura 63) desde la etapa de bloqueo, en cada etapa se podrá observar como una barra verde se va disminuyendo lo que indica el tiempo restante de esta, a su vez se puede observar los “setpoint” necesarios para la transición de estas etapas.

Figura 60. Secuencia de arranque

SECUENCIA DE ARRANQUE DEL MOTOR			
ETAPA	TRANSICIÓN		SETPOINT
BLOQUEO	Tiempo Desbloqueo	0.00 seg	5.00 seg
INICIALIZACIÓN	PDIT-39931	0.57 psi	+/- 5 psi
LISTO PARA ARRANCAR	PIT-35031	2.96 psi	3.50 psi
ARRANQUE	ST-39931	0.10 Hz	32.00 Hz
	PIT-39981	51.52 psi	80.0 psi
PRE-CALENTAMIENTO	Tiempo de Etapa	0.00 min	10.00 min
	TIT-39931	93.23 °F	150.00 °F
OPERANDO	PIT-35031	2.96 psi	3.20 psi
	PIT-39931	2.73 psi	3.00 psi
PRE-PARADA	ST-39931	0.10 Hz	32.00 Hz
	PCV-39931		84.8 %
POST-PARADA	Tiempo Post-Parada	0.00 min	2.00 min

c) Cuando la secuencia llega a la etapa de “Operando” esta indica que la secuencia de arranque esta completada, al operador cuando desee parar o al ocurrir alguna de las fallas mencionadas este se detendrá de forma controlado iniciando desde la etapa pre-parada hasta la post-parada.

4. COSTOS DEL PROYECTO

La tabla 22 resume los costos por disciplina de las obras civiles, eléctricas, mecánicas y de instrumentación para la construcción e implementación del compresor K3993 en la estación LCI-3A.

Tabla 223. Costos del Proyecto

DISCIPLINA	DETALLE (DESCRIPCIÓN DEL SERVICIO)	VALOR COSTO DIRECTO + AIU (COP)
CIVIL	Reconformación del área de compresores k-3993 en el estación LCI-3A.	\$13.787.768,80
CIVIL	Adecuación Para Compresor K3993 En Estación Lci-3A	\$ 99.673.355,00
CIVIL	Construcción cimentación shelter de compresor K-3993 en la Estación 3A	\$ 131.287.520,00
CIVIL	Construcción Fundación Compresor K-3993 En La Estación 3A	\$ 66.233.885,00
CIVIL	Grouting Epoxico Compresor K-3993	\$118.637.010,00
MECANICO	Alistamiento de compresor Hybon K-3993 LCI-3A	\$ 44.200.000,00
MECANICO	Construccion y conexión facilidades mecánicas compresor K3993	\$ 128.555.337,20
ELECTRICO	Construcción facilidades eléctricas ESTACIÓN 3A, área compresores	\$ 262.036.891,58
INSTRUMENTACION	Automatización De Compresor K-3993_LCI3A	\$ 33.233.038,06
INSTRUMENTACION	Acompañamiento Especializado para Soporte al Arranque y Pruebas	\$ 2.969.315,10

DISCIPLINA	DETALLE (DESCRIPCIÓN DEL SERVICIO)	VALOR COSTO DIRECTO + AIU (COP)
	Comisionamiento de Compresor K-3993,LCI3A	
TOTAL COSTOS DEL PROYECTO	COP	\$ 900.614.120,74
	USD	\$ 258.903,55

5. CONCLUSIONES

La instalación del compresor K3993 hace parte de los proyectos de optimización de superficie del campo incluyendo adecuaciones y mejoras en los compresores K1 y K2 en la Planta de Proceso el Centro para garantizar la compresión del gas con destino a venta/maquila a GRB. Se han instalado 8 unidades de tratamiento "sulfatreat" para la remoción de H₂S de todo el gas producido.

En el campo LCI se han conectado más de 1.099 pozos productores a la red de anulares, se han instalado 72 unidades Beam Gas Compresor (BGC) (la mayoría fuera de servicio por deterioro y fallas prematuras, alto costo para mantener), 3 educutores en pozos con sistema de levantamiento por ESP y PCP, se han instalado, automatizado y puesto en servicio 16 separadores de red de anulares con comunicación de señales operativas al Centro Integrado de Operaciones-CIO.

En el campo la Cira se han construido gasoductos para disminuir represión en las estaciones LCI-01 y 03A y LCI-07 y Planta de Procesos y se han implementado mejoramiento a tea en la Planta Deshidratadora El Centro.

Todo lo anterior ha tenido como intención aumentar la capacidad de aprovechamiento del gas que hace parte de la red de anulares del campo para ser usado en el proyecto de Autogeneración con capacidad de 9,9 MW.

Actualmente en el campo LCI no ha implementado sistemas de medición de volumen de gas en TEAS por lo que los valores de tea son inferidos de acuerdo al gas producido y al gas transferido.

Con la instalación del K3993 se hizo más flexible la operación de los compresores existente ya que actualmente es posible operar con dos equipos en paralelo y así aumenta el volumen de transferencia y a la vez reducir el gas quemado

BIBLIOGRAFÍA

AGUIRRE, G & ORTIZ C. Revisión bibliográfica del Campo la Cira Infantas. *Universidad Nacional de Colombia* 2015

CARREÑO VILLAMIZAR C. P. Análisis preconceptual para la selección de la tecnología del compresor de la nueva estación de compresión de la sabana teniendo en cuenta las limitaciones ambientales y paisajísticas dela región; director Cesar Quiroz, Bucaramanga UIS 2012

CASTELLANOS DIAZ, A. G., & CAMARGO SARMIENTO, F. D. Ingeniería conceptual y básica para un punto de entrada inasistido al sistema nacional de transporte de gas natural [recurso electrónico] / Arnoldo Giovanni Castellanos; director Faustino Camargo. Bucaramanga: UIS, 2010.

GREENE, R. W. Compresores: selección, uso y mantenimiento (No. 631.3 G7y). 1988

NAVA, D. A. R. propuesta de una facilidad de superficie de recolección de gas de venteo en pozos de la empresa mixta petrocabimas.

VASQUEZ, H. La historia del petróleo en Colombia. *Revista Universidad EAFIT*, 30(93), 99-109. 2012