

**PROPUESTA PARA OPTIMIZAR LOS SISTEMAS DE RECOLECCIÓN,
SEPARACIÓN Y COMPRESIÓN DE GAS EN EL CAMPO SARDINATA
UTILIZANDO LA METODOLOGÍA DE ANÁLISIS NODAL CON SIMULADORES
DE PROCESO**

VLADIMIR CATAÑO GUTIERREZ

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

2015

**PROPUESTA PARA OPTIMIZAR LOS SISTEMAS DE RECOLECCIÓN,
SEPARACIÓN Y COMPRESIÓN DE GAS EN EL CAMPO SARDINATA
UTILIZANDO LA METODOLOGÍA DE ANÁLISIS NODAL CON SIMULADORES
DE PROCESO**

VLADIMIR CATAÑO GUTIERREZ

Trabajo de Grado para optar al título de Especialista en Ingeniería del Gas

Director

MSc. Fernando Enrique Calvete González

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

2015

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	12
1. ANTECEDENTES	14
2. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO ACTUAL	16
2.1 POZOS DEL CAMPO SARDINATA	17
2.2 LÍNEA DE FLUJO GAS TIBÚ	21
2.3 ESTACIÓN SARDINATA SUR	22
3. DIAGRAMA DE FLUJO LÍNEA BASE	27
3.1 SISTEMA DE RECOLECCIÓN	27
3.2 SISTEMA DE SEPARACIÓN	30
3.3 SISTEMA DE COMPRESIÓN	32
4. SIMULACIÓN DEL PROCESO LÍNEA BASE USANDO ASPEN HYSIS	34
4.1 SISTEMA DE RECOLECCIÓN	37
4.2 SISTEMA DE SEPARACIÓN	42
4.3 SISTEMA DE COMPRESIÓN	43
5. PROPUESTAS DE OPTIMIZACIONES	46
5.1 ORIENTADAS AL AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN DE GAS	48
5.2 ORIENTADAS A LA SEGURIDAD DE LOS PROCESOS	55
6. ANÁLISIS DE RESULTADOS	59

7. CONCLUSIONES	66
8. RECOMENDACIONES	68
BIBLIOGRAFIA	69

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Cromatografía resumida del gas pozo SS40	18
Tabla 2. Cromatografía resumida del gas pozo SS37	18
Tabla 3. Cromatografía resumida del gas pozo SS36	19
Tabla 4. Cromatografía resumida del gas pozo SS35	19
Tabla 5. Cromatografía resumida del gas pozo SS33	20
Tabla 6. Cromatografía resumida del gas pozo SS32	20
Tabla 7. Cromatografía resumida del gas pozo SS20	21
Tabla 8. Cromatografía resumida del gas pozo SS12	21

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Plot Plan Campo Sardinata	27
Figura 2. Diagrama recolección campo Sardinata	28
Figura 3. Manifold Estación Sardinata	29
Figura 4. Separadores baja presión ESS	30
Figura 5. Separadores alta	31
Figura 6. Sistema de compresión ESS	32
Figura 7. Simulación línea base sistema de recolección	37
Figura 8. Simulación línea base Pozo SS20	38
Figura 9. Simulación línea base Pozo SS12	38
Figura 10. Simulación línea base Pozo SS33	39
Figura 11. Simulación línea base Pozo SS32	39
Figura 12. Simulación línea base Pozo SS35	40
Figura 13. Simulación línea base gas Tibú	40
Figura 14. Simulación línea base Pozo SS37	41
Figura 15. Simulación línea base Pozo SS36	41
Figura 16. Simulación línea base Pozo SS40	42
Figura 17. Simulación línea base sistema de separación	43
Figura 18. Simulación línea base sistema de compresión	44
Figura 19. Simulación inclusión separador de alta	47
Figura 20. Disminución de temperatura en descarga compresores	48
Figura 21. Disminución presión de descarga compresores booster en ESS	49
Figura 22. Cambio de diámetro línea de flujo SS37	50
Figura 23. Cambio de diámetro línea de flujo SS12	51
Figura 24. Cambio de diámetro línea de flujo gas Tibú	51
Figura 25. Configuración de la corriente de "Autoconsumo"	53

Figura 26. PFD Sistema de compresión con 3 equipos	54
Figura 27. PFD Sistema de separación con “Scruber Succión Compresores”	57
Figura 28. P&ID Sistema de compresión con regulación de presión	58
Figura 29. PFD propuesto para el sistema de recolección	63
Figura 30. PFD propuesto para el sistema de separación	64
Figura 31. PFD propuesto para el sistema de compresión	65

RESUMEN

TITULO: PROPUESTA PARA OPTIMIZAR LOS SISTEMAS DE RECOLECCIÓN, SEPARACIÓN Y COMPRESIÓN DE GAS EN EL CAMPO SARDINATA UTILIZANDO LA METODOLOGÍA DE ANÁLISIS NODAL CON SIMULADORES DE PROCESO.

AUTOR: Vladimir Cataño Gutiérrez**

PALABRAS CLAVES: Simulación de Procesos; Facilidades de Compresión; Facilidades de Separación; Facilidades de Recolección; Scruber; Optimización; Producción de gas.

DESCRIPCION:

El objetivo del presente trabajo es plantear una estrategia de optimización a los proceso de recolección, separación y compresión de gas en la estación Sardinata de Ecopetrol S.A., cambiando o reconfigurando las facilidades disponibles y las variables operativas para, entre otras: maximizar la producción, manejar eficientemente los líquidos, mejorar la confiabilidad de los equipos y mejorar la seguridad de los procesos. Se analizan las condiciones operativas actuales trazando una línea base en la simulación, para determinar las opciones u oportunidades de mejora.

Más tarde se incluyen las modificaciones seleccionadas luego de un análisis de factibilidad y se analiza nuevamente la simulación aplicando estos cambios, revisando entre otras cosas, sus ventajas y desventajas, resultados de producción, ventanas operativas, posibilidad de implementación, etc. Posteriormente, se determina la configuración más apropiada para ser implementada, y que redunde en beneficios para la operación. Con el desarrollo de la evaluación de la simulación es posible comparar los resultados con las mediciones directas en campo de las principales variables, que nos permitan orientar las correlaciones usadas en el software para acercarnos al proceso real y minimizar el margen de error en los resultados finales.

Todo el trabajo es impulsado por la necesidad de aumentar las ventas de gas al cliente vigente, el cual se ha visto afectado por los bajos niveles de producción producto de malos resultados en las perforaciones y los trabajos de workover en algunos pozos. Por lo tanto, los resultados del trabajo serán implementados de forma inmediata al cabo de su exposición. Este debe resolver inconvenientes en la configuración de facilidades, logrando un sensible incremento en la producción de gas, por un lado para apalancar la inversión requerida y por otro para cumplir los compromisos de ventas.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ciencias Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Especialización en Ingeniería del Gas, MSc. Fernando Enrique Calvete González

SUMMARY

TITLE: PROPOSAL TO OPTIMIZE THE COLLECTION, SEPARATION AND GAS COMPRESSION SYSTEMS IN SARDINATA FIELD, USING NODAL ANALYSIS METHODOLOGY WITH SIMULATION OF PROCESS^{*}.

AUTHOR: Vladimir Cataño Gutierrez^{**}.

KEYWORDS: Process Simulation; Compression Facilities; Separation Facilities; Collection Facilities; Scrubber; optimization; Gas Production.

DESCRIPTION:

The aim of this paper is to propose a strategy for optimizing the collection, separation and gas compression process in the central point of facilities in Sardinata field of Ecopetrol S.A., changing or reconfiguring the facilities available and operating variables, for among other: To maximize production, efficiently handle liquids, improve equipment reliability and improve process safety. The current operating conditions are analyzed by drawing a base line simulation to determine the options or opportunities for improvement.

Later, modifications selected after a feasibility analysis are included and analyzed again simulation by applying these changes, reviewing inter alia, its advantages and disadvantages, production results, operational windows, possibility of implementation, etc. Subsequently, the most appropriate settings to be implemented are determined, and that results in benefits for the operation. With the development of the evaluation of the simulation is possible to compare the results with direct field measurements of key variables, which allow us to guide the correlations used in the software to approach the actual process and minimize the margin of error in the final results.

All work is driven by the need to increase gas sales to current customers, which has been affected by low levels of output, product of poor results in drilling and workovers in some wells. Therefore, the results of work will be implemented immediately after exposure. This should solve problems in setting up facilities, achieving a significant increase in gas production, first to leverage the investment required and secondly to meet sales commitments.

* Degree Work

** Physicochemical Science Faculty, School of Petroleum Engineering, Specialization in Gas Engineering, MSc. Calvete Fernando Enrique González

INTRODUCCIÓN

El campo Sardinata, es un campo maduro de producción de crudo y gas con más de 60 años de explotación. Posee un yacimiento de gas asociado con acuífero activo, aun con energía para el flujo natural en algunos pozos. El campo se encuentra en el municipio de Tibú – Norte de Santander, en inmediaciones de la vereda Campo Giles, a unos 80 kilómetros al norte de Cúcuta.

El presente estudio nace de la necesidad de asegurar las operaciones en el campo Sardinata producto del compromiso contractual, de la empresa operadora del campo, con la entrega de gas natural hacia la ciudad de Cúcuta. La premura en la construcción de facilidades sumado a la urgencia en las demandas de gas de la población, hacen necesario que se deba desarrollar desde el diseño, los procesos de todas las operaciones y facilidades, estableciendo parámetros claros orientados a la optimización y la confiabilidad.

Se integrarán los sistemas actuales de los procesos de recolección, separación y compresión del gas del campo Sardinata, teniendo en cuenta las futuras expansiones en facilidades de producción.

La integración de los procesos se simulará con una herramienta informática de manera que se disponga de una línea base de trabajo que permita, entre otras: Entender claramente los fenómenos que se desarrollan en las líneas, vasijas y equipos rotativos en la ruta del proceso y realizar análisis de sensibilidad de las principales variables operativas sobre la línea base.

Luego del análisis anterior se plantearan optimizaciones que maximicen la producción para presentar una propuesta realizable a todos los niveles con el

objeto de mejorar las operaciones en términos de producción, confiabilidad y seguridad de procesos.

Los resultados de la simulación del proceso agrega valor al negocio, su uso correcto puede resultar en múltiples beneficios: Mejorar las entregas de gas al cliente, asegurar la confiabilidad de los equipos, asegurar el proceso en términos de riesgos operaciones protegiendo a las personas, el medio ambiente y las instalaciones.

1. ANTECEDENTES

Durante el desarrollo de nuevos proyectos en la industria del petróleo y gas, se encuentran desviaciones de las capacidades u objetivos de las facilidades instaladas debido a variaciones en las tasas de producción esperadas. Para el caso del campo Sardinata, ubicado al sur del municipio de Tibú, encontramos que el crecimiento de las facilidades no ha sido proyectado o no ha seguido una programación establecida de acuerdo a pronósticos de producción, y más bien se han construido las facilidades según las necesidades puntuales o requerimientos emergentes demandados por la nueva planta de gas y sus compromisos de venta.

Con esta premura no se ha estudiado o simulado los procesos de recolección, separación y compresión para la entrega del gas a la planta, luego las optimizaciones o cambios se hacen a prueba y error, generando: Dificultades en la toma de decisiones sobre cambios en los parámetros operacionales, incertidumbre y riesgos en la operación.

Esta situación se debe a los malos resultados en las campañas de perforación y WO que han obligado a improvisar estrategias que permitan mitigar tales resultados, también a la falta de recurso humano para construir el mapa de las facilidades y simular los procesos; lo que ha supuesto una alta dependencia del conocimiento empírico de los supervisores y operadores.

De continuar operando facilidades complementarias con diferencias en criterios de diseño, se está manejando un alto riesgo en la operación que puede desencadenar pérdida de contención de producto, afectando a personas y al medio ambiente.

Adicionalmente la baja producción de gas del campo en comparación con la alta demanda en la venta, nos obliga a optimizar los procesos y aprovechar al máximo la capacidad de las facilidades y el recurso, que de otra forma puede resultar en el incumplimiento en los compromisos de entrega, multas y afectación de la imagen de la empresa operadora.

2. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO ACTUAL

La estación Sardinata, o ESS, fue concebida inicialmente para la separación, tratamiento, almacenamiento y despacho de crudo; el manejo del gas era irrelevante hasta hace 5 años, pues no tenía ningún uso práctico o asociado a alguna oportunidad de negocio. Para ese entonces, algunos pozos del campo empezaron a cerrarse debido a su alto GOR. Igualmente los 3 pozos perforados en la última campaña del año 2009 no arrojaron buenos resultados en la producción de líquidos pero si en el aporte de gas.

Ante esta evolución del campo y los resultados de las perforaciones, nace entonces la iniciativa para la construcción de una planta de gas que recibiría el gas separado en la estación Sardinata. Los pronósticos de producción dimensionaron la nueva planta de gas con una capacidad de tratamiento de 6 mmscfd, para un flujo de venta efectivo de gas a condiciones RUT de 5 mmscfd.

El proyecto Planta de Gas Sardinata, o PGS, da inicio con unas pruebas llamadas “ventas tempranas”, en donde la estación Sardinata le entregaba el gas a un transportador en los límites de la locación, para luego ser comprimido en carrotaques y llevado a la ciudad de Cúcuta.

Las facilidades de compresión fueron instaladas y operadas por el mismo transportador. En esta instancia, solo unas pocas modificaciones se realizaron a las facilidades de la estación, con el fin de direccionar el gas de los separadores hasta la succión de los compresores temporales.

La operación de la estación durante las ventas tempranas pone en evidencia la deficiencia de las facilidades de separación para el manejo de grandes volúmenes

de gas y empiezan a presentarse eventos de atascamientos de las vasijas con presencia de líquidos en la tea y en la succión de los equipos de compresión.

Debido a esto, el diseño de la PGS comienza a considerar modificaciones al interior de la ESS, para asegurar las operaciones y evitar desplazamientos de líquidos hacia los nuevos compresores. Sin embargo a la fecha y luego de 3 años de operación de la PGS, no ha sido posible terminar estos trabajos. Es entonces donde parte del presente estudio cobra sentido.

El proceso de recolección del campo Sardinata es simple, líneas de flujo salen de las cabezas de los pozos y llegan individualmente al manifold en la entrada de la estación, donde se direcciona la producción a los cabezales de prueba o general, ambos en baja presión; o a los cabezales de alta presión o alivio a tea.

El operador puede seleccionar, mediante juego de válvulas, individualmente el pozo que quiere probar y es enviada su producción al separador de prueba. Los pozos activos actualmente en el campo son:

2.1 POZOS DEL CAMPO SARDINATA

8 pozos activos más la línea de flujo que llega desde el campo Tibú, componen el sistema de recolección del campo Sardinata:

Pozo Sardinata Sur 40: Producción de crudo: 226 bopd, producción de gas: 150 kscfd, producción de agua: 966 bwpd; densidad del aceite a 15 °C: 0.88; Gravedad API: 27.7

Tabla 1. Cromatografía resumida del gas pozo SS40

COMPONENTES	SS40
Nitrógeno	0,49%
Dióxido de Carbono	0,73%
Metano	90,98%
Etano	1,58%
Propano	1,88%
i-Butano	0,70%
n-Butano	1,22%
C5+	2,42%

Fuente: Informe Cromatográfico GCU – ICP – Archivo Ecopetrol

Pozo Sardinata Sur 37: Producción de crudo: 7 bopd, producción de gas: 150 kscfd, producción de agua: 31 bwpd; densidad del aceite a 15°C: 0.75; Gravedad API: 55

Tabla 2. Cromatografía resumida del gas pozo SS37

COMPONENTES	SS37
Nitrógeno	3,08%
Dióxido de Carbono	0,00%
Metano	74,50%
Etano	10,00%
Propano	5,57%
i-Butano	1,95%
n-Butano	2,43%
C5+	2,39%

Fuente: Informe Cromatográfico GCU – ICP – Archivo Ecopetrol

Pozo Sardinata Sur 36: Producción de crudo: 2 bopd, producción de gas: 160 kscfd, producción de agua: 9 bwpd; densidad del aceite a 15°C: 0.75; Gravedad API: 55

Tabla 3. Cromatografía resumida del gas pozo SS36

COMPONENTES	SS36
Nitrógeno	0,70%
Dióxido de Carbono	3,62%
Metano	70,95%
Etano	11,57%
Propano	5,58%
i-Butano	0,97%
n-Butano	1,71%
C5+	4,86%

Fuente: Informe Cromatográfico GCU – ICP – Archivo Ecopetrol

Pozo Sardinata Sur 35: Producción de crudo: 4 bopd, producción de gas: 20 kscfd, producción de agua: 1 bwpd; densidad del aceite a 15°C: 0.88; Gravedad API: 27

Tabla 4. Cromatografía resumida del gas pozo SS35

COMPONENTES	SS35
Nitrógeno	0,14%
Dióxido de Carbono	1,34%
Metano	93,31%
Etano	0,63%
Propano	1,06%
i-Butano	0,49%
n-Butano	0,78%
C5+	2,20%

Fuente: Informe Cromatográfico GCU – ICP – Archivo Ecopetrol

Pozo Sardinata Sur 33: Producción de crudo: 20 bopd, producción de gas: 210 kscfd, producción de agua: 20 bwpd; densidad del aceite a 15°C: 0.88; Gravedad API: 27

Tabla 5. Cromatografía resumida del gas pozo SS33

COMPONENTES	SS33
Nitrógeno	1,27%
Dióxido de Carbono	0,0027%
Metano	72,35%
Etano	11,69%
Propano	8,89%
i-Butano	1,51%
n-Butano	2,51%
C5+	1,73%

Fuente: Informe Cromatográfico GCU – ICP – Archivo Ecopetrol

Pozo Sardinata Sur 32: Producción de crudo: 10 bopd, producción de gas: 350 kscfd, producción de agua: 9 bwpd; densidad del aceite a 15°C: 0.75; Gravedad API: 55

Tabla 6. Cromatografía resumida del gas pozo SS32

COMPONENTES	SS32
Nitrógeno	0,93%
Dióxido de Carbono	4,63%
Metano	78,17%
Etano	7,02%
Propano	3,39%
i-Butano	0,98%
n-Butano	1,55%
C5+	3,27%

Fuente: Informe Cromatográfico GCU – ICP – Archivo Ecopetrol

Pozo Sardinata Sur 20: Producción de crudo: 11 bopd, producción de gas: 50 kscfd, producción de agua: 13 bwpd; densidad del aceite a 15°C: 0.88; Gravedad API: 27

Tabla 7. Cromatografía resumida del gas pozo SS20

COMPONENTES	SS20
Nitrógeno	0,14%
Dióxido de Carbono	1,34%
Metano	93,36%
Etano	0,63%
Propano	1,06%
i-Butano	0,49%
n-Butano	0,78%
C5+	2,15%

Fuente: Informe Cromatográfico GCU – ICP – Archivo Ecopetrol

Pozo Sardinata Sur 12: Producción de crudo: 2 bopd, producción de gas: 100 kscfd, producción de agua: 6 bwpd; densidad del aceite a 15°C: 0.75; Gravedad API: 55

Tabla 8. Cromatografía resumida del gas pozo SS12

COMPONENTES	SS12
Nitrógeno	0,98%
Dióxido de Carbono	5,00%
Metano	80,80%
Etano	7,03%
Propano	2,82%
i-Butano	0,70%
n-Butano	1,02%
C5+	1,62%

Fuente: Informe Cromatográfico GCU – ICP – Archivo Ecopetrol

2.2 LÍNEA DE FLUJO GAS TIBÚ

Crudo: 0.2 bopd, gas: 850 kscfd, agua: 1.2 bwpd.

El campo Tibú se encuentra a 30 km al norte de Sardinata, provee de gas a la ESS y esta a su vez a la PGS. Tibú colecta todo el gas producido y lo lleva a su Estación de Compresión, donde se eleva la presión para ser enviado por la línea de flujo de 32 kilómetros hasta la ESS. La línea tiene varios diámetros a lo largo de su recorrido: 2 7/8", 3" y 4". Esta línea llega al manifold de la estación y es tratado como un pozo más, esto se debe a que además de gas la línea trae agua y algo de condensados.

2.3 ESTACIÓN SARDINATA SUR

La ESS se ubica en el centro del campo del mismo nombre, concebida inicialmente para la separación de los fluidos que aportan los pozos con énfasis en el crudo, ha evolucionado a separación y compresión de gas:

Manifold de entrada: el primer nodo que se encuentra a la entrada de la estación y el último del sistema de recolección es el manifold, este equipo recibe las líneas de flujo de los pozos y la línea de flujo que viene desde campo Tibú, con un juego de válvulas es posible direccionar las producciones de cada línea a los cabezales de "baja de prueba", "baja general", "alta de prueba" y "alta general". Cuenta con un cabezal de alivios donde las válvulas PSV descargan ante una sobrepresión.

El manifold permite entonces, coleccionar las producciones de los pozos de dos niveles de presión (baja: hasta 40 psi y alta: hasta 300 psi) dadas por las válvulas reguladoras de presión que gobiernan los separadores donde convergen los cabezales del manifold.

Actualmente el manifold recibe la producción de los 9 pozos descritos en el numeral 1.1 y la línea de flujo descrita en el numeral 1.2, y los integra al cabezal "baja general" para ser enviados al separador general de baja.

En los eventos de prueba de pozos, el operador de la estación puede derivar la línea objetivo al cabezal “baja de prueba” y probar las 2 fases con los equipos de medición del separador.

A continuación se describe el sistema de separación al interior de la ESS:

Separador baja de prueba: esta vasija vertical de separación bifásica recibe la producción desde el cabezal “baja de prueba” del manifold; opera normalmente a 40 psig y 95 °F, se utiliza para medir los flujos de gas y la emulsión crudo agua (no se le dará relevancia a la corriente líquida en lo sucesivo). El equipo cuenta con indicadores de presión, medidor de temperatura, visor de nivel, PSV, controlador de nivel con válvula de control de nivel, platina de orificio con computador de flujo para la medición del gas y un medidor de líquidos de desplazamiento positivo. Una vez medida la corriente de gas, se envía al cabezal de succión de los compresores boosters.

Separador general de baja: esta vasija es igual al equipo de prueba pero maneja toda la producción del campo y la que llega de Tibú. Recibe el alimento del cabezal “baja general” en el manifold, separa el gas de la corriente y lo envía saturado al cabezal de succión de los compresores boosters. Cuenta con indicadores de presión, medidor de temperatura, visor de nivel, PSV y controlador de nivel con válvula de control de nivel.

Separador general de alta: esta vasija vertical está diseñada para operar hasta 500 psig. Anteriormente solo recibía la producción de gas del extinto pozo “Sardinata Sur 34”. Este pozo fluía con THP de 700 psi, salió de línea debido a un colapso en el revestimiento. En la actualidad está programado para abandono.

El separador cuenta con toda su instrumentación para el control de nivel y las protecciones de seguridad, se espera colocarlo en operación con las optimizaciones que se plantearan en los capítulos siguientes.

Separador prueba de alta: este equipo quedó ubicado en sitio pero no fue conectado al sistema de separación por problemas contractuales, sin embargo es posible reactivar las obras de instalación con los nuevos vehículos comerciales disponibles en la estación. Se espera en gran parte que el presente trabajo sustente el conexionado de esta vasija. Es un equipo muy completo en términos de instrumentación, cuenta con instrumentos electro-neumáticos para el control de nivel de líquidos, alarmas por alto y bajo nivel y alta o baja presión, tiene además un medidor de flujo tipo turbina para la medición del gas y uno tipo coriolis para la medición de los líquidos. En la actualidad el equipo está fuera de servicio y aislado del sistema de separación en general. Existe una gran oportunidad de optimización del proceso con la puesta en marcha de este separador.

Existe la facilidad civil, mecánica, y electro-neumática para instalar un nuevo separador de alta, que podría reemplazar el actual para el manejo de la producción total de gas que va hacia la PGS. El equipo está en la bodega, listo para ser instalado, se requiere una planeación estructurada para realizar el trabajo y soportada en este estudio.

Existen dos cabezales principales para la regulación de la presión sobre la línea de salida de gas después del tren de separadores: el cabezal de regulación de baja cuenta con dos válvulas autorreguladas en paralelo, configuradas a 40 y 45 psig de manera que mantengan la presión de la línea aguas arriba y así mismo de los separadores. Esta configuración permite asegurar la regulación en los eventos de un bache muy grande de gas, pues ambas válvulas abrirían al máximo set de presión, aliviando todo a la tea de la ESS.

El otro tren de regulación se ubica luego de la convergencia de las líneas de gas de los separadores de alta, son dos válvulas reguladoras pilotadas en sets escalonados de presión: 350 y 400 psig. Ambas descargan a tea en el evento de un exceso de presión en el sistema. En la actualidad no hay operación sobre estas válvulas.

Hasta aquí se ha analizado el sistema o nodo de separación de la ESS. Siguiendo la corriente de gas encontramos el sistema de compresión con los compresores booster:

Compresor Ajax DPC230: el moto-compresor Ajax toma el gas del cabezal de baja presión conformado por las líneas de salida de gas de los separadores de baja (prueba y general), a una presión promedio de 35 psi. Es un equipo reciprocante de dos etapas con enfriador y scrubbers interetapas, eleva la presión a 300 psi @120 °F y lo entrega al cabezal de descarga, común con el otro compresor, su capacidad asciende a 1000 kscfd en condiciones normales.

Una pequeña vasija instrumentada en la succión de la primera etapa tiene como intención protegerlo de baches de líquidos.

Compresor Brahman: este equipo consta de un motor Cummins acoplado a un compresor de tornillo con vasija instrumentada en la succión y separador de aceite – gas en la descarga. Para su operación, el equipo debe recircular aceite lubricante en los tornillos que después se mezcla con el gas a la descarga, ambas fases se separan y enfrían antes de entregar el gas al cabezal de descarga y el aceite a la recirculación para la lubricación. El equipo opera entre 30 y 300 psig, y desplaza 780 kscfd.

El cabezal de descarga que recoge la producción de ambos compresores, se conecta con la línea de salida del separador de alta y va directamente a la Planta de Gas para su tratamiento.

La PGS se concibió para recibir gas a 300 psi y 120 °F. Este era el nivel de presión de dos de los pozos en flujo natural del campo: SS4 y el SS34, y en base a ellos y los pronósticos de las nuevas perforaciones se diseñó el proceso. Ambos pozos presentaron problemas en el revestimiento de subsuelo y fue necesario abandonarlos, por otro lado, los resultados de las perforaciones no fueron satisfactorios. Esta es la razón de ser de los compresores booster en ESS; se instalaron para tomar todo el gas de baja presión del campo y cumplir con el requerimiento de presión en la entrada de la PGS.

Este es el resumen de los procesos de recolección, separación y compresión en ESS. Existen varias oportunidades de mejoras que fácilmente se pueden evidenciar cuando se analiza la manera en que se opera la estación y como está concebido el proceso al tenor de una estación diseñada para manejar y separar crudo enviando el gas a tea.

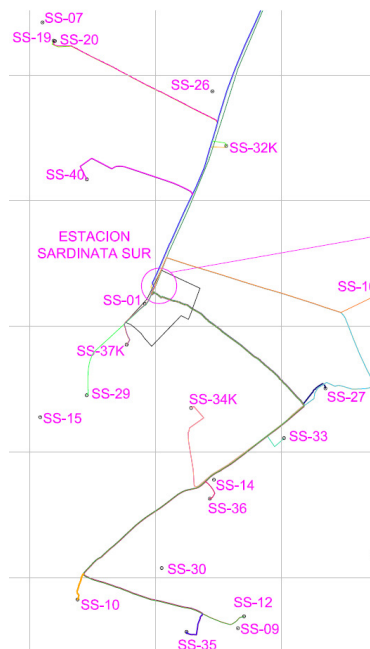
3. DIAGRAMA DE FLUJO LÍNEA BASE

La estrategia para la exposición de los diagramas de flujo en línea base, es usando diagramas sencillos representando lo expuesto en el capítulo 1, se han simplificado los detalles de válvulas, accesorios e instrumentación para mejorar la presentación y el entendimiento de los procesos:

3.1 SISTEMA DE RECOLECCIÓN

El sistema de recolección comprende las líneas de flujo desde el cabezal de pozo hasta el manifold en la ESS, la distribución en plot plan de todos los pozos en el campo es la siguiente:

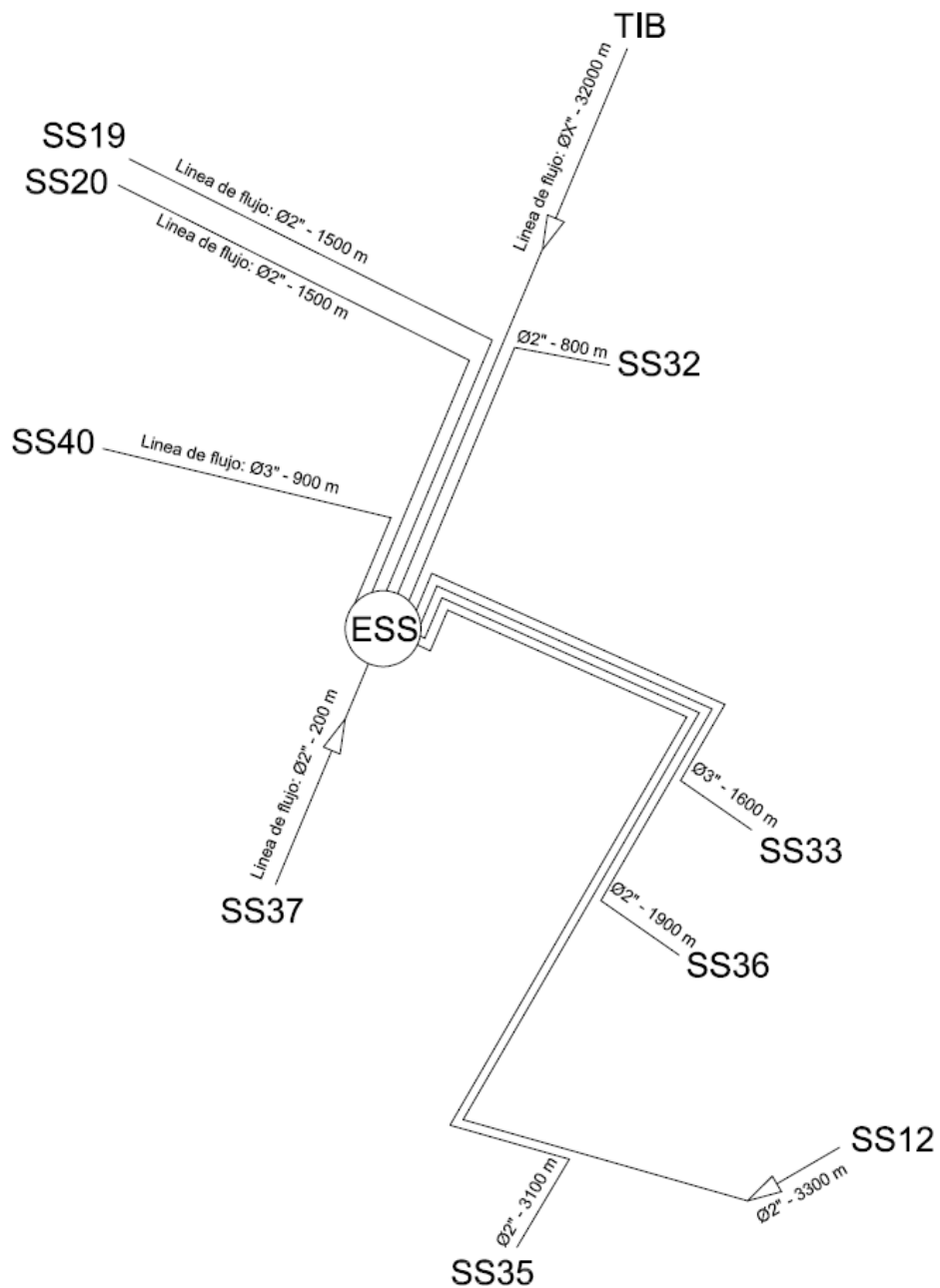
Figura 1. Plot Plan Campo Sardinata



Fuente: Plot Plan Campo SS - Archivo Ecopetrol

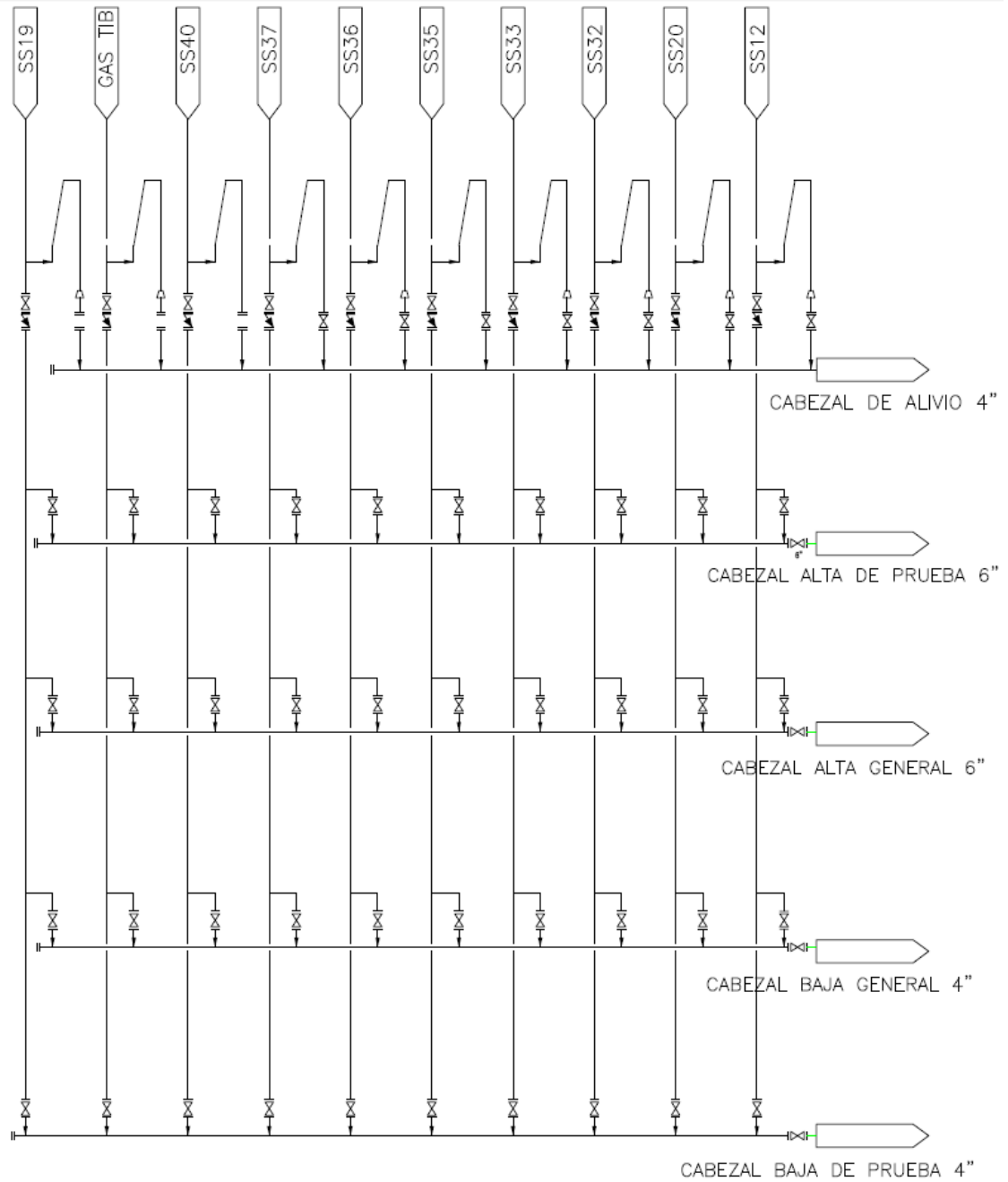
En la figura 2 podemos resumir el diagrama del sistema de recolección: Pozos activos con las longitudes y los diámetros de las líneas de flujo, cada pozo con línea independiente al manifold de la estación:

Figura 2. Diagrama recolección campo Sardinata



El manifold limita los sistemas de recolección y separación, en este caso podemos tener derivaciones de cualquier pozo hacia los 4 separadores descritos.

Figura 3. Manifold Estación Sardinata

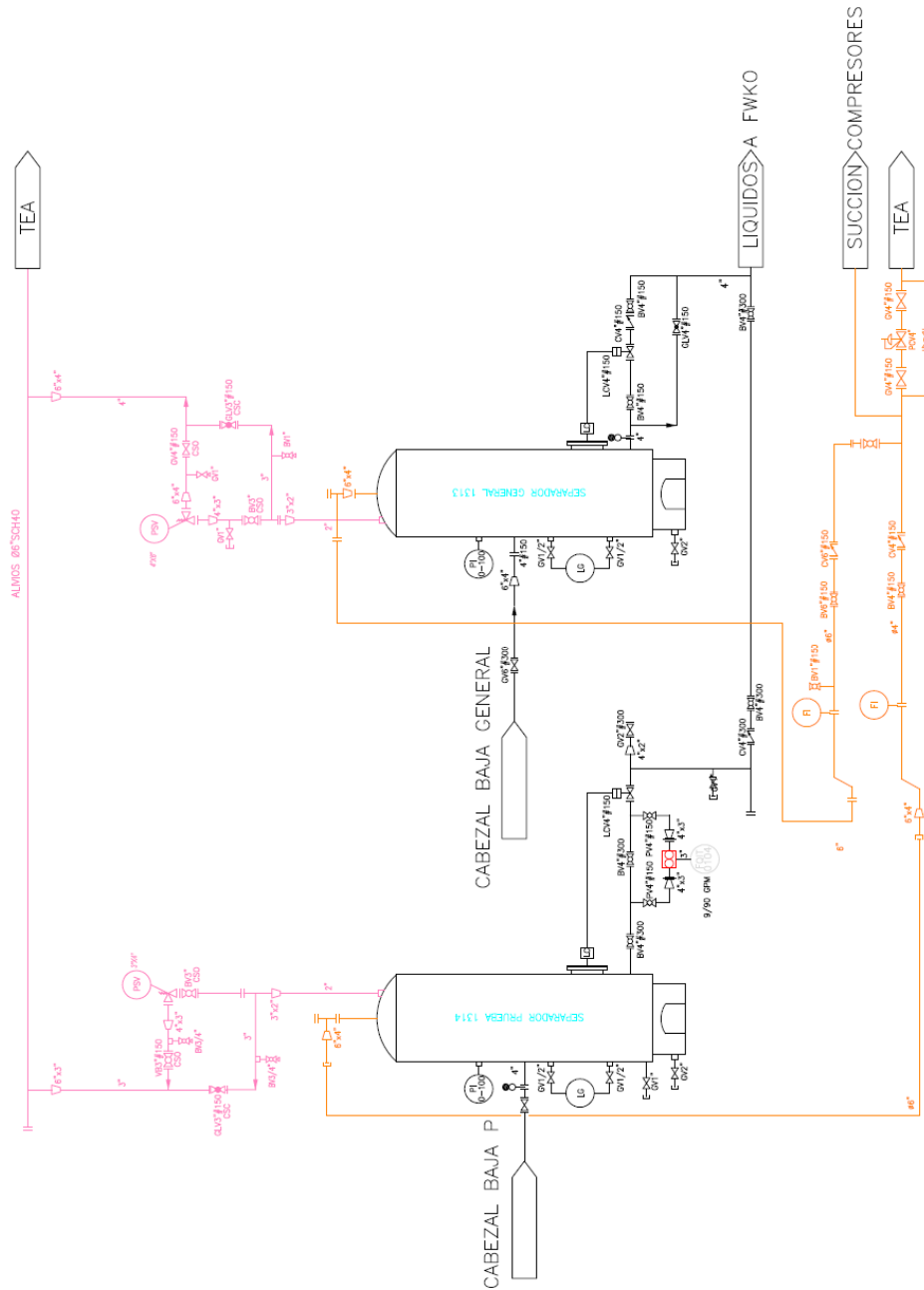


Fuente: P&ID Estación SS - Archivo Ecopetrol

3.2 SISTEMA DE SEPARACIÓN

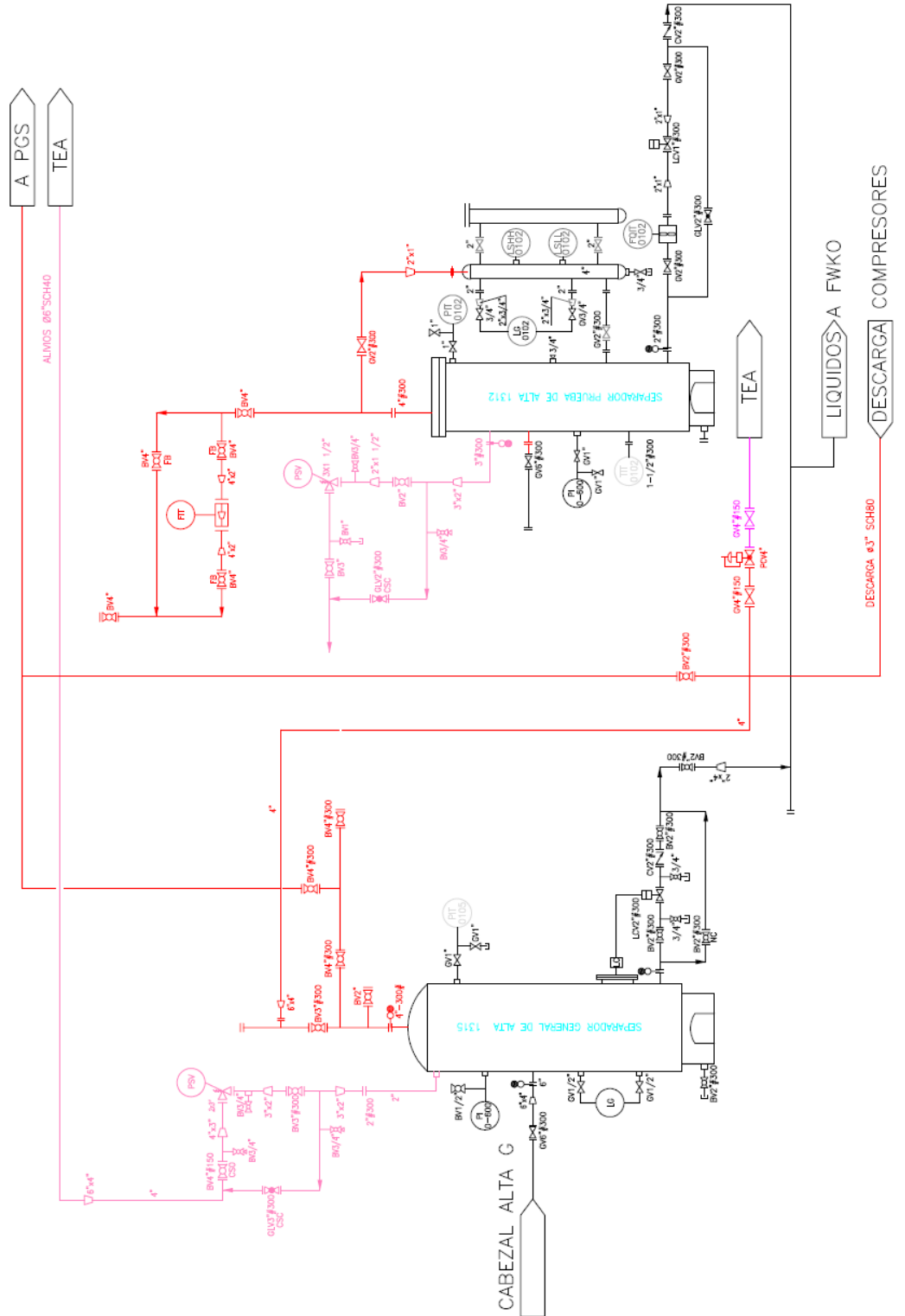
La figura 4 ilustra cómo se conectan los separadores de baja presión en la ESS:

Figura 4. Separadores baja presión ESS



Fuente: P&ID Estación SS - Archivo Ecopetrol

Figura 5. Separadores alta



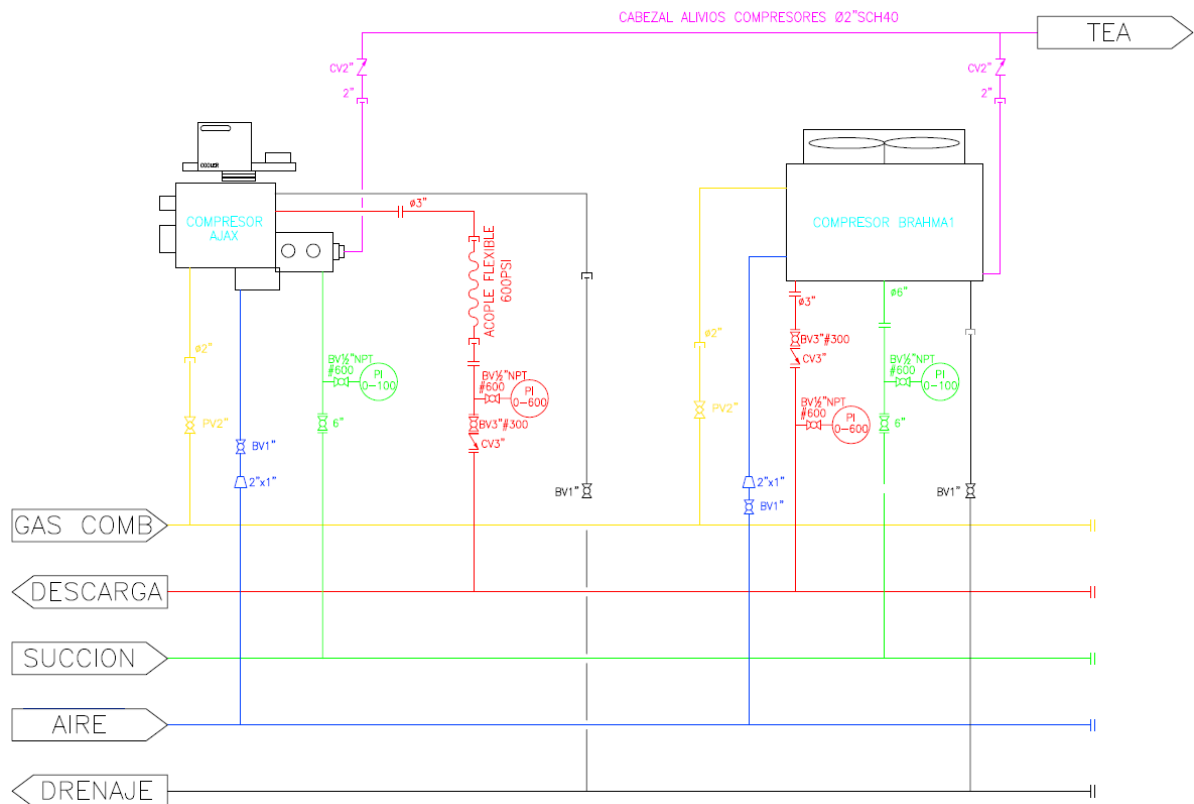
Fuente: P&ID Estación SS - Archivo Ecopetrol

La figura 5 ilustra cómo están conectados los separadores de alta, sin embargo, estos equipos están fuera de servicio debido a los daños en subsuelo de los pozos que fluían a alta presión (SS34 y SS4), actualmente están a la espera de las recomendaciones para configurar el sistema de separación de alta en busca de optimizaciones para el manejo de condensados.

3.3 SISTEMA DE COMPRESIÓN

Los equipos de compresión pueden manejar hasta 1.8 mmscfd (sumadas las capacidades). El compresor Ajax tiene un consumo máximo de 67 kscfd, mientras que el Brahman consume 35 kscfd.

Figura 6. Sistema de compresión ESS



Fuente: P&ID Estación SS - Archivo Ecopetrol

En la figura 5, Separadores alta, se observa como la línea de descarga de los equipos se conecta directamente a la línea de salida hacia la PGS. Este será nuestro primer punto de atención en la etapa de optimización del proceso.

4. SIMULACIÓN DEL PROCESO LÍNEA BASE USANDO ASPEN HYSIS

Con los datos de las variables operativas actuales y algunos datos de geometría de equipos y líneas, se construye el modelo en el software para simular en flujo estable las tres etapas del proceso.

Se escogieron 3 nodos frontera de sistema para igualar las presiones de las derivaciones: Nodo 1: Manifold, Nodo 2: Cabezal succión compresores, Nodo 3: Descarga compresores.

Algunas consideraciones se tuvieron en cuenta para acercar el proceso todo lo posible a las condiciones reales:

La rugosidad de todas las tuberías del modelo se establecieron de tablas según la edad y las condiciones de trabajo, sin embargo, la presión en el nodo 1 no presenta una sensible variación respecto a la consideración de una tubería nueva, aun así se mantuvo la condición de rugosidad.

Los separadores se simulan como reales, el nivel del líquido se tomó como 1/5 de la altura de la vasija. No es posible medir la cantidad de gas que sale en la corriente de líquidos o de cuanto líquido sale en la corriente del gas (carry over), así que se usaron correlaciones matemáticas para estimar los datos, teniendo en cuenta la distancia entre las boquillas a la entrada del separador.

Los compresores Ajax y Brahman se corren al 100% de su capacidad (1 y 0,8 mmscfd respectivamente).

Se considera que los venteos a tea debido a las válvulas reguladoras de presión de las vasijas son insignificantes y que en los eventos de exceso de gas, la diferencia va a la línea de suministro de gas combustible de los motores en los pozos.

Los datos de producción de los pozos son tomados como referencia de los potenciales del mes de Abril 2014.

El assay de los pozos se extrapola para los crudos provenientes de las mismas formaciones.

Las corrientes de gas de cada pozo están saturadas con agua al 100%.

Se introducen las corrientes de agua libre y crudo al mezclador con el gas saturado para simular la salida de cada pozo.

Para las capacidades de cada compresor se calculó el calor específico de cada corriente de consumo (alimento o gas combustible). Esto sería la energía total que entrega el gas a cada máquina según su eficiencia.

El compresor Ajax tiene dos etapas, después de cada etapa se instala un enfriador como es procedente. La temperatura ambiente se estima en 95°F.

La presión de descarga de los equipos de compresión se iguala pero varía según las condiciones de entrada en la planta, para efectos de la simulación se fija en 300 psig.

El assay del condensado que llega en la línea de flujo de Tibú es tomado del crudo de la formación Aguardiente con 55 °API, igual que el pozo SS34.

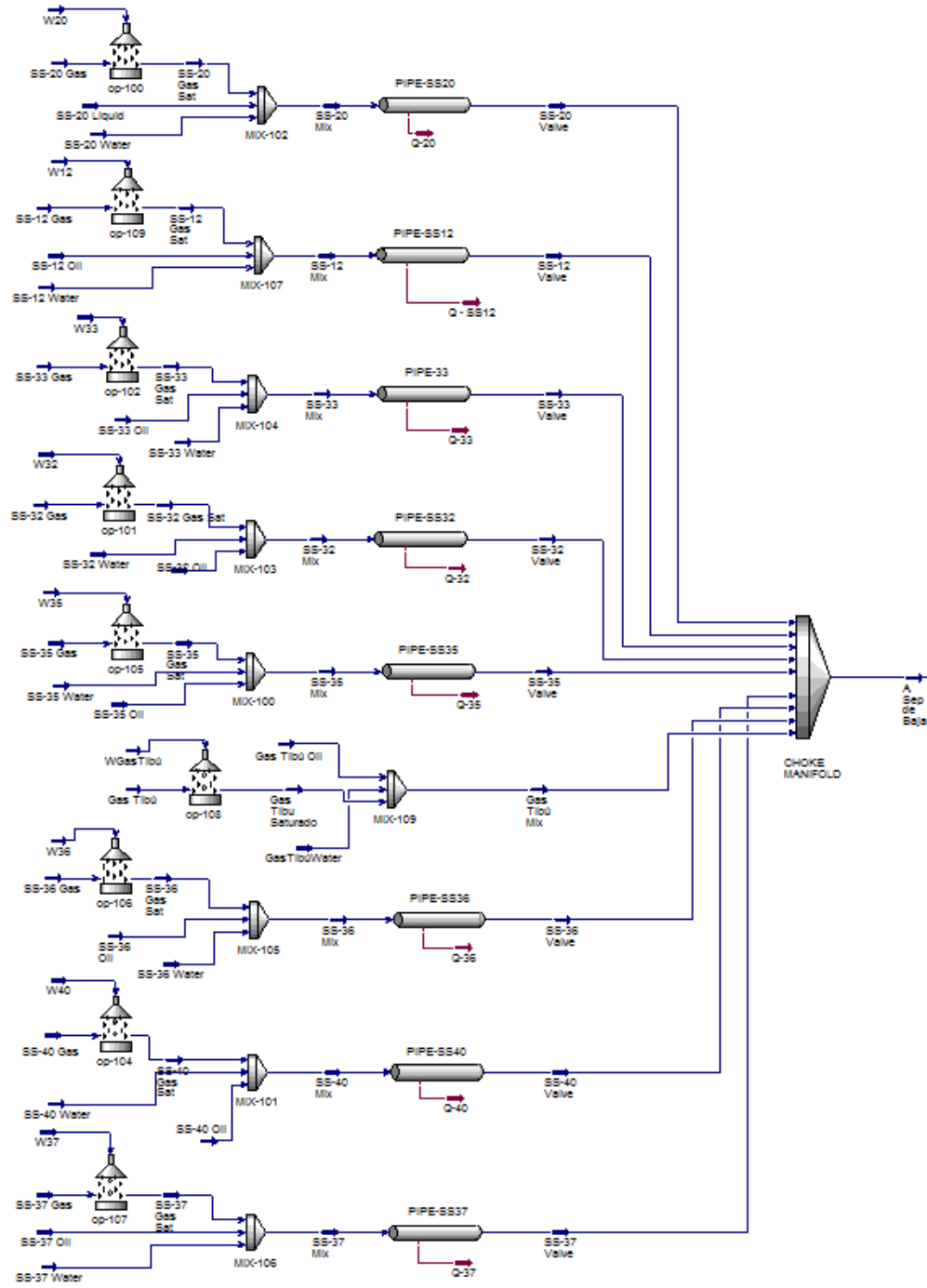
Toda la producción de los pozos y la línea de flujo de Tibú, será llevada al separador general de baja, esta es la condición normal de operación. Es decir que ningún pozo será simulado en prueba volumétrica.

No se tiene en cuenta los 32 kilómetros de la línea de flujo que viene desde el campo Tibú, la simulación de la línea requiere un análisis más extenso que para efectos de esta simulación no es relevante. La inclusión de la producción de esta línea se conecta directamente al manifold a las condiciones de flujo y presión medidas en la entrada de la facilidad.

Teniendo en cuenta que el área donde se encuentra el campo Sardinata es bastante plano, no se considera cambios de elevaciones entre los pozos y la estación.

4.1 SISTEMA DE RECOLECCIÓN

Figura 7. Simulación línea base sistema de recolección



Se analizará uno a uno las condiciones de cada pozo en el estado inicial:

Figura 8. Simulación línea base Pozo SS20

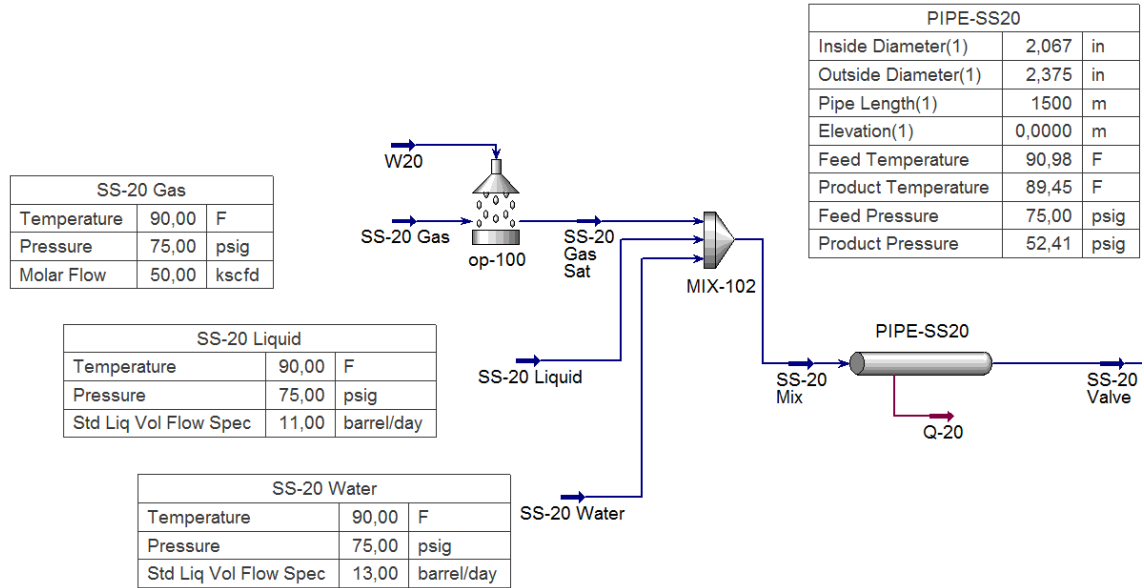


Figura 9. Simulación línea base Pozo SS12

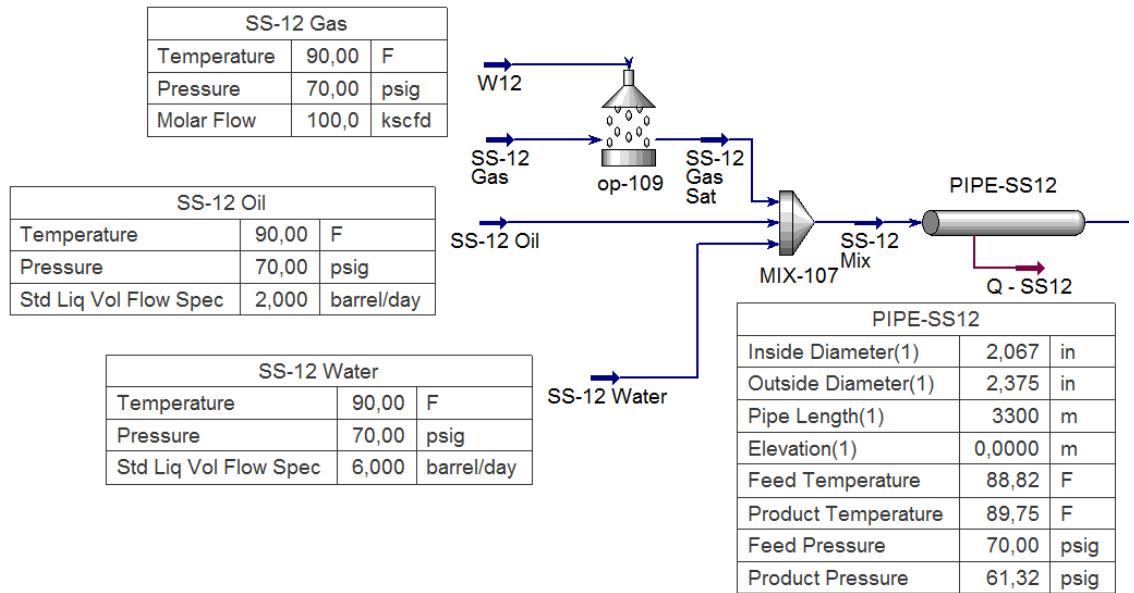


Figura 10. Simulación línea base Pozo SS33

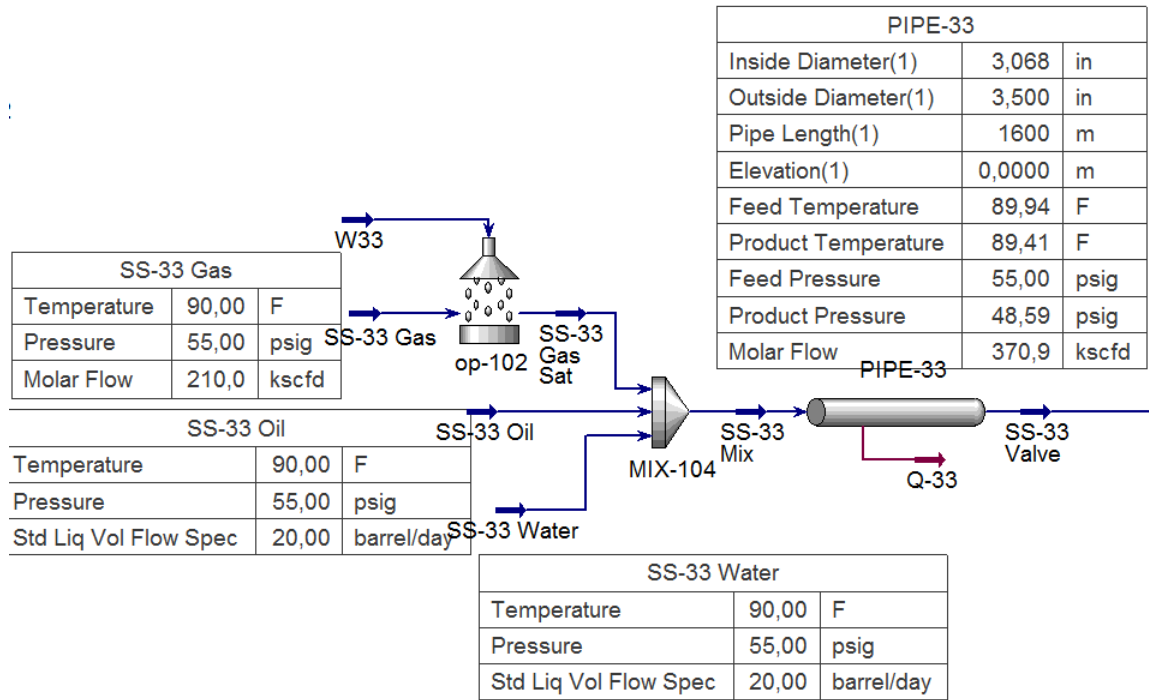


Figura 11. Simulación línea base Pozo SS32

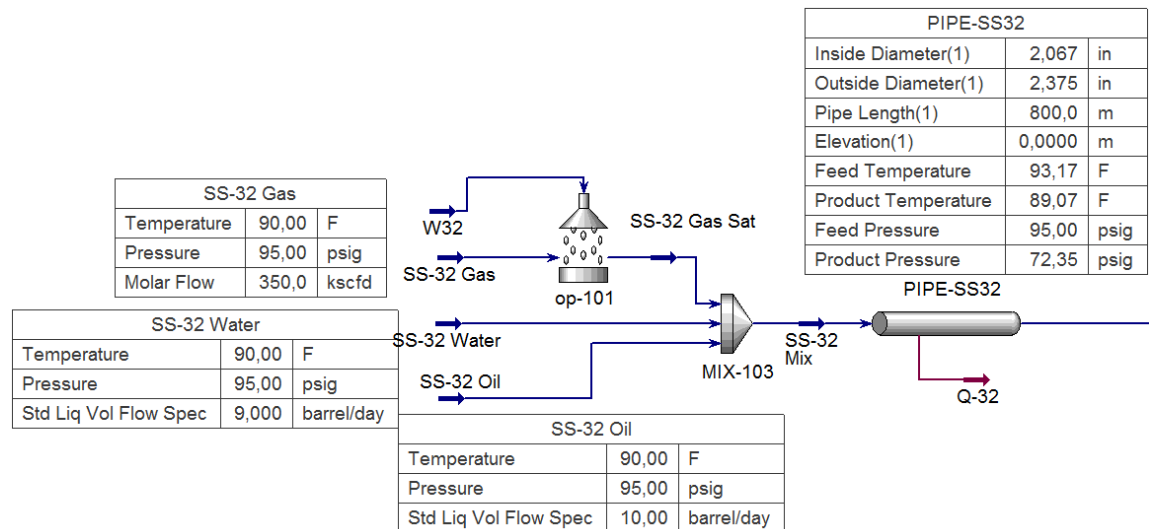


Figura 12. Simulación línea base Pozo SS35

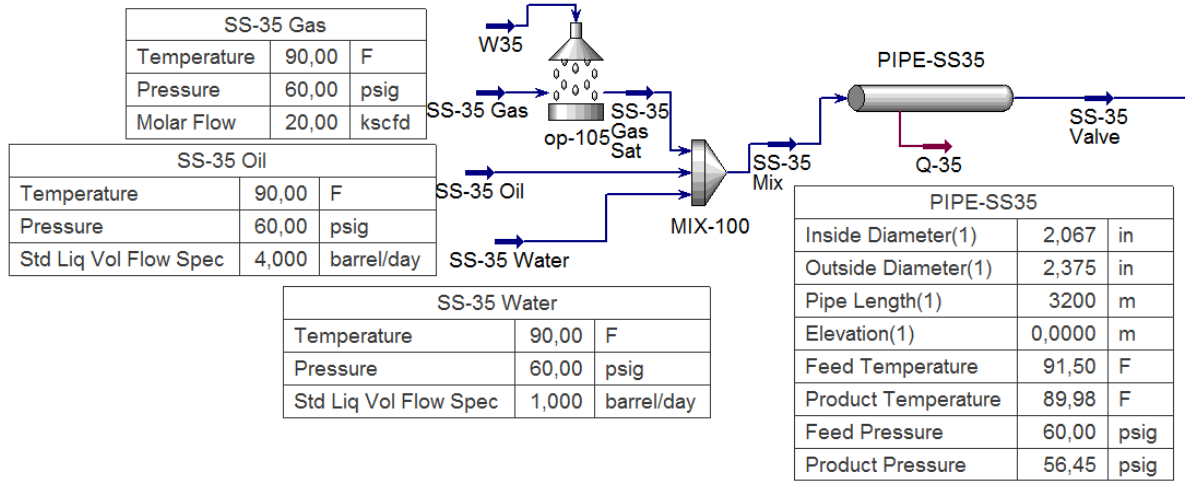


Figura 13. Simulación línea base gas Tibú

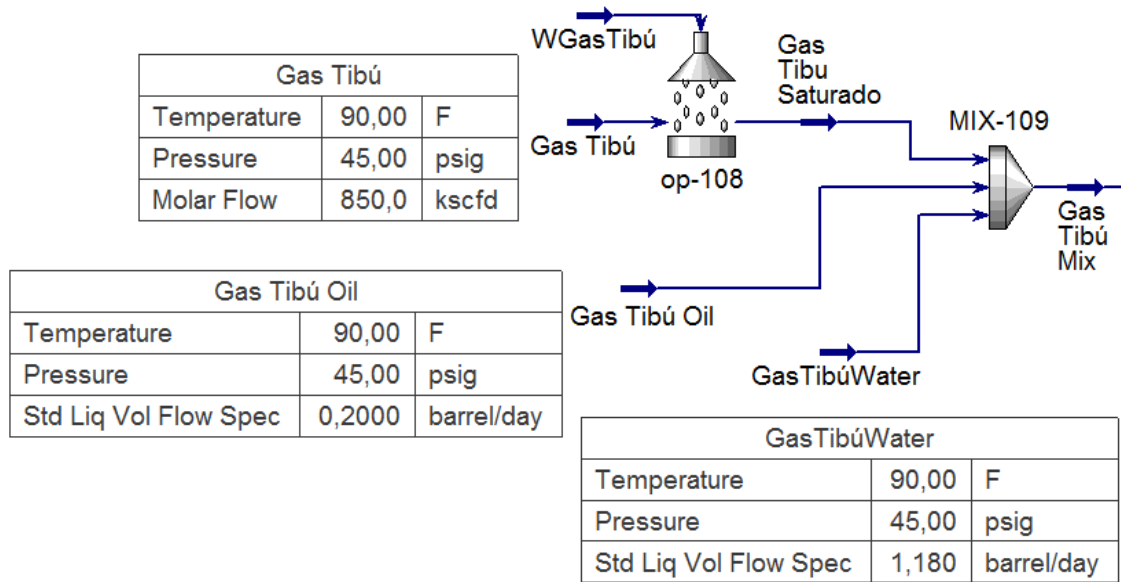


Figura 14. Simulación línea base Pozo SS37

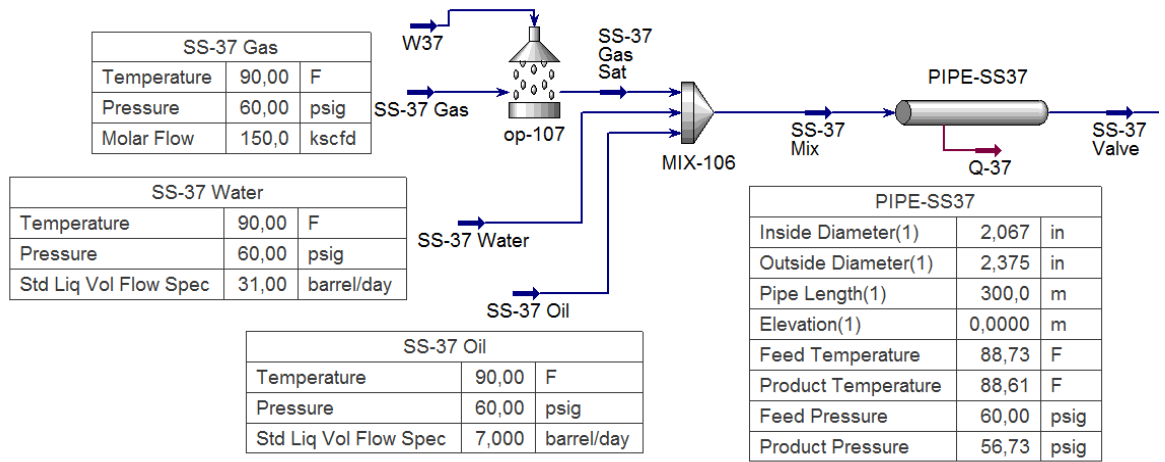


Figura 15. Simulación línea base Pozo SS36

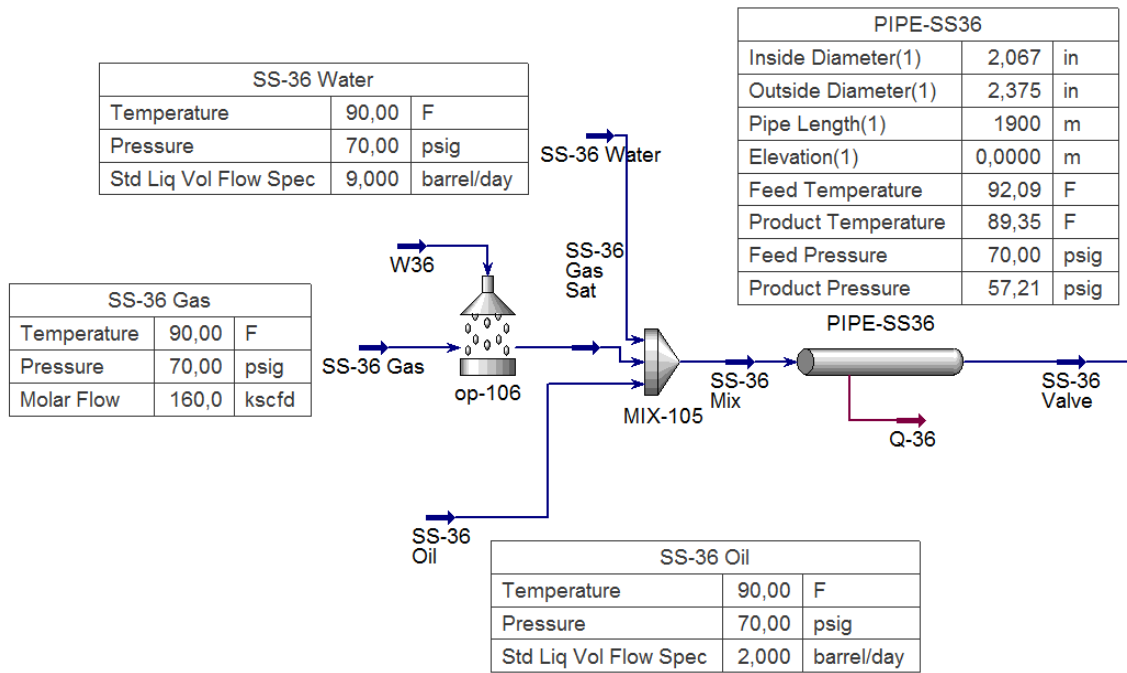
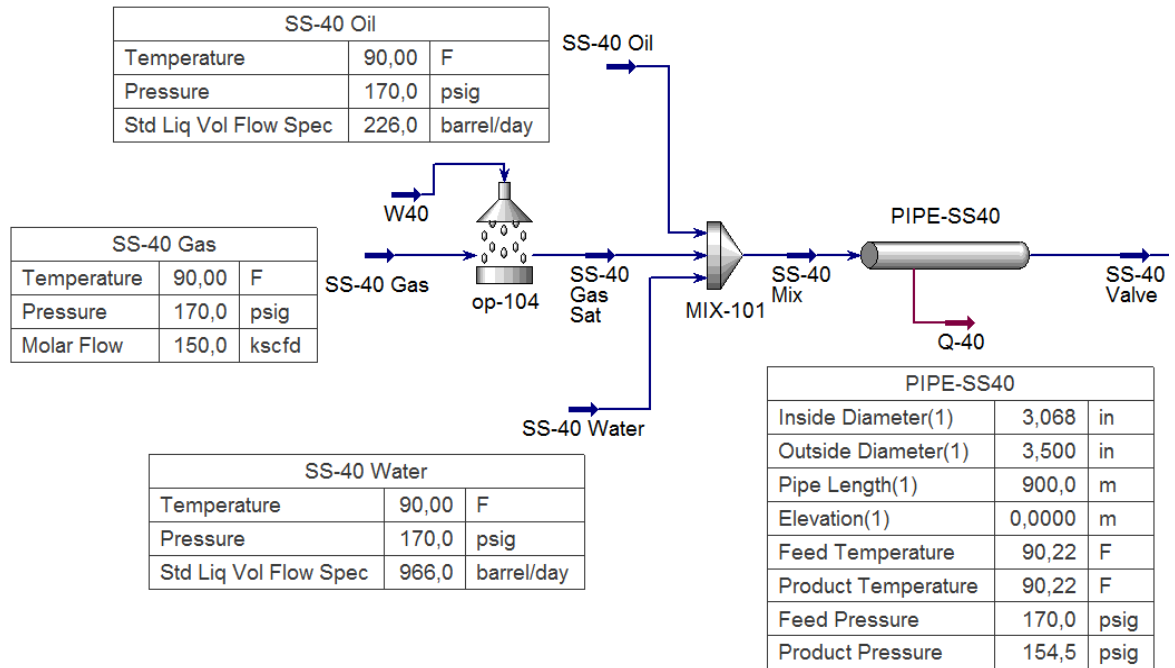


Figura 16. Simulación línea base Pozo SS40

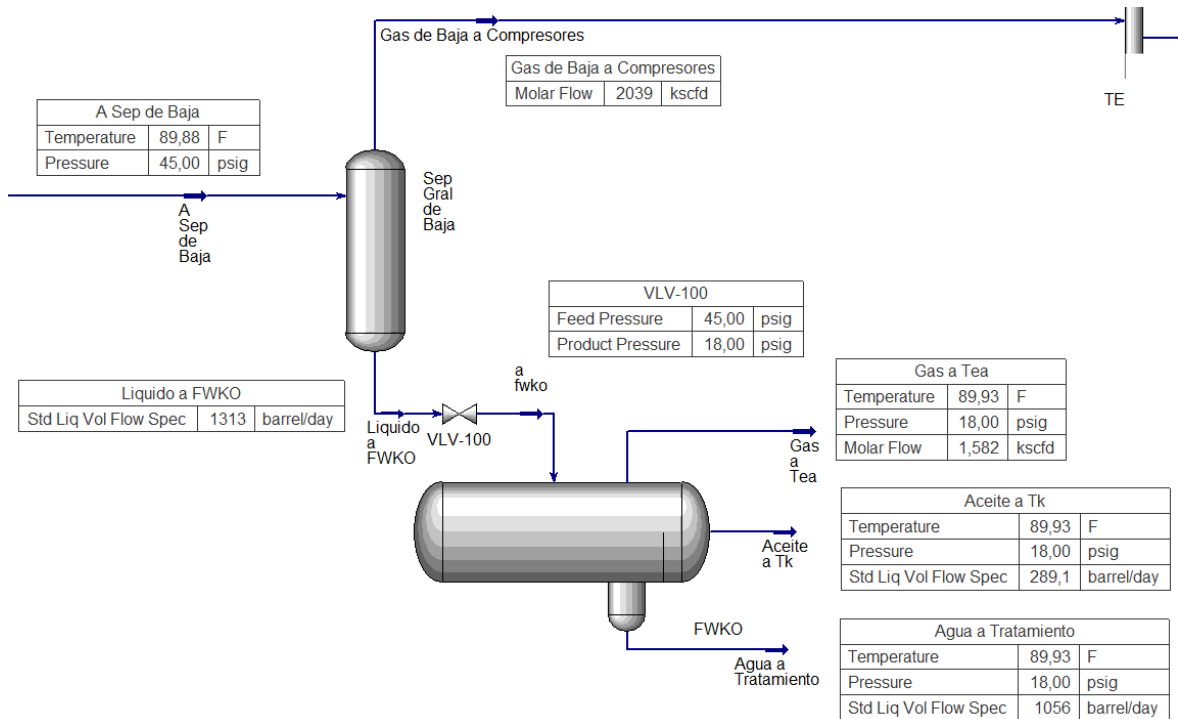


4.2 SISTEMA DE SEPARACIÓN

El sistema de separación de gas en la ESS cuenta con dos separadores de baja presión y dos de alta, sin embargo para no cargar el software en esta etapa, se presenta solo el separador general de baja y el fwko, los cuales en condiciones normales, son los equipos que normalmente están en operación.

La corriente de alimento está configurada en 45 psig, esta presión está siendo controlada por la válvula de control de presión del separador general de baja. Los líquidos fluyen al fwko a 18 psig y el gas hacia la succión de los compresores a la misma presión del separador. Se observa en la figura 17, que hay un pequeño flujo de gas a tea en la regulación del fwko, producto del cambio de presión entre ambas vasijas. Esto puede ser un punto de estudio en la optimización del proceso de separación que se estudiará más adelante.

Figura 17. Simulación línea base sistema de separación

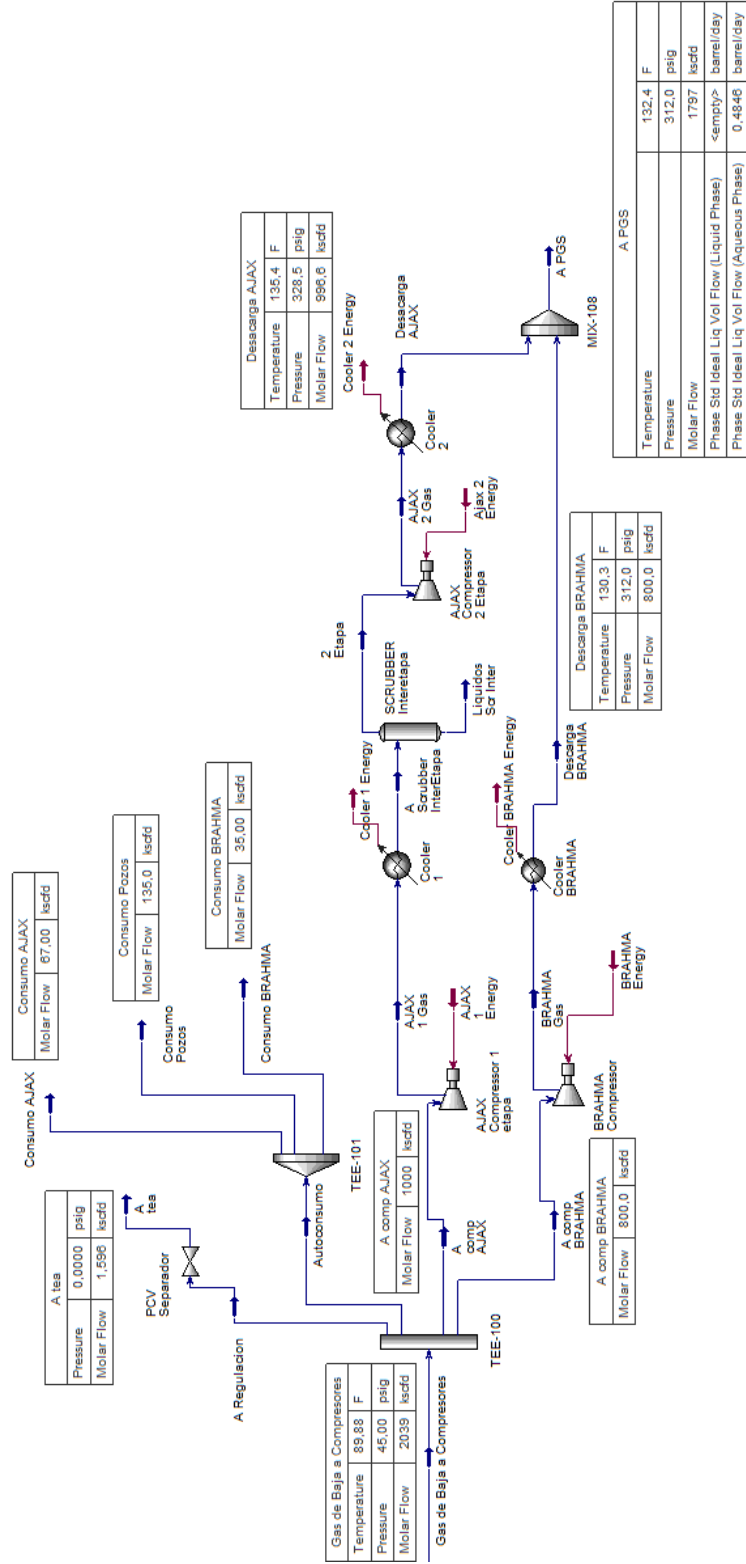


La producción de gas total de la estación a la salida del separador es de 2039 kscfd. Este dato corresponde a las mediciones en el computador de flujo instalado en ese punto, así mismo las producciones de crudo y agua son exactamente las medidas en campo.

4.3 SISTEMA DE COMPRESIÓN

En la figura 18 se muestra cómo opera el sistema de compresión, los equipos toman 1000 y 800 kscfd respectivamente a una presión de 45 psig, para descargar a 312 psig y entregarlo a la PGS. Existen las corrientes de autoconsumo que corresponden al gas combustible de ambos compresores y a la red de gas combustible del campo que alimenta los motores de combustión en los pozos con bombeo mecánico.

Figura 18. Simulación línea base sistema de compresión



En los datos de la corriente "A PGS" se puede verificar que junto con la corriente de gas, también se envían líquidos libres principalmente agua, producto de la compresión y el enfriamiento del gas saturado a la salida del separador. Esta situación ha generado muchos inconvenientes en la PGS debido a la presencia de agua en los compresores de proceso dentro de la estación.

La presión de entrega de gas a PGS puede optimizarse a 300 psig buscando bajar la carga de los equipos, el flujo desplazado y la temperatura, esta situación será también parte del siguiente estudio.

El compresor Ajax cuenta con dos etapas de compresión, el scrubber interetapas que se observa en la figura 18, recoge 0.45 barriles/día principalmente de agua, y son enviados al drenaje abierto de la ESS. El compresor Brahman por su parte es de una sola etapa y no cuenta con una vasija similar a la descarga, por lo que los líquidos que se forman luego del enfriamiento son enviados a la PGS.

5. PROPUESTAS DE OPTIMIZACIONES

Se estudiarán todas las opciones posibles de redistribución de equipos, configuraciones y cambios de facilidades en un marco de factibilidad técnica, operativa y económica, así mismo, las variables operativas controlables en el proceso serán optimizadas dentro de sus límites estipulados en las guías y ventanas operativas establecidas para las facilidades en la estación y los pozos.

El cambio más importante a implementar es la conexión de la corriente de salida de los compresores al separador de alta disponible.

Esta conexión, físicamente puede realizarse a través del manifold, es decir, conectar el cabezal de descarga de los compresores a una de las posiciones disponibles en el manifold de recolección de la estación y direccionar esa producción al cabezal de alta y al separador general de alta.

Con esta acción se retiran los líquidos producidos, hidrocarburos y agua, durante el enfriamiento del gas comprimido, antes de enviarlo a la PGS.

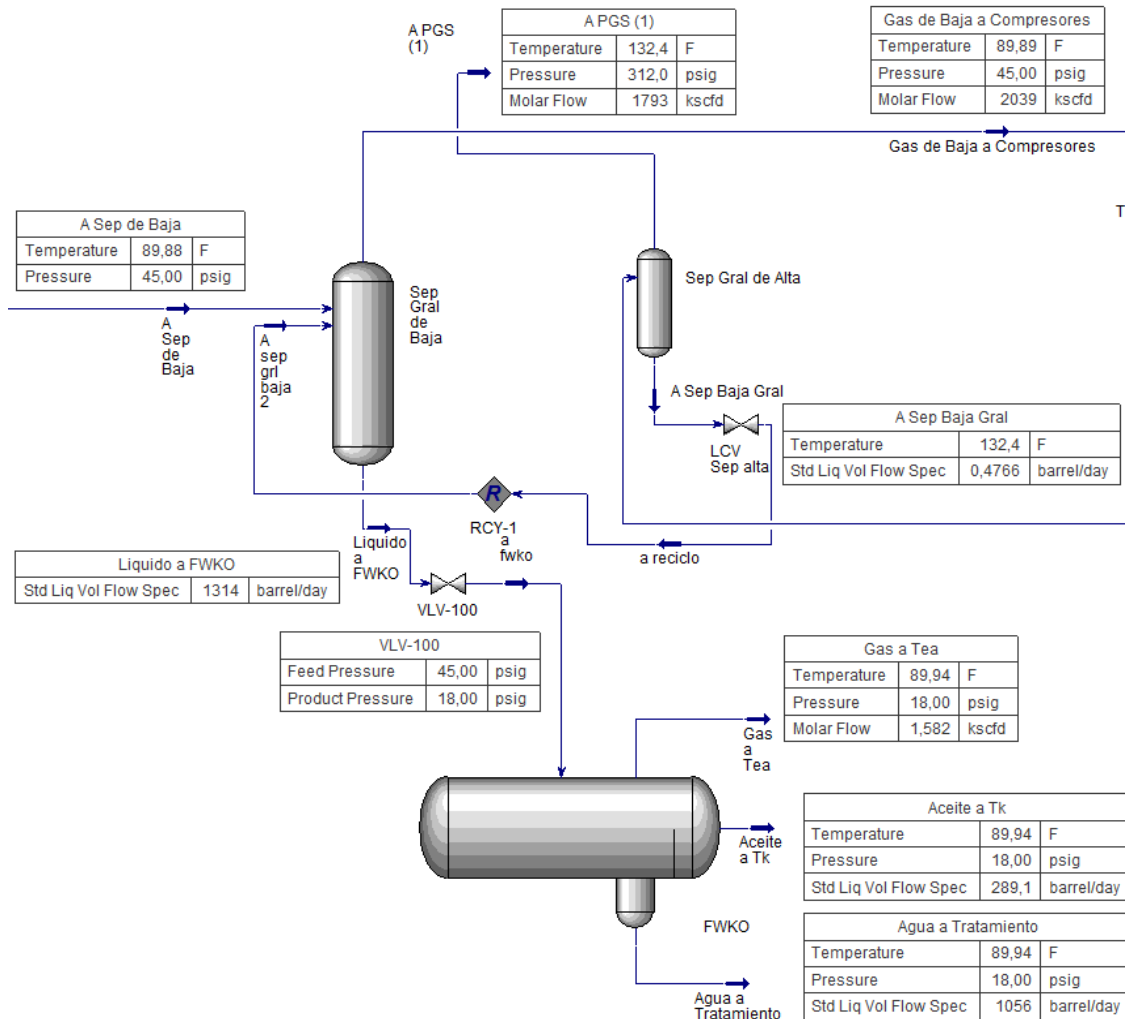
Dentro del simulador, estos líquidos retirados en el separador de alta pueden ser enviados al separador general de baja pasando por una válvula para asegurar la caída de presión y así poderlos ingresar sin ningún riesgo a las vasijas de baja.

En la realidad, la válvula controladora de nivel del separador de alta realiza el trabajo. Esta acción hace que la expansión de los condensados sea escalonada y no súbita, al pasar de 312 psig en el separador general de alta, a 45 psig en el separador general de baja y luego a 18 psig en el fwko. El fwko luego envía los hidrocarburos a los tanques de almacenamiento a presión atmosférica.

Es necesario usar la función reciclo en el simulador para asegurar que las composiciones de las corrientes se puedan mezclar sin problemas en la corrida.

La figura 19 ilustra como seria la conexión del separador de alta al proceso, integrándolo a la descarga de los compresores booster, se observa entonces, que para la temperatura promedio actual de descarga, pueden retirarse 0.47 barriles de líquidos al día. Esto es principalmente agua. Esta mejora en el proceso, sin duda evitará inconvenientes en los equipos dentro de la PGS, al trabajar con un gas un poco más seco.

Figura 19. Simulación inclusión separador de alta

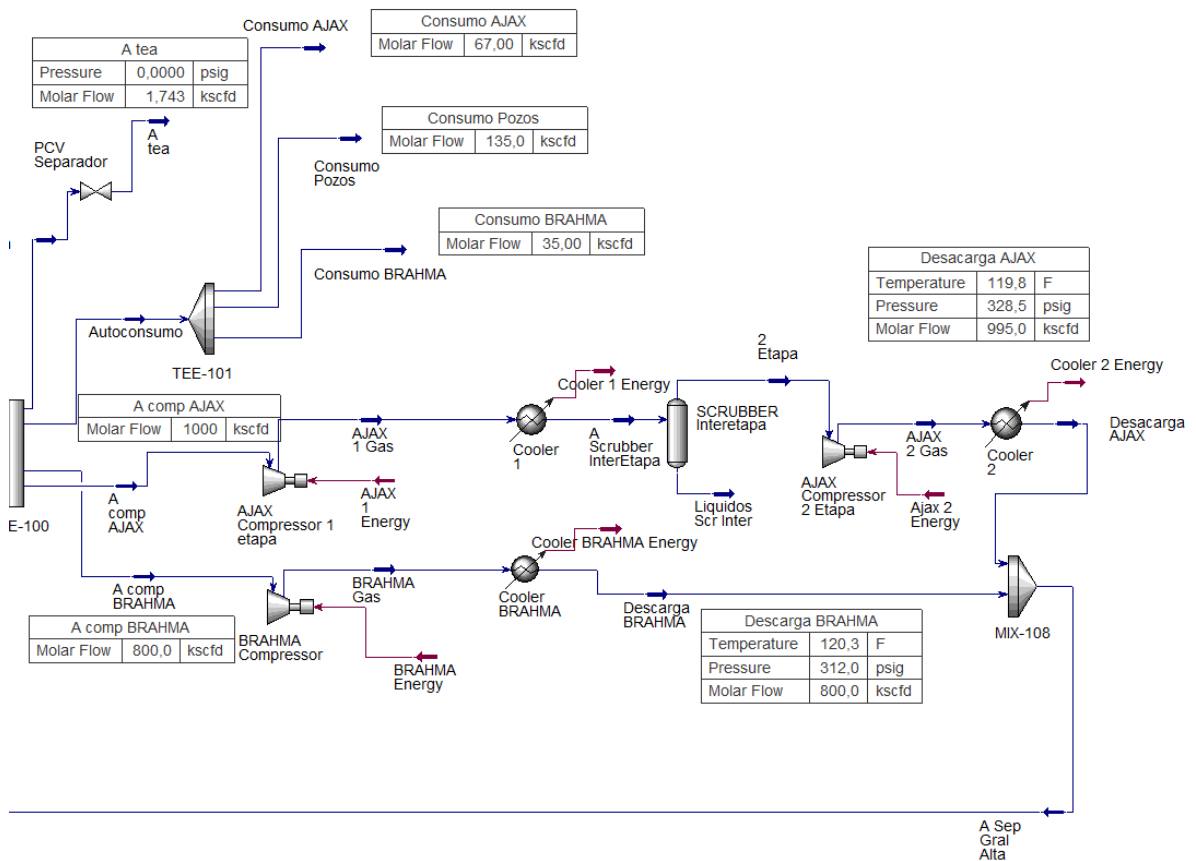


5.1 ORIENTADAS AL AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN DE GAS

Una de las variables sensible para el tema de los líquidos es la temperatura de salida del gas luego de la compresión, al inicio de las operaciones los compresores entregaban el gas a 120 °F promedio.

Se propone entonces, realizar mantenimiento a los intercambiadores de calor de ambos equipos de compresión para llevar la temperatura del gas a la descarga, a las condiciones de diseño u iniciales. Este cambio puede favorecer aún más la condensación y el retiro de líquidos en el separador de alta recientemente integrado, y el proceso de tratamiento posterior en la PGS.

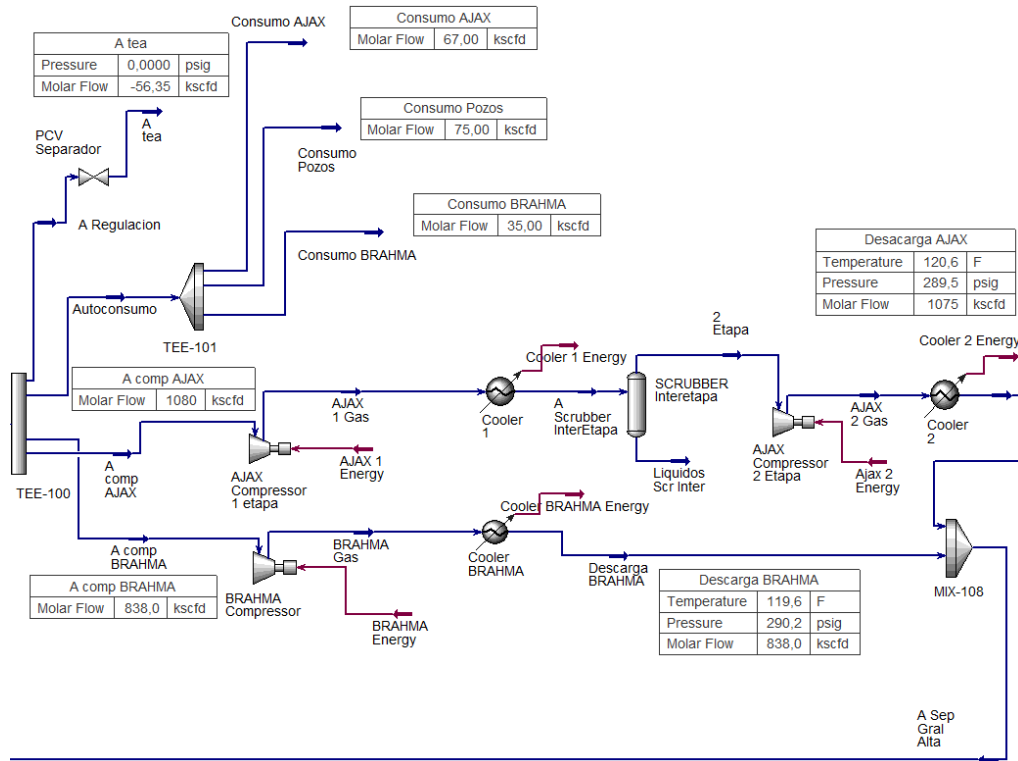
Figura 20. Disminución de temperatura en descarga compresores



El tren de separadores de alta es regulado por las PCV de la ESS, aunque solo está habilitada la conexión del separador general de alta, sin embargo dentro de la PGS existe una PCV1101 capaz de limitar la presión a la entrada de la planta, actualmente a 330 psig. Esta es la razón de porque tenemos 312 psig en la descarga de los compresores. El objetivo es bajar la presión de descarga de los equipos dentro de los límites operativos normales, para promover el flujo y disminuir la carga de las máquinas.

Es posible bajar la presión a 290 psig sin afectar el proceso al interior de la PGS, únicamente configurando el set de la PCV1101 a ese nivel y modificando las rpm de los compresores de proceso en PGS. Los compresores son simulados manteniendo constante su potencia y su máxima relación de compresión, luego podemos variar el flujo a través de ellos teniendo en cuenta las tablas de flujo máximo suministradas por el proveedor.

Figura 21. Disminución presión de descarga compresores booster en ESS



Es posible reponer las líneas de flujo de los pozos SS37, SS12 y Gas Tibú debido a temas de corrosión y vida útil. La propuesta es aumentar el diámetro de estas líneas a 3 pulgadas en las de SS37 y SS12, y a 4 pulgadas en la línea de flujo que viene del campo Tibú.

Esta reposición mejoraría el flujo de los pozos en el campo Sardinata, pero más importante se espera un aporte sustancial desde el campo Tibú teniendo en cuenta que esta línea tiene tramos de 2 pulgadas y se evidencia una alta presión de descarga en los equipos que transfieren el gas desde ese campo, comparado con lo el mejor estimado en el simulador de flujo.

Así pues, una reducción en la presión de esta línea puede llegar a aportar un flujo cercano a las capacidades de los equipos y la producción disponible de gas en el campo Tibú, que ronda los 1400 kscfd.

Figura 22. Cambio de diámetro línea de flujo SS37

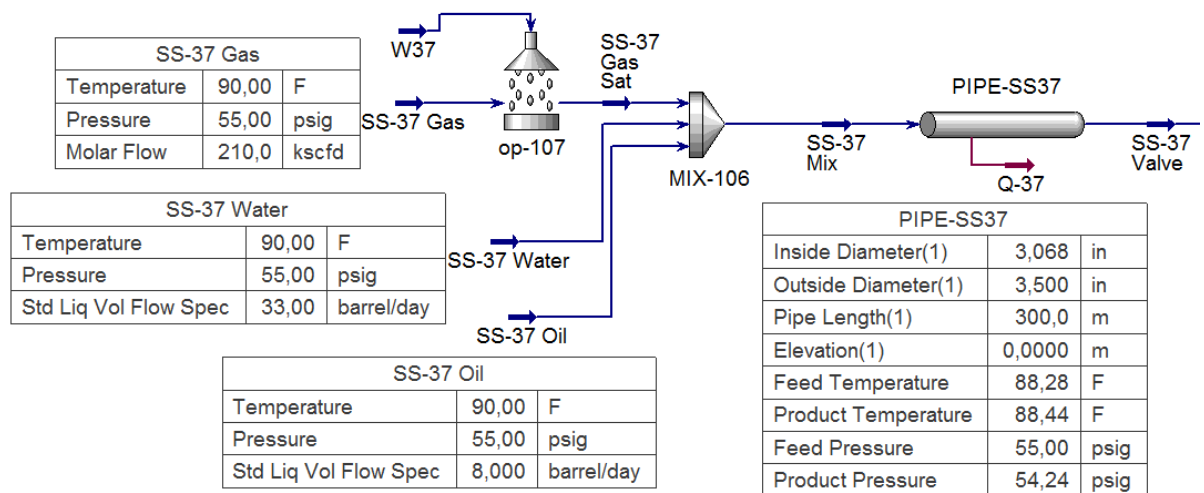


Figura 23. Cambio de diámetro línea de flujo SS12

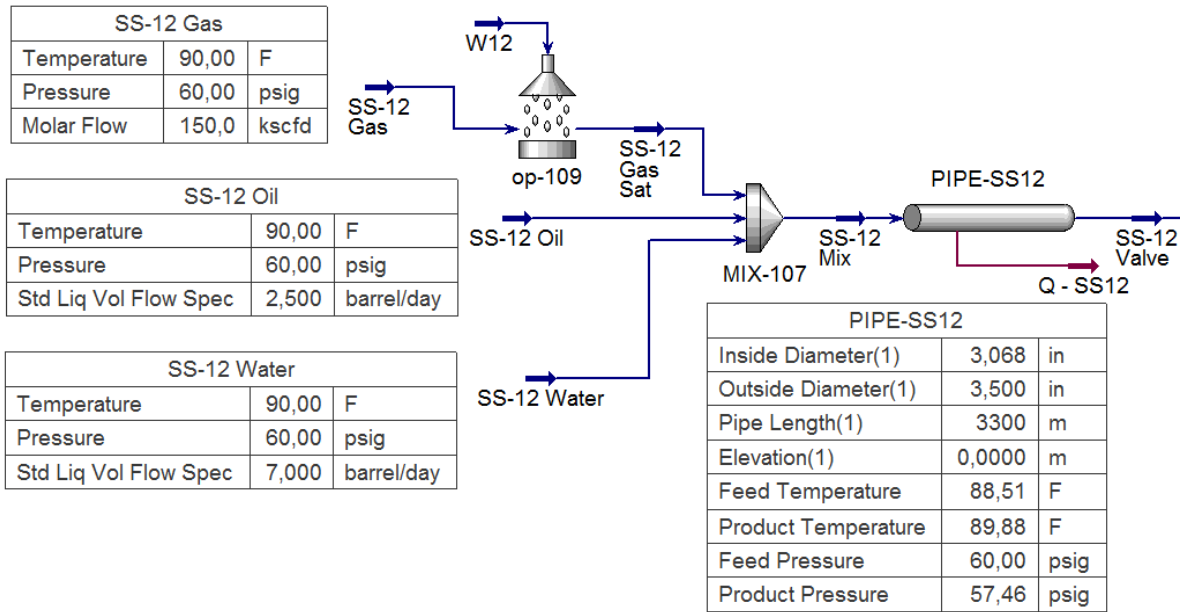
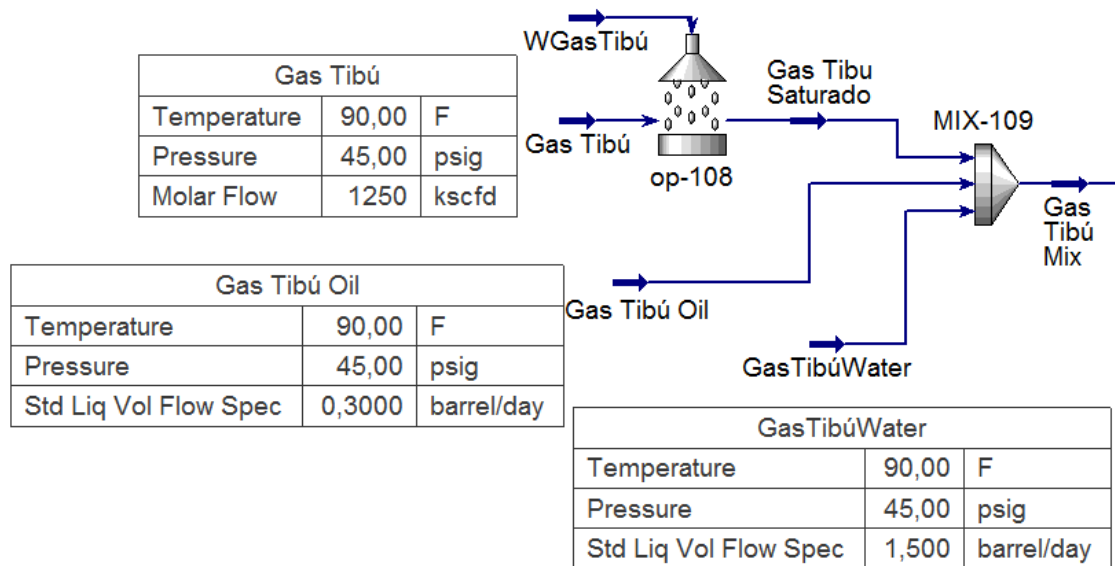


Figura 24. Cambio de diámetro línea de flujo gas Tibú



En el capítulo siguiente se analizará en detalle estos incrementos en la producción de gas, sin embargo vale la pena resaltar en este punto que el mayor aporte de producción debido a las optimizaciones aquí planteadas proviene de la reposición

de la líneas de flujo que trae el gas desde el campo Tibú. En la figura 24 se evidencia un incremento de 400 kscfd, que depende directamente de la disminución en la presión de descarga de los equipos que comprimen el gas desde ese campo.

La corriente de autoconsumo observada en la figura 25, se divide en 3 líneas a saber:

Consumo compresor Ajax, este equipo consume a full carga unos 67 kscfd.

Consumo compresor Brahman, el motor Cummins de este equipo consume 35 kscfd.

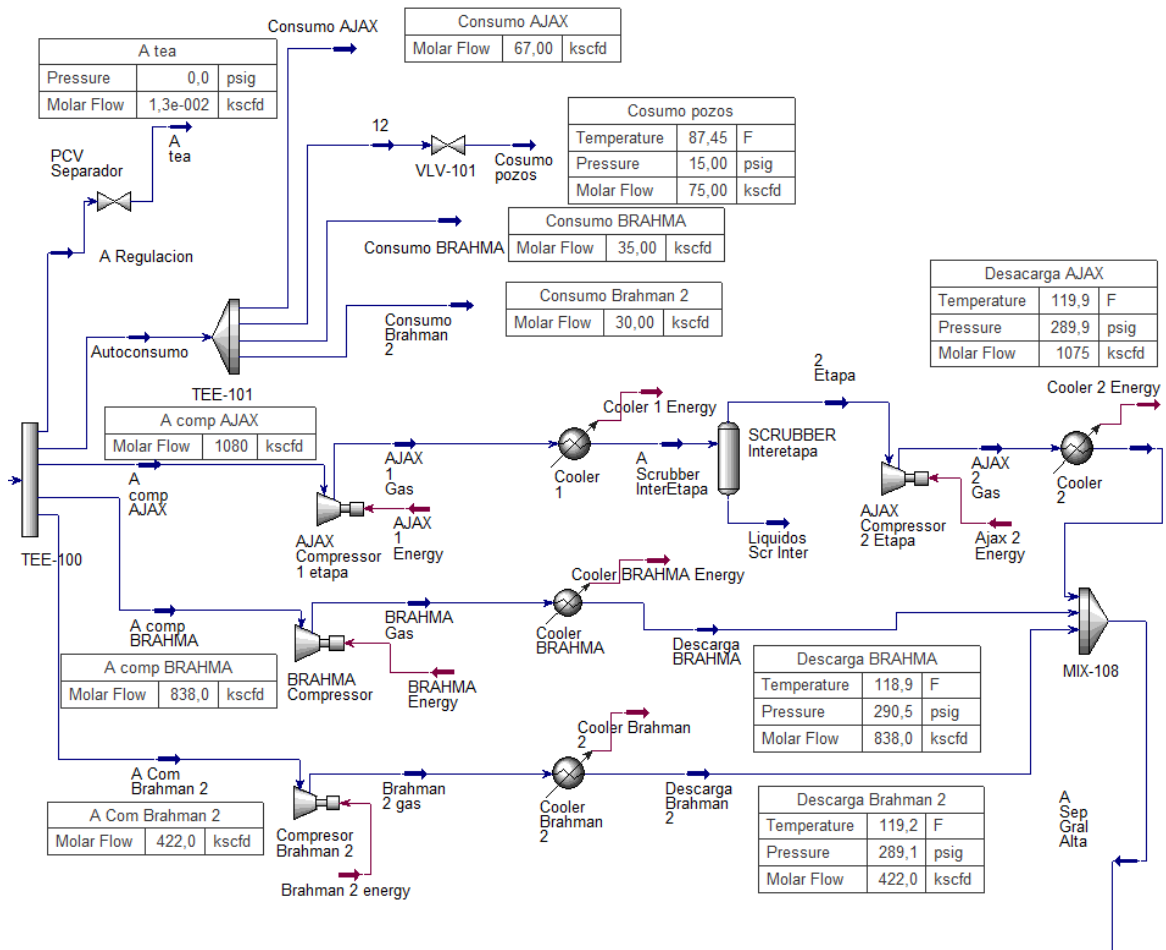
Consumo pozos, la red de gas combustible de los pozos debería tener un consumo promedio de 75 kscfd considerando los equipos de combustión existentes en operación, pero la línea presenta pegas ilícitas, algunas con fuga, que aumentan las pérdidas sobre esta red elevando el consumo a 135 kscfd.

El plan de aseguramiento de ilícitos contempla el cierre de estas conexiones, lo que mejorará la cantidad de gas disponible para enviar a la PGS.

Así mismo se instalará una válvula reguladora de presión aguas abajo en la línea de gas combustible a pozos, con el fin de reducir la presión al mínimo operativo y minimizar aún más las pérdidas.

Con este traslado es posible tener 800 kscfd adicionales de capacidad de compresión y entonces, se puede manejar el aumento conseguido con las optimizaciones planteadas previamente.

Figura 26. PFD Sistema de compresión con 3 equipos



A la simulación ilustrada en la figura 26, se le adicionó el consumo de gas combustible del nuevo equipo, que según sus tablas de consumo, para un flujo de 422 kscfd y el delta de presión planteado, consume alrededor de 29.5 kscfd.

La PGS cuenta con dos generadores a gas de 700 MW, cada uno consume 150 kscfd que toma del proceso interno, es decir, después de que los compresores

booster en ESS han entregado el gas a PGS. El generador debe regular la presión y bajarla a 40 psig. Para el flujo de proceso actual la PGS solo necesita un generador mientras el otro está en stand-by.

Así pues de la producción de gas que se entrega a la PGS, esta toma 150 kscfd para su generador, se puede optimizar esta situación enviando gas combustible en baja presión instalando una línea que conecte el cabezal de gas combustible de la ESS con el separador de gas combustible del generador ubicado dentro de PGS. Es decir que con esta modificación garantizamos que todo el gas comprimido en ESS es usado en el proceso de tratamiento y venta en PGS, maximizando las ventas y la eficiencia de los equipos.

Se podría pensar en disminuir la presión del separador de baja para promover el flujo de gas aportado desde los pozos, pero en realidad estaríamos reduciendo la presión de succión de los compresores y por ende su capacidad.

Hasta ahora hemos introducido cambios para aumentar la producción de gas disponible para ser entregada a la PGS, revisaremos ahora los temas de seguridad de procesos a partir de los eventos de falla que se han presentado y recomendaciones de especialistas ASP en el tema.

5.2 ORIENTADAS A LA SEGURIDAD DE LOS PROCESOS

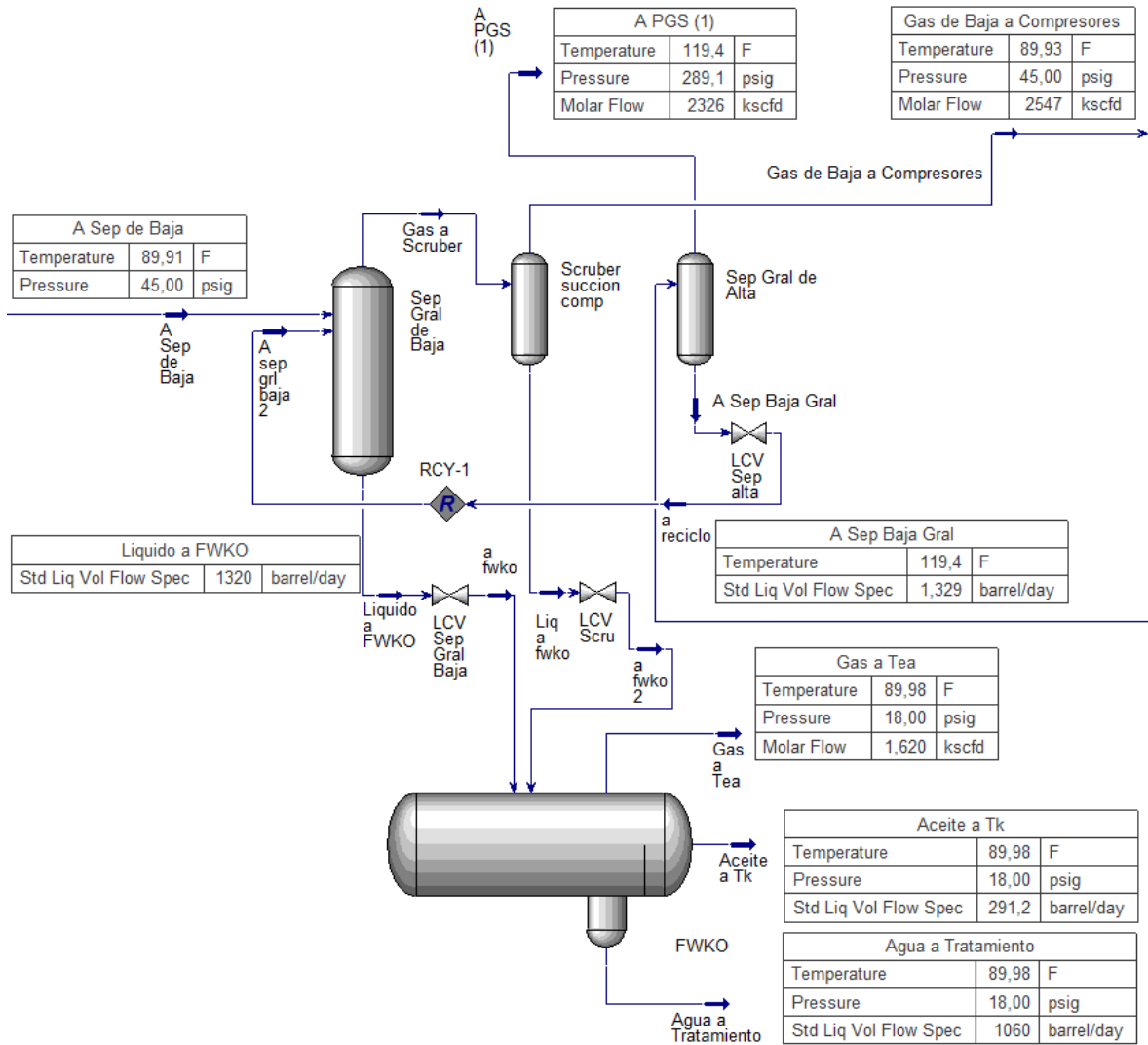
El separador general de baja ha presentado atascamientos producto, entre otras cosas, del uso de gas como fluido de potencia para la instrumentación neumática, adicionalmente el pozo SS40 fluye en ocasiones con un bache de gas lo que ocasiona barrido de todo el líquido contenido en la línea flujo, todo este líquido instantáneo se vuelve inmanejable para el separador.

El atascamiento de este separador inunda de líquidos la corriente de gas y ha llegado a la succión de los compresores. Estos equipos se han protegido bien hasta el momento debido a que cuentan con sistemas de shut down por alto nivel de líquidos en sus scrubers de succión.

Ante esta situación, se ha propuesto ampliar el diámetro de salida de líquidos de la vasija, adicionalmente se debe instalar sistema de aire comprimido para atender los requerimientos de la instrumentación y finalmente contar con un scruber instrumentado que reciba la corriente de gas de los separadores de baja antes de ser entregado a la succión de los compresores. Como es estándar en casi todos los sistemas de compresión, es evidente que hace falta esta vasija a la succión de los equipos.

Este scruber se encuentra disponible en una estación cercana actualmente fuera de línea. Su función principal es actuar como barrera o capa de protección de los compresores ante un atascamiento de las vasijas de separación primaria.

Figura 27. PFD Sistema de separación con “Scrubber Succión Compresores”



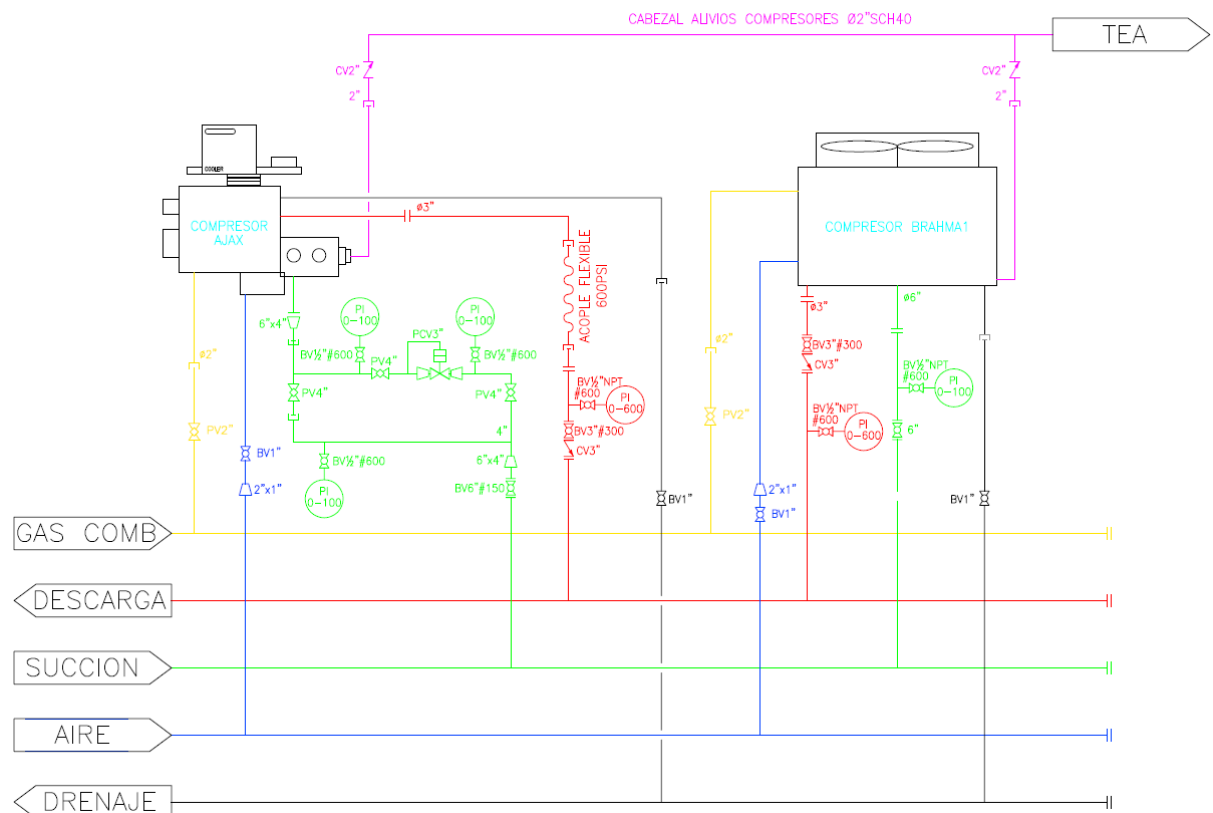
Se recomienda instalar medición con platina de orificio y computador de flujo en la corriente de gas de salida del separador general de baja, para mejorar el control sobre la operación de los compresores booster y llevar un balance más acertado sobre lo que llega a la ESS y lo que se entrega a PGS.

Los equipos de compresión Brahman cuentan con un sistema de regulación de presión en la succión que limita a 40 psig la presión en la admisión del equipo. El compresor Ajax no tiene tal sistema. Se han presentado eventos en donde se

detiene súbitamente el compresor Brahma por cualquier situación, de manera que se aumenta la presión de succión en el Ajax, sobrecargándolo y colocándolo en riesgo de falla.

Es necesario incluir el sistema de regulación de presión en la succión del compresor Ajax como optimización en la seguridad del proceso, en la figura 28 se hace la propuesta para el P&ID del sistema de compresión.

Figura 28. P&ID Sistema de compresión con regulación de presión



Fuente: P&ID Estación SS - Archivo Ecopetrol

6. ANÁLISIS DE RESULTADOS

En el capítulo anterior se implementaron varios cambios a nivel de proceso y facilidades que promovieron el incremento de la producción de gas y la capacidad de compresión de la ESS, en resumen tenemos:

Conexión de la corriente de salida de los compresores al separador de alta disponible: Si bien esta acción no califica como incremento de producción, es imperante que se adopte debido al riesgo que supone enviar una corriente de gas con líquidos libres al proceso de la PGS. Se ubica en esta posición para darle toda la importancia y prioridad que el tema requiere.

En total se pueden retirar 1.32 barriles de líquidos al día, que aunque parezca poco, están poniendo en riesgo los compresores de proceso recíprocos en la PGS. Con esta mejora también se busca retirar el aceite lubricante que los compresores le aportan a la corriente de salida.

Líquidos retirados en el separador de alta pueden ser enviados al separador general: Esta corriente que sale a 290 psig del separador de alta, se expande en un proceso escalonado: pasa al separador de baja general a 45 psig y luego al fwko a 18 psig, esto permite una estabilización rudimentaria y un flasheo de la fase gaseosa antes de ingresar al tanque de almacenamiento. La mayor parte de los líquidos recuperados en esta corriente es fase acuosa, solo el 14% son hidrocarburos, así pues no tendremos problemas de evaporación notables en el tanque de almacenamiento.

Mantenimiento a los intercambiadores de calor de ambos equipos de compresión: Esta actividad reduce la temperatura de descarga del gas con la que venían

operando los compresores, se pudo comprobar con los registro de las variables operativas al inicio de las operaciones, que la temperatura de descarga estaba ligeramente por debajo de los 120 °F.

Se espera que un correcto mantenimiento y limpieza a los intercambiadores de calor de todos los compresores, incluido el que se pretende trasladar, devolverá esta condición al proceso. Con esta mejora, se aumentó la condensación en la corriente de descarga de los compresores de 0.48 a 1.32 barriles al día, mejorando el secado del gas hacia PGS.

Bajar la presión de descarga de los equipos de compresión dentro de los límites operativos normales. Los equipos descargan normalmente a 312 psig, el límite inferior de esta variable sin afectar el proceso en PGS es de 285 psig. Vemos en la figura 21 que al disminuir la presión de descarga de los compresores a 290 psig, es posible aumentar el flujo a 1910 kscfd.

Sin embargo se requiere implementar otras mejoras para ganar más flujo debido al faltante mostrado en la corriente “A tea” (figura 21). En la simulación se deja fijo el dato de la potencia de la máquina y se le coloca un límite a la relación de compresión en cada etapa según la hoja de datos de cada equipo, entonces se varía el flujo hasta llegar a la presión objetivo. Aumentamos 75 kscfd en el Ajax y 38 kscfd en el Brahman.

Reponer las líneas de flujo de los pozos SS37, SS12 y Gas Tibú:

Lo que ocurre con los pozos SS37 y SS12, es que al disminuir la THP o presión en cabeza, producto del aumento del diámetro de la línea de flujo, estos mejoraron la producción de crudo, agua y gas, en su escala por su puesto. Entiéndase que son pozos depletados de un campo maduro con más de 60 años de explotación.

Los cambios se realizaron a tiempo y fue posible medir el antes y el después de las condiciones de flujo y presión de ambos pozos y la línea de gas Tibú, sin recurrir a un análisis de IPR versus THP en los pozos y a una simulación independiente de la línea de flujo.

La presión de llegada de la línea de gas Tibú se mantuvo después de la reposición de la línea debido a que debe igualarse con la del separador general de baja, que finalmente es quien pone la presión en el cabezal del manifold donde convergen todas las líneas. Caso contrario ocurrió en la Estación de Compresión Tibú, donde la presión de entrada a esa línea disminuyó, aumentando el caudal entregado a 1250 kscfd. Esto se suma a los buenos resultados de los trabajos de workover en ese campo y la entrada de un nuevo pozo NFE (Pozo Selva).

La presencia de líquidos en la línea de gas Tibú, es producto principalmente de no contar con un scrubber a la descarga de los equipos de compresión en la ECT y del enfriamiento por expansión de la corriente a lo largo de los 32 kilómetros de línea.

Cierre conexiones ilícitas en la línea de gas combustible el campo Sardinata e instalación de válvula reguladora de presión: Algunos pozos del campo tienen en sus sistemas de levantamiento motores de combustión que consumen aproximadamente 15 kscfd cada uno. Para 5 motores el consumo está dado, sin embargo la comunidad ha hecho varias de conexiones a la línea que lleva el gas combustible hasta los motores en cada pozo. La solución de esta situación nos deja unos 60 kscfd adicionales para nuestro proceso. La razón de instalar una válvula reguladora de presión antes de entregar el gas a esta línea es debido a que los motores de combustión pueden operar con una presión de gas de 10 onz/in². Así pues, no es necesario entrar con 45 psig como se hacía, si no con 15 psig.

Trasladar compresor Brahman desde campo Tibú hasta ESS: esta acción resuelve la situación de incremento en la capacidad de compresión en ESS, aprovechando todo el gas adicional que se gana en las optimizaciones anteriores. La simulación se plantea llevando los dos primeros equipos al 100% de su capacidad y el tercero solo movería el excedente ganado con las optimizaciones, unos 422 kscfd, dejando el flujo de gas a tea al mínimo posible y solo para mantener la presión de succión en 45 psig.

El traslado del equipo es factible y solo requiere de algunas conexiones extras en los cabezales de succión, descarga, alivios y drenajes. El compresor Brahman puede operar sobre un colcho de grava sin anclajes, así que no requiere obras civiles para su ubicación.

Enviar gas combustible en baja presión a PGS para los generadores: Esta acción tiene relevancia en el momento que se presente un exceso de gas en la corriente de gas a la salida del separador general de baja, sin embargo el exceso debe estar por encima de una producción de 2600 kscfd, pues esta es la capacidad instalada si se aplican las optimizaciones planteadas. La idea influye más en la optimización del proceso al interior de la PGS, pues es en esa facilidad donde se vería el resultado de incremento en las ventas. Para el caso del presente estudio solo se contempla como una alternativa individual que puede aplicarse aisladamente para aprovechar el gas que se pierde en la corriente a tea.

Si se completan todas estas actividades, es posible tener disponible para compresión 2340 kscfd. Esto representa un aumento del 30% en la producción de gas que entrega ESS a PGS, logrando en gran medida el objetivo de incrementar las ventas hacia Cúcuta y el cumplimiento de los compromisos contractuales con el cliente.

En las figuras siguientes, se muestra el PFD de cada sistema con todas las propuestas planteadas, en donde se evidencia como puede evolucionar la ESS para lograr un incremento sustancial en la producción de gas sin realizar grandes inversiones e intervenciones en subsuelo.

Figura 29. PFD propuesto para el sistema de recolección

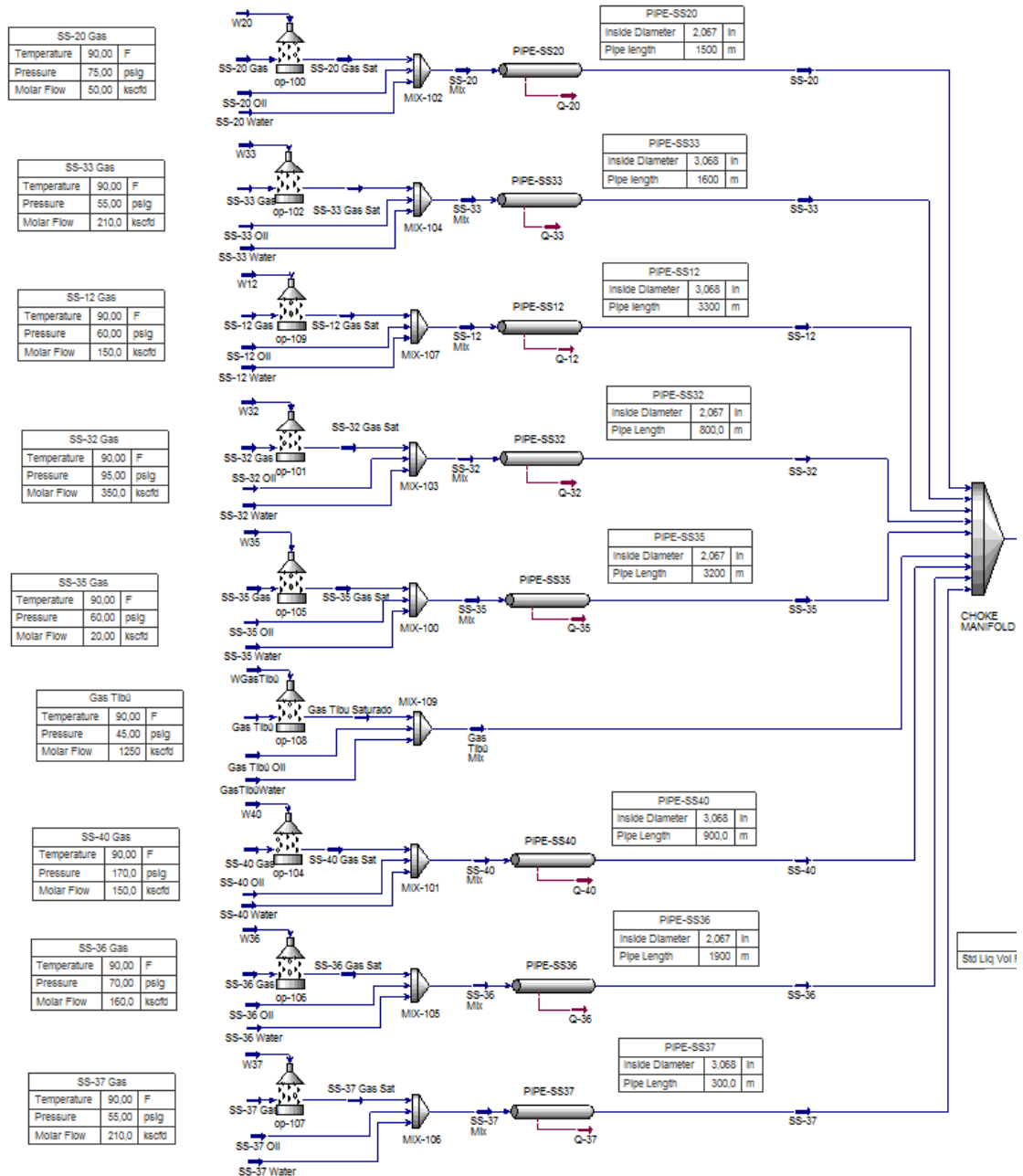


Figura 30. PFD propuesto para el sistema de separación

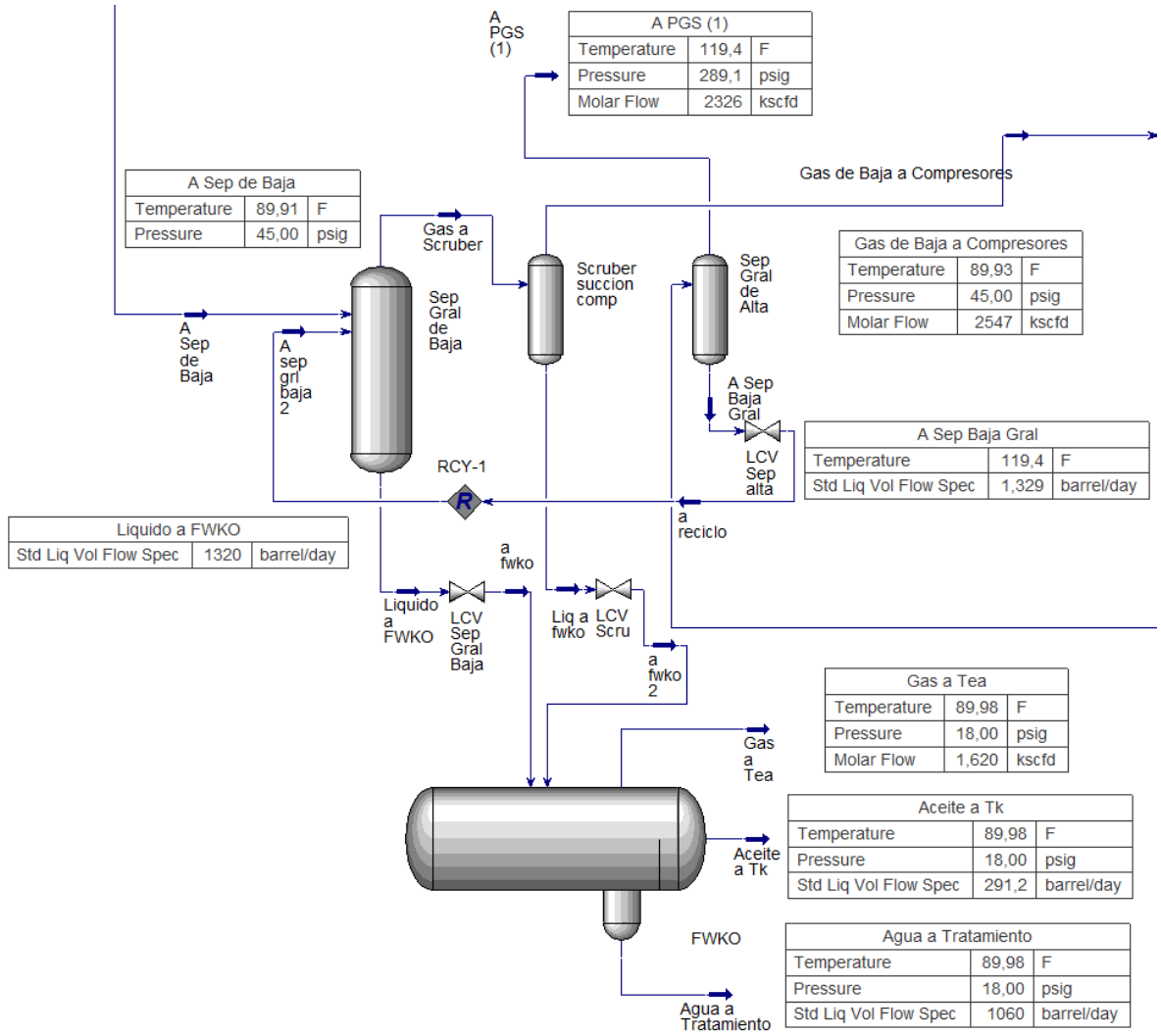
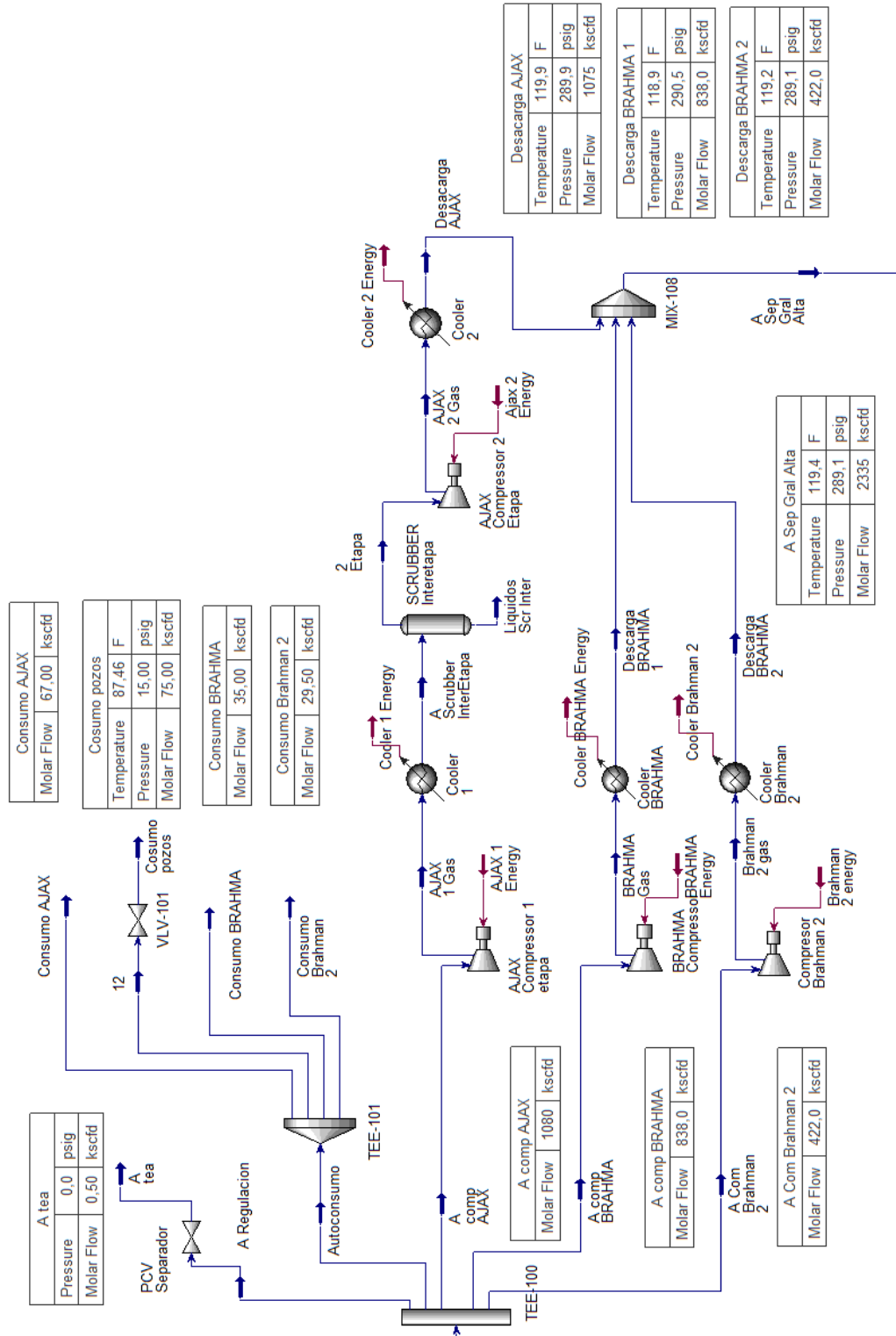


Figura 31. PFD propuesto para el sistema de compresión



7. CONCLUSIONES

Se ha construido paso a paso una configuración integrada de los sistemas de recolección, separación y compresión de gas en la ESS, que ahora permite plantear una propuesta de optimización para los 3 sistemas, en donde se ha hecho una mejora real y tangible en la producción de gas y un aseguramiento del proceso en términos de confiabilidad e integridad de los equipos involucrados. Todas las propuestas planteadas fueron estudiadas cuidadosamente en campo para asegurar que su aplicación sea viable y factible en todos los escenarios.

Se logró establecer una línea base de los 3 procesos analizados, dimensionando todas las variables operativas y geométricas de manera que fuera más dinámico el suministro de la información al momento de usar el software de proceso. Desde el momento de la construcción de la línea base, se empezaron a evidenciar acciones de mejora para optimizar el proceso y cerrar brechas en términos de seguridad y confiabilidad de los equipos.

Con los datos de la línea base fue posible simular el proceso en sus 3 etapas, seleccionando adecuadamente los nodos donde convergían o divergían las corrientes. Esta simulación fue el punto de partida para lo que sería el inicio de las configuraciones más tarde planteadas y presentó un panorama visible y ajustado a la realidad de lo que se tiene hoy en día en la ESS.

Fue posible plantear cambios en variables de proceso e inclusión de equipos que resultaran en mejoras en la calidad del gas con miras a la integridad de los equipos corriente abajo de la ESS y el incremento de la producción. Todo esto permitió presentar una propuesta de optimización del sistema integrado que permitirá a la ESS mejorar todas sus operaciones.

Todos los datos de la propuesta definitiva fueron analizados para determinar los límites de las ventanas operativas para la nueva configuración, con el objetivo de maximizar la producción, la confiabilidad de los equipos y la seguridad de los procesos.

8. RECOMENDACIONES

El uso aplicativo de forma dinámica del archivo en Hysis que ha sido entregado al departamento de operaciones del campo, puede ampliar la visión de los operadores facilitando la generación de ideas con el objetivo de incrementar la producción.

La política de uso eficiente de los equipos disponibles en otras áreas apoya la propuesta de inclusión de nuevos equipos al proceso, esto es necesario siempre que se quiera incrementar el manejo de los nuevos volúmenes de gas de forma segura.

En los capítulos 4 y 5 se establecen los valores óptimos y alrededor de los cuales los operadores pueden maniobrar para obtener los mejores resultados.

Desafortunadamente para el campo Sardinata y sus operaciones, los planes de incremento de producción de gas han entrado en letargo debido a la importancia de otros proyectos considerados más relevantes debido a su objetivo en los líquidos, y que consumen los recursos disponibles para el desarrollo de la Gerencia encargada de la región. Luego más allá de las reposiciones de líneas de flujo en diámetros superiores y el traslado de un equipo de compresión, el campo Sardinata no presenta planes futuros de crecimiento en el mediano plazo. Sin embargo este trabajo marcará un hito en el desarrollo de las facilidades del campo siempre que se construyan planes de acción basados en el estudio aquí contenido.

BIBLIOGRAFIA

- Aspen Hysis V8.4 [online]. Software Especializado Simulación de Procesos. Houston – TX. Aspen Technology Inc, 2013.
- CAÑAS MARIN, Wilson Antonio. Medición de Humedad ICP-ICP-F-063: Campo Tibú. Piedecuesta – Santander: Gestion de Tecnología y Conocimiento, Dirección Instituto Colombiano del Petróleo. Mayo 2014. Consecutivo: 10003235 ID0146 T67 14 0253.
- CASTAÑEDA, Maribel. Análisis de Muestras de Gas Natural C12+ ICP-ICP-F-063: Campos Tibú y Sardinata. Piedecuesta – Santander: Gestion de Tecnología y Conocimiento, Dirección Instituto Colombiano del Petróleo. Mayo 2014. Consecutivo: 10003236 ID0112 T67 14 0074.
- HERRERA, Fredy y GOMEZ, Javier. Informe Simulación Sistema de Compresión de Gas Tibú: Gasoducto Tibú - Sardinata. Piedecuesta – Santander: Instituto Colombiano del Petróleo, Centro de Innovación y Tecnología en Transporte y Transversales. Agosto 2014.
- Paquete de Tecnología de la Gerencia de Operaciones y Desarrollo Catatumbo, Estación de Compresión Tibú, Estación Sardinata Sur, Pozos Sardinata. Base de datos intranet Ecopetrol S.A. Tibú – Norte de Santander: Guardián de Tecnología GCU, Julio 2014. Disponible en: *V:\Tecnologia de Procesos SCO*

- PEÑA VELÁSQUEZ, Hermes. Especialización en Ingeniería del Gas: Modulo Software Especializado Para el Diseño de Plantas de Gas. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Agosto 2013.
- PEREZ ANGULO, Martha Ilce. Especialización en Gerencia de Hidrocarburos. Modulo: Metodología de la Investigación. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Agosto 2009.