

Rediseño de un sistema de recolección de gas para mitigar el flujo intermitente y la formación de condensados en un campo colombiano

Eliana Yamile torres Martínez

Trabajo presentado para obtener el grado de Maestría en Ingeniería de Petróleo y Gas, con énfasis en producción de hidrocarburos

Director:

Manuel Enrique Cabarcas Simancas

M.Sc. Ingeniero de petróleos

Universidad Industrial de Santander
Facultad de ingenierías fisicoquímicas
Escuela de ingeniería de petróleos
Maestría en ingeniería de petróleo y gas
Bucaramanga

2023

Dedicatoria

A Dios, quien, ha bendecido este camino con sabiduría, inteligencia y fortaleza, permitió que culminara este logro académico.

A mi esposo, cuyo apoyo incondicional ha sido mi soporte y mi mayor motivación. A quien le agradezco sus repetidas palabras de aliento, su amor invaluable, comprensión y el tiempo dedicado a facilitar mi camino hacia la culminación de este logro, sin duda un logro compartido. Su constante aliento ha sido la fuerza que necesitaba para crecer profesionalmente.

A mis padres, quienes han sido mi soporte inquebrantable. Gracias por las sonrisas, los regaños y las lecciones de vida. Son mi ejemplo de lucha y coraje. Por los valores inculcados y por ser mi fuente de inspiración. Por enseñarme la disciplina de estudiar y luchar por los sueños. A mis hermanas, quienes siguen mi ejemplo de crecer intelectual y profesionalmente; y a mi persona favorita, mi sobrino, quien llegó en el momento exacto para alegrar nuestros corazones.

En memoria de mi mamá, quien, con sacrificios y amor, dejó una huella imborrable en mi vida, una presencia que siento desde el cielo.

A mis suegros, que siempre están presentes, a mi cuñada, una mujer guerrera y ejemplar que crece cada vez más profesionalmente, y es ejemplo a seguir. Anita que con su dulzura, ternura da motivación.

Agradezco a mis amigos Mauricio, Fabio, Jaime, Paola, Nelsy, Nelly, Sharon y Geidy, por compartir sus conocimientos, ideas y experiencias, lo cual enriqueció significativamente mi trabajo, quienes, con gestos de ánimo me motivaron para alcanzar este logro. Un reconocimiento especial a mi amiga Anita, cuya firmeza guio mi camino hacia la culminación de la tesis, brindándome fuerzas en cada tropiezo.

A mis tías, en particular a mi dulce tía Melba, porque siempre me brinda el apoyo en cualquier situación de mi vida. Por ser mi guía y ejemplo a seguir con su disciplina, inteligencia, y carácter.

Finalmente, agradezco a todas las personas que, de una forma u otra, contribuyeron a este proyecto. Su apoyo y estímulo fueron fundamentales para superar los obstáculos y alcanzar la culminación de esta tesis

Agradecimientos

En primer lugar, expreso mi sincero agradecimiento a la Universidad Industrial de Santander por brindarme la oportunidad de formar parte de esta destacada institución.

Agradezco sinceramente a mi director de tesis, Ms Manuel Enrique Cabarcas, por su orientación, guía y apoyo constante sus valiosos comentarios a lo largo de este proyecto. Su experiencia académica y dedicación fueron fundamentales para la culminación de esta investigación.

Mi gratitud se extiende a todos los mentores de la maestría por sus valiosas enseñanzas a lo largo de esta travesía académica. Su dedicación ha sido fundamental para mi crecimiento como estudiante y como profesional.

Contenido

1.	Objetivos.....	13
1.1.	Objetivo general	13
1.2.	Objetivos específicos.....	13
2.	Estado del arte	14
2.1.	El gas natural	15
2.1.1.	Tipos de gas natural	15
2.1.2.	Subproductos del gas natural.....	17
2.2.	Diagrama de fases.....	19
2.2.1.	Componentes de un diagrama de fases.....	19
2.2.2.	Diagrama de fase para un solo componente.....	21
2.2.3.	Sistemas multicomponentes.	22
3.	Bases de diseño.....	24
3.1.	Condiciones medio ambientales	24
3.2.	Condiciones estándar y estado actual del proceso.....	25
3.3.	Composición de los fluidos	26
3.3.1.	Cromatografía de los gases.....	26
3.3.2.	Composición del agua	27
3.4.	Producción del gas vs tiempo	28
3.5.	Producción de agua vs tiempo	29
3.6.	Producción de condensados vs tiempo	30
3.7.	Condiciones de operación.....	30
3.7.1.	Diferencia de presión en cabeza de pozos.....	30
3.7.2.	La saturación del gas y condensación de agua	31
3.7.3.	Flujo intermitente	33
3.8.	Limites de diseño.....	33
3.9.	Diagrama pfd del sistema de recolección	34

3.10.	Mapa satelital del campo, diagrama del sistema de recolección.....	35
3.11.	Condiciones mecánicas de las líneas de superficie	35
3.11.1.	Estudios de suelos	35
3.11.2.	Profundidad de enterramiento de las tuberías	36
3.11.3.	Tapado de tubería.....	37
4.	Comportamiento termodinámico de los fluidos	40
5.	Resultados del modelamiento hidráulico del sistema.....	44
5.1.	Justificación y propósito de las modificaciones requeridas	44
5.2.	Diagrama pfd de las alternativas de ingeniería.....	44
5.2.1.	Alternativa de diseño uno.....	44
5.2.2.	Alternativa de diseño dos	47
5.3.	Matriz de valoración y selección de alternativas.....	48
5.4.	Diagramas de los modelos de simulación hidráulica (hysys).....	54
5.4.1.	modelamiento de las líneas y equipos.	55
5.5.	Gráficos perfiles hidráulicos de principales líneas	58
5.5.1.	Perfil hidráulico de presión vs. distancia.....	58
5.5.2.	Velocidad vs. distancia.....	61
5.5.3.	Velocidad crítica vs. distancia.....	63
5.6.	Mapa de patrones de flujo de cada línea o troncal	66
5.7.	Análisis de resultados y recomendaciones técnicas	68
6.	Conclusiones y recomendaciones.....	71
7.	Bibliografía.....	75

Lista de figuras

Figura 1. Zona de influencia para Inyección de Gas.	24
Figura 2. Distribución general de los pozos y las líneas de transferencia.	26
Figura 3. Histórica producción de Gas Vs Tiempo.	28
Figura 4. Histórica producción de agua Vs Tiempo.	29
Figura 5. Histórica producción de la producción de condensado.	30
Figura 6. Histórico de presión en cabeza de pozos de gas	31
Figura 7. Comportamiento de la producción de agua del pozo ET-2.	32
Figura 8. Diagrama PFD del sistema actual de recolección de los pozos.	34
Figura 9. Mapa satelital del campo y localización de áreas.	35
Figura 10. Informe Estudio de Suelos NSR-10.	36
Figura 11. Especificaciones tapado de tubería en línea regular.	39
Figura 12. Envolvente diagrama de fase gas pozo ET-2.	40
Figura 13. Envolvente diagrama de fase gas pozo ET-3.	42
Figura 14. Envolvente diagrama de fase gas pozo ET-1.	42
Figura 15. Diseño de facilidades de la alternativa uno.	46
Figura 16. Proyección de tuberías de alta y baja presión	47
Figura 17. Diseño de facilidades de la alternativa uno.	48
Figura 18. Valoración.	53
Figura 19. Simulación hidráulica caso de estudio seleccionado.	54
Figura 20. Modelado de línea de ET-1 en 4 in a manifold.	55
Figura 21. Modelado de línea de ET-3 en 4 in a manifold.	56
Figura 22. Modelado de línea de ET-2 en 6 in a manifold.	56
Figura 23. Modelado de manifold al final de la línea de alta presión.	57
Figura 24. Modelado de líneas baja de separador bifásico a final de línea.	57
Figura 25. Perfil hidráulico de Presión Vs distancia línea ET-1, ET-3 en 4 in a manifold.	58
Figura 26. Perfil hidráulico de Presión Vs distancia línea ET-2 en 6 in a manifold.	59
Figura 27. Perfil hidráulico de Presión Vs distancia línea manifold al final de la línea de alta presión.	59

Figura 28. Perfil hidráulico de Presión Vs distancia líneas baja de separador bifásico a final de línea.	60
Figura 29. Perfil hidráulico de Velocidad Vs distancia línea ET-1 en 4 in a manifold.	61
Figura 30. Perfil hidráulico de Velocidad Vs distancia línea ET-3 en 4 in a manifold.	61
Figura 31. Perfil hidráulico de velocidad Vs distancia línea ET-2 en 6 in a manifold.	62
Figura 32. Perfil hidráulico de Velocidad Vs distancia línea manifold al final de la línea de alta presión.	62
Figura 33. Perfil hidráulico de Velocidad Vs distancia líneas baja de separador bifásico a final de línea.	63
Figura 34. Perfil hidráulico de Velocidad critica Vs distancia línea ET-1 en 4 in a manifold.	64
Figura 35 Perfil hidráulico de velocidad Crítica Vs distancia línea ET-2 en 6 in a manifold.	65
Figura 36. Perfil hidráulico de Velocidad Crítica Vs distancia línea manifold al final de la línea de alta presión.	65
Figura 37. Perfil hidráulico de Velocidad Critica Vs distancia líneas baja de separador bifásico a final de línea.	66
Figura 38. Caso de estudio para el pozo ET-2 evaluación de hidratos.	67
Figura 39. Modelado de línea de Scrubber a compresor.	69

Lista de tablas

Tabla 1. Composición típica de un sistema de gas natural (ARNOLD, 2008)	23
Tabla 2. Cromatografía del gas ET-1, ET-2, ET-3.....	26
Tabla 3. Composición del agua.	27
Tabla 4. Condiciones de frontera en las líneas de flujo.	41
Tabla 5. Análisis de alternativas.....	49
Tabla 6. Matriz Pugh.....	52
Tabla 7. Priorización de alternativas	52
Tabla 8. Cambios de Fase pozo ET-2.....	68
Tabla 9. Resultados de simulación para línea de conexión separador compresor. Analizando tuberías de diferentes diámetros Longitud 24 M.....	69
Tabla 10. Resultados de simulación para líneas de 6” y 8” Sch 40 en paralela para la conexión de regulación a Scrubber, Longitud 24 M cada una.....	70

RESUMEN

TÍTULO: Rediseño de un sistema de recolección de gas para mitigar el flujo intermitente y la formación de condensados en un campo colombiano.*

AUTOR: Eliana Yamile Torres Martinez**

PALABRAS CLAVE: Flujo intermitente, Sistemas de recolección, Condensación, Diseño de facilidades.

DESCRIPCIÓN:

En el presente documento se realiza una evaluación técnica y un rediseño de un sistema de recolección de gas, mediante el uso de un software comercial comúnmente utilizado. Este diseño es requerido para mitigar el flujo intermitente y la formación de condensados en un campo del oriente colombiano. La evaluación incluye un análisis de las variables operacionales que intervienen a la hora de realizar el diseño y la selección de los sistemas de recolección. También se describe el modelo de simulación del proceso actual, donde se evalúa el desempeño de las facilidades de campo.

Adicionalmente, se formula una matriz de esquemas de manejo de fluidos para el proceso, las cuales permiten superar los actuales problemas de condensación y flujo intermitente. Por otra parte, se realiza la selección del mejor esquema de manejo de fluidos para el proceso actual, donde incluye criterios técnicos propuestos.

El documento contiene alternativas de mejora mediante el uso de software al sistema de recolección de gas, las cuales evitan la condensación de gas y el flujo intermitente y aumenta la producción de gas hacia la planta de tratamiento. Por último, se realizan recomendaciones y conclusiones, las cuales buscan mejorar las condiciones operativas de producción y reducir los costos.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Manuel Enrique Cabarcas. MSc. Ingeniero de Petróleos.

ABSTRACT

TITLE: Redesign of a gas collection system to mitigate intermittent flow and condensate formation in a colombian field *

AUTHOR: Eliana Yamile Torres Martinez**

KEY WORDS: Intermittent flow, Collection systems, Condensation, Design of facilities.

DESCRIPTION:

In this document, a technical evaluation and redesign of a gas collection system is carried out, through the use of commercial software. This design is required to mitigate intermittent flow and condensate formation in a field in eastern Colombia. The evaluation includes an analysis of the operational variables involved in the design and selection of collection systems. The simulation model of the current process is also described, where the performance of the field facilities is evaluated.

Additionally, a matrix of fluid management schemes for the current process is formulated, which allow overcoming the current problems of condensation and intermittent flow. On the other hand, the selection of the best fluid management scheme for the current process is made, where it includes proposed technical criteria.

The document contains improvement alternatives through the use of software to the gas collection system, which avoid gas condensation and intermittent flow and increase gas production to the treatment plant. Finally, recommendations are made, which seek to improve operating conditions and reduce production costs.

* Degree work

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Manuel Enrique Cabarcas. MSc. Ingeniero de Petróleos.

Introducción.

En la actualidad, la industria petrolera afronta diferentes crisis, especialmente a causa de la volatilidad del mercado de los hidrocarburos. Los bajos precios del petróleo no sólo tienen un impacto en la inversión y en la producción, sino también a lo largo de la cadena productiva, lo que ha requerido un amplio análisis de todos los procesos, uno de los pilares, y análisis de esta propuesta es garantizar las condiciones óptimas en la infraestructura instalada, tales como: sistemas de levantamiento, facilidades y recursos energéticos, entre otros. Se debe tener en cuenta que las mínimas variables a nivel técnico y operativo en los cambios de la operación pueden generar gran impacto en la rentabilidad de la producción.

En este caso, el campo objeto de análisis, cuenta con tres pozos productores de gas, los cuales fluyen por una sola línea de producción hacia la planta de tratamiento. Cada pozo cuenta con diferentes presiones en cabeza, y uno de ellos, produce líquidos en superficie (agua), debido a que la diferencia de presiones y cambios de temperatura hace que el agua llegue a su punto de condensación, e impida el flujo constante. El pozo productor de líquidos ha disminuido su producción debido a una contrapresión producida por otros pozos productores cercanos, interrumpiendo la fluidez del mismo, afectando todo el proceso operativo, técnico y generando afectaciones económicas para la compañía.

1. Objetivos

1.1. Objetivo general

Rediseñar las facilidades de superficie en un campo del oriente colombiano con ayuda del software comercial, con el fin de incrementar el caudal de gas hacia el gasoducto, evitando la condensación de agua y el flujo intermitente.

1.2. Objetivos específicos

Realizar la descripción del proceso actual de producción de gas de un campo en el departamento de Boyacá e identificar las variables de operación que intervienen en el flujo intermitente y la condensación del gas.

Construir un modelo de simulación de procesos para evaluar el desempeño de las actuales facilidades de campo.

Formular una matriz de esquemas de manejo de fluidos, que describe el proceso actual que permitan superar los actuales problemas de condensación y flujo intermitente.

Seleccionar el esquema adecuado para el manejo de fluidos para el proceso actual teniendo en cuenta criterios técnicos.

2. Estado del arte

Según el análisis de Gonzáles & Páez (2017) “La gran mayoría de los pozos, al inicio de su vida productiva, fluyen naturalmente hacia la superficie, recibiendo el nombre de “Pozos Fluyentes”. El requisito para asegurar que exista producción fluyente es que la presión en el fondo del pozo sea suficiente para superar la sumatoria de las pérdidas de presión que ocurren a lo largo de la trayectoria del flujo, desde la parte inicial del pozo hasta la superficie. Cuando esta condición no se alcanza, el pozo deja de fluir naturalmente”¹.

En un sistema de producción, participan varias etapas fundamentales que involucran las fases de gas, petróleo y agua. Este sistema comprende la recolección de múltiples pozos de producción e inyección que se encuentran interconectados en un mismo yacimiento específico. Entre los equipos esenciales de esta estructura de producción se encuentra la cabeza del pozo, que sirve como punto de entrada para los fluidos que provienen del yacimiento, manifold de producción, separadores, líneas de producción, planta de tratamiento de gas.

Las pérdidas de presión, se presentan a través de toda la facilidad instalada en cabeza de pozo. Esta infraestructura se compone de equipos como cabezales, tuberías, colectores, válvulas, sistemas de producción y separadores. El conjunto de estos equipos trabaja de manera coordinada con el objetivo primordial de extraer la máxima cantidad de fluidos posible, manteniendo una eficiencia óptima en todo el proceso posible ²

¹ CALVETE GONZÁLEZ Fernando y MONTES PÁEZ Erick. (2017) Sistemas de levantamiento artificial... p. 4. Establece la clasificación de los sistemas de levantamiento artificial para uno pozo petrolero. Cap. 1. Bucaramanga

El funcionamiento integral de todo este sistema está diseñado con el objetivo primordial de lograr la extracción óptima de fluidos, maximizando al mismo tiempo la eficiencia en el proceso.

2.1. El gas natural

Uno de los combustibles más limpios de la rama de los hidrocarburos, es el gas natural, el cual tiene una composición de metano alrededor de 95%, además del propano, etano y otros hidrocarburos pesados. Sin embargo, hay que destacar que al momento de su extracción contiene impurezas como nitrógeno, ácido sulfhídrico, agua, dióxido de carbono, entre otros. Estas impurezas son tratadas desde los separadores hasta las unidades de refinación².

2.1.1. Tipos de gas natural ².

En un yacimiento se pueden presentar diferentes tipos de hidrocarburos, en este caso, también se pueden presentar una diversa clasificación de gas natural.

Gas Libre: En un yacimiento, el gas puede existir de dos maneras principalmente: cuando el gas está asociado al aceite y se libera en algún punto específico de presión y temperatura, o cuando existe como tal en el yacimiento separado del petróleo, este último es el denominado gas libre. Este gas existe cuando la formación está saturada, por consiguiente, cuando la presión está por debajo a la presión de burbuja, permitiendo que la saturación de gas aumente superando la saturación crítica y haciendo que se cree una capa de gas libre.

Gas Asociado: El gas asociado es aquel que se encuentra en un yacimiento en conjunto de petróleo crudo, este puede estar libre o en solución.

² PABÓN DULCEY, Martha Liliana y QUIROGA JORDÁN, Elizabeth. (2008) Diseño de las facilidades de superficie para la captación y distribución del gas producido en un campo – caso práctico. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. p. 10 - 12. Bucaramanga.

Gas Rico: Este tipo de gas específico contiene los hidrocarburos más pesados como el etanol, el cual está contenido en 0,7 galones de C+ por cada 1000 Ft³, para componentes que son mayores al C₃

Gas Ácido o Agrio: Es aquel gas que tiene una cantidad representativa de ácido sulfúrico; la medida general, es mayor a 1 g / 100 ft³. La acidez de un gas de este tipo, la determinará la cantidad de H₂SO₄ presente en el hidrocarburo, a mayor cantidad de ácido sulfúrico, mayor será su acidez.

Gas Dulce: Con respecto al gas ácido, el gas dulce tiene menores cantidades de H₂SO₄ (por debajo de 1g/100ft³) además de bajos niveles de dióxido de carbono.

Gas Natural Seco: Por lo general, este tipo de gas contiene gran cantidad de metano, cerca de un 90% de la composición total. Puede presentarse como gas libre o gas asociado al petróleo. Puede provenir de yacimientos, o de plantas de gasolina, donde al realizar tratamientos al gas húmedo, se despoja de sus productos más pesados.

Gas Húmedo: Es un tipo de gas que tiene una composición donde su mayoría está constituida por metano, aproximadamente entre 75 y 90%, sin embargo, existen cantidades relativas de algunos compuestos pesados, que en este caso son mayores que en el gas seco. A este tipo de gas también se le llama condensado, y existen yacimientos exclusivos de este tipo de compuestos. Por otra parte, este tipo de gas tiene la capacidad de realizar la condensación retrógrada, que es cuando se forma condensado debido a la reducción de temperatura y presión.

Gas saturado: Se refiere a aquel gas que contiene una cantidad máxima de agua en estado de vapor, a unas condiciones de temperatura y presión dadas. Una de las características principales de este tipo de gas es que el poder calorífico es menor al de gas parcialmente saturado o gas seco, a medida que la presión aumente, el poder calorífico también lo hará.

2.1.2. Subproductos del gas natural. ³

Algunos compuestos y elementos están contenidos en el gas natural, los cuales trabajan como materias primas para las diferentes industrias. En un proceso de separación de gas natural, lo que se hace primordialmente es extraer los hidrocarburos pesados y livianos, como el etano, etileno, propano y butano. El gas que queda después del proceso de separación es el gas seco, el cual es distribuido como combustible. Algunos de los subproductos principales son los siguientes:

Metano: Este compuesto es ampliamente utilizado para producir amoniaco, cloruro de hidrogeno y etino. Las industrias que se benefician lo hacen por la creación de plásticos, tintas, pinturas y algunas medicinas.

Etano: Se usa principalmente para la creación de etileno, que a su vez termina en la elaboración de derivados como algunos químicos para los alimentos, medicamentos y plásticos.

Eteno o Etileno: Es uno de los productos derivados de la destilación del gas natural. Se utiliza e industrias como la agricultura, como agente madurador de frutas y verduras.

Propano: Otro de los subproductos del gas natural, se utiliza como combustible casero, además como refrigerante, gasolina para motores, como fuente de obtención del etileno, y algunas veces como disolvente.

Butano: Este compuesto que se transforma generalmente en butadieno, el cual es un aliado principal para las industrias del caucho y plásticos. También es otro derivado del gas natural.

³ Guerrero Suárez, F., & Llano Camacho, F. (2003). CASO DE ESTUDIO. GAS NATURAL EN COLOMBIA - GAS e.s.p. Estudios Gerenciales, (87), 115-146. Recuperado a partir de https://www.icesi.edu.co/revistas/index.php/estudios_gerenciales/article/view/110

Benceno: Su principal uso es como disolvente industrial, ya que hace esto con compuestos como el azufre, yodo y fósforo. Por otro lado, este compuesto es utilizado para crear ceras, resinas, grasas, gomas y productos similares. Por otro lado, también es materia prima de otros compuestos como el nitrobenzono el cual es empleado en la elaboración de medicamentos.

Ciclo hexano: Es otro de los principales derivados del gas natural que se utiliza como disolvente para resinas, barnices y pinturas. El ciclo hexano también sirve como base industrial para otros productos químicos como el nylon.

Gases licuados del petróleo: Es un subproducto del petróleo que se mantienen a alta presión para conservar su estado líquido. Entre ellos tenemos el butano, propano y etano. Comúnmente se le denomina GLP

GNL (Gas natural licuado): Se refiere al gas natural que ha sido sometido a procesos fisicoquímicos para estar en forma líquida. Esto se hace con el fin de reducir costos en zonas donde el transporte de gas es más costoso que transportar el hidrocarburo en fase líquida. La temperatura promedio de este transporte es de -160 grados centígrados. Es gas natural que ha sido procesado para ser transportado en forma líquida. Es la mejor alternativa para establecer reservas en sitios apartados, donde no es económico llevar el gas al mercado directamente ya sea por gasoducto o por generación de electricidad. El gas natural es transportado como líquido a presión atmosférica y a -161 °C donde la licuefacción reduce en 600 veces el volumen de gas transportado.

2.2. Diagrama de fases ⁴

Los tres estados principales (sólido, líquido y gaseosa) están distribuidos en un diagrama de fases a diferentes puntos de presión y temperatura. Cada hidrocarburo tiene un comportamiento distinto, dependiendo de su naturaleza química. De esta manera, tienen diferentes puntos para generar vapor, o para volverse líquidos (LAKE, 2007).

Los fluidos de yacimientos de petróleo son mezclas que contienen variados componentes de hidrocarburos, cuya diversidad está en el tamaño, por ejemplo, gases ligeros como el metano y el etano, hasta moléculas de hidrocarburos de mayor tamaño. Además de esto, hay existencia de componentes que no son hidrocarburos, como N, H₂S o CO₂. El agua, por supuesto, está presente en prácticamente todos los depósitos.

Estos comportamientos son importantes en varias aplicaciones de la industria de los hidrocarburos, como el recobro mejorado, las facilidades de superficie y la optimización de la producción.

2.2.1. Componentes de un diagrama de fases

En un yacimiento petrolero los fluidos dependen de la presión y la temperatura para estar en equilibrio y presentarse en fase líquida o gaseosa. La figura 1 muestra las fases de los hidrocarburos y puntos críticos del yacimiento (Association, 2004).

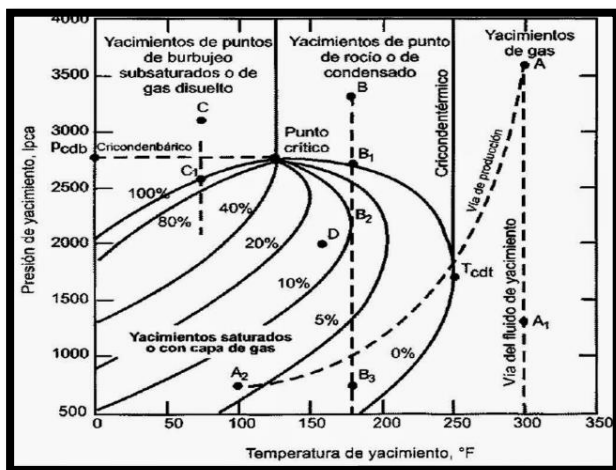
Para una sustancia pura, la envolvente de fases es una superficie plana paralela, para un sistema multicomponente la envolvente no es plana, tiene grosor y la composición es la variable que refleja este grosor.

⁴ A. F. Agudelo y O. J. Restrepo, "Termodinámica y diagramas de base", DYNA, no. 145, p. 13-2 (2005). Universidad Nacional de Colombia, Facultad de Minas, Centro de Publicaciones

Criconderbárico (Cricondenbar): Es la presión más alta a la que las fases de líquido y vapor pueden existir en equilibrio en un sistema multicomponente.

Figura 1

Diagrama de fase presión-temperatura (envolvente de fase) para una mezcla de composición fija



Nota. Fuente: (LAKE, 2007).

Cricondenlerma (Cricodentherm): Es la temperatura más alta a la que los estados de vapor y líquido pueden coexistir en equilibrio en un sistema

Punto Crítico (Critical Point): Es el punto donde convergen la fase líquida y la fase gaseosa en el cual no se puede diferenciar el líquido del gas.

Punto de Burbuja (Bubble Point): Es la temperatura, a una presión específica, a la cual el primer vapor estable se forma por encima de un líquido.

2.2.2. Punto de Rocío (Dew Point)

Es la temperatura a cualquier presión dada, o la presión a cualquier temperatura dada, a la cual el líquido inicialmente se condensa a partir de un gas o vapor. Se aplica específicamente a la temperatura a la cual el vapor de agua comienza a condensarse a partir de una mezcla de gases

(punto de rocío del agua), o cuando los hidrocarburos comienzan a condensarse (punto de rocío de hidrocarburo).

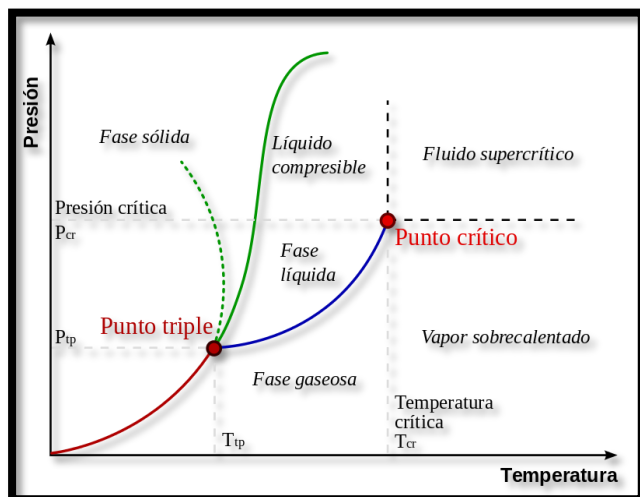
Diagrama de fase para un solo componente.

Las curvas que se muestran en la Fig. 1, explican el comportamiento de la presión y la temperatura originando los diferentes cambios de fase. Se debe comenzar diciendo que existen tres zonas principales: Fase líquida, sólida y vapor. Las líneas que dividen las fases son aquellos puntos de presión y temperatura donde cambian de un estado a otro. Por otro lado, el punto triple que se observa se refiere a un punto específico de presión y temperatura donde la sustancia presenta los tres estados de la materia a la vez. La presión y temperatura críticas son valores donde la sustancia deja de comportarse de manera tradicional y adquiere un comportamiento diferente, por ejemplo, a presiones mayores de la crítica, se puede establecer un fluido compresible, o un fluido súper crítico si este también supera la temperatura crítica, en este último punto, es el máximo donde pueden existir dos fases.

En cuanto a los hidrocarburos, estas temperaturas y presiones varían, las moléculas pequeñas poseen temperatura críticas bajas, por el contrario, la molécula de mayor tamaño, poseen temperaturas críticas grandes.

Figura 2.

Análisis de fases de un componente en estado puro



Nota. Fuente: (LAKE, 2007).

Para muchas aplicaciones de ingeniería de yacimientos, el equilibrio (líquido/vapor) es de gran interés, aunque los equilibrios (líquido/líquido) son importantes en algunos procesos EOR. Los cambios de fase (sólido/líquido), como la precipitación de asfaltenos o parafinas, ocurren ocasionalmente en las operaciones de producción de petróleo.

2.2.3. Sistemas multicomponentes.

Un sistema de gas natural es una mezcla de varios componentes (Ver Tabla 1) conocido comúnmente como cromatografía, el cual presenta un comportamiento de fase característico que difiere de una sustancia pura. En lugar de tener una curva de presión de vapor, una mezcla exhibe una envolvente de fases, como se ilustra en la Figura 1.

Tabla 1.

Composición típica de un sistema de gas natural

Componente	Gas pobre y peso molecular	Componentes de gas rico y porcentaje molar
Metano	86,00	68,51
Etano	5,81	9,05
Propano	3,58	5,34
Butanos	1,72	4,48
Pentanos y más pesados	0,72	12,50
CO₂	0,10	0,01
N₂	2,00	0,11
H₂S	0,07	0,00
Total	100,00	100,00

Nota. Fuente: ARNOLD, (2008)

La envolvente de fases (curva BCD en la Figura 1) separa la fase líquida y la fase gaseosa. El área dentro de la envolvente se conoce como región de dos fases y representa los rangos de presión y temperatura a los cuales el líquido y el gas existen en equilibrio. La línea superior de la región de dos fases (curva BC) es la línea de punto de burbuja. Esta línea indica dónde la primera burbuja de vapor aparece cuando la presión de la fase líquida de la mezcla disminuye a temperatura constante, o cuando se incrementa la temperatura a presión constante. La sección inferior de la envolvente de fases (curva CD) es la línea de puntos de rocío. Cuando se varía la presión de una mezcla en fase gaseosa a temperatura constante, o cuando se disminuye la temperatura a presión constante, la primera gota de líquido se forma sobre esta línea. La línea de punto de burbuja y la línea de punto de rocío se encuentran en el punto crítico ©. La presión más alta en la región de dos fases se denomina presión Cricondenbárica mientras que la temperatura más alta en esta región se llama temperatura Cricudentérmica.

3. Bases de diseño

3.1. Condiciones medio ambientales

Figura 1.

Zona de influencia para Inyección de Gas, en un campo colombiano.



Nota. Fuente: Google Maps.

El área de influencia del proyecto corresponde a la Zona Rural, de un Municipio del Departamento de Boyacá. Donde se encuentran los Pozos ET-1 y ET-2 y ET-3. La figura anterior muestra la localización de los campos de producción de gas.

- Temperatura Ambiente: 59 °F.
- Presión atmosférica: 14,7 PSI (Absoluta)

- Humedad relativa: 79%

3.2 Condiciones estándar y estado actual del proceso

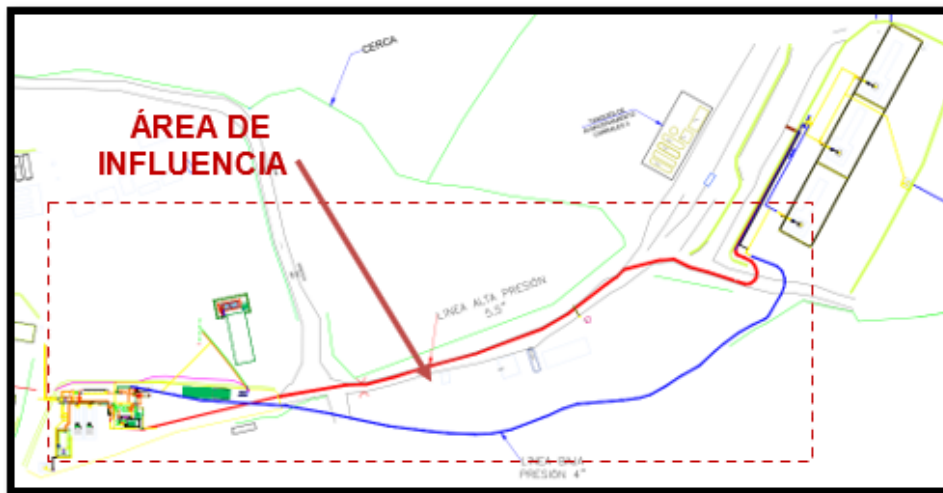
El campo Petrolero en mención, en el que se basa este estudio, cuenta con más de 8 pozos actualmente en producción. Sin embargo, se están experimentando problemas de producción intermitentes con tres pozos específicos debido a las particularidades de la configuración actual. Estos pozos fluyen a través de una misma línea de transporte de gas hasta la planta de tratamiento, donde ingresan a un separador principal antes de dirigir el flujo hacia el compresor.

Los pozos productores de gas, denominados ET-1, ET-2 y ET-3, están agrupados en un mismo yacimiento y los fluidos de producción son transportados mediante una tubería común que se extienden aproximadamente a lo largo de 500 metros hasta la planta de tratamiento. Es importante destacar que el pozo ET-3 presenta una presión en la cabeza superior en comparación con los otros pozos, lo que genera una restricción en la producción de estos últimos. Además, el pozo ET-2 contribuye a la complicación al generar condensación debido a la producción de agua.

En el siguiente apartado se detallarán las variables operativas que desempeñan un papel crucial en los fenómenos de flujo intermitente y condensación de gas, los cuales están en el centro de la problemática actual.

Figura 2.

Distribución general de los pozos y las líneas de transferencia.



3.2.1. Cromatografía de los gases

Para realizar el cálculo, se deberá tener la cromatografía de gas natural de cada una de las cabezas de pozo, la cual se presenta en la tabla 2.

Tabla 2. Cromatografía del gas ET-1, ET-2, ET-3.

Componente	Fracción molar (% Mol)		
	ET-1	ET-2	ET-3
Dióxido de carbono CO ₂	1.45	1.45	1.88
Nitrógeno N ₂	4.64	4.64	0.47
Metano CH ₄	92.6	92.6	95.96
Etano C ₂ H ₆	0.25	0.25	0.26
Propano C ₃ H ₈	0.4	0.4	0.57
Iso-butano C ₄ H ₁₀	0.47	0.47	0.61
n-butano C ₄ H ₁₀	0.05	0.05	0.07
Iso-pentano C ₅ H ₁₂	0.03	0.03	0.03
n-pentano C ₅ H ₁₂	0.04	0.04	0.01
Hexano C ₆ H ₁₄	0.03	0.03	0.04
Heptano C ₇ H ₁₆	0.03	0.03	0.09
Octano C ₈ H ₁₈	0.03	0.03	0.01
Nonano C ₉ H ₂₀	0.00	0.00	0.00

Decano $C_{10}H_{22}$	0.00	0.00	0.00
Undecano $C_{11}H_{24}$	0.00	0.00	0.00
Otras propiedades			
Gravedad específica (sg)	0.6045	0.6045	0.5964
Densidad del gas	0.7406	0.7406	0.7308
Peso molecular (g/mol)	17.48	17.48	17.24
Factor de compresibilidad	0.998	0.998	0.9978

Nota. Fuente :Cromatografía de laboratorio Pozos petroleros

3.2.2. Composición del agua

Para realizar el cálculo, se contempló la composición del agua usada en la cabeza de pozo ET-3, la cual se presenta continuación en la tabla 3.

Tabla 3.

Composición del agua.

COMPONENTE	FRACCIÓN MOLAR (% Mol)
	ET-3
Salinidad	1.45 ppm
Ph	4.64
Conductividad	92.6 ($\mu\Omega$)
Dureza cálcica	0.25 ppm
Dureza total	0.4 ppm
Alcalinidad	0.47
Tds	0.05 ppm
Cloruros	0.03 (ppm)
Bario	0.04 ppm
Hierro	0.03 ppm
Sulfatos	0.03 (ppm)
Sílice	0.03 ppm
Fosfatos	0.00 ppm

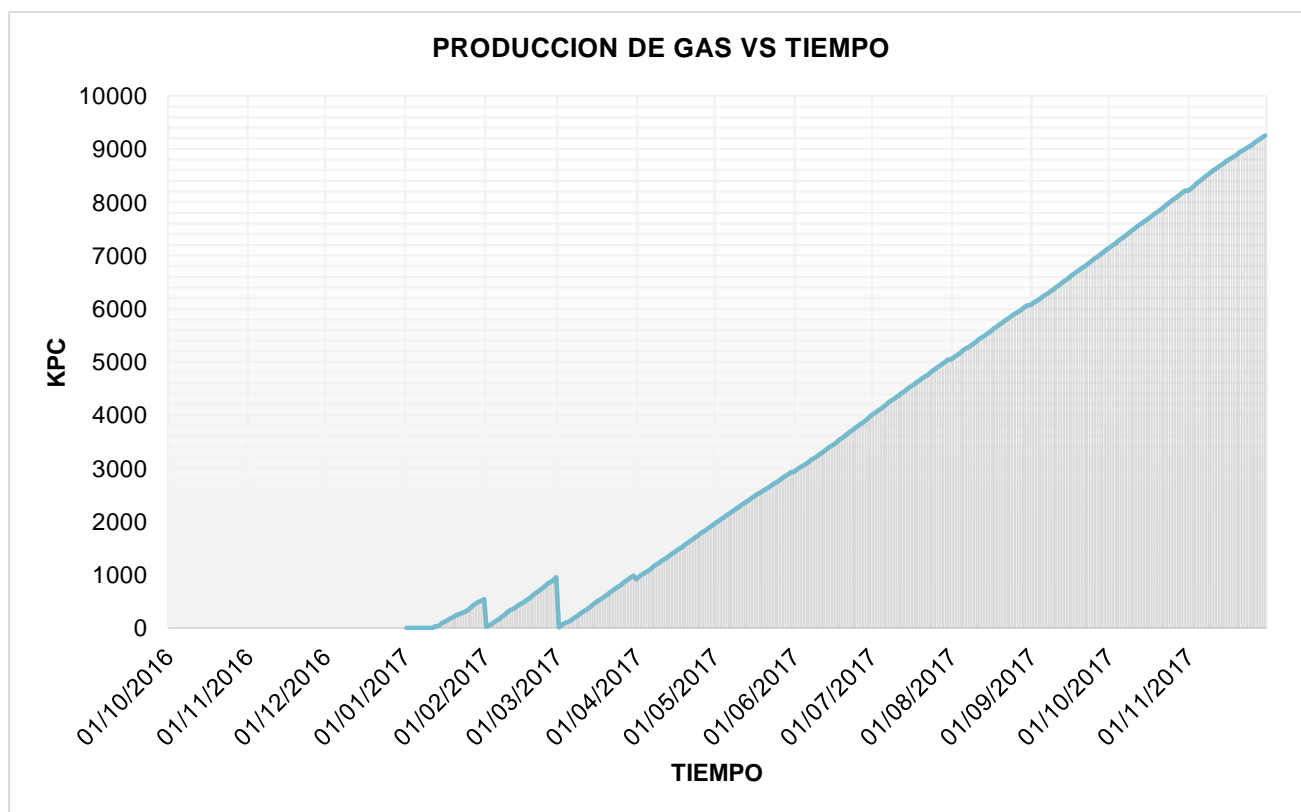
Nota. Fuente: Resultados de laboratorio Compuestos del agua

3.3. Producción del gas vs tiempo

Los pozos objeto de este estudio se encuentran ubicados en la estación productora antes mencionada, y presentan una variedad de configuraciones mecánicas, habiendo sido previamente cañoneados. En la figura 3 se ilustra el registro histórico de la producción de gas a lo largo del tiempo, observando un incremento en la producción de gas. Es debido a esta notable mejora en la producción de gas que no se recomienda buscar extender la vida útil de los pozos como estrategia para aumentar su eficiencia.

Figura 3.

Histórica producción de Gas Vs Tiempo.

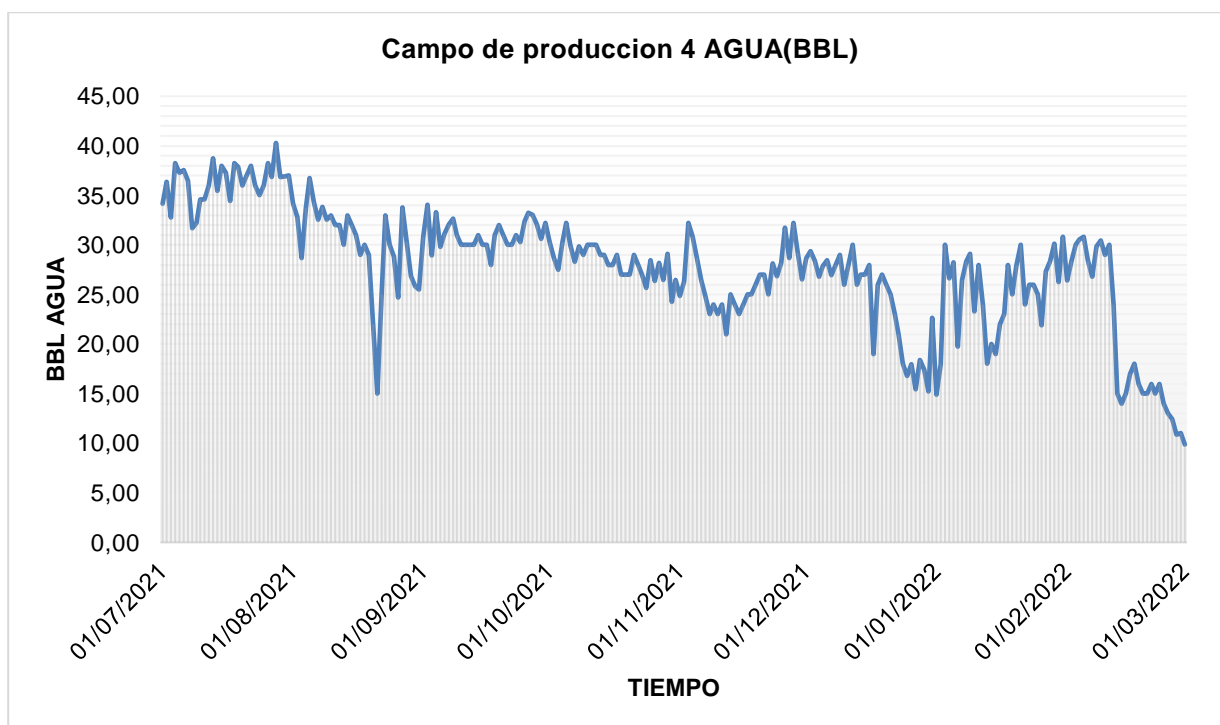


3.4. Producción de agua vs tiempo

En el registro histórico de la producción de agua de la estación, ilustrado en la figura 4, se evidencia la producción de gas así mismo el incremento de producción de agua, cuyo análisis a lo largo del tiempo ha conllevado a un problema de condensación. Con base en estos resultados, surge la necesidad de realizar un estudio el cual tiene como objetivo principal disminuir la condensación en la producción de agua ya así lograr una mayor eficiencia en la planta para la venta de gas.

Figura 4.

Histórica producción de agua Vs Tiempo.

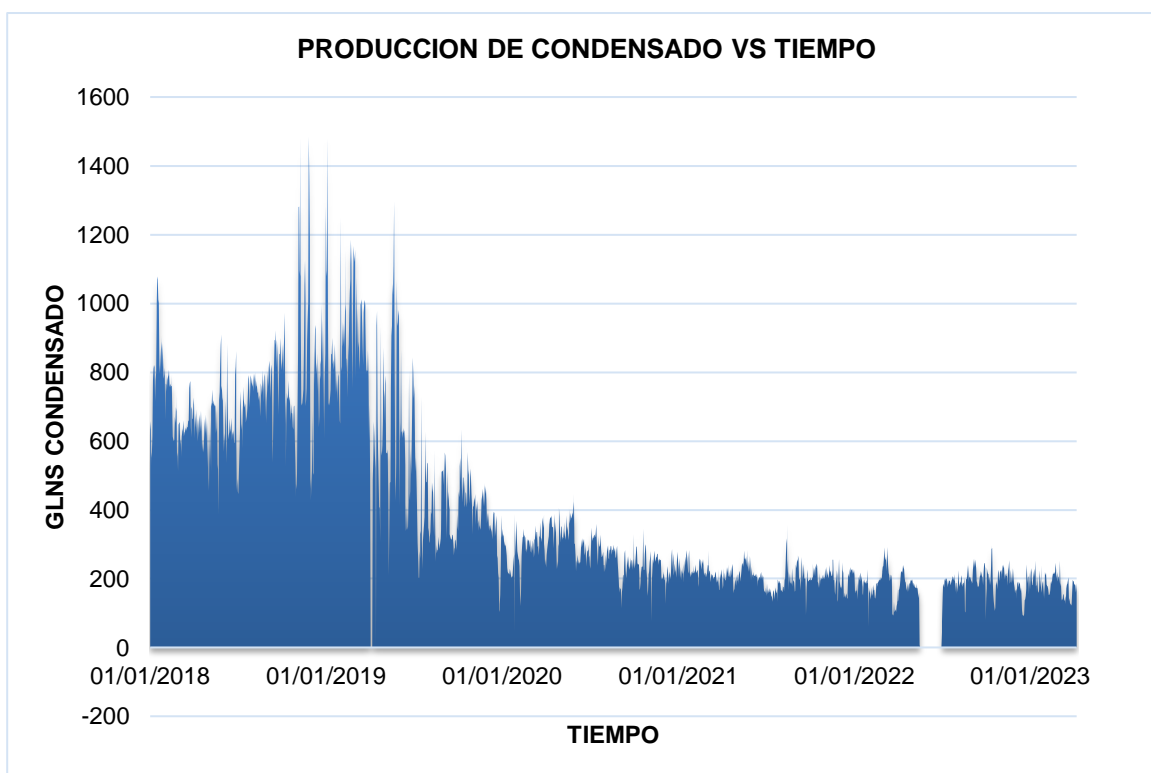


3.5. Producción de condensados vs tiempo

Uno de los subproductos de la estación es la producción de condensados (figura 5), estos son uno de los productos derivados del gas, pero esta producción y venta de gas, se ve afectada por el flujo intermitente presente en las cabezas de pozo.

Figura 5.

Histórica producción de la producción de condensado.



3.6. Condiciones de operación

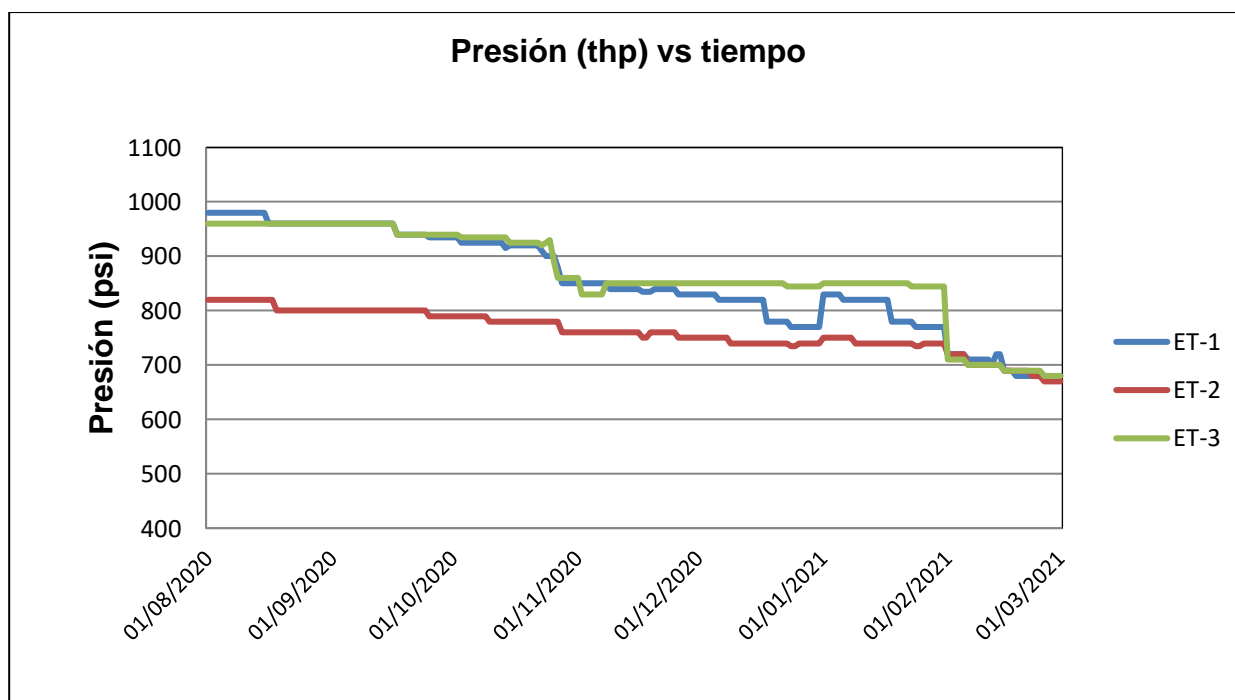
3.6.1. Diferencia de presión en cabeza de pozos

Los pozos objeto de este estudio, tienen diferente configuración mecánica y están cañoneados en diferentes áreas o diferentes segmentos de esta; esto conlleva a que las presiones en cada cabezal de pozo sean diferentes entre sí. Como se mencionó anteriormente, debido a que solo existe una línea de recolección, la cual lleva los fluidos de los tres pozos hasta la planta de

tratamiento, la presión debe ser igualada aguas abajo de los cabezales, por lo tanto, el pozo de mayor presión no permitiría el flujo continuo de los demás pozos. Lo anterior genera otro problema, ya que, al igualar las presiones, se restringe el flujo del pozo de mayor presión. La presión del pozo ET-3 es superior a la de los otros pozos, aproximadamente 100 psi por encima. Esta situación es nociva a largo plazo teniendo en cuenta que ocasiona daño a la formación, abatimiento en la curva de producción, mayor sedimentación en las zonas cañoneadas y en general disminución de la vida útil del pozo. La figura 6 muestra el historial de presión en la cabeza de los pozos.

Figura 6.

Historico de presión en cabeza de pozos de gas.



3.6.2. Histórica presión del campo la saturación del gas y condensación de agua

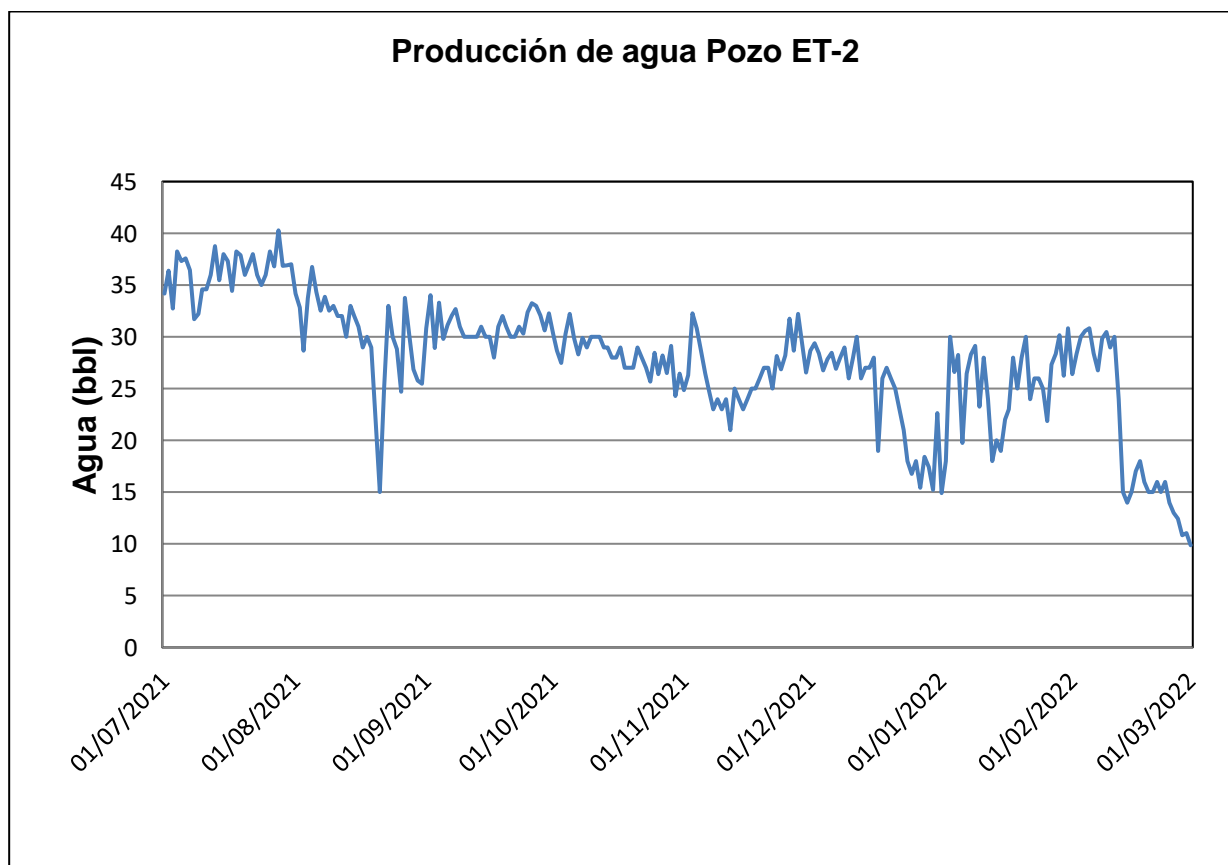
El pozo ET-2 está aportando una fase líquida de agua, con un caudal aproximado de 30 barriles por día; esto ocasiona problemas en el procesamiento del gas; por consiguiente, se requiere

modificar las facilidades y se hace necesario implementar una etapa de separación bifásica con el fin de retirar esta corriente líquida y así evitar que llegue a la planta de tratamiento del gas.

La presencia de la fase líquida de agua del pozo ET-2 genera problemas en cuanto a la continuidad del flujo, pues el primer equipo es un separador bifásico el cual está ubicado en la planta de tratamiento. El flujo multifásico que va por la tubería hacia la planta presenta un caudal bajo, un desnivel en contra del flujo y una alta presión, factores que favorecen la acumulación de la fase de agua líquida en la tubería de transporte, al punto de llegar a cerrar totalmente el área transversal de la misma.

Figura 7.

Comportamiento de la producción de agua del pozo ET-2.



3.6.3. *Histórico producción agua del campo Flujo intermitente*

Este inconveniente se presenta debido a la presencia de una fase líquida no constante o de flujo intermitente que ocasiona problemas con la producción, la cual afecta la vida útil del pozo y propicia un deterioro precipitado de las líneas de transporte. Así mismo, genera daños en los equipos que hacen parte de las facilidades de tratamiento y dificulta finalmente que el gas llegue a condiciones óptimas para venta.

Para mitigar los riesgos asociados presentados por la producción de estos pozos, se deben proponer unas facilidades que permitan la separación primaria del líquido antes de direccionar el fluido a la planta de tratamiento de gas.

3.7. Límites de diseño

El alcance del diseño propuesto con respecto a la Norma Técnica Colombiana NTC-2505, establece las condiciones para el diseño de instalaciones de combustibles gaseosos:

Tipo de gas suministrado

Las variables del medio externo que puede afectar la integridad y seguridad de las instalaciones para suministro de gas.

La caída de presión en la instalación, de manera que, bajo las máximas condiciones probables de demanda, la presión a la entrada de cada artefacto este dentro del rango estipulado en las normas técnicas colombianas pertinentes.

La longitud del sistema de tuberías, el número y tipo de accesorios de acople utilizados, así como otros elementos instalados en el sistema.

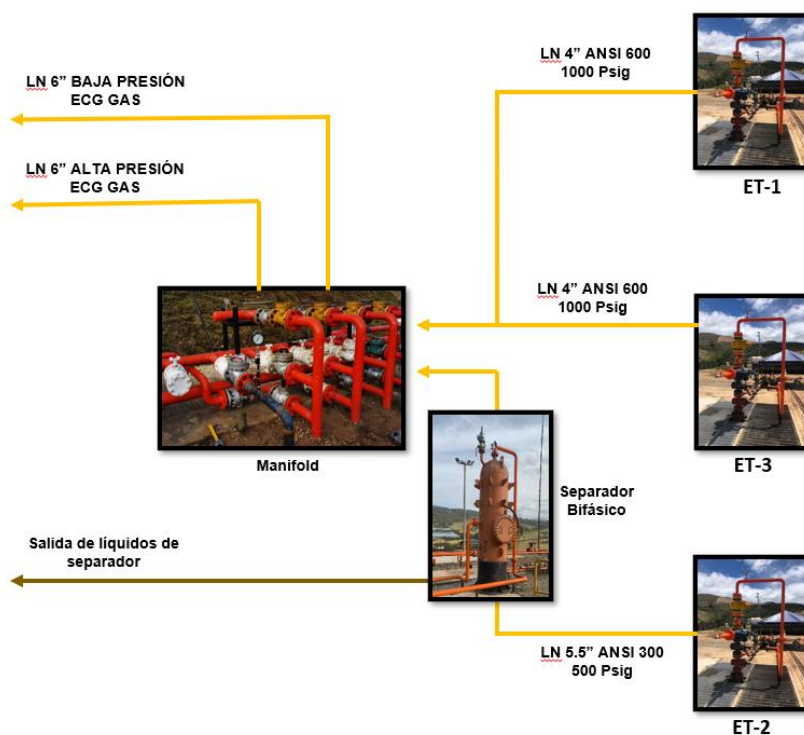
El factor de coincidencia u otro factor asociado al cálculo de la demanda máxima probable.

3.8. Diagrama PFD del sistema de recolección

La configuración actual para el sistema de recolección del gas de la cabeza de los pozos ET-1, ET-3, con a una misma presión de operación y las tuberías que se tienen instaladas para estos pozos, es de 4 pulgadas, con una presión de operación de 1000 Psig. Para el pozo ET-2 se tiene instalado un separador bifásico ya que la actual operación de los pozos proviene trazas de agua y estas se pretenden retener en su gran mayoría en este recipiente. Posteriormente el gas es enviado a Manifold donde se envía el gas hacia la planta de tratamiento.

Figura 8.

Diagrama PFD del sistema actual de recolección de los pozos.



3.9. Mapa satelital del campo, diagrama del sistema de recolección.

En la figura se puede apreciar la localización de los equipos y la distancia a la se encuentran los equipos de las cabezas de pozo, igualmente podemos ver las dos líneas de transferencia (gasoductos) el cual tienen una distancia de 500 metros cada una de las líneas de alta (rojo) y baja presión (azul).

Figura 9.

Mapa satelital del campo y localización de áreas.



3.10. Condiciones mecánicas de las líneas de superficie

3.10.1. Estudios de suelos

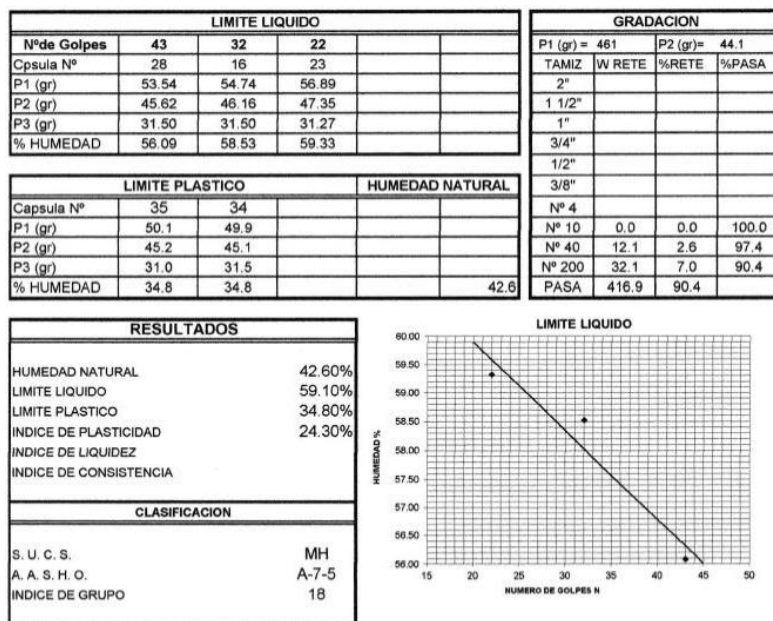
Teniendo en cuenta la estratigrafía observada, esta se presenta con homogeneidad en el sector donde se van a instalar las líneas de flujo, constituida esencialmente por limos de alta compresibilidad de color carmelito y arcillas limo graviilosas de baja plasticidad color café oscuro. La estratigrafía se describe de la siguiente manera:

Hasta una profundidad de 1.80 metros se presenta una capa vegetal y/o relleno, a continuación, hasta una profundidad de 3.30 metros se encuentra un limo de alta compresibilidad

color carmelito, que según la clasificación unificada de los suelos se trata de un MH, seguido por una arcilla limo granillosa de baja plasticidad color café oscuro, que según la clasificación unificada de los suelos se trata de un CL, hasta la profundidad de 5 metros.

Figura 10.

Informe Estudio de Suelos NSR-10.



3.10.2. Profundidad de enterramiento de las tuberías

Para que las tuberías queden protegidas del tránsito de personas vehículos y cargas extremas, así como de los cambios de temperatura y ambiente. se realizará un adecuado enterramiento de la tubería según por donde vaya a instalarse la misma, se tendrán en cuenta ciertas medidas según la criticidad del tránsito, se deberá tener en cuenta para este procedimiento las siguientes características, la naturaleza del terreno, la forma calidad de la cama de apoyo y el pavimento si lo hubiere, ya que con ello se protege la tubería de manera eficaz.

De acuerdo con lo que indica la norma NTC 3728. (Líneas de transporte y redes de distribución de gas) y NTC 2505 (Instalación para servicio de gas combustible) Establece que las profundidades mínimas para la instalación de la tubería.

En la línea regular en condiciones normales de excavación tendrá un mínimo de un metro con veinte centímetros (1.20 m.) medido a la cota superior o TOP del tubo.

En las zonas de la línea regular con presencia de roca que imposibiliten la excavación normal, tendrá un mínimo de un metro noventa centímetros (1,90 cm.), medidos a la cota superior o TOP tubo.

En los cruces de obras especiales (carreteras, caminos, corrientes principales y secundarias, vías férreas, líneas en operación etc.) tendrá la profundidad mínima señalada en las especificaciones correspondientes para cada tipo de cruce como cambios de hombro, cruces de carretera y otros.

En zona de líneas vivas tendrá un mínimo de (1,5 o 2 m.) medidos a la cota superior o TOP tubo. El ancho de la zanja será de setenta centímetros (0.70m.) mínimo, independientemente de la clase o condición del terreno a excavar.

3.10.3. Tapado de tubería

Esta operación se realizará inmediatamente después que se haya realizado el bajado de la lingada hasta el fondo de la zanja en conjunto con todas las medidas de protección adicionales tales como las barreras en los casos en que se requiera la instalación de estos elementos. La finalidad de esta actividad es aplicar material de relleno evitando cualquier daño en el recubrimiento de la tubería.

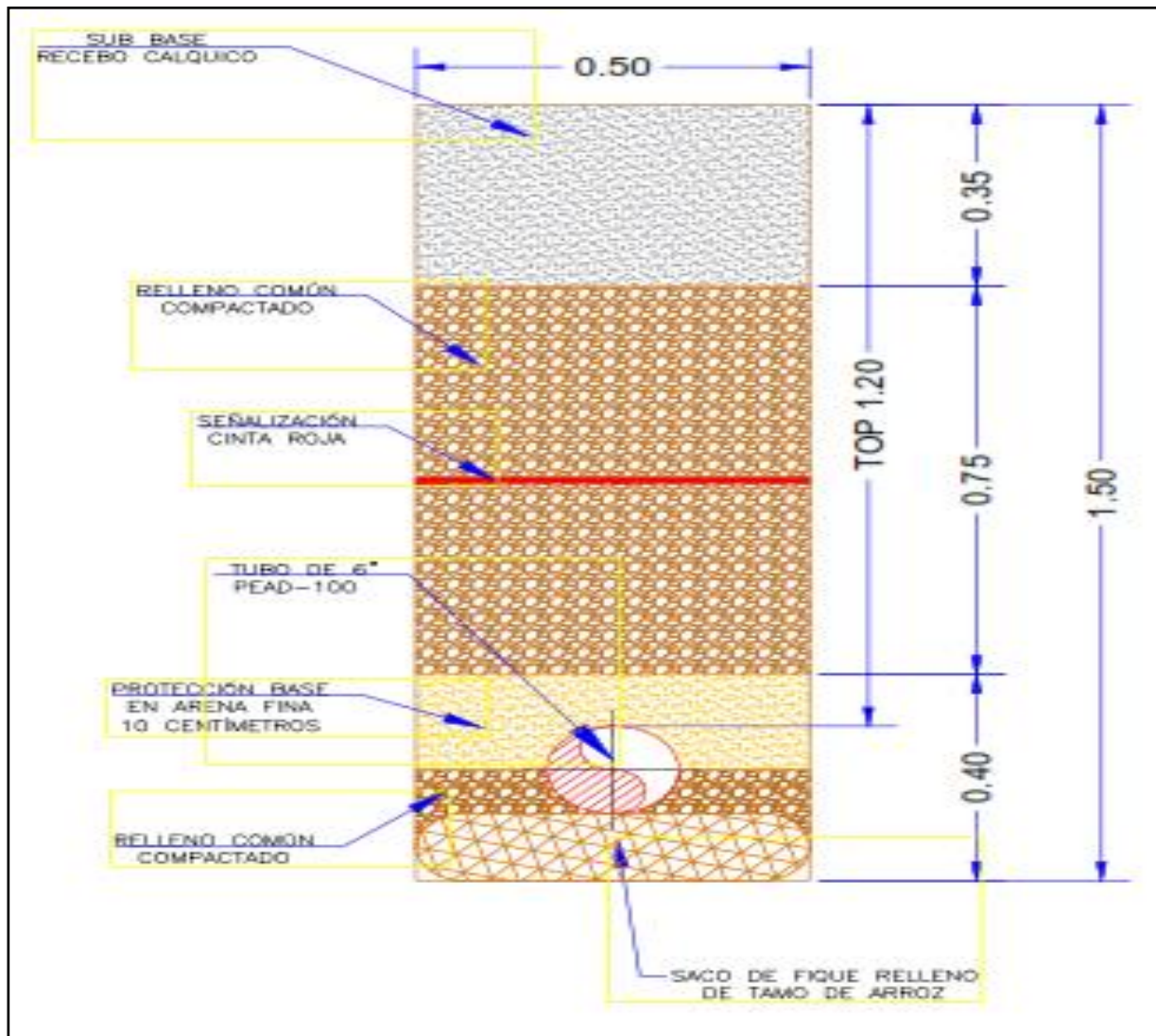
El relleno empleado para esta actividad es un material proveniente de las excavaciones o explanaciones, el cual debe ser homogéneo, libre de todo tipo de material orgánico, tierra negra, raíces, troncos, piedras de tamaño superior a cinco (5) centímetros y cualquier otro elemento objetable.

Este relleno se colocará y compactará en capas horizontales uniformes no mayores a quince (15) centímetros de espesor final. Cada capa se compactará convenientemente hasta obtener una densidad mínima del 90% del Próctor Modificado. No se colocará una nueva capa hasta tanto la anterior haya sido compactada debidamente y aprobada.

Este relleno se podrá utilizar para rellenar zanjas de tuberías o ductería para conformación de taludes, para conformación del terreno en zonas adyacentes al proyecto y alrededor de cajas o pozos.

Figura 11.

Especificaciones tapado de tubería en línea regular.



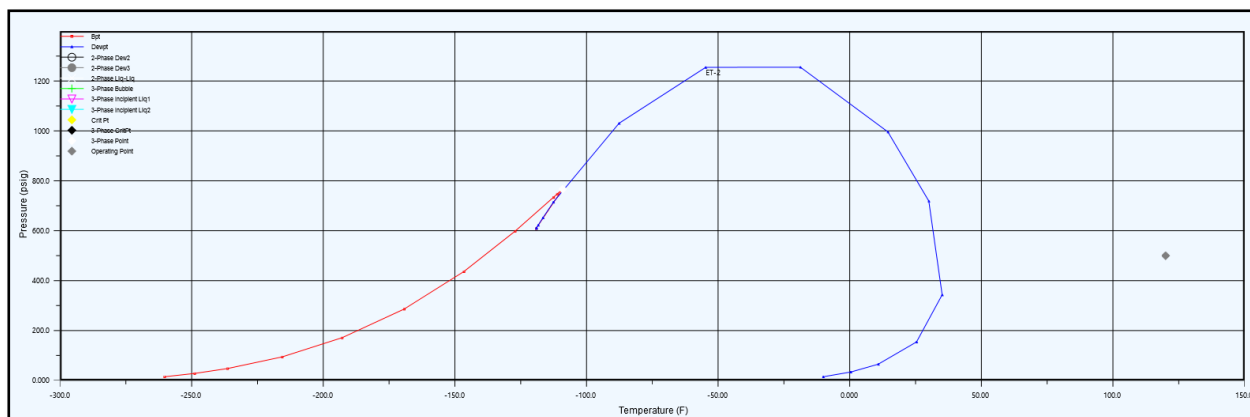
4. Comportamiento termodinámico de los fluidos

Sobre un diagrama de fases del fluido de proceso se presentan las zonas de riesgo de condensación de líquidos, perfil TP de las condiciones de entrada y de salida del sistema, con el fin de identificar los límites de flujo multifásico y monofásico.

Con ayuda del software de simulación podemos graficar los diagramas de fase para cada una de las cabezas de los pozos a evaluar, ya que en la tabla 2 tenemos la cromatografía de cada uno de los gases. El software está aplicando la ecuación de Peng Robinson para determinar zonas monofásicas (líquido o gas) o bifásicas del Gas.

Figura 12.

Envolvente diagrama de fase gas pozo ET-2.



Los datos de la figura anterior deben ser comparados con los datos de operación de los pozos, ya que la temperatura mínima a la que puede llegar la línea del gasoducto es la del ambiente de 59 °F, para que se presenten condiciones del gas en la que se encuentre en estado líquido son de 35 °F y 800 Psig y para punto triple son -100 °F a la misma presión, pero como es de saber, en ninguna de la cabeza de pozo se va a presentar estas condiciones de operación.

Tabla 4.

Condiciones de frontera en las líneas de flujo.

Pozo	Presión (psig)	Temperatura (f)	Caudal gas (mmscfd)	Longitud (m)
ET-1 / ET-3	1000	120	13	88
ET-2	500	120	1.5	88
Línea de alta	995	120	26	600
Línea de baja 5.5"	599	120	1.5	500
Línea de baja 4"	599	120	1.5	150

Si analizamos las condiciones del pozo ET-3, el cual está operando a 1000 Psig y 120 °F en estas condiciones de operación tampoco hay presencia de condensación o fase líquida del mismo, igualmente para las condiciones de operación mencionadas en la tabla 4

Para las condiciones de operación del pozo ET-1 no se encuentra en las zonas bifásicas (gas-líquido) de la mezcla, y tampoco en la zona monofásica (líquido), pero si se presentan en la zona de solo gas, ya que los datos de interés en cuanto a presión y temperatura de acuerdo con la figura 12 se encuentran en la parte externa de la curva y localizada a su derecha, indicando que la mezcla de los componentes del gas siempre estará en estado gaseoso.

Si evaluamos las condiciones del pozo ET-3, observamos que opera a 1000 Psig y 120 °F. En estas condiciones, no se detecta la presencia de condensación ni de fase líquida. Lo mismo se aplica a las condiciones mencionadas en la tabla 4.

En cuanto a las condiciones de operación del pozo ET-1, podemos afirmar que no se encuentra en las zonas bifásicas (gas-líquido) de la mezcla, ni tampoco en la zona monofásica (líquido, pero se encuentra ubicada en la zona de solo gas, ya que los datos de presión y temperatura, según la figura 12, se encuentran en la parte externa de la curva, localizada a su

derecha. Esto indica de manera consistente que la mezcla de componentes en el gas se mantiene en estado gaseoso en todo momento.

Figura 13.

Envolvente diagrama de fase gas pozo ET-3.

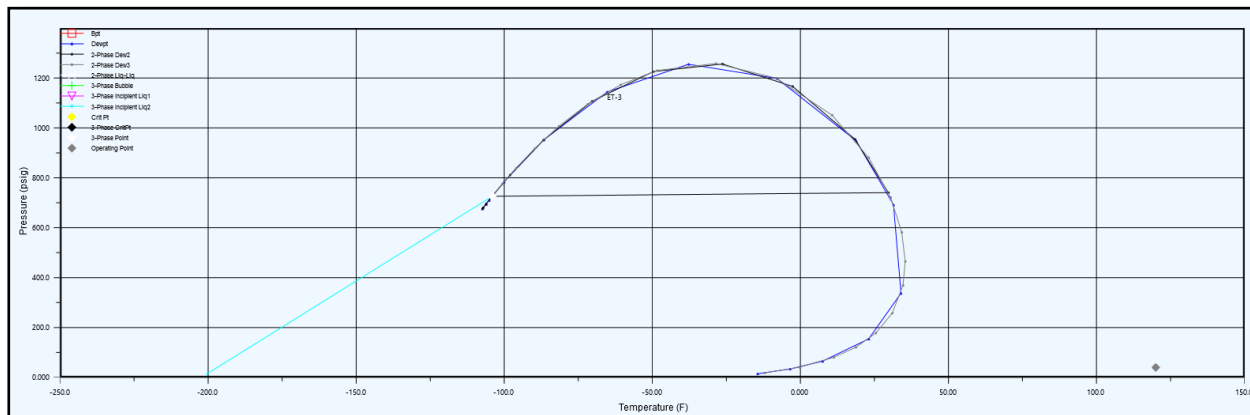
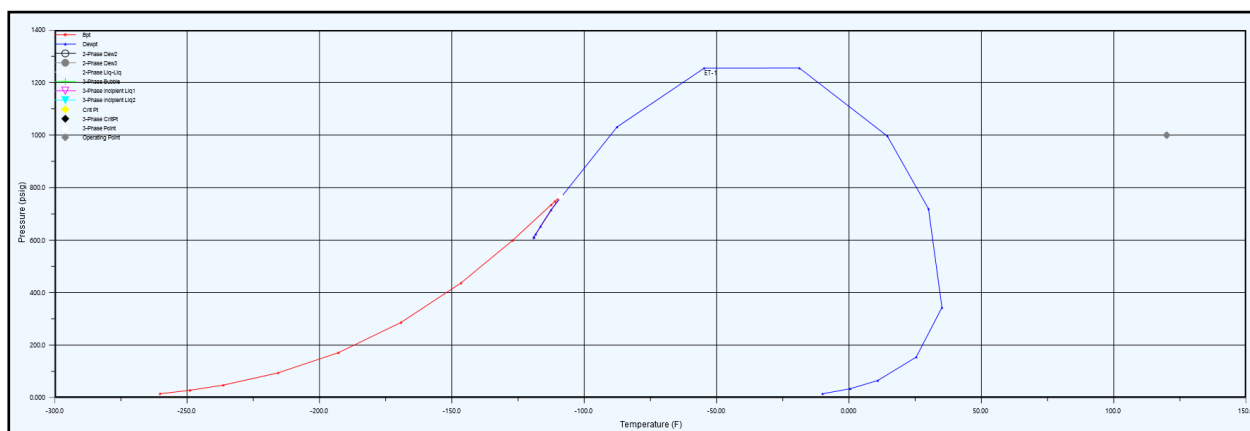


Figura 14.

Envolvente diagrama de fase gas pozo ET-1.



Las composiciones de los gases en las cabezas de pozo y sus envolventes presentadas en las figuras anteriores, ninguna de ellas indica cambios de fase debido a las condiciones de operación

establecidas, por ende, se desconoce la presencia de condensados, lo cual se deben tener en cuenta para los sistemas de control que se quiera implementar en las líneas de transferencia de los gasoductos, siempre y cuando lo valores presentados anteriormente mencionados se mantengan. El único escenario que generaría presencia de condensados seria la caída de la temperatura el cual modificaría las condiciones de operación de cada una de las líneas a analizar.

5. Resultados del modelamiento hidráulico del sistema

Se hace una presentación del porque son necesarias las facilidades de los pozos, de acuerdo con los problemas que se presentan para cada uno de ellos, esto con el fin mejorar sus condiciones de operación.

5.1. Justificación y propósito de las modificaciones requeridas

El diseño actual de las facilidades de producción de los pozos ET-1, ET-2 y ET-3, ha propiciado la aparición de los siguientes problemas: restricción de la producción normal de un pozo, flujo por baches, dificultades en el proceso de separación gas – líquido, saturación del gas y condensación de agua; por consiguiente, el propósito del rediseño de las nuevas facilidades requiere que se generen alternativas de manejo de los nuevos fluidos, producto de las dificultades encontradas en la ejecución del proceso de tratamiento y producción, para garantizar la calidad esperada del gas, de acuerdo a las especificaciones normativas de la comisión reguladora de energía y gas (CREC).

5.2. Diagrama PFD de las alternativas de ingeniería

Basado en los problemas descritos anteriormente, se plantearon dos alternativas de diseño que tienen como fin brindar solución a las dificultades halladas. Estas dos alternativas comparten factores o similitudes que confluyen en que tienen una etapa de separación bifásica y una etapa de compresión; sin embargo, se diferencian en el lugar donde se ubicarían las nuevas facilidades adicionales y los equipos a usar de acuerdo con los diseños propuestos.

5.2.1. Alternativa de diseño uno

En este diseño se propone realizar una separación de fluidos y de corriente de presión, lo más cerca posible a las cabezas de pozo, optimizando el uso de las facilidades preexistentes para

la separación de gas y agua. Se pretende transportar los fluidos por diferentes tuberías hasta las facilidades de producción, para que sean tratadas como corrientes independientes. Posteriormente a su estabilización, se requiere mezclar el gas de los tres pozos para enviarlo a las últimas etapas de tratamiento y posterior venta, procurando reducir la adquisición y construcción de nuevas facilidades.

La alternativa de diseño consiste en instalar un *Manifold*, que permita el redireccionamiento de la corriente de flujo proveniente de cada uno de los tres pozos, acorde a las condiciones de producción de estos, puesto que, las corrientes de los pozos ET-1 y ET-2 se transportan por una línea de baja presión, mientras que la corriente del pozo ET-3 se transporta por una línea de alta presión. En esta propuesta, se requiere la instalación de un separador bifásico horizontal, diseñado teniendo en cuenta las condiciones específicas de proceso por el que pasa la corriente del pozo ET-2, donde se eliminará la fase líquida de la corriente de gas.

Para que la eficiencia del separador sea alta, se debe instalar dentro del área del *clúster*, siendo lo más cercano posible a las cabezas de pozo. Para este diseño, en el área contemplada para construcción, no se requiere suministro eléctrico ni neumático para el funcionamiento de los equipos, lo que lo convierte en una alternativa de menor inversión económica.

Así mismo, teniendo en cuenta las condiciones del pozo y las características de las problemáticas halladas, esta propuesta también incluye la instalación de una tubería adicional de 500 metros de longitud, que permitirá llevar la corriente del pozo ET-3, (el cual fluye a mayor presión) hasta las facilidades de producción.

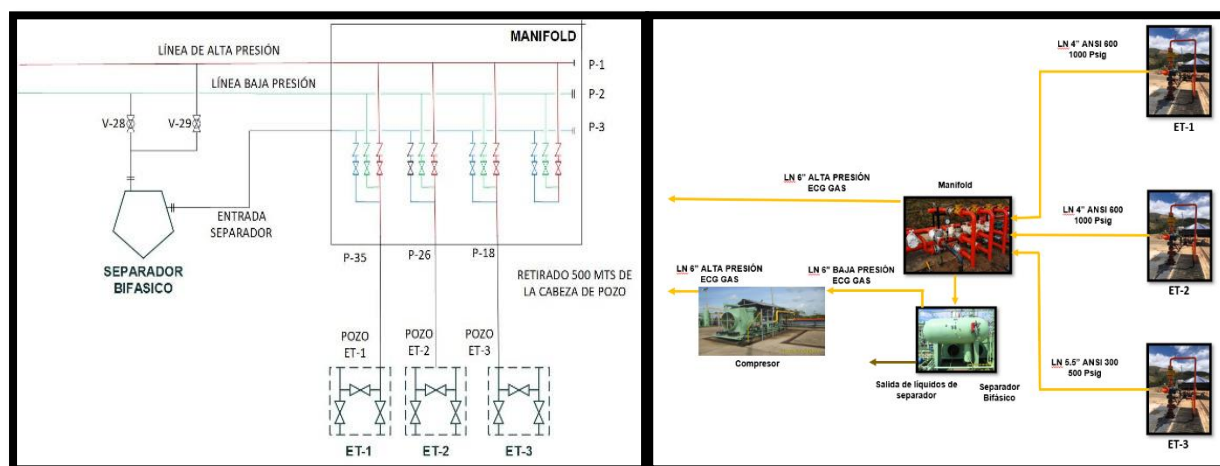
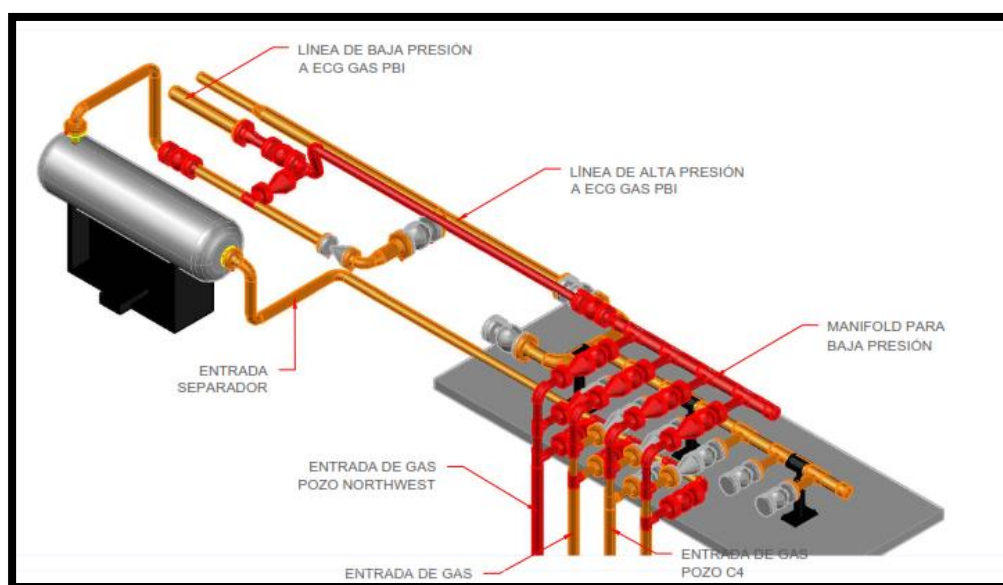
Adicionalmente, en este diseño se instala un compresor en las facilidades de las corrientes de los pozos ET-1 y ET-2, que incremente e iguale las presiones, similar al de la corriente del pozo ET-3, con el fin de poder mezclarlos y continuar su proceso de tratamiento y posterior venta.

Se resalta que en esta alternativa de diseño se pretende tratar de manera independiente las corrientes de los pozos, con base en las características de presión y caudal, y se contemplan las condiciones de suministro para garantizar su funcionamiento y prolongar el *run life* de los pozos.

A continuación, se presenta plano de diagrama de flujo (PFD) referencia de alternativa de diseño 1.

Figura 15.

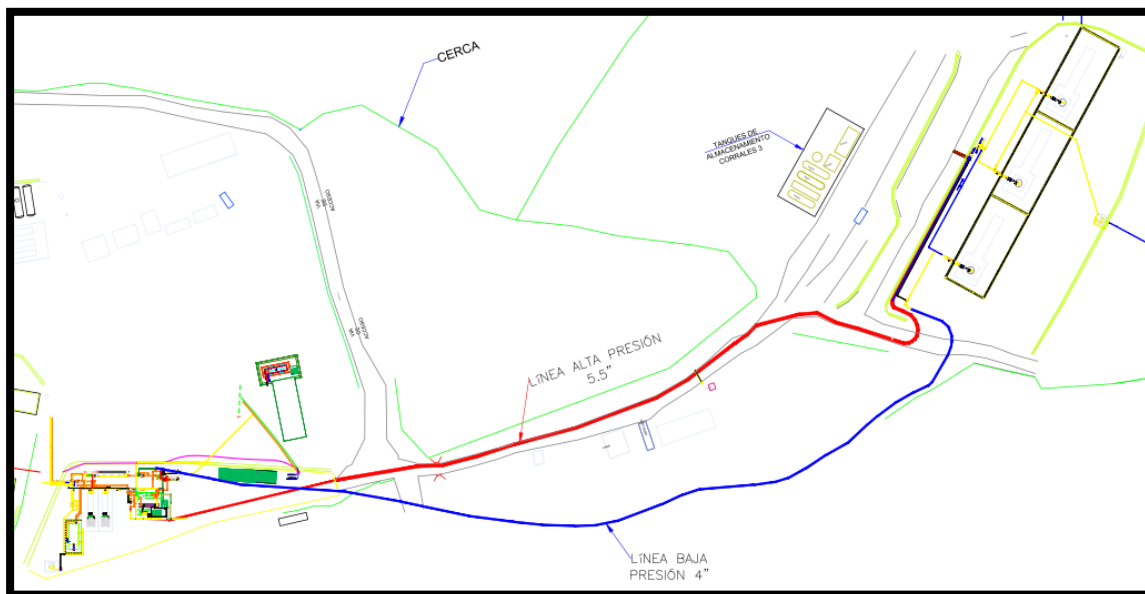
Diseño de facilidades de la alternativa uno.



La Figura 16 muestra el trazado de las líneas a través del campo.

Figura 16.

Proyección de tuberías de alta y baja presión



5.2.2. *Alternativa de diseño dos*

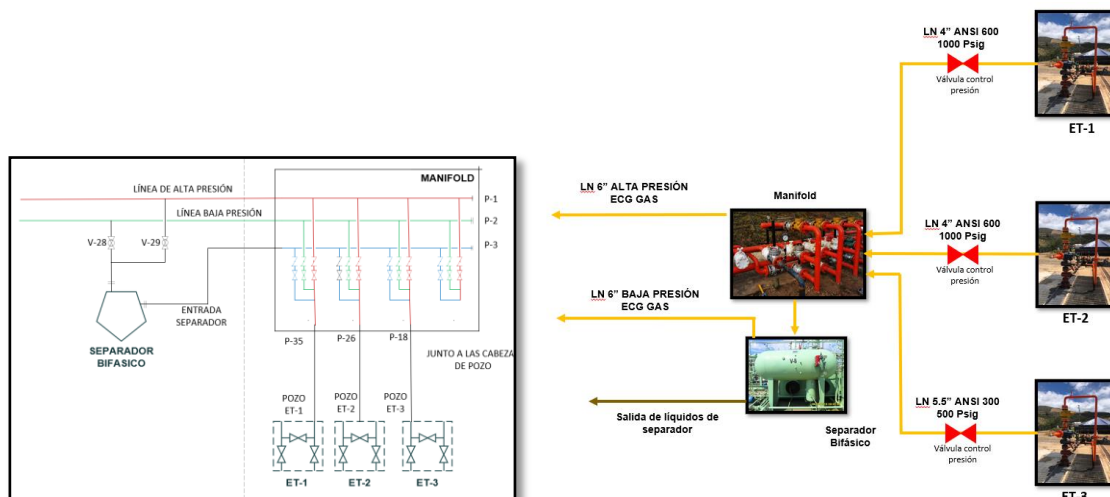
En este diseño al igual que en la alternativa anterior se proyecta equilibrar las presiones de las corrientes ET-1 y ET-2 con la corriente ET-3; sin embargo, a diferencia del primer diseño, esta opción pretende aprovechar el espacio en el clúster para construir las facilidades e instalar en esta área, próxima a los cabezales de pozo, sin desplazar el compresor, el cual iguale la presión de descarga en la tubería que va hacia la planta de tratamiento de gas.

Para la alternativa 2, se debe analizar si la regulación de presión al bajarla es lo suficiente para que el gas llegue a la planta de procesos, teniendo en cuenta los requerimientos para la construcción de facilidades, permisos ambientales, aumento de consumo de energía eléctrica,

frecuencia en los mantenimientos preventivos y correctivos e incremento en la mano de obra para el desarrollo de las actividades operativas.

Figura 17.

Diseño de facilidades de la alternativa uno.



5.3. Matriz de valoración y selección de alternativas

Se plantea una comparación entre las dos alternativas y se realizó un análisis con el fin de determinar cuál de las ideas es la más eficiente frente las ventajas, desventajas y aplicabilidad para solucionar las dificultades de producción presentes en los pozos, fundamentadas en un análisis cualitativo.

Los diseños de las figuras 15 y 17 fueron evaluados por medio del análisis descriptivo según la tabla 5 plantea las estrategias de solución para las alternativas de diseño

Se llevó a cabo una comparación entre las dos alternativas y se efectuó un análisis con el propósito de determinar cuál de las propuestas resulta más eficiente en términos de ventajas,

desventajas y aplicabilidad para abordar los desafíos de producción presentes en los pozos. Esta evaluación se sustentó en un análisis cualitativo.

Los diseños representados en las figuras 15 y 17 fueron sometidos a una evaluación utilizando un análisis descriptivo, como se detalla en la tabla 5, donde se exponen las estrategias de solución correspondientes a las alternativas de diseño.

Tabla 5.

Análisis de alternativas.

Descripción de la actividad y/o proceso	Análisis Alternativo de Diseño 1	Análisis Alternativo de Diseño 2
1. Disminución de condensación de Agua y flujo intermitente	Ventaja: Reducción de condensación mediante línea alternativa en facilidades existentes. La disminución de condensación de agua al construir la línea alterna de las facilidades el pozo de alta presión se direcciona a la planta por la misma. Y los pozos de presión baja fluirán por línea existente; Una vez simulado el pozo se logra identificar que con una nueva línea no se presenta diferenciales de presión que afecten la producción.	Se logra disminución de condensación. Desventaja: Para lograr la disminución de condensación, se debe construir facilidades e instalaciones nuevas en el sitio. Lo cual implica tiempo, costos y procesos alternos.
2. Aumento de Producción de Gas	Aumento en la producción de Gas generará mayores ingresos para la compañía. Debido a que no se va a	El aumento en la producción de Gas generará mayores ingresos para la compañía

	<p>presentar flujo intermite en la producción, en virtud de que el pozo con mayor presión fluirá por línea independiente a la planta Gas y los dos pozos alternos fluirán por otra línea.</p>	<p>Desventaja: con esta alternativa se incrementan los OPEX (Costos Operativos) por las facilidades a construir y la puesta en marcha de nuevos equipos.</p>
3. Consumo de energía	<p>Se mantiene el mismo consumo de energía en la planta de tratamiento de gas. Teniendo en cuenta que se hace uso de los mismos equipos.</p>	<p>Incrementa el consumo de energía debido a la puesta en marcha de las nuevas instalaciones y equipos.</p>
4. Construcción de nuevas instalaciones	<p>Se optimizarán las instalaciones existentes, con los menores costos de inversión.</p> <p>Ventajas:</p> <ul style="list-style-type: none"> - No se requieren la construcción de obras civiles mayores. - No se requieren la adquisición e instalación de nuevos equipos. 	<p>Se deben construir nuevas facilidades e instalaciones:</p> <p>Desventajas:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Obras civiles nuevas. - Construcción de facilidades, montajes e instalación de equipos.
5. Incremento en costos	<p>Inversión mínima debido a optimización de recursos para la fabricación de la línea alternativa, siendo la opción más viable debido a la optimización de recursos existentes.</p>	<p>Requiere una inversión mayor debido a la instalación de montajes, equipos y obras adicionales para las nuevas instalaciones.</p>
6. Aumento de Mano de Obra	<p>No se requiere; el mismo personal operativo vinculado al proyecto, podrá operar las mismas facilidades.</p>	<p>Sí se requiere; se hace necesario mano de obra adicional para la construcción de facilidades, operar y</p>

		mantener las nuevas instalaciones y equipos.
7. Tiempo de ejecución de las obras	No se prevé un incremento significativo en los tiempos estipulados para el montaje.	Se requiere un mayor tiempo de ejecución debido a la necesidad de socializar actividades con las comunidades del AI, Creación y socialización de vacantes de personal y tiempos de terminados por las agencias públicas de empleo de acuerdo a la normativa vigente.

Nota. Esta matriz proporciona una visión clara y estructurada de la evaluación de ambas alternativas, permitiendo una selección basada en los análisis cualitativos realizados.

Como se puede observar en la tabla 6, hay una comparativa de las dos opciones de diseño, planteando la solución a los problemas de formación de condensados y flujo intermitente del Pozo objeto del estudio. Sin embargo, la opción de alternativa diseño 2 presenta mayores desventajas frente al diseño de alternativa 1, siendo el incremento de costos y tiempo lo que genera las desventajas.

Con lo expuesto anteriormente se plantea la matriz de esquemas expuesto en la matriz de Pugh, la cual ayuda a comparar opciones o alternativas mediante un arreglo multidimensional con el fin de tomar decisiones más asertivas. Los criterios de puntuación son los siguientes con respecto a la comparación con el criterio base (1 bueno, 0 son iguales, -1 malo), de rediseño

Tabla6.

Matriz Pugh selección alternativa de diseño.

		Criterios		
		Criterio 1	Alternativa de Diseño 1	Alternativa de Diseño 2
Conceptos	Viabilidad en el proceso	=	0	0
	Aumento en la rentabilidad para la empresa	=	0	0
	Mayor productividad	=	0	0
	Costo de la ejecución	=	1	-1
	Grado de optimización	=	1	-1
	Accesibilidad	=	1	-1
	Tiempo de ejecución de las obras	=	1	-1
	Total	0	4	-4

Al realizar la sumatoria de los puntos se observa cómo la opción de diseño 1 es la que mayor puntuación ha conseguido, por lo que será la más importante y la que produce mayor impacto para la empresa, debido al sistema de recolección de gas para mitigar el flujo intermitente y la formación de condensados, sumado a la optimización de recursos existentes y disponibles en la operación. Con esto se ha creado una priorización de alternativas, la cual sería la siguiente:

Tabla 6.

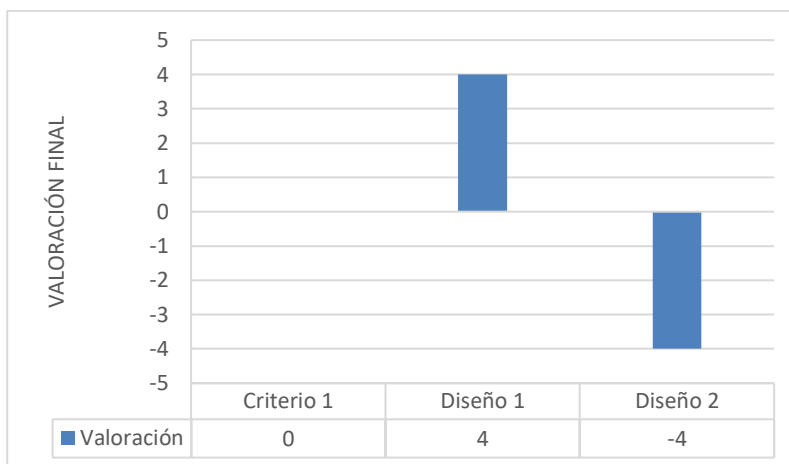
Priorización de alternativas

	Valoración	% Requerimientos
Criterio 1	0	0
Diseño 1	4	100%
Diseño 2	-4	0
		100

Gráficamente la representación en un Pareto sería la siguiente:

Figura 18.

Valoración

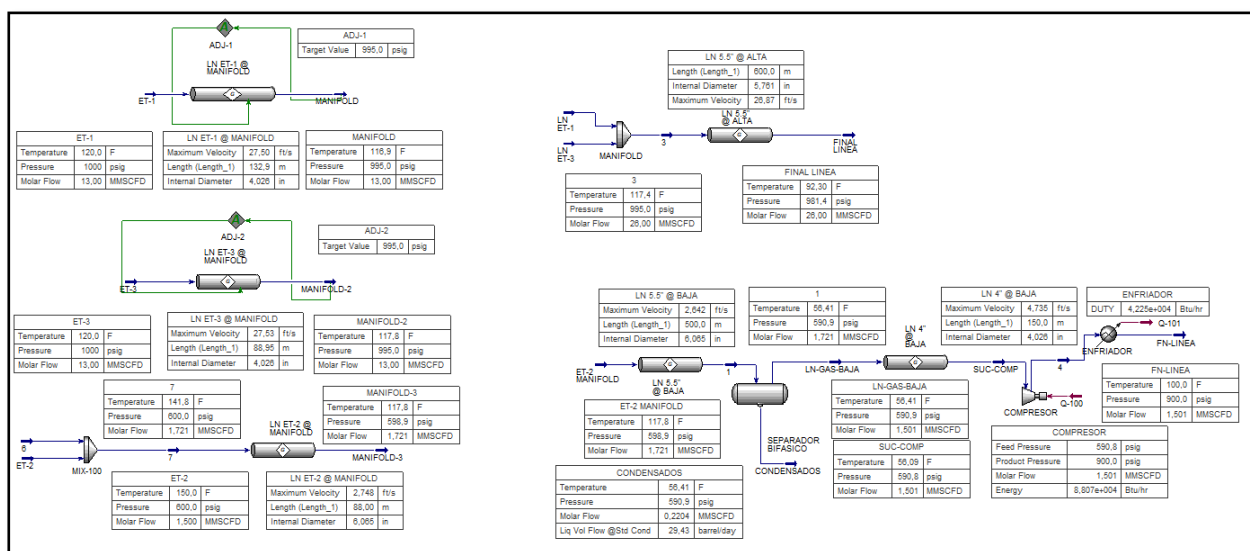


Se observa como el criterio/ alternativa de diseño 1, tiene la mayor valoración y con ella se consigue tener un porcentaje del 100% de impacto elevado sobre la alternativa de diseño 2 con el 0%. Lo que permitirá superar los problemas presentes el pozo objeto de estudio.

5.4. Diagramas de los modelos de simulación hidráulica (hysys)

Figura 19.

Simulación hidráulica caso de estudio seleccionado.



La simulación se realizó buscando el máximo caudal antes de sobrepasar la velocidad crítica, de esta forma se varió la presión de entrada de la línea, es decir, la que llega de los manifold de alta y de baja para cada una de las líneas, como se planteó en el las premisas operaciones, es decir, se contemplan tres escenarios de presión a la entrada de la línea de alta 1000 Psig y 600 Psig, en cuanto a la línea de baja se contemplan las siguientes condiciones de presión de entrada 500 Psig, En cuanto a la línea que conecta al separador de ahí a una línea de 4 in y la succión del compresor debe elevar la presión a 1000 Psig para ser entregado en la planta de tratamiento.

De esta forma se proceden a evaluar los casos de estudio con ayuda del software para los posibles escenarios y medir la presencia de condensados, con el fin de encontrar el caudal máximo que puede transportar cada una de las líneas estudiadas antes de sobrepasar la velocidad limite.

5.4.1. Modelado de las líneas y equipos.

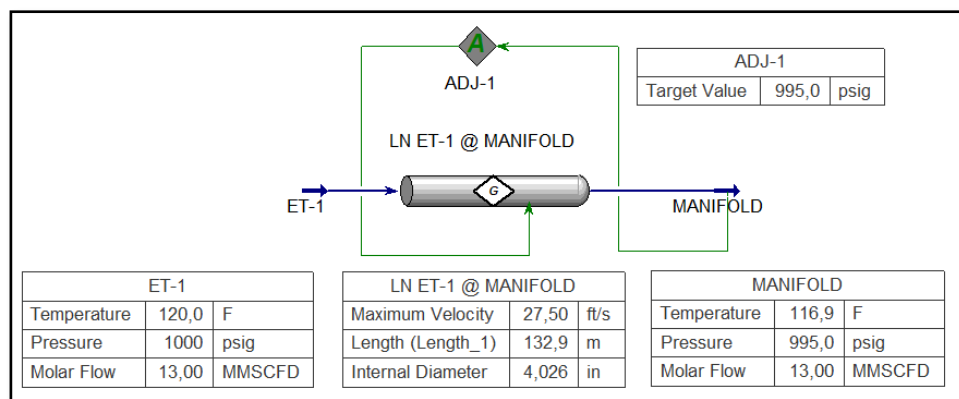
Con el fin de poder determinar las condiciones de flujo, las dos secciones de la línea de distribución fueron modeladas en el simulador ASPEN HYSYS V. 8.4. Para el análisis los gasoductos, se tuvieron en cuenta las premisas de diseño mencionadas anteriormente, de igual forma los diagramas de su distribución.

Las líneas se simulan como líneas sin accesorios que reduzcan la presión considerablemente en un solo punto; se tienen en cuenta las caídas de presión por fricción de la tubería.

Como se muestra en la figura 20, se evalúa el punto óptimo donde será ubicado el manifold con el fin de evitar la condensación del gas, para este caso se puede ver que el diámetro seleccionado de 4 pulgadas es el adecuado, con una distancia mínima de las cabezas de los pozos que va de 88 a 132 metros de distancia, debido a que lo que se busca es que no se caiga la presión por debajo de los 800 Psig y 100 °F.

Figura 20.

Modelado de línea de ET-1 en 4 in a manifold.

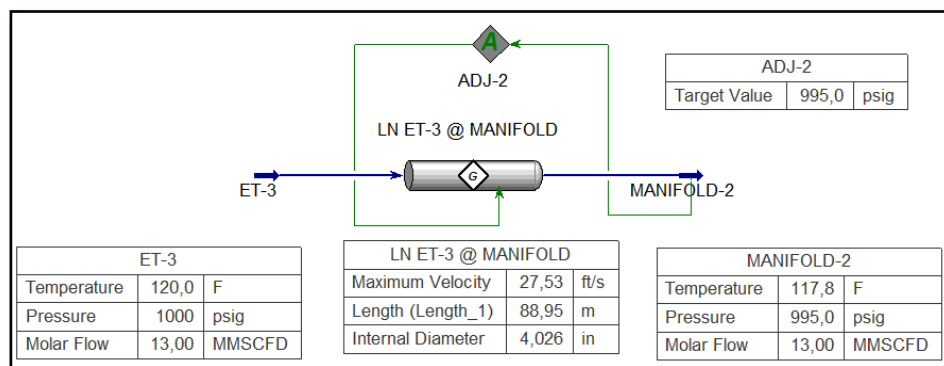


Como se muestra en la figura 21, es de notar que el diámetro seleccionado de 4" es el adecuado, con una distancia mínima de las cabezas de los pozos que va de 88 a 132 metros de

distancia. La velocidad es de 27,53 ft/s y la caída de presión es de 5 Psig con respecto a la presión de entrada ET-3.

Figura 21.

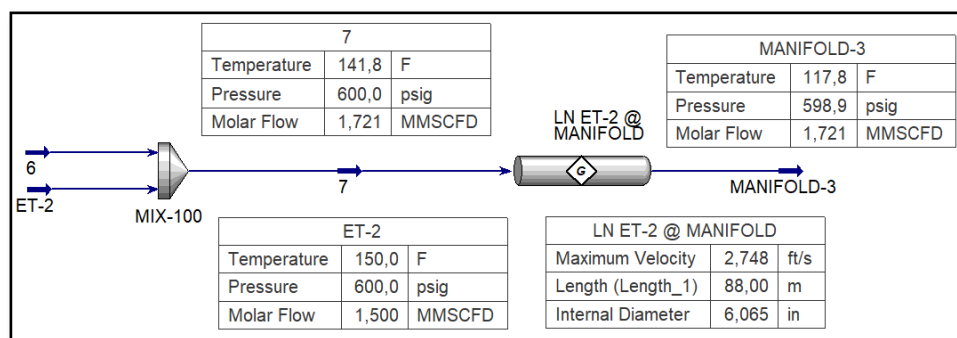
Modelado de línea de ET-3 en 4 in a Manifold.



Como se muestra en la figura 22, se puede ver que el diámetro seleccionado de 6" es el adecuado, con una distancia mínima de las cabezas de los pozos que va de 80 a 132 metros de distancia, para este caso se mantuvo la temperatura como valor constante, con el fin de no generar condensados en la línea de transferencia.

Figura 22.

Modelado de línea de ET-2 en 6 in a Manifold.



La figura 23 muestra la simulación de la línea (LN 5.5" @ALTA) con una longitud de 600 m. La línea de alta es construida en tubería de 5.5" SCH 60, con una máxima velocidad de 26.87 ft/s, en 3 con una presión de 995 Psig a 117,4 °F se encuentra una caída de presión a 981,4 Psig y 92.3 °F.

Figura 23.

Modelado de Manifold al final de la línea de alta presión.

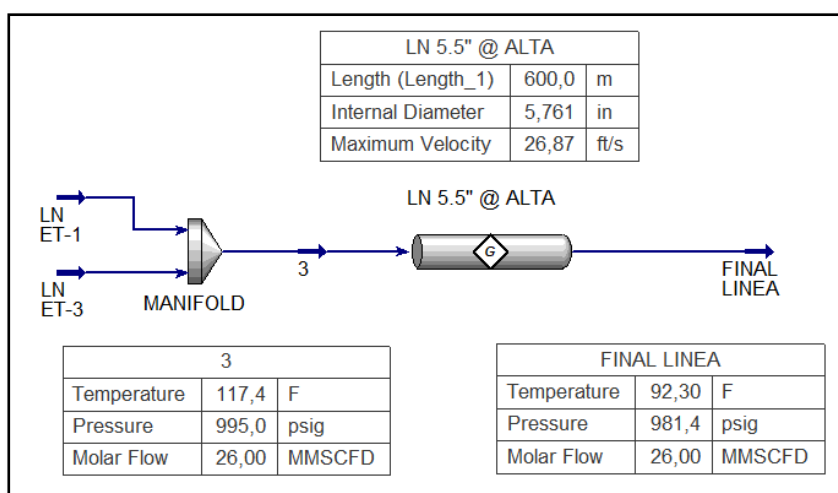
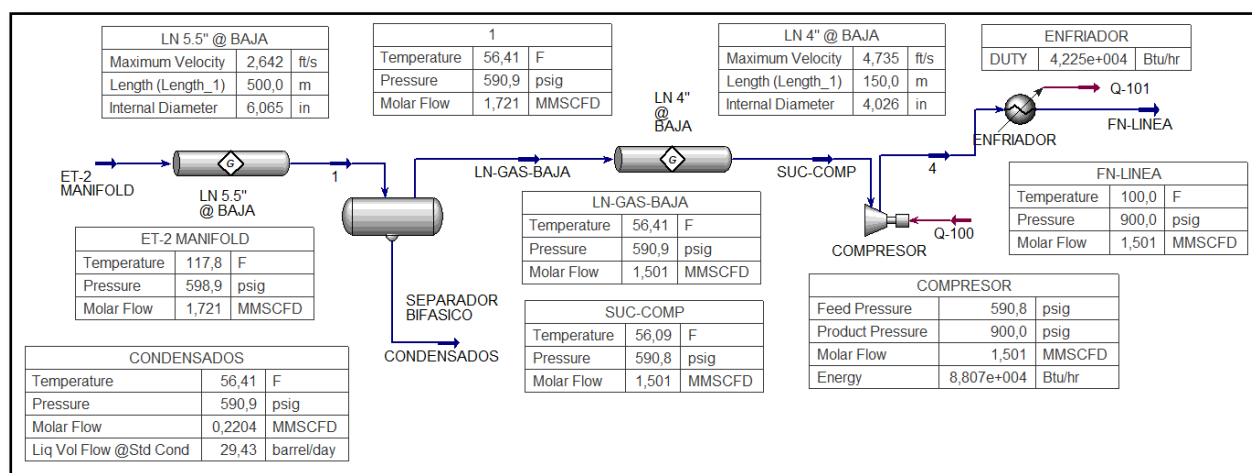


Figura 24.

Modelado de líneas baja de separador bifásico a final de línea.



En la figura 24 podemos notar que la línea (LN 5.5" @ BAJA hay una considerable caída de temperatura entre 117.8 °F y baja hasta 56.41 °F esto debido a la larga longitud que tiene la línea en el primer tramo que es de 500 m.

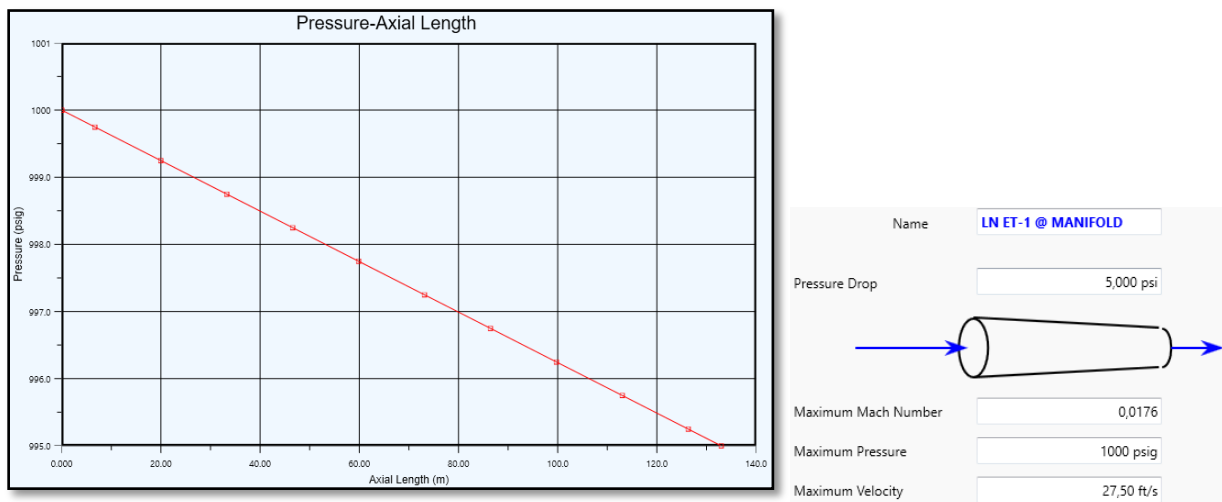
La función del separador es clasificar la mayor cantidad de líquidos generados durante la caída de temperatura, y el gas restante va por la línea de 4" hacia la succión del compresor recorriendo una distancia de 150 m.

5.5. Gráficos perfiles hidráulicos de principales líneas

5.5.1. Perfil hidráulico de Presión vs. Distancia

Figura 25.

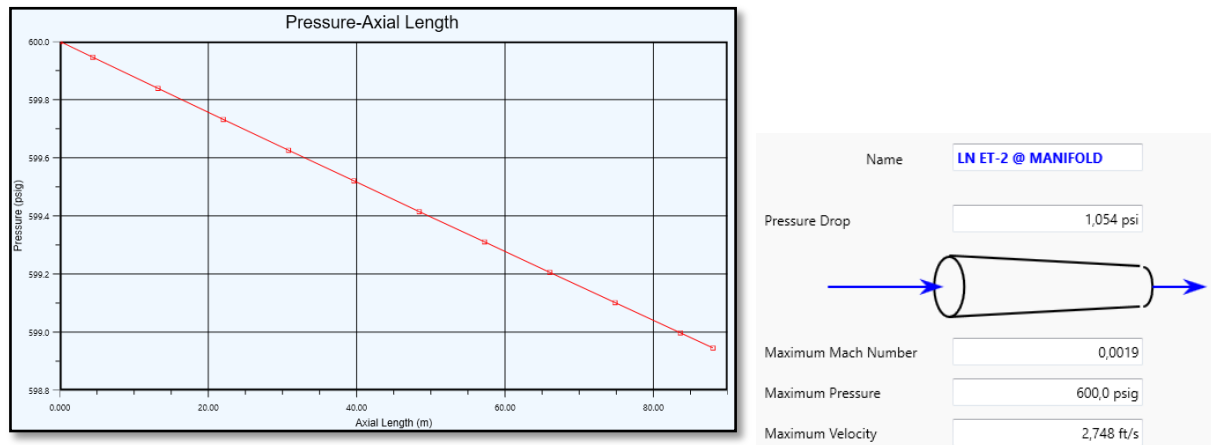
Perfil hidráulico de Presión Vs distancia línea ET-1, ET-3 en 4 in a Manifold.



Teniendo en cuenta la figura 25, al transportar los 15 MMSCFD por esta facilidad, se tiene una caída de presión de 5 Psig y una velocidad de 27.5 ft/s.

Figura 26.

Perfil hidráulico de Presión Vs distancia línea ET-2 en 6 in a Manifold.

**Figura 27.**

Perfil hidráulico de Presión Vs distancia línea Manifold al final de la línea de alta presión.

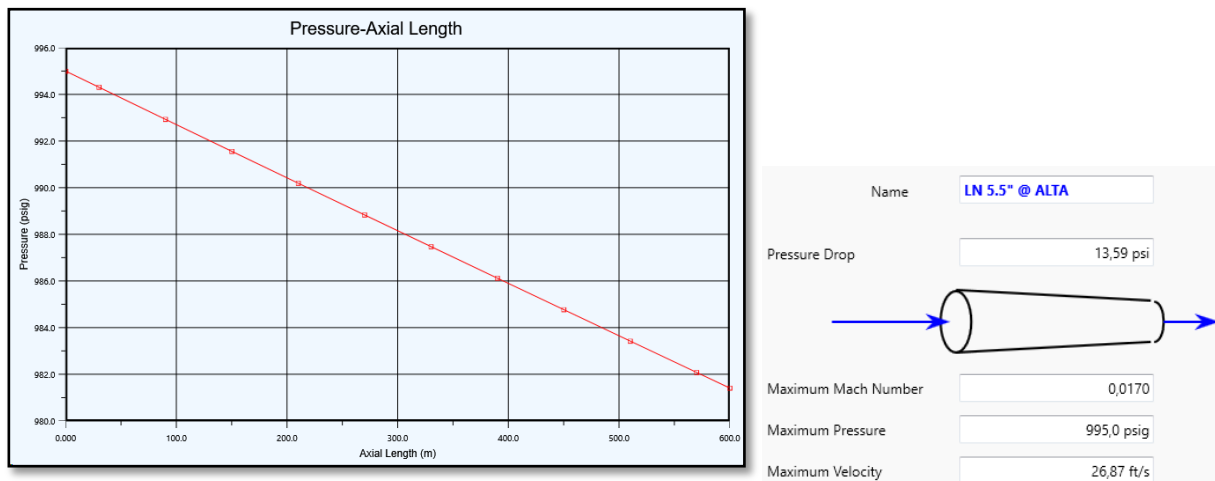
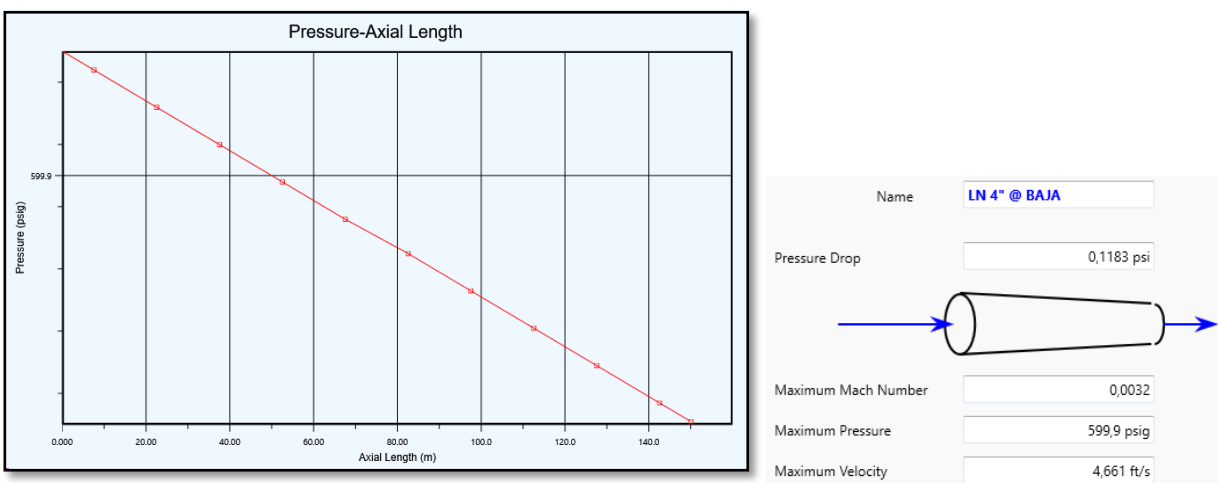


Figura 28.

Perfil hidráulico de Presión Vs distancia líneas baja de separador bifásico a final de línea.



Las figuras 26, 27 y 28 ofrecen una descripción detallada de los aspectos cruciales durante la dinámica de los fluidos. En particular, se resalta la importancia de controlar la velocidad de erosión del gas, que debe estabilizarse por debajo de 60 ft/s. Además, el objetivo primordial es capturar la mayor cantidad posible de componentes pesados, como los hidratos del gas, durante la fase de separación bifásica. Este proceso de compresión, claramente reflejado en las gráficas de las figuras 27 y 28, es esencial para lograr dicho objetivo.

Es fundamental destacar que, al transportar los gases bajo las condiciones de caudales especificadas a lo largo de las líneas de conducción, se pueden observar caídas en la presión y la temperatura. Sin embargo, estas variaciones no son problemáticas, ya que se mantienen dentro de los límites establecidos por la empresa, donde la velocidad del gas no supera los 60 ft/s en las condiciones previamente definidas.

5.5.2. Velocidad vs. Distancia

Para el análisis de las velocidades de los fluidos se realiza el análisis del cómo va descendiendo la velocidad respecto a la longitud que tiene cada una de las líneas, lo cual tampoco es representativo ya que en dichas condiciones no hay presencia de hidratos en todo el trazado de la tubería.

Figura 29.

Perfil hidráulico de Velocidad Vs distancia línea ET-1 en 4 in a Manifold.

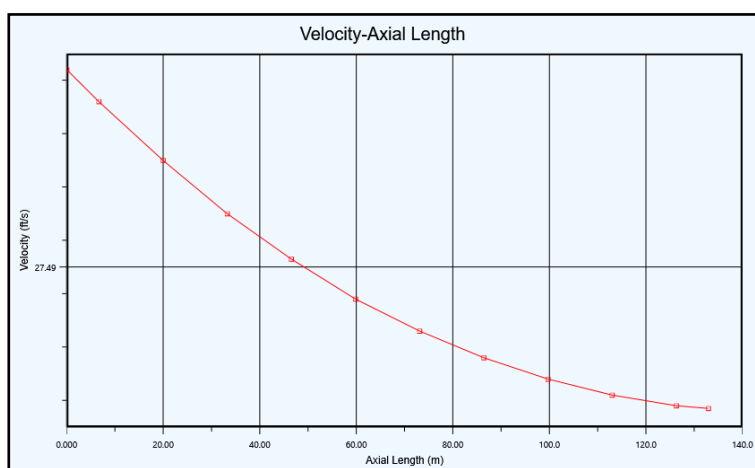
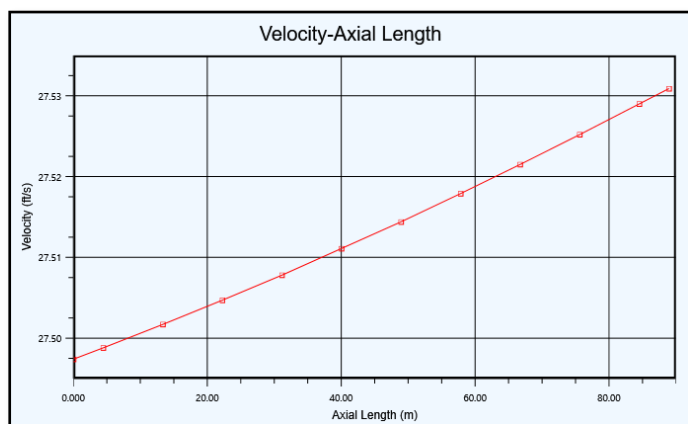


Figura 30.

Perfil hidráulico de Velocidad Vs distancia línea ET-3 en 4 in a Manifold.



La figura 29 y 30 muestran el perfil de velocidad superficial transversal de gas para los pozos ET-1 y ET-3, indicando respectivamente después de 60 m de las secciones de tubería. Se puede observar que el flujo está estabilizado, lo cual está presente en prácticamente toda la línea de flujo para cada una de las cabezas de pozo. No presenta secciones de flujo inestable y por lo tanto su perfil de velocidades no es irregular, ya que las líneas de transferencia no tienen codos, excepto en la salida de la cabeza del pozo y al ser llevada hacia el Manifold.

Figura 31.

Perfil hidráulico de velocidad Vs distancia línea ET-2 en 6 in a Manifold.

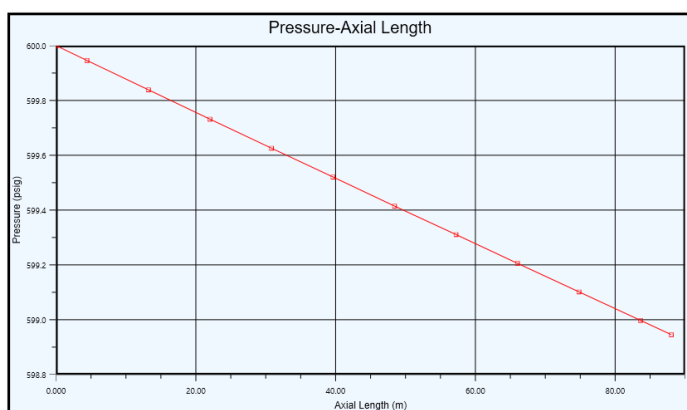
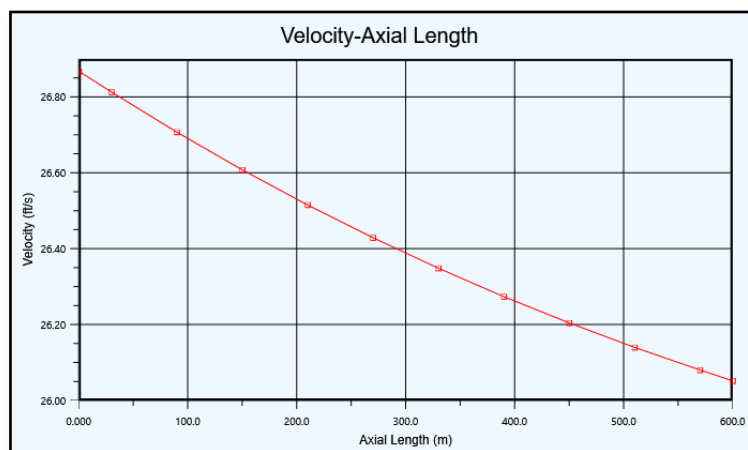


Figura 32.

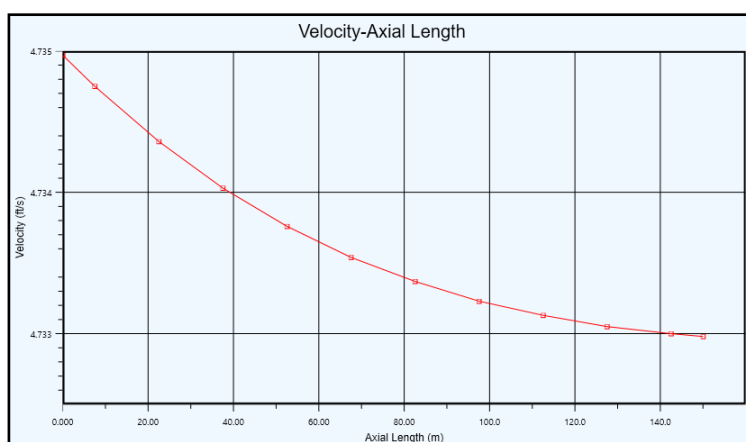
Perfil hidráulico de Velocidad Vs distancia línea Manifold al final de la línea de alta presión.



La figura 31 y 32 muestran el perfil de velocidad superficial transversal de gas para la entrega del gas a planta, respectivamente después entre 600 m y los 140 m de las secciones de tubería. Se puede observar que el flujo está estabilizado. Ya que la temperatura no cambia tampoco en este tramo.

Figura 33.

Perfil hidráulico de Velocidad Vs distancia líneas baja de separador bifásico a final de línea.

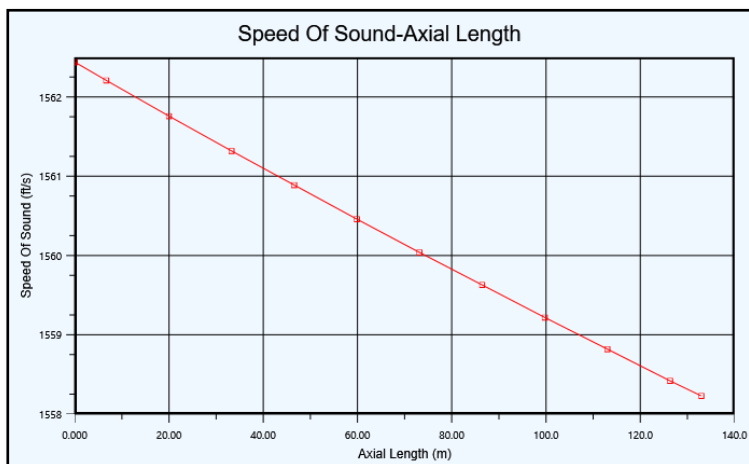


5.5.3. Velocidad crítica vs. Distancia

Lo que se pretende evaluar con las figuras presentadas a continuación es la presencia de hidratos y la variación de la velocidad en el flujo del gas, ya que la velocidad máxima para cada uno de los tramos de las líneas se evidencia al evaluar el comportamiento estable de los fluidos en los tramos de tubería y que las pérdidas por fricción sean mínimas.

Figura 34.

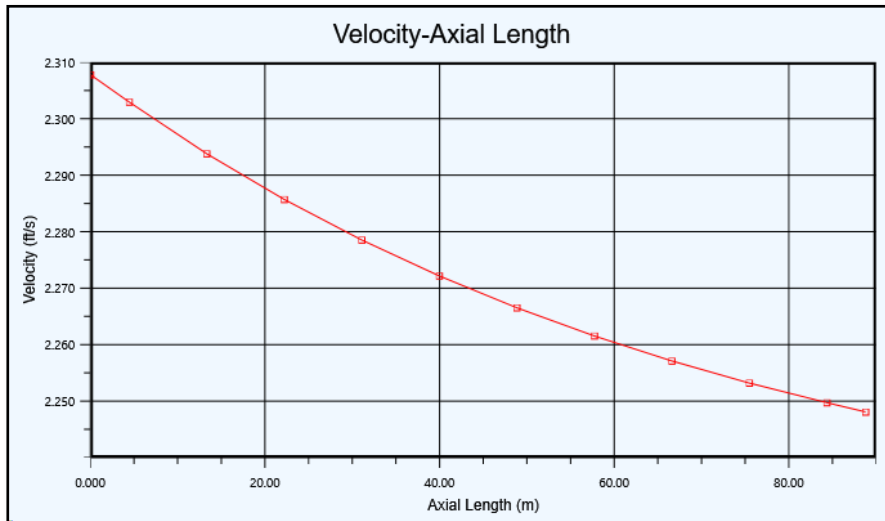
Perfil hidráulico de Velocidad crítica Vs distancia línea ET-1 en 4 in a Manifold.



En la figura 34, se debe interpretar con las gráficas anteriores, ya que estas tendencias indican que no se encuentran hidratos durante el flujo del gas, debido a que cada una de las curvas de las relaciones de velocidad crítica están bastante alejadas de que este fenómeno se presente, como lo evidencian los modelos de la simulación.

Figura 35

Perfil hidráulico de velocidad Crítica Vs distancia línea ET-2 en 6 in a Manifold.

**Figura 36.**

Perfil hidráulico de Velocidad Crítica Vs distancia línea Manifold al final de la línea de alta presión.

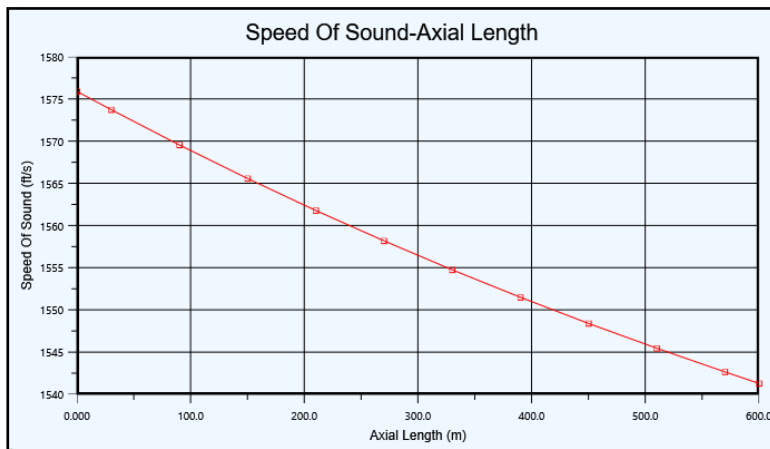
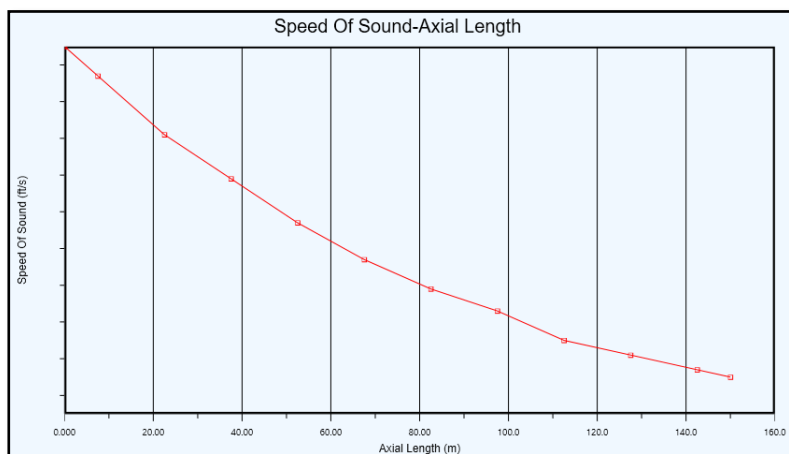


Figura 37.

Perfil hidráulico de Velocidad Crítica Vs distancia líneas baja de separador bifásico a final de línea.



Las Norma API RP 14E, presenta las practicas recomendadas para el diseño de tuberías, en cuanto a la velocidad del gas, en la sección 2 numeral 2.4., esta norma recomienda que no se excedan los 60 ft/s, pues a partir de esta velocidad se van a empezar a presentar ruido y vibraciones en la línea, ya que pueden evidenciarse daños incluso a equipos, la línea misma o inclusive a las personas que trabajan cerca.

5.6. Mapa de patrones de flujo de cada línea o troncal

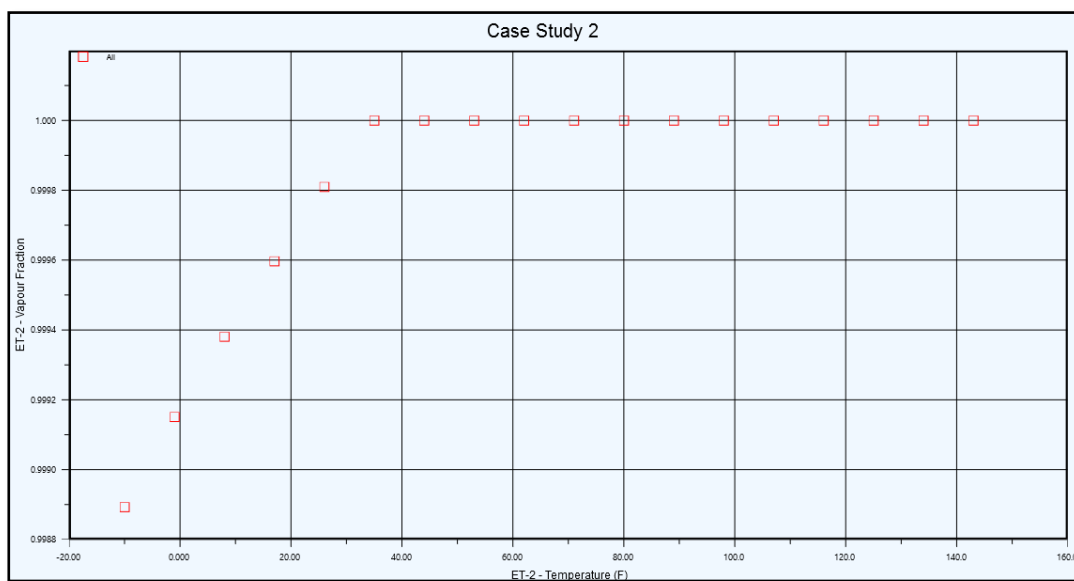
Los patrones de flujo se refieren a la forma en que fluye el gas dentro de una tubería en relación con la velocidad y la presión del gas, estos pueden ser laminar (flujo suave y ordenado), turbulento (fluctuaciones erráticas y desordenadas) o transitorio (un cambio de régimen de flujo entre laminar y turbulento). Estos pueden ser influenciados por el diámetro de la tubería, la viscosidad del gas y otros factores como la rugosidad de la superficie interna de la tubería y el régimen de flujo del gas.

Al representar los patrones de flujo de las tuberías que están conectadas a la cabeza de los pozos y las que están conectadas al separador bifásico, se debe tener en cuenta que en los resultados anteriormente mencionados para los cambios de fase del gas debido a la presencia de agua en la cabeza de pozo ET-2, cambios en condiciones de operación y la temperatura del gas, la presión, los cambio de sección, afectando la velocidad, las direcciones de flujo y los fenómenos de turbulencia presentes en la tubería, llegando a afectar su rendimiento.

En el caso 2 (figura 38) para la línea del pozo ET-2, suponiendo que se presenten condiciones de operación de 598.9 Psig y -10F se pueden observar formaciones de hidratos en la tubería, cabe resaltar que estas condiciones no se van a presentar ya que la cabeza del pozo jamás va a operar en las condiciones descritas anteriormente. Entonces se da por entendido que no ocurren cambios de fase en el gas.

Figura 38.

Caso de estudio para el pozo ET-2 evaluación de hidratos.



De acuerdo con los análisis realizados en el software, no se puede identificar el patrón de flujo presente en las tuberías debido a que las condiciones de operación que se mencionan en la Tabla 4 y en los resultados presentados en las simulaciones, no hay cambios de fase del gas presentes en la tubería. Se entiende que el patrón de flujo establecido para el gas desde un comienzo es distribuido en forma de niebla sin la presencia de condensados, entonces no hay presencia de área mojada en el gas fluyendo en la tubería.

Tabla 7.

Cambios de Fase pozo ET-2.

Stream Name	MANIFOLD-3	Vapour Phase	Aqueous Phase
Vapour / Phase Fraction	0,8742	0,8742	0,1258
Temperature [F]	117,8	117,8	117,8
Pressure [psig]	598,9	598,9	598,9
Molar Flow [MMSCFD]	1,721	1,505	0,2165
Mass Flow [lb/hr]	3317	2889	428,4
Std Ideal Liq Vol Flow [barrel/day]	631,1	601,7	29,39
Molar Enthalpy [Btu/lbmole]	-4,432e+004	-3,310e+004	-1,223e+005
Molar Entropy [Btu/lbmole-F]	34,08	36,94	14,18
Heat Flow [Btu/hr]	-8,376e+006	-5,469e+006	-2,907e+006
Liq Vol Flow @Std Cond [barrel/day]	3,050e+005	2,668e+005	28,90
Fluid Package	Basis-1		
Utility Type			

5.7. Análisis de resultados y recomendaciones técnicas

La tabla 9 muestra los resultados de la simulación para la línea que conecta la etapa de regulación con el compresor. Para esta línea se simuló tuberías en diferentes diámetros y se calcularon los caudales máximos para cada una de las presiones de operación estimadas; por ejemplo, el máximo caudal que puede llevar una tubería de 10" a 40 PSI es 9.98 MMSCFD; en esta tabla no se muestran las caídas de presión pues éstas son menores a 1 PSI.

Tabla 8.

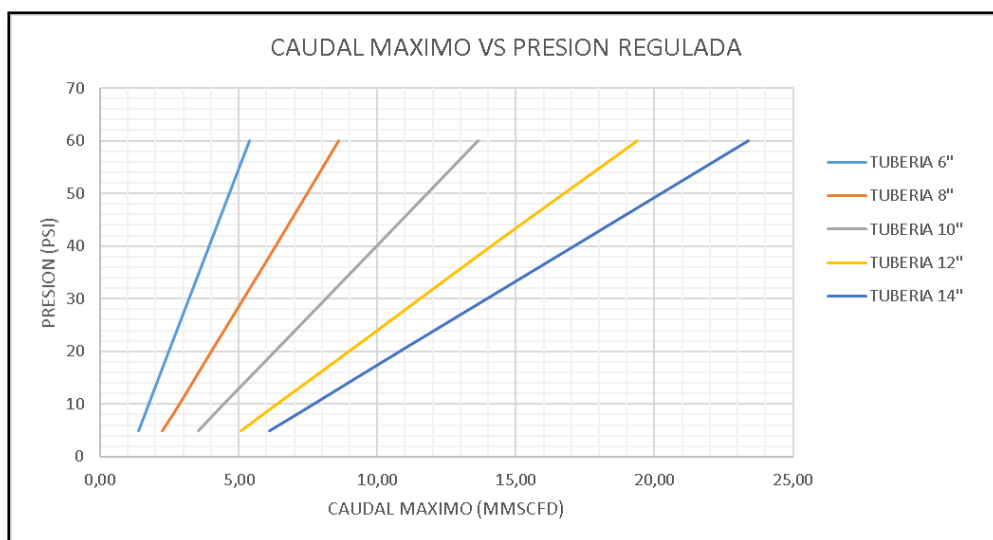
Resultados de simulación para línea de conexión separador compresor. Analizando tuberías de diferentes diámetros Longitud 24 M.

PRESION INICIAL (PSI)	MAXIMO CAUDAL (MMSCFD)				
	TUBERIA 6"	TUBERIA 8"	TUBERIA 10"	TUBERIA 12"	TUBERIA 14"
60	5,38	8,60	13,65	19,39	23,40
40	3,93	6,32	9,98	14,10	17,10
20	2,48	4,00	6,30	8,95	10,80
10	1,76	2,85	4,45	6,35	7,69
5	1,40	2,24	3,55	5,07	6,12

La figura 39 muestra las capacidades máximas para la sección de tubería posterior a la regulación, siendo fabricada con tuberías de diferentes diámetros, esta grafica da una muestra clara de que diámetro de tubería se debe usar en esta sección dependiendo del caudal y la presión regulada.

Figura 39.

Modelado de línea de Scrubber a compresor.



La tabla 10 muestra los resultados de la simulación para la opción de 2 tuberías en paralelo en el tramo de la regulación al Scrubber de succión; es decir adicionando una de 8" paralela a la existente de 6".

Tabla 9.

Resultados de simulación para líneas de 6" y 8" Sch 40 en paralela para la conexión de regulación a Scrubber, Longitud 24 M cada una.

PRESION INICIAL (PSI)	MAXIMO CAUDAL (MMSCFD)
60	13,6
40	9,97
20	6,31
10	4,485
5	4,95

De la simulación del compresor se puede obtener que:

Se requiere un compresor que tenga una potencia de 400 HP, según la simulación se requieren exactamente 373 HP y se deja un margen de trabajo de 7%.

El compresor debe tener un enfriador de 961.800 BTU/h o 30 hp de refrigeración.

El compresor debe tener al menos 3 etapas de compresión para que se mantenga una buena relación y se evite el sobrecalentamiento debido a la compresión.

6. Conclusiones

Se analizo detalladamente el proceso de producción de gas, en el campo de Boyacá permitiendo identificar y analizar las variables de operación que estaban relacionadas con los problemas de flujo intermitente y condensación del gas en las instalaciones, entre las variables de operación que fueron analizadas se encuentran la presión de producción, la temperatura, el caudal de producción y la composición del gas. Estas variables tuvieron un impacto significativo en el comportamiento del gas durante su extracción y procesamiento.

Se seleccionó la alternativa uno como la mejor propuesta, que se caracterizó por abordar de manera integral los problemas de flujo intermitente y condensación. Esta estrategia propuso implementar un sistema de control automatizado que permita mantener un flujo constante de producto y evitar la formación de condensación en el proceso. Esta propuesta fue considerada la más adecuada. Se demostró que la alternativa uno mejora la eficiencia y operatividad del proceso. Se espera que la implementación de un sistema de control automatizado permita eliminar los tiempos muertos y los problemas de condensación, lo que resultará en un aumento significativo en la productividad y la calidad del producto final. Además, la alternativa uno se destacó por ser una solución durable y de bajo costo. Se ha demostrado que la implementación de este sistema de control automatizado requiere una inversión inicial mínima y tiene un bajo costo de mantenimiento, significando que la propuesta no solo ofreció mejoras a corto plazo, sino que también brinda beneficios a largo plazo en términos de rentabilidad para la empresa.

El modelo de simulación creado con Aspen Hysys fue diseñado para analizar y resolver problemas de condensación y flujo intermitente en el campo de producción de gas. Las capacidades de Aspen Hysys permitieron simular con precisión el comportamiento del proceso en diferentes condiciones operativas, lo que proporcionó datos valiosos para calcular y dimensionar las nuevas propuestas. En primer lugar, el modelo simuló el comportamiento del sistema existente en el campo de producción de gas, teniendo en cuenta parámetros como la presión, temperatura, caudal y composición del gas. Esto permitió identificar los puntos problemáticos donde se producía la condensación y el flujo intermitente. Luego, se llevaron a cabo diferentes escenarios de simulación para evaluar diferentes alternativas de solución. Se propusieron cambios en los equipos de separación y en las condiciones de operación, como la temperatura y la presión, para determinar la mejor opción y superar los problemas identificados. La simulación proporcionó información sobre cómo cada alternativa afectaba el comportamiento del proceso, como la cantidad de condensado producido, la eficiencia de separación, la estabilidad del flujo y la calidad del gas producido. Con base en los resultados de la simulación, se seleccionó la mejor alternativa, que fue dimensionada y calculada para su implementación en el campo de producción de gas. Esto permitió mejorar significativamente el desempeño del sistema, evitando problemas de condensación y flujo intermitente e incrementando la producción en un 10%.

La investigación demostró que la simulación con Aspen Hysys es una herramienta valiosa para evaluar diferentes escenarios y optimizar el proceso de producción de gas. Además, al diseñar un esquema de manejo de fluidos mejorado, se logró evitar los problemas de flujo intermitente y condensación que afectaban la eficiencia del proceso. Estas conclusiones son importantes no solo para el campo de producción de gas en Boyacá, sino también para la industria en general. La optimización de los procesos de producción de gas puede tener un impacto significativo en la

rentabilidad y eficiencia de las operaciones. Además, al eliminar los problemas de flujo intermitente y condensación, se pueden mejorar aún más los resultados. Por lo tanto, esta investigación no solo contribuye al campo específico de producción de gas en Boyacá, sino que también proporciona información valiosa que puede ser utilizada por otras empresas y profesionales en la industria de producción de gas en general. Estas conclusiones pueden ayudar a mejorar los procesos operativos, reducir los costos de producción y aumentar la eficiencia en toda la industria.

7. Recomendaciones

La implementación de una línea de flujo adicional, la instalación de un Manifold de producción, y el separador bifásico son propuestas para mejorar la eficiencia de un proceso. La línea de flujo adicional permitirá dirigir los fluidos de manera más eficiente, evitando posibles cuellos de botella y optimizando el movimiento de los mismos. Esto se logrará al separar las corrientes de fluidos, permitiendo que cada línea fluya sin interrupciones y evitando pérdidas de producción. El Manifold de producción será clave para la correcta distribución de los fluidos en cada una de las líneas. El Manifold actuará como un centro de control, garantizando que cada línea reciba la cantidad adecuada de fluido y evitando posibles desequilibrios en el proceso.

El separador debe tener la instrumentación y automatización necesaria que permitirán monitorear y ajustar continuamente el proceso de separación para garantizar una separación óptima de los fluidos de producción.

Establecer un sistema de seguimiento continuo para cada pozo es esencial para garantizar un funcionamiento óptimo y prevenir problemas que puedan afectar negativamente la producción

y el desarrollo normal de los pozos. Esto implica verificar periódicamente las condiciones de superficie de cada uno de los pozos, llevar registros detallados de los volúmenes de producción y de las condiciones operativas de las facilidades de producción. Es importante detectar y prevenir la acumulación de líquidos que podrían afectar la producción y la integridad del pozo.

8. Bibliografía

- Arnold, K. S. (2008). Design of Oil Handling Systems and Facilities. En K. S. Arnold, Surface Productions Operations (Volumen 1, 3era Edition, Capítulo 3, p. 99). Houston, Texas: Gulf Publishing.
- Association, G. P. (2004). GPSA Engineering Data Book Volumes I & II. En G. P. Association, Gas Processors Suppliers Association (pág. 821). Tulsa, Oklahoma: Twelfth Edition — FPS.
- Calvete Gonzalez, F., & Montes Paez, E. (2017). Sistemas de levantamiento artificial. Cap. 1. Bucaramanga. p. 4.
- Lake, L. W. (2007). Petroleum Engineering Handbook. En L. W. Lake, Production Operations Engineering (Vol. I, Cap. 8, p. 371). Estados Unidos de América: Joe Dunn Clegg. ISBN 978-1-55563-135-2.
- Lieberman, N. (ROBLES-AGUDO). Troubleshooting natural gas processing: Wellhead to transmission. Estados Unidos.
- Landaeta V., J. R. (sin año). Establecimiento de un sistema indicador de gestión para el control del mantenimiento centrado en confiabilidad de los equipos de rehabilitación de pozos (work-over) de una empresa de perforación y rehabilitación de pozos petroleros. Recuperado de [enlace]
- Martínez Cordero, N. L. (2019). Diseño de una planta para el procesamiento de gas natural proveniente de los yacimientos offshore del Caribe Colombiano.
- Pérez Agudelo, H., & Potosí Hernandez, O. (2014). Estudio técnico para optimizar la producción de condensados de las plantas de gas en el CPF Cusiana. Trabajo de grado para optar el título de especialista en ingeniería del gas. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. p.19.
- PDCA Home. (sin año). Matriz de Pugh ayuda a la toma de decisiones. Recuperado de [enlace]
- Sosa, E. C. (sin año). Diseño de un sistema para recolección y reincorporación de líquidos producidos durante las corridas de herramientas desde la estación NMEF-5 hacia la estación NMEF-3. Ingeniería Química. Recuperado de [enlace]
- Uguña Romero, G. J. Cabezas; Director. Incremento de la producción de petróleo por medio de la reparación de pozos por levantamiento intermitente de gas lift en el campo Gustavo Galindo. Recuperado de [enlace]