

**EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA-ECONÓMICA DE LA
AMPLIACIÓN DE LA CAPACIDAD DE MANEJO DE FLUIDOS EN UNA
ESTACIÓN EN UN CAMPO COLOMBIANO**

LAURA MARLÉN MUÑOZ MARTINEZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÍLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2011

**EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA-ECONÓMICA DE LA
AMPLIACIÓN DE LA CAPACIDAD DE MANEJO DE FLUIDOS EN UNA
ESTACIÓN EN UN CAMPO COLOMBIANO**

LAURA MARLÉN MUÑOZ MARTINEZ

**Monografía presentada para optar al título de
Especialista en Producción de Hidrocarburos**

Director: NICOLÁS SANTOS SANTOS, M.Sc

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCION DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2011

Agradecimientos

A DIOS por esta bendición de haber podido estudiar
A mi familia por su amor y permanente apoyo y colaboración
A Luisa Fernanda Rodriguez por su confianza y motivación
A Petrobras Colombia,
A quienes en la UIS coordinaron y apoyaron el desarrollo de este programa
tanto académica como logísticamente; Olga, Mónica, María Isabel, Doña Vicky,
Juan Pablo, Leydy....tantos..y tanta gratitud por la dedicación y cariño a este
proyecto
A todos mis profesores
A Nicolás por aceptar dirigir este proyecto y porque su discurso siempre motiva
a amar esta profesión
A Karina Susana Castañeda por su tiempo y excelente disposición para
enseñarme y compartir sus conocimientos
A mis compañeros de clase por los mejores momentos
A todos mil gracias

TABLA DE CONTENIDO
INDICE GENERAL

1.	REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.....	13
1.1.	GENERALIDADES DE LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN	13
1.1.1.	Tratamiento del Petróleo.....	14
1.1.2.	Tratamiento del Agua.....	17
1.1.3.	Tratamiento del Gas.	19
1.1.4.	Medio Ambiente.....	19
1.2.	PRINCIPALES ASPECTOS NORMATIVOS PARA COLOMBIA RESPECTO A LA CALIDAD DE LOS PRODUCTOS	20
2.	DIAGNÓSTICO DEL ESTADO ACTUAL DEL CAMPO	23
2.1.	MARCO HISTÓRICO DEL DESARROLLO DEL CAMPO	23
2.2.	HISTÓRICO GENERAL DE INCIDENTES OPERACIONALES.....	24
2.2.1.	Sistema de crudo.	24
2.2.2.	Sistema de Agua.	24
2.2.3.	Sistema de Gas..	25
2.2.4.	Sistema Eléctrico..	25
2.2.5.	Sistemas de Control y Monitoreo.	25
2.3.	ESTADO ACTUAL DEL CAMPO	26
2.3.1.	Diseño del Proceso.....	26
2.3.2.	Modelo en Hysis	30
3.	ALTERNANTIVAS PARA EL MEJORAMIENTO DE MANEJO DE FLUIDOS EN EL CAMPO	42
3.1.	LLEVAR LOS FLUIDOS A OTRA ESTACIÓN RECOLECTORA.....	42
3.1.1.	Estimación de costos de la Alternativa 1.	43
3.2.	AMPLIACIÓN DE LAS FACILIDADES EXISTENTES.....	43
3.2.1.	Modelo en Hysis de la alternativa 2..	44
3.2.2.	Estimación de costos de la alternativa 2.....	49
3.3.	CIERRE DE POZOS CON BAJOS NIVELES DE PRODUCCIÓN DE CRUDO.....	50
3.3.1.	Modelo en Hysis de la alternativa 3.	50
3.3.2.	Estimación de costos de la alternativa 3.....	56
4.	EVALUACIÓN ECONOMICA	57
4.1.	PREMISAS DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA	57
4.2.	CASO BASE	59
4.3.	EVALUACIÓN ECONÓMICA ALTERNATIVA 1.....	59
4.4.	EVALUACIÓN ECONÓMICA ALTERNATIVA 2.....	60
4.5.	EVALUACIÓN ECONÓMICA ALTERNATIVA 3.....	60
5.	SELECCIÓN DE LA ALTERNATIVA RECOMENDADA.....	62
5.1.	EVALUACIÓN TÉCNICA	62
5.2.	EVALUACIÓN ECONÓMICA	62
5.3.	ALTERNATIVA RECOMENDADA	63
6.	DISEÑO GENERAL DE LA ALTERNATIVA RECOMENDADA - DISEÑO DE LA AMPLIACIÓN DE LAS FACILIDAES	64
6.1.	DESCRIPCIÓN DEL PROCESO	64
6.2.	DIAGRAMA DE BLOQUES.....	65
6.3.	DISEÑO DEL SEPARADOR.....	66
7.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES GENERALES	69
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	70

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Caracterización del Crudo	27
Tabla 2 Características del agua de producción	27
Tabla 3 Característica agua de inyección	27
Tabla 4 Caracterización del Gas	28
Tabla 5 Pronósticos de producción de fluidos	29
Tabla 6 Capacidad actual de manejo de fluidos Campo Uno.....	29
Tabla 7 Cálculo de los sólidos removidos en los desnatadores	39
Tabla 8 Cálculo de los sólidos totales disueltos removidos en los filtros cáscara de nuez	39
Tabla 9 Propiedades del agua a la entrada de los desnatadores.....	40
Tabla 10 Propiedades del Agua para Inyección	41
Tabla 11 Pronóstico de Producción de fluidos Base , Incremental y Total.....	42
Tabla 12 Estimación de Costos Alternativa 1	43
Tabla 13 Ampliación estimada de facilidades Alternativa 2.....	44
Tabla 14 Especificaciones del agua de inyección	47
Tabla 15 Cálculo de los sólidos removidos en los desnatadores	48
Tabla 16 Cálculo de los sólidos totales disueltos removidos en los filtros cáscara de nuez.....	48
Tabla 17 Estimación de Costos Alternativa 2	50
Tabla 18 Pronóstico de Producción de Fluidos Alternativa 3	50
Tabla 19 Especificaciones del agua de inyección	53
Tabla 20 Cálculo de los sólidos removidos en los desnatadores	54
Tabla 21 Cálculo de los sólidos totales disueltos removidos en los filtros cáscara de nuez.....	54
Tabla 22 Necesidad de Ampliación de Facilidades Alternativa 3	56
Tabla 23 Estimación Costos Alternativa 3.....	56
Tabla 24 Tarifas de Transporte	58
Tabla 25 Escenario de Precios.....	58
Tabla 26 Resultados Evaluación Económica Caso Base (incluyendo Oportunidad Incremental).....	59
Tabla 27 Resultados Evaluación Económica Alternativa 1	60
Tabla 28 Resultados Evaluación Económica Alternativa 2	60
Tabla 29 Resultados Evaluación Económica de la Alternativa 3.....	61
Tabla 30 Resumen de Resultados de la Evaluación Económica	63
Tabla 31 Diámetro de capacidad de separador vertical trifásico vs. Longitud para la restricción de tiempo de retención de 10 minutos.	67
Tabla 32 Diámetro de capacidad de separador vertical trifásico vs. Longitud para la restricción de tiempo de retención de 7.5 minutos.	67

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Diagrama de bloques de la configuración actual del campo	30
Figura 2 Entrada al Sistema de las 3 principales Corrientes	31
Figura 3 Sistema de Separación, Separadores Generales	32
Figura 4 Sistema de Separación, separador vertical bifásico.....	32
Figura 5 Colector hacia Gunbarrel	33
Figura 6 Gunbarrel hacia transferencia	33
Figura 7 Reporte de la salida de Crudo.....	34
Figura 8 Especificación de la salida de Crudo.....	34
Figura 9 Curva de Hidratos del Crudo Caso Actual.....	35
Figura 10 Proceso y Salida para el Gas, Caso Actual.....	36
Figura 11 Curva de Hidratos para el Gas, Caso Actual.....	37
Figura 12 Agua de Producción en Desnatadores, Caso Actual.....	38
Figura 13 Filtros Cáscara de Nuez, Caso Actual.....	38
Figura 14 Agua para Inyección, Caso Actual	39
Figura 15 Modelo incluyendo separador trifásico, Alternativa 2	44
Figura 16 Modelo incluyendo bomba de transferencia y tanque de almacenamiento	45
Figura 17 Modelo incluyendo Filtro de Cáscara de Nuez.....	45
Figura 18 Salidas para el crudo, Alternativa 2.....	46
Figura 19 Gráfica de Hidratos para el crudo, Alternativa 2.....	46
Figura 20 Salida agua para inyección, Alternativa 2	47
Figura 21 Salida del Gas, Alternativa 2	49
Figura 22 Curva de Hidratos para el Gas, Alternativa 2	49
Figura 23 Salida del crudo con instalaciones actuales y fluido incremental	51
Figura 24 Salidas para el crudo, Alternativa 3.....	52
Figura 25 Gráfica de Hidratos para el crudo, Alternativa 3.....	52
Figura 26 Salida agua para inyección, Alternativa 3	53
Figura 27 Salida del Gas, Alternativa 3	55
Figura 28 Curva de Hidratos para el Gas, Alternativa 3	55
Figura 29 Diagrama de bloques del campo con la ampliación de facilidades .	66

RESUMEN

TITULO:

Evaluación de la factibilidad técnica-económica de la ampliación de la capacidad de manejo de fluidos en una estación en un campo colombiano

AUTOR:

Laura Marlén Muñoz Martínez**

PALABRAS CLAVES:

Facilidades de Producción, Manejo de Fluidos, Evaluación técnico-económica

Este estudio está orientado a evaluar técnica y económicamente la necesidad de ampliación de capacidad de manejo de fluidos de un campo colombiano, recurriendo al diagnóstico de la situación actual de las facilidades y a la revisión de alternativas propuestas con el objetivo de viabilizar el manejo de oportunidades de producción incremental de petróleo identificadas para el campo mediante la utilización de un software en el cual se modelan las propiedades, volúmenes y equipos con el objetivo de identificar la viabilidad técnica y condiciones operacionales de las alternativas propuestas. Igualmente se aplica una metodología de evaluación económica mediante flujos de caja descontados a una tasa de descuento y con unas premisas generales.

Para este estudio, el Campo se ha denominado Campo Uno y es un campo que lleva más de 18 años produciendo petróleo y para el cual no existió un plan de desarrollo unificado, sino que debido a las diferentes visiones diferentes de los Operadores del mismo en su momento, ha sufrido un proceso de explotación fraccionado lo cual ha generado así mismo un manejo de facilidades acondicionado para cada momento histórico. Actualmente, con base en los resultados de la perforación de los últimos pozos, se ha obtenido mayor información de la estructura lo cual permite generar oportunidades de perforación incremental en el campo, pero las mismas deben ser evaluadas en conjunto con la viabilidad técnica y económica de las necesidades de ampliación de manejo de fluidos.

Finalmente se realiza una propuesta de diseño de acuerdo con la alternativa seleccionada como viable técnica y económicamente.

** Facultad de Ingeniería Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Ing. Nicolás Santos

SUMMARY

TITLE:

Review of the technical and economic feasibility of the upgrade of the capacity of fluids handling in a Colombian Field

AUTHOR:

Laura Marlén Muñoz Martínez**

KEY WORDS:

Production Facilities, Fluids Management, Technical and economical evaluation

This study looks forward to evaluate the upgrade of the capacity of fluids handling including both aspects technical and economical through the diagnosis of the current status of the facilities and the revision of proposed alternatives looking to make possible the handling of incremental production opportunities identified for the field. This evaluation has been made using where it is possible the process simulation in a software where conditions, properties, capacities, volume of fluids can be modeled to diagnose the operational conditions of the proposed alternatives. It has also been made an economical evaluation by the net cash flow discounted methodology, considering some general statements.

For this study, the field has been named "Campo Uno" and it's been producing oil for more than eighteen years. There was no initial unified development plan, instead it's been under different operational views due to that has it has been under different Operators and it's been exploited under an discontinuous drilling plan, which has also done that the production facilities has been adjusted due to this way of development.

Actually, due to the good results of the last drilled wells, the geological and reservoir model has been updated and there has been the identification of additional production opportunities, but these programs got to be evaluated under technique and economic views including the necessary up-grade of the production facilities or the alternatives for the fluids management.

Finally it's presented a design proposal of the selected alternative under technical and economical criteria.

** Physiochemical Engineering Faculty, School of Petroleum Engineering. Mr. Nicolás Santos

INTRODUCCIÓN

La búsqueda permanente de oportunidades para incrementar el factor de recobro de los campos en explotación genera la necesidad de evaluación de las opciones de manera integral, incluyendo no sólo la perforación y el completamiento de los pozos sino la viabilidad de manejo de los fluidos asociados a la perforación de petróleo, entre otros.

Para el campo objeto de este estudio, como consecuencia de los resultados de las últimas campañas de perforación, se han actualizado los modelos geológicos y como resultado se han identificado oportunidades de incremento de reservas asociado a la perforación de pozos, sin embargo desde el punto de vista de facilidades de producción, el campo actualmente no cuenta con la capacidad suficiente para la operación segura y rentable de la producción, de tal manera que el objetivo de este estudio es elaborar recomendaciones técnicas y económicas para la ampliación de la capacidad de separación, tratamiento y almacenamiento de fluidos de la estación.

Dentro de los objetivos propuestos para esta monografía se plantearon los siguientes:

1. Realizar una revisión bibliográfica de diseño de facilidades de producción e identificación de variables que influyen en el dimensionamiento de las facilidades de manejo de fluidos.
2. Elaborar un diagnóstico del estado actual del campo de acuerdo con el dimensionamiento de facilidades vigente
3. Identificar algunas alternativas para el mejoramiento de manejo de fluidos en el campo con base en las expectativas de producción de fluidos
4. Realizar simulaciones técnicas de algunas de las alternativas identificadas en el programa Hysis con el objetivo de determinar su viabilidad técnica.
5. Evaluar económicamente las alternativas estudiadas
6. Seleccionar una alternativa que sea viable técnica y económicamente.

7. Con base en la alternativa seleccionada, elaborar un diseño general de la ampliación de facilidades para el campo con base en las expectativas de producción de fluidos
8. Recomendaciones para la implementación de la alternativa seleccionada para contribuir a la solución de manejo de fluidos en el campo.

Para alcanzar este fin, en este estudio se estructuraron los siguientes capítulos: Capítulo I, contiene la revisión bibliográfica asociada a principios generales de facilidades de producción. Capítulo II, con las generalidades históricas del campo, diagnóstico del estado actual operativo de las facilidades Capítulo III, indicando algunas alternativas evaluadas incluyendo su modelo respectivo de de proceso en HYSIS y un estimado de costos. Capítulo IV, contiene la evaluación económica de las alternativas planteadas en el capítulo III. Capítulo V indica con base en el criterio técnico y económico cuál es la alternativa recomendada, en el Capítulo VI un diseño general de la ampliación de facilidades para el campo con base en las expectativas de producción de fluidos y finalmente en el Capítulo VII se presenta la recomendación general del estudio finalizando con un breve capítulo de conclusiones y recomendaciones.

CAPÍTULO I

1. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

Toda la información del marco teórico ha sido consolidada con base en diversas fuentes bibliográficas enunciadas en la bibliografía referenciada en el capítulo “Fuentes de información”, complementada con notas de clase de la Especialización en Producción de Hidrocarburos.

1.1. GENERALIDADES DE LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN

A lo largo de la vida productiva de un campo petrolero, normalmente ocurre la producción simultánea de gas, petróleo, agua e impurezas. Con el objetivo de realizar los procesos necesarios para el manejo de los fluidos bajo condiciones controladas, se construyen las facilidades de producción.

Los principales procesos de estos fluidos pueden resumirse a:

- Separación del petróleo, del gas, del agua y de las impurezas
- Tratamiento o acondicionamiento de los hidrocarburos para que puedan ser transferidos para las refinerías o a su destino final
- Tratamiento del agua para reinyección, uso industrial o descarte

Dependiendo del tipo de fluidos producidos y de la viabilidad técnico económica, se pueden instalar facilidades sencillas o complejas, las más sencillas sólo realizan la separación gas-petróleo-agua, en cuanto las más complejas incluyen el acondicionamiento y compresión del gas, tratamiento y estabilización del petróleo y tratamiento del agua para reinyección o descarte. Toda facilidad posee una capacidad nominal de procesamiento proyectada en función del estudio de varios parámetros del campo.

El sistema comienza en la cabeza de pozo el cual está equipado con una válvula para el control de la tasa de acuerdo con las recomendaciones de ingeniería de yacimientos. Es en esta válvula en donde ocurre la mayor

pérdida de carga localizada entre el yacimiento y el primer separador. Cuando dos o más pozos producen por una misma unidad, es necesario un manifold de producción para combinar las tasas y presiones de los diferentes pozos para su entrada al sistema.

1.1.1. Tratamiento del Petróleo. Uno de los “contaminantes” menos deseados que acompañan la producción de petróleo es el agua, cuya producción depende de varios factores:

- Características del yacimiento
- Edad de los pozos productores (normalmente la cantidad de agua producida que presenta mayor que el petróleo aumenta con el pasar del tiempo)
- Métodos de recuperación empleados (inyección de agua, inyección de vapor, otros)

El agua producida con el petróleo presenta sales, microorganismos, gases disueltos, material en suspensión. Los contenidos de sales disueltas son muy variables, siendo en promedio tres o cuatro veces superiores a los normalmente existentes en el agua del mar (35 g/l). Aumentan con la profundidad y guardan afinidades con las formaciones de donde provienen. También son aguas más ricas en calcio que en magnesio, presentan cantidades ínfimas de sulfato y contenidos un poco más elevados de bario y estroncio. Tienen generalmente pH menores que 7 y un contenido de bicarbonato superior a 150 mg/l.

Diversos microorganismos tales como bacterias, algas, hongos y otros están frecuentemente presentes en las aguas producidas pudiendo generar en sus metabolismos sustancias de carácter corrosivo (ácido sulfhídrico, sulfúrico, etc.)

Además de esos constituyentes, las aguas producidas provocan una serie de problemas en las etapas de producción, transporte y refinación. En la producción, los mayores inconvenientes están asociados a:

- Necesidad de sobredimensionamiento de las estaciones de recolección, almacenamiento y transferencia, incluyendo bombas, líneas, tanques, etc.
- Mayor consumo de energía
- Seguridad operacional: en virtud de su composición, el agua puede provocar problemas de corrosión y/o incrustación, causando daños a los equipos, los cuales pueden redundar en accidentes con consecuencias para las personas, medio ambiente y/o equipos.

En la refinación, la presencia de cloratos de calcio y magnesio disueltos en el agua provocan bajo la acción del calor la generación de ácido clorhídrico que migra para el tope de las torres de destilación provocando corrosión, causando reducción del espesor o huecos en las líneas, paredes de los vasos e intercambiadores de calor. Las consecuencias pueden ser drásticas (contaminación, explosiones, pérdida de productos, lucro cesante, etc.). Las sales de sodio, disminuyen la vida útil y el rendimiento de los catalizadores conduciendo a productos finales de calidad inferior.

La eliminación del agua, por lo tanto:

- Proporciona tiempos de operación más largos de las diversas unidades
- Reduce el tiempo y costo de mantenimiento y consumo de productos químicos (amoníaco para neutralizar el ácido clorhídrico generado en las torres, inhibidores de corrosión e incrustación)
- Propicia operaciones de producción, transporte y refinación dentro de los estándares de seguridad y calidad con menores costos.

Durante la recorrido del fluido desde el yacimiento hasta superficie, el petróleo y el agua forman emulsiones (mezcla de dos líquidos inmiscibles formada de una fase dispersa y una continua, separadas por una película estable, constituida de agentes emulsificantes) que presentan mayor o menor estabilidad en función principalmente del régimen de flujo y de la presencia de agentes emulsificantes (asfaltenos, resinas, arcillas, sílice, sales metálicas, etc.) que impiden la coalescencia de las gotas de agua.

Gran parte del agua asociada al petróleo es fácilmente separada por simple decantación (agua libre) en los separadores. Para remover el restante del agua que permanece emulsionada, hay necesidad de utilizar procesos físicos y químicos que aumenten la velocidad de coalescencia.

La desestabilización de una emulsión es realizada por la acción del calor, electricidad y desemulsificantes (copolímeros de óxido de etileno y óxido de propileno) a través del adelgazamiento y/o debilitamiento de la película que rodea las gotas de agua, lo que proporciona las condiciones para la coalescencia y posterior sedimentación gravitacional. La operación de los equipos se hace buscando aumentar al máximo la velocidad de este proceso.

El tratamiento termoquímico consiste en el rompimiento de la emulsión por medio de calentamiento, generalmente en el rango de los 45° a 60°C, en equipos conocidos como tanques de lavado y tratadores.

La aplicación de un campo eléctrico de alto voltaje (15.000 a 50.000V) a una emulsión hace que las gotas de agua dispersas en el petróleo (medio de baja constante dieléctrica) adquieran una forma elíptica, alineadas en la dirección del campo, con polos inducidos de señales contrarias que crean una fuerza de atracción provocando la coalescencia. El campo eléctrico continuo provoca la coalescencia por electroforesis y el campo eléctrico alternado provoca la coalescencia por el mecanismo del dipolo inducido.

Los tratadores electrostáticos son frecuentemente encontrados en sistemas marítimos de producción. Independiente del tipo de tratamiento utilizado, un tiempo de residencia suficiente, una moderada agitación y el uso de desemulsificantes son imprescindible para que la separación gravitacional de las fases petróleo-agua sea realizada dentro del menor tiempo y con la mayor eficiencia posible.

La selección del desemulsificante y de los equipos más adecuados para un dado sistema es función de muchos factores técnicos y económicos, tales como el tipo de petróleo, tasa de agua y petróleo, cantidad de agua libre,

temperatura del tratamiento, salinidad y destino a ser dado al agua producida, instalaciones necesarias, etc.

No siempre es posible separar totalmente el agua emulsionada. Así, el petróleo enviado a las refinerías a través de oleoductos o buques con algún agua, conteniendo sales, que es totalmente removida antes del inicio del procesamiento. El máximo contenido de agua y sal generalmente aceptado por las refinerías es:

- Agua: 1% BSW (relación entre el volumen de agua y los sedimentos y el volumen de emulsión)
- Sal: 285 mg/l (miligramos de sales disueltos por litro de petróleo)

1.1.2. Tratamiento del Agua. El objetivo del tratamiento de agua tiene como objetivo la recuperación de a parte del petróleo presente en ella como emulsión y acondicionarla para su re-inyección o descarte.

Generalmente, el agua proveniente de los separadores y tratadores de crudo es enviada a un vaso desgasificador seguido de un separador de agua-petróleo y finalmente para un tubo de desalojo (en el caso de plataformas marítimas). Todo el petróleo recuperado en las diferentes etapas es recogido en un tanque y retornado al proceso.

La función del vaso desgasificador es remover las trazas de gas que aún estén presentes en el líquido, generalmente es un separador trifásico de baja presión. Los gases separados son encaminados para un dispositivo de quema (tea).

Actualmente los hidrociclones y la flotación son los procesos de separación petróleo-agua más utilizados por la industria. La flotación procura recuperar el residuo de petróleo a través de separación gravitacional, en cuanto que los hidrociclones buscan acelerar este proceso. El agua aceitosa se introduce a presión tangencialmente en el trecho de mayor diámetro del hidrociclón y es direccionada internamente en flujo espiral en dirección al trecho de menor

diámetro. Este flujo es acelerado por la disminución del diámetro del hidrociclón, creando una fuerza centrífuga que fuerza los componentes más pesados (agua y sólidos) contra las paredes. Debido al formato cónico y al diferencial de presión de presión existente entre las paredes y el centro, ocurre en la parte central del equipo un flujo axial invertido. Esta fase líquida central contiene petróleo en mayor proporción y es denominada de rechazo.

En campos terrestres las aguas producidas tratadas por medio de algunos de esos equipos pueden presentar contenido de petróleo de alrededor de 5 mg/l. En campos marítimos, con poco tiempo de residencia, es común encontrar valores muy superiores, mayores a 30 mg/l.

El tubo de desalajo presenta cámaras de decantación y placas de retención para promover tiempo extra de residencia para separar cualquier petróleo remanente proveniente de los hidrociclones. El agua aceitosa recuperada es enviada al tanque recuperador, mientras que la restante es descartada al medio ambiente.

Para reinyección, además de la disminución de la concentración de petróleo presente en la emulsión, podrá ser necesario efectuar tratamiento asociados a los potenciales responsables por problemas de taponamiento de los yacimientos (sólidos en suspensión) y/o procesos corrosivos como gases disueltos, generalmente gas carbónico y gas sulfhídrico, y bacterias inductoras de corrosión, principalmente las reductoras de sulfatos.

Para esto, son usados procesos físicos (filtración y productos químicos, entre los cuales se pueden destacar los secuestrantes de oxígeno como el bisulfito de amonio, inhibidores de corrosión a base de aminas fílmicas e inhibidores de incrustación (polímeros, cuyas estructuras contienen fósforo).

La corrosión es el principal problema causado por las aguas de producción. Así, es imprescindible que las líneas y equipos que forman las facilidades de producción sean de materiales no metálicos, que resistan el carácter agresivo

de estas aguas. Actualmente es común la utilización de tuberías de plástico reforzado con fibra de vidrio y equipos metálicos revestidos con epoxipolamida.

1.1.3. Tratamiento del Gas. De acuerdo con la destinación que se le tenga a este producto, se realizan diferentes tipos de tratamiento.

Una oportunidad de aprovechamiento es su utilización para autogeneración en los campos, sin embargo en varias ocasiones se quema al medio ambiente. El gas que proviene de los pozos está saturado con vapor de agua y debe ser deshidratado hasta cumplir con los requerimientos de calidad. El nivel de agua debe ser menor de 6 lb/MMscf. Esto se realiza mediante un sistema de deshidratación con glicol.

En algunas ocasiones, al gas es necesario removerle los hidrocarburos más pesados para disminuir el punto de rocío de hidrocarburos. Cuando el gas contiene H₂S y CO₂, dichos compuestos deben removerse por medio de plantas de endulzamiento (aminas, membranas permeables).

1.1.4. Medio Ambiente. El descarte del agua únicamente puede ser realizado dentro de determinadas especificaciones, reglamentadas por el órgano de control del medio ambiente quien limita la cantidad de contaminantes (grasas, contenido de petróleo, H₂S) en los efluentes acuosos.

El agua separada del petróleo es un efluente cuyo descarte tiene que ser hecho con los debidos cuidados para no perjudicar o agredir el medio ambiente en función de:

- Volumen. En promedio, por cada Bbl/día de petróleo producido, son generados tres o cuatro Bbl/día de agua. Hay campos en que este número puede elevarse hasta siete veces o más. En las actividades de exploración, perforación y producción, el agua producida responde por el 98% de los efluentes generados.

- Composición. Presencia de sales, petróleo y otros constituyentes nocivos al medio ambiente, ausencia de oxígeno, temperatura elevada. El descarte debe ser realizado lo más cercano posible al campo productor para evitar problemas de transporte y almacenamiento además de desperdicios de energía. En consecuencia, la solución comúnmente más adoptada es:
 - Campos terrestres: reinyección en pozos para fines de recuperación secundaria o descarte después del debido tratamiento de modo que esta no cause problemas en los yacimientos ni en los equipos (a través de corrosión o taponamiento de pozos)
 - Campos marítimos (off-shore): lanzar el agua al mar después de reducir su contenido de petróleo a los niveles exigidos por la legislación. Por ejemplo en Brasil esta exigencia permite disponer al mar aguas con 20 mg/l, en EUA el límite es de 29 mg/l, en el Mar del Norte e India el límite es de 40 mg/l.

El agua se convierte en el principal fluido utilizado en la recuperación secundaria debido a su disponibilidad, costo y otras características. La inyección en campos terrestres, desde que o cause problemas al yacimiento es la mejor opción en términos ambientales.

1.2. PRINCIPALES ASPECTOS NORMATIVOS PARA COLOMBIA RESPECTO A LA CALIDAD DE LOS PRODUCTOS

En Colombia actualmente rige el Decreto 1594 de 1984 en el cual se reglamenta el vertimiento de residuos líquidos. En términos de la industria del petróleo antiguamente estas condiciones de vertimiento se expedían por aparte de la licencia ambiental para el campo, hoy dichas condiciones son incluidas dentro de la misma licencia ambiental. Este decreto probablemente sea modificado durante el año 2010. Así mismo, en la resolución No. 18 1495, del 2 de Septiembre de 2009.

Artículo 51. Proyectos de Disposición del Agua de Producción, se indica que estos proyectos deben estar previamente autorizados por el MM&E, y debe ser

diligenciado mensualmente el reporte correspondiente al formulario 20 “Informe Mensual sobre inyección de agua y Producción (Recuperación Secundaria)

En cuanto a las condiciones o reglamentación de calidad del crudo, estas normalmente son establecidas por el administrador del oleoducto donde vaya a entregarse el crudo, siendo estos valores para el contenido de sal de 10 a 25 libras por 1,000 barriles (PPB). A continuación se presentan las especificaciones que debe cumplir el crudo después del tratamiento para despacho.

- El crudo debe estar libre de agua y sedimentos con un máximo contenido de 0,5 % de B&SW.
- La temperatura de flujo debe ser inferior a 120 °F.
- La viscosidad del fluido debe ser menos de 250 cSt a 86 °F.
- Contenido de sal deberá ser menos de 20 Las/kBbls (20 PTB)
- Presión de vapor menos de 11 psia a 100 °F.
- Gravedad debe ser más de 17 °API.
- Punto de fluidez (pour point) no más de 12 °C (53,6 °F)

En cuanto al Gas, de acuerdo con lo establecido en la resolución No. 18 1495, del 2 de Septiembre de 2009, se prohíbe la quema, desperdicio o emisión de gas a la atmósfera y deberán disponerse facilidades para la utilización del gas, ya sea mediante reinyección al yacimiento, reciclaje, almacenamiento subterráneo o en superficie o la comercialización, a excepción de aquel volumen de gas que por deba ser quemado por razones de seguridad. Así mismo, todo proyecto de almacenamiento de gas debe contar con aprobación oficial del MM&E y debe diligenciar mensualmente el formulario 21 “Informe Mensual sobre Mantenimiento de Presión (Inyección de Gas)”. Existen excepciones donde el MM&E autorizará la quema de gas. En general, el contenido de agua del gas debe ser menor de 6 lb/MMscf

El agua para inyección a pozos de inyección debe cumplir con las especificaciones y limitaciones para satisfacer los requisitos de de la legislación ambiental incluidos los decretos No. 1594/1984 Usos del Agua y residuos líquidos y el decreto No. 475/1998 Normas técnicas de calidad del agua potable.

Se debe eliminar aceite o crudo presente y otros contaminantes del agua de producción, esto se ajusta a las especificaciones y las limitaciones según las especificaciones y reglamentos incluidos en los decretos mencionados anteriormente.

A continuación se presentan los valores óptimos, que deben cumplir las características del agua de inyección.

Parámetro	Grasas y Aceites	Diámetro tamaño de partícula	Oxígeno disuelto	Dióxido carbónico	pH	Hierro total (Fe)	Bacterias	Salinidad	
Unidad	ppm	µm	ppm	ppm	---	ppm	Colonias/ml	ppm	
Especificación	30	10	< 10	0	< 10	7	< 3	3	350

CAPÍTULO II

2. DIAGNÓSTICO DEL ESTADO ACTUAL DEL CAMPO

2.1. MARCO HISTÓRICO DEL DESARROLLO DEL CAMPO

Se trata de un campo descubierto hace más de 18 años por su operador y socios del momento; seis años más tarde, luego de perforar 13 pozos en el campo, el Operador vendió sus intereses a otra compañía. Respecto a las facilidades del momento, eran bajo la modalidad de leasing y por lo tanto no pertenecían a la Asociación, posteriormente soportados con estudios económicos, la Asociación decidió comprar estas facilidades.

La compañía que adquirió el bloque inició una agresiva campaña de perforación con el objetivo de incrementar el recobro de los campos. Dado que el campo se localiza en una región montañosa, con un ecosistema muy sensible, se desarrolló una campaña de perforación con 6 pozos altamente desviados y teóricamente horizontales. Lo cual resultó en picos de producción de petróleo de 16.000 bopd con una rápida declinación de los mismos (más del 60% anual). Para este momento el concepto de las facilidades se manejó haciendo ampliaciones a los sistemas existentes, sin mayor dimensionamiento y a través de alquiler de equipos para cubrir las necesidades puntuales.

Posteriormente hubo un período de seis años en que no se perforaron pozos adicionales en el campo. En 2007 se perforaron 4 pozos con resultados pobres en producción pero que permitieron actualizar el modelo del campo. En el año 2008 a principios, se perforaron otros dos pozos con resultados regulares de producción, pero a finales se perforaron otros 2 pozos con buenos resultados. Entre tanto, las facilidades eran adecuadas de acuerdo con los volúmenes de fluidos y se manejó el alquiler de equipos.

A partir de los buenos resultados de finales del 2008 se decidió hacer una campaña de 4 pozos en el año 2009, sin embargo como punto crítico para esta campaña se identificó la necesidad de ampliar las facilidades actuales de

producción que como ya fue mencionado eran adecuadas paso a paso de acuerdo con los resultados de las pequeñas campañas de perforación y no como parte de un plan de desarrollo completo para el campo lo cual generó una especie de “colcha de retazos”. Sin embargo con base en las oportunidades identificadas para el campo a partir de los resultados de la campaña de perforación, se decidió evaluar la necesidad de hacer una ampliación mayor para el campo soportada en las oportunidades visualizadas para el desarrollo del mismo.

2.2. HISTÓRICO GENERAL DE INCIDENTES OPERACIONALES

A continuación se presenta una breve recopilación de algunos incidentes operacionales históricos registrados en los diferentes sistemas:

2.2.1. Sistema de crudo. En el campo se tienen registros de cierres de producción y derrames en la tea por: Fallas y deficiencia en sistema de control de vasijas (Gunbarrel), baja capacidad de manejo de crudo (Gun barrel y almacenamiento), también los siguientes:

- Crudo fuera de especificaciones y baja eficiencia por: poco tiempo de retención de fluidos en desnate de crudo (Gun barrel).
- Fugas continuas por: bombas fuera de especificación, cavitación por bajo NSPH
- Daños de tanques por: deficiencias en sistema de gas blanquet, por hidráulica.

2.2.2. Sistema de Agua. Se han registrado sobrecostos en tratamiento y disposición residuos por fallas y deficiencia en sistema de válvulas de control de vasijas

- Agua fuera de especificaciones por poco tiempo de retención de fluidos en desnate, por problemas hidráulicos y de eficiencia
- Problemas de filtración (Bloqueo) por calidad agua de inyección fuera de especificaciones.

- Pérdidas de producción por daño de equipos: problemas motobombas de Agua (Problemas sistema de control Motores, Problemas cheques instalados, estandarización de bombas).

2.2.3. Sistema de Gas. Ha habido calidad de gas fuera de especificaciones para maquinaria de autogeneración.

- Sistema existente para recuperación y quema con baja confiabilidad,
- Cierres de producción por daño de equipos de Sistemas de Ignición de teas. Situaciones de alto riesgo por atmósferas explosivas.
- Quema de gas excesiva.

2.2.4. Sistema Eléctrico. Cierres de producción por: recalentamiento maquinaria, fallas en sistemas de refrigeración, fallas crónicas por problemas módulos de comunicación generadores, tiempo medio entre falla de maquinaria existente 450 horas, derechos de vía de líneas eléctricas con mucha vegetación, cables desnudos que se hacen vulnerables a contactos con vegetación y animales, deficiencias en la coordinación de protecciones del sistema eléctricas, daño crónico de VSDs del proveedor actual afectando equipos de superficie.

- Dimensionamiento inadecuado de subestación eléctrica por: poca información de los pozos antes de su completamiento.
- Paradas de generación por inestabilidad del sistema, por salida de VSD'S, por alta sensibilidad de su sistema de protecciones.
- Altos consumos de generación por ineficiencia energética de equipos actuales.

2.2.5. Sistemas de Control y Monitoreo. Cierres de producción y derrames por: salida Parcial o total del sistema de control de estación, de equipos, que cambian de modo de operación de válvulas, pérdida de visualización del proceso.

- Parada de pozos sin formación a cuarto de control por no contar al momento del arranque con las facilidades para Monitoreo.

- Incidentes por cierres de SDV, separadores sin contar en cabeza de pozo con protecciones de sobre presión.
- Cierres de producción, daño de equipos e incidentes operacionales por: errores operacionales por no contar con filosofía de Shut down y alarma en instalaciones actuales, por operación Manual en caso de emergencias, fallas sistema de control, ausencia de totalidad de señales de proceso.

2.3. ESTADO ACTUAL DEL CAMPO

En Campo Uno, actualmente se producen 4.090 BOPD, 50.324 BAPD, 3.125 KPCD y se inyecta toda el agua producida

Campo Uno ha tenido un crecimiento inesperado debido a continuas oportunidades de aumentos de producción, a lo anterior, se suman los espacios reducidos en la terraza superior (manejo de fluidos), y en la terraza Inferior (motores del sistema de generación inyección y compresión), se presentan “Distancias de seguridad”, que en el caso hipotético de incendio, afectaría gran cantidad de equipos de todos los sistemas.

2.3.1. Diseño del Proceso

Con el objetivo de generar un diagnóstico técnico de las condiciones operacionales actuales del proceso, se ha generado en Hysis un modelo con el cual, a partir de la información y premisas de condiciones de operación descritas a continuación, se generó la herramienta a partir de la cual podemos diagnosticar el estado del campo.

- En la tabla 1 se presenta la caracterización del crudo de acuerdo con pruebas realizadas.

Tabla 1 Caracterización del Crudo

Propiedad	Campo Uno	Propiedad	Campo Uno
Gravedad API @ 60 °F	27.4	Curva de destilación:	°C
Viscosidad @ 100°F, cSt	16.95	IBP	63
Viscosidad @ 122 °F, cSt	12.48	10%	145
Viscosidad @ 210 °F, cSt	4.08	20%	228
Pour Point °C	-39	30%	278
Flash point,	< -45	40%	325
Asfaltenos % wt	1.5	50%	340
Nickel ppm	53.8		
Vanadio ppm	71.5		
Contenido de azufre %peso	0.879		
Sal, PTB	14.5		

- En la tabla 2 se presenta la caracterización de agua de producción en la tabla 3 los valores máximos de los parámetros para el agua de inyección.

Tabla 2 Características del agua de producción

Agua de Producción							
Parámetro	Unidad	UNO-004	UNO-005	UNO-006	UNO-008	UNO-009	UNO-012
pH	Unidad	6,60	7,20	7,20	7,00	7,30	7,20
Alcalinidad, CaCO3	(mg/L)	140	430	153	145	620	183
Alcalinidad, HCO3	(mg/L)	171	525	187	177	156	224
Dureza total, CaCO3	ppm	970	640	810	830	430	1.220
Calcio, Ca	ppm	320	270	210	210	250	440
Cloruros, Cl	ppm	3.500	3.333	3.433	3.000	3.000	3.333
Hierro, Fe	ppm	0,45	0,52	0,63	0,48	0,42	0,50
Bario, Ba	ppm	23	15	25	18	12	30
Sulfato, SO4	ppm	1	0	2	3	0	2
CO2 Disuelto	ppm	40	35	25	45	80	60
H2S Disuelto	ppm	< 5	0,10	0,00	0,50	0,20	0,50

Tabla 3 Característica agua de inyección

Parámetros	Unidad	Valor Máximo
Sólidos suspendidos	ppm	< 2
Turbidez	NTU	< 5
Grasas y aceite	ppm	0 - 2
Oxígeno disuelto	ppb	0
CO2	ppm	< 50
H2S	ppm	< 5
Velocidad de corrosión	MPY	0 - 5
Tasas de depositación	MPD	< 5

- En la tabla 4 se presenta la caracterización del gas de acuerdo con pruebas realizadas.

Tabla 4 Caracterización del Gas

Lugar: Campo Uno - Salida de Separadores (Después de este punto se recibe otro gas)

Componente	Mol%	GPM	MW	Dens Liq. (gm/cc)
Sulfuro de Hidrógeno	0			
Dióxido de Carbono	2,79		44,01	0,8172
Nitrógeno	1,36		28,013	0,8086
Metano	82,17		16,043	0,2297
Etano	3,62	0,963	30,07	0,3558
Propano	3,36	0,921	44,097	0,5065
iso- Butano	1,22	0,397	58,123	0,5623
n- Butano	1,89	0,593	58,123	0,5834
iso-Pentano	0,89	0,324	72,15	0,6241
n-Pentano	0,68	0,245	72,15	0,6305
Hexanos	0,74	0,286	84	0,6850
Heptanos	0,71	0,297	96	0,7220
Octanos	0,37	0,167	107	0,7450
Nonanos	0,16	0,08	121	0,7640
Decanos	0,04	0,022	134	0,7780
Undecanos plus	0			
Total	100	4,295		

Propiedades de Fracciones Plus

Componente	Mol%	MW	Dens Liq. (gm/cc)	Gravedad API
Heptano Plus	1,28%	103,5	0,7336	60,6
Decanos Plus	0,04	134	0,7778	50,2

Condiciones de la muestra:

16 PSIG, 98 °F

14,5 PSIG, 60 °F

Características de la muestra:

		Valor ideal de calentamiento gross	1250,5
		Valor ideal de calentamiento neto	1134,9
Presión Crítica (psia)	663,3	Factor Z del Gas a condiciones base	0,9963
Temperatura Crítica (°R)	398,8	GPM (C2+)	4,295
		GPM (C3+)	3,332
Peso molecular promedio	22,25		
Gravedad calculada del gas (aire =1,000)	0,768		
Factor de Gravedad del Gas (Fg)	1,141		
Factor de Super Compresibilidad, Fpv a condiciones de muestreo	1,0022		
Factor Z del Gas a condiciones de muestreo	0,996		

- En la tabla 5 se presenta el caudal estimado por pozos es de acuerdo con el pronóstico generado por el modelo de simulación de yacimientos del campo, para el caso actual.

Tabla 5 Pronósticos de producción de fluidos

ANO	Campo 1 Caso Base			
	PETROLEO BOPD	AGUA BAPD	GAS KPCD	LIQUIDOS BFPD
1	4.090	50.324	3.125	53.513
2	2.911	51.246	2.591	53.454
3	2.157	51.892	2.289	53.577
4	1.650	52.324	2.119	53.644
5	1.295	52.670	2.002	53.726
6	1.038	52.722	1.919	53.741

- Temperatura y presión de operación

La temperatura de operación se encuentra entre 80-120 °F; la presión de operación de la línea estará entre un rango de 150 a 300 psig, se utilizarán accesorio ANSI 300# (Aproximadamente 720 Psi)

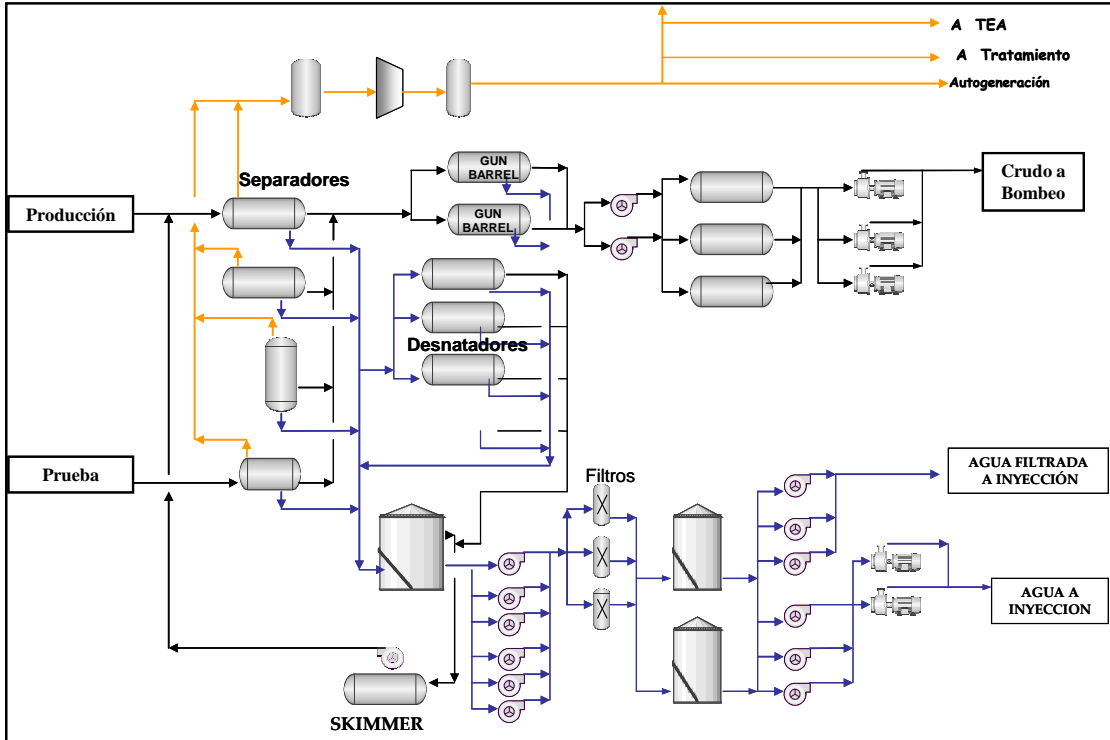
- En la tabla 6 se presenta de manera resumida la capacidad instalada de manejo de fluidos Campo Uno

Tabla 6 Capacidad actual de manejo de fluidos Campo Uno

PROCESO	CAMPO UNO	
1 SEPARACIÓN	No. Equipos	Capacidad total BFPD / MMSCFD
	SEPARADORES GENERALES	3 / 50000 / 20
	GUN BARREL	2 / 10.000
2 TRAT. AGUA DE PROD./INYECCIÓN	No. Equipos	BAPD
	DESNATADORES	3 / 50.000
	FILTROS DE CÁSCARA DE NUEZ	3 / 45.000
3 INYECCIÓN DE AGUA	No. Equipos	BAPD
	BOMBAS DE INYECCION (SIN BACK U	4 / 60.000
	BOMBAS BOOSTER	3 / 90.000
3 EXPORTACIÓN DE CRUDO	No. Equipos	
	ALMACENAMIENTO	3 / 4.500 Bbls
	BOMBAS DE TRANSFERENCIA	3 / 30.000 BOPD
4 MANEJO DE GAS	No. Equipos	MMSCFD
	SCRUBBER GAS COMBUSTIBLE	1 / 10
	SCRUBBER TEA DE ALTA	1 / 7
	COMPRESOR	1 / 6
	TEA DE ALTA	1 / 7
5 GENERACIÓN ELÉCTRICA	No. Equipos	KW
	GENERADORES A GAS	4 / 3.200

- En la figura 1 se presenta el diagrama de bloques de la situación actual del campo.

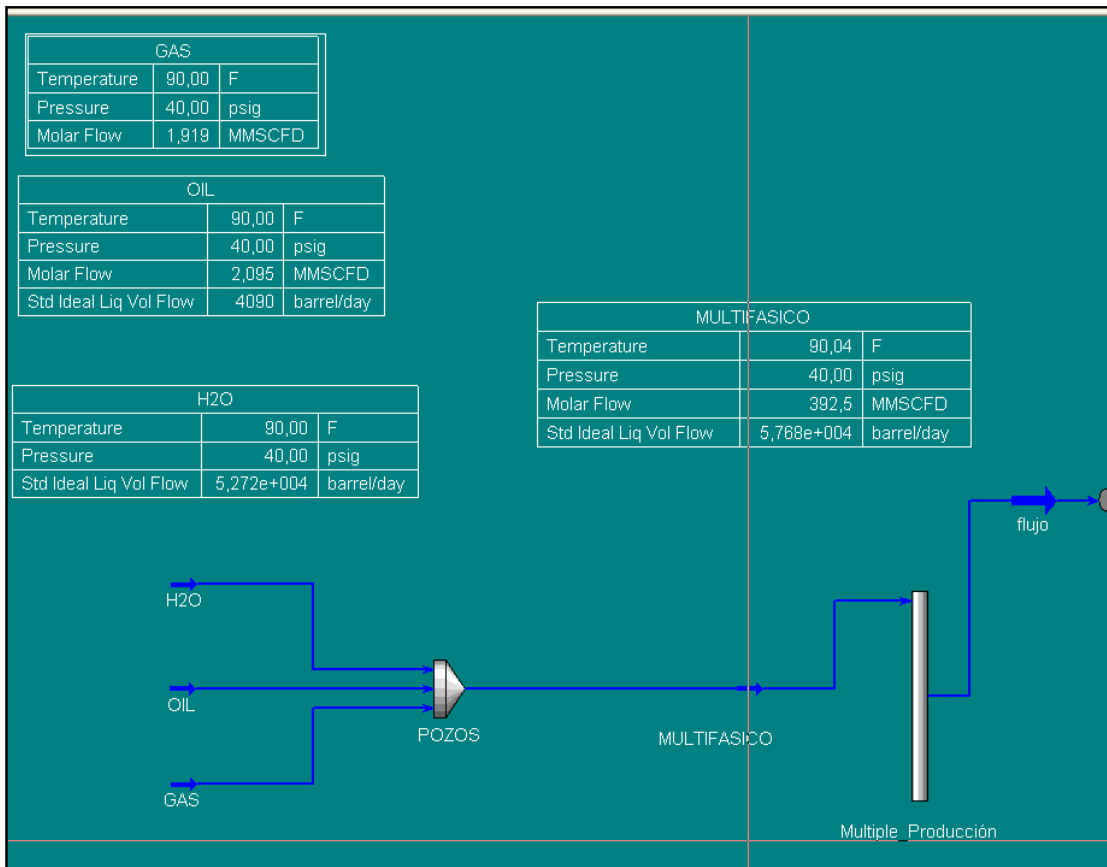
Figura 1 Diagrama de bloques de la configuración actual del campo



2.3.2. Modelo en Hysis de acuerdo a condiciones operacionales actuales del campo. De manera general, de acuerdo con los equipos instalados en el campo y el diseño de proceso así como los volúmenes actuales de fluidos, se diseñó el proceso en Hysis así:

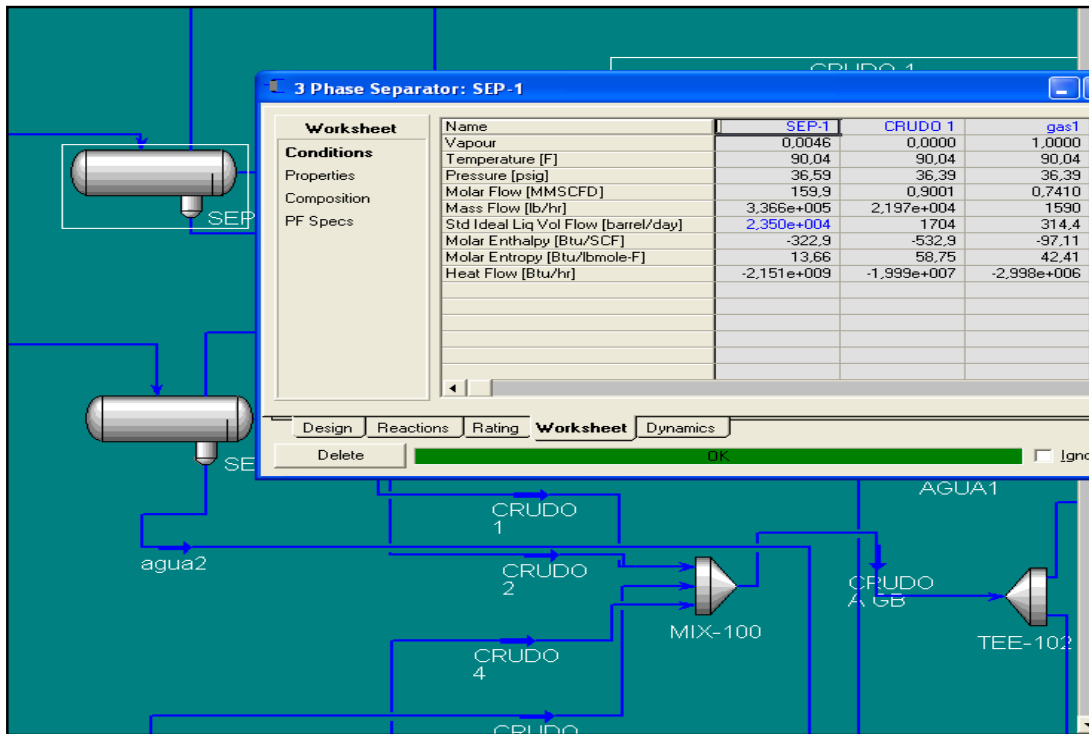
Tenemos un flujo multifásico que proviene de 16 pozos a una presión de 40 libras y temperatura 90 grados Fahrenheit. Diseñamos la entrada para las 3 corrientes según se muestra en de acuerdo con la figura 2.

Figura 2 Entrada al Sistema de las 3 principales Corrientes



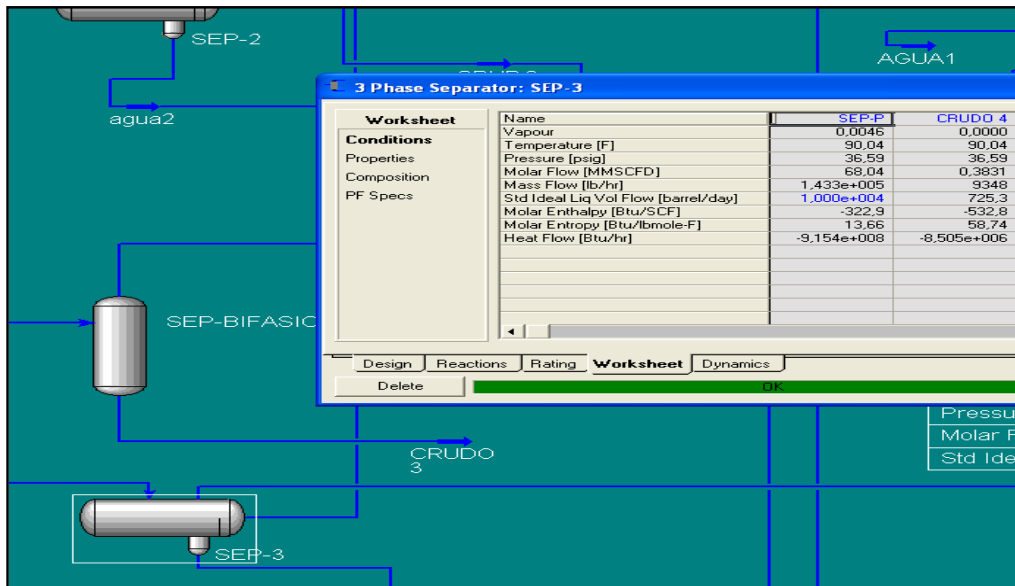
Este fluido multifásico se envía a 2 separadores horizontales trifásicos y un separador bifásico horizontal. El sistema de separación tiene una capacidad de 50.00 BFPD en el cual los separadores 1 y 2 tienen una capacidad de 20.000 BFPD según se presenta en la Figura 3. De acuerdo con el volumen de fluidos los separadores están recibiendo volúmenes superiores a su capacidad nominal. Para el caso del separador 1 y 2 manejan 23.500

Figura 3 Sistema de Separación, Separadores Generales



Y el separador No. 3 vertical bifásico cuya información se muestra en la Figura 4 con una capacidad nominal de 10.000 Bbl.

Figura 4 Sistema de Separación, separador vertical bifásico



Después de la etapa de separación los fluidos se destinan cada uno a su tratamiento así:

El crudo pasa a un colector donde es llevado a su posterior tratamiento a 2 separadores Gun Barrel de capacidad 10.000 Bbl cuyo proceso se ilustra en la figura 5. En este proceso tenemos una caída de presión en el flujo de aproximadamente 5 libras obteniendo 4.134 Bfpd según la figura 6

Figura 5 Colector hacia Gunbarrel

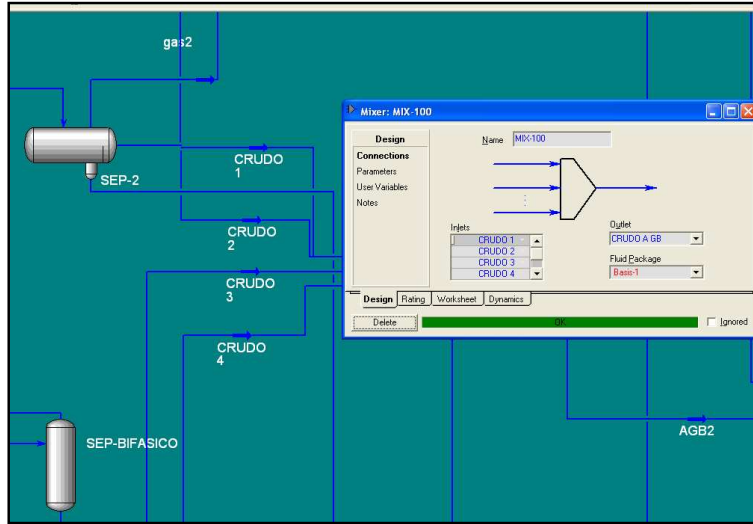
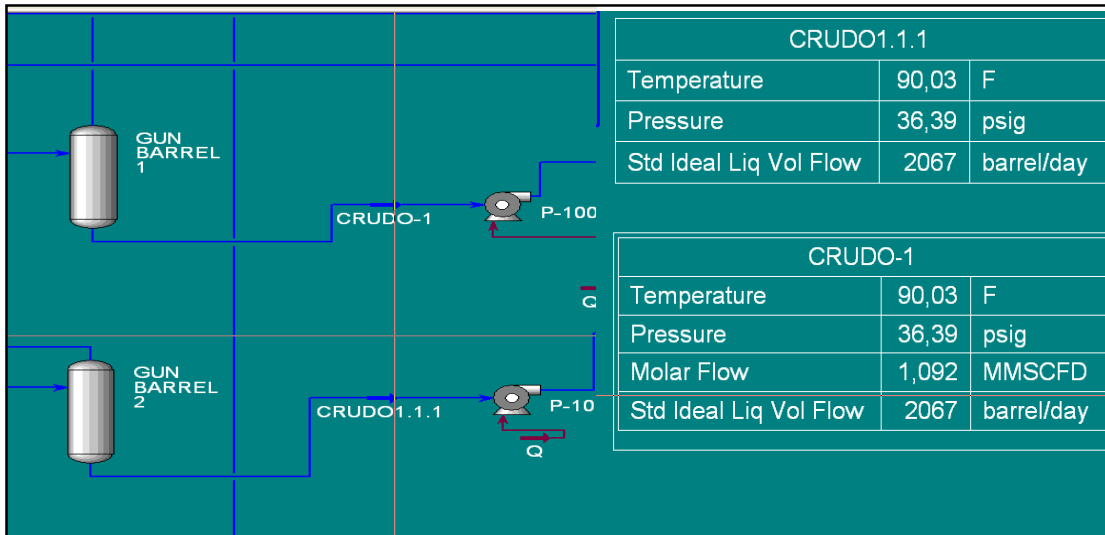


Figura 6 Gunbarrel hacia transferencia



El crudo es enviado por bombas de transferencia hacia 3 los tanques de medición y almacenamiento donde se requiere una presión de 50 PSI para la llegada a este punto y cuya capacidad es de 1.500 Bbl por tanque.

Pasan a los tanques de almacenamiento donde se les realiza la respectiva medición y fiscalización antes de su despacho al oleoducto. Y encontramos la especificación y composición de crudo mostrados en la figura 7 y figura 8.

Figura 7 Reporte de la salida de Crudo

Vapour / Phase Fraction	0,0000
Temperature [F]	90,31
Pressure [psig]	100,0
Molar Flow [MMSCFD]	3,947
Mass Flow [lb/hr]	9,633e+004
Std Ideal Liq Vol Flow [barrel/day]	7476
Molar Enthalpy [Btu/SCF]	-532,6
Molar Entropy [Btu/lbmole-F]	58,76
Heat Flow [Btu/hr]	-8,759e+007
Liq Vol Flow @Std Cond [barrel/day]	7412
Fluid Package	Basis-1
Utility Type	

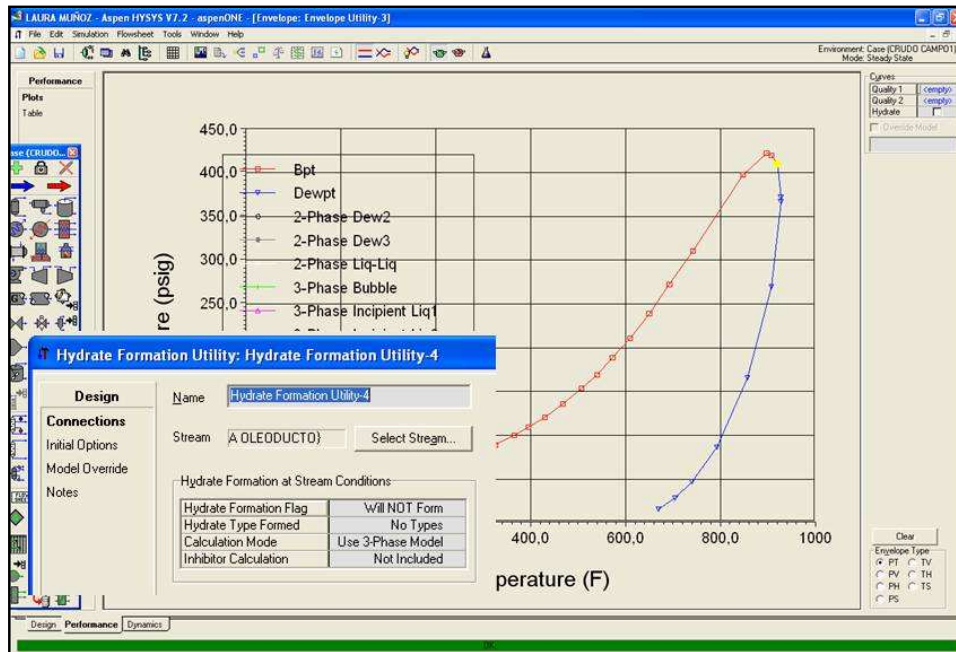
Figura 8 Especificación de la salida de Crudo

CONDITIONS			COMPOSITION						
	Overall	Liquid Phase	Overall Phase				Vapour Fraction 0.0000		
			COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	LIQUID VOLUME FRACTION
Vapour / Phase Fraction	0.0000	1.0000	Methane	1.3057	0.0120	20.9468	0.0009	0.0700	0.0026
Temperature (F)	90.30	90.30	Ethane*	0.2942	0.0027	8.8464	0.0004	0.0249	0.0009
Pressure (psig)	100.0 *	100.0	Propane	0.8629	0.0079	38.0493	0.0016	0.0751	0.0027
Molar Flow (MMSCFD)	2.183	2.183	i-Butane	0.7908	0.0073	45.9655	0.0019	0.0818	0.0030
Mass Flow (lb/hr)	5.328e+004	5.328e+004	n-Butane	1.6014	0.0147	93.0772	0.0039	0.1596	0.0058
Std Ideal Liq Vol Flow (barrel/day)	4134	4134	NAFTA PESADO*	21.5920	0.1985	2577.0421	0.1066	3.2546	0.1225
Molar Enthalpy (Btu/SCF)	-532.7	-532.7	HEROSENE*	16.8744	0.1552	2884.8234	0.1193	3.4676	0.1286
Molar Entropy (Btu/lbmole-F)	58.76	58.76	ACPM LHVAN*	12.6090	0.1159	2884.3373	0.1193	3.3434	0.1221
Heat Flow (Btu/hr)	-4.846e+007	-4.846e+007	ACPM PESADO*	9.7827	0.0900	2817.8991	0.1166	3.1996	0.1168
Liq Vol Flow @Std Cond (barrel/day)	4097 *	4097 *	CRUDO RESID*	40.0077	0.3679	12602.6185	0.5173	13.1829	0.4814
PROPERTIES			i-Pentane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Molecular Weight	222.3	222.3	n-Pentane	0.5132	0.0047	37.0288	0.0015	0.0588	0.0021
Molar Density (lbmole/ft3)	0.2466	0.2466	n-Hexane	0.6509	0.0060	56.0360	0.0023	0.0846	0.0031
Mass Density (lb/ft3)	54.81	54.81	n-Heptane	0.6567	0.0060	65.8032	0.0027	0.0958	0.0035
Act. Volume Flow (barrel/day)	4155	4155	n-Octane	0.3481	0.0032	39.7639	0.0016	0.0564	0.0021
Mass Enthalpy (Btu/lb)	-909.5	-909.5	n-Nonane	0.1513	0.0014	19.4119	0.0008	0.0270	0.0010
Mass Entropy (Btu/lbmole-F)	0.2645	0.2645	n-Decane	0.3791	0.0035	53.9344	0.0022	0.0736	0.0027
Heat Capacity (Btu/lbmole-F)	91.10	91.10	H2O	0.0690	0.0006	1.2430	0.0001	0.0012	0.0000
Mass Heat Capacity (Btu/lb-SCF)	0.4099	0.4099	H2S	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
LHV Vol Basis (Std) (Btu/SCF)	---	---	Heptanes Pl*	0.1207	0.0011	13.1685	0.0005	0.0177	0.0006
LHV Mass Basis (Std) (kJ/kg)	---	---	Decanes plu*	0.0377	0.0003	5.0543	0.0002	0.0065	0.0002
Phase Fraction (Vol. Basis)	0.0000	1.0000	Nitrogen	0.0073	0.0001	0.2057	0.0000	0.0003	0.0000
Phase Fraction (Mass Basis)	0.0000	1.0000	CO2*	0.1016	0.0009	4.4710	0.0002	0.0054	0.0002
Partial Pressure of CO2 (psig)	-14.70	---	Ethane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Cost Based on Flow (COST\$)	0.0000	0.0000	solidos*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Act. Gas Flow (ACFM)	---	---	Total	108.7457	1.0000	24169.9275	1.0000	27.3865	1.0000
			Liquid Phase				Phase Fraction 1.0000		
			COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	LIQUID VOLUME FRACTION
			Methane	1.3057	0.0120	20.9468	0.0009	0.0700	0.0026
			Ethane*	0.2942	0.0027	8.8464	0.0004	0.0249	0.0009
			Propane	0.8629	0.0079	38.0493	0.0016	0.0751	0.0027
			i-Butane	0.7908	0.0073	45.9655	0.0019	0.0818	0.0030
			n-Butane	1.6014	0.0147	93.0772	0.0039	0.1596	0.0058

Con base en la comparación de la composición del crudo a en la corriente de entrada y salida puede observarse que el crudo se enriqueció en livianos y en pesados y cumple con las especificaciones para despacho establecidas.

Adicionalmente se generó la curva de hidratos, en la cual se evidencia que el crudo no tiene problemas de hidratos según la figura 9.

Figura 9 Curva de Hidratos del Crudo Caso Actual



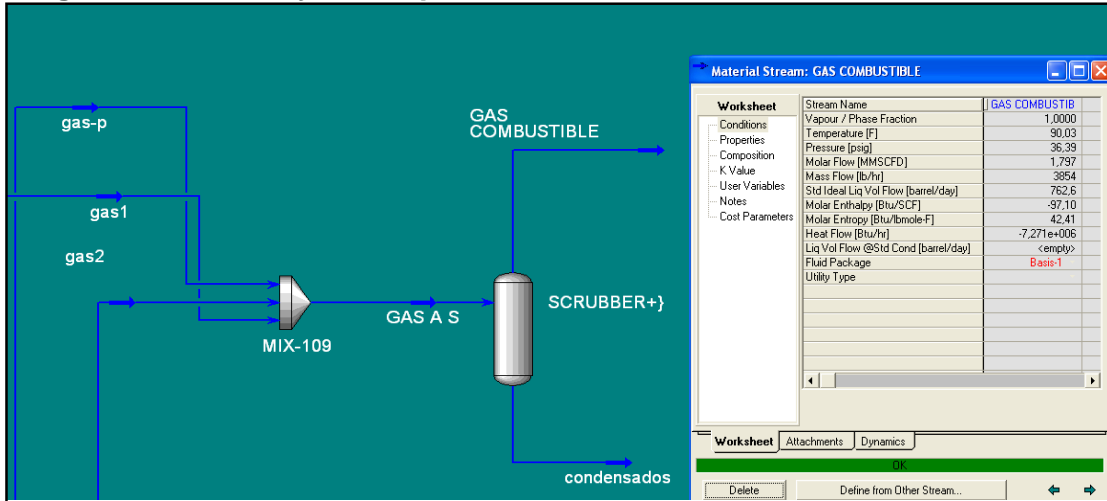
	BSW	Temperatura °F.	Viscosidad cSt a 140 °F.	Sal lb./KBbl
Especificación	< 0,5%	< 190	< 250	< 20
Salida	0,571	90,3	6.06	5.13* (pruebas de botella)
Cumple?	NO	SI	SI	SI

- El dato de salinidad fue extraído de las pruebas de botella.
- BSW calculado a partir del volumen total de agua y sedimentos contenida en el crudo (considerando la densidad de a la salida)

A partir de este resultado se puede decir que el proceso actual está generando crudo rico a partir de la comparación de la composición del crudo a la salida y en cuanto a especificaciones según el modelo no estaría cumpliendo con el BSW, eso puede atribuirse a que por los volúmenes manejados, se le están dando tiempos de residencia en los Gun Barrel inferiores a los requeridos en promedio se le están dando 5 horas y lo recomendado es mínimo 12 horas.

Para el Sistema de Gas se tiene el modelo presentado en la figura 10:

Figura 10 Proceso y Salida para el Gas, Caso Actual



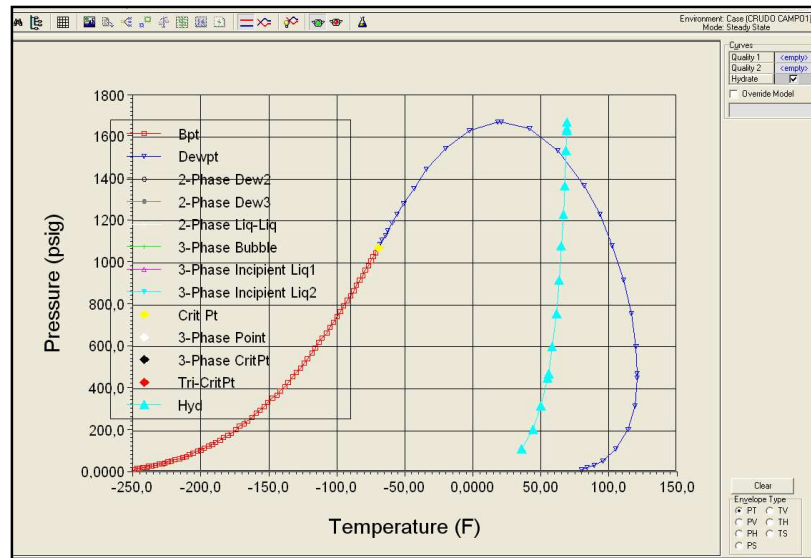
El gas de producción es aprovechado como gas combustible en los equipos de autogeneración y el resto es quemado (incluyendo el gas del sistema de alivios).

Después de llevarlo al scrubber se obtiene como gas combustible 1,797 MMPCD, lo cual permite llegar a una generación de de 5.990 KW que es la demanda de la estación, sin embargo el gas se quema debido a que la capacidad instalada para autogeneración es de 0,840 MMPCD, es decir estoy quemando 0,97 MMPCD

El gas se encuentra en condiciones aptas para manejo de gas combustible libre de agua, porcentaje bajo de CO₂ Y N₂. Es decir no es un gas ácido por lo cual no requiere más etapas de tratamiento.

De acuerdo con el modelo, se generó la curva de hidratos para el gas mostrada en la figura 11.

Figura 11 Curva de Hidratos para el Gas, Caso Actual



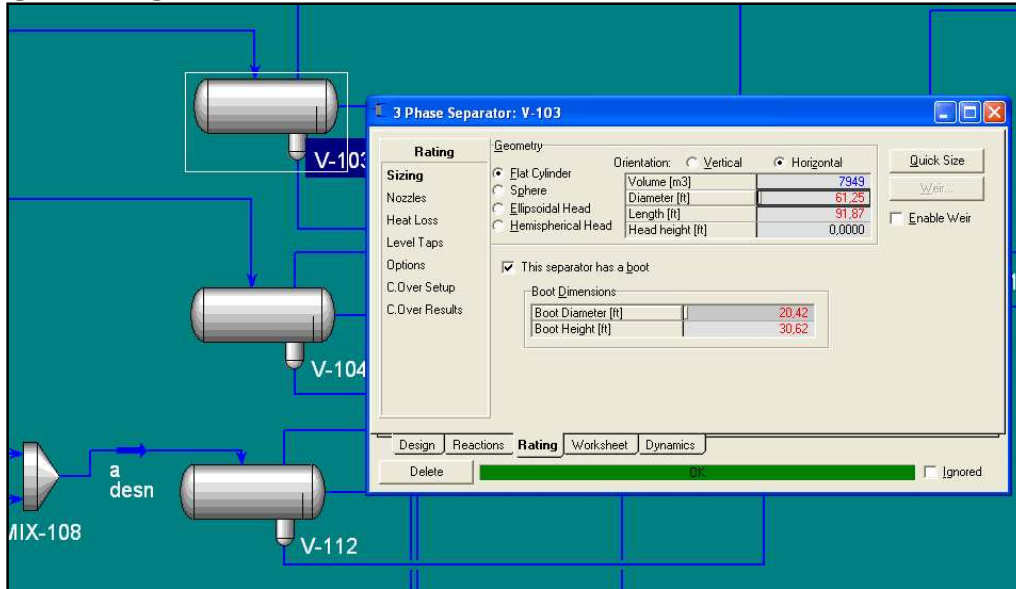
Con base en esta gráfica, se puede decir que el gas no presenta formación de hidratos en las condiciones que se envía para el consumo en los generadores, sin embargo, si por condiciones de operación del scrubber o de en etapas anteriores se encuentra un delta mayor de temperatura, eventualmente podríamos tener problemas de congelamiento de líneas y formación de hidratos.

En cuanto a los alivios que provienen de los separadores, tanques de almacenamiento, desnatadores, filtros, son enviados a un colector de alivios y luego a un K.O.Drum donde se separan de los condensados aprovechables y luego se envían a la tea.

Para el Sistema de Agua se tiene el siguiente modelo:

El agua de producción que sale de los separadores es enviada a 3 tanques desnatadores cada uno de capacidad de 50.000 BAPD cada desnatador remueve grasas y aceites la eficiencia de remoción de estos equipos es de 34%, lo cual remueve las trazas mayores de agua y aceite por lo cual se requiere un tratamiento posterior para eliminar los sólidos disueltos. La figura 12 muestra estos equipos.

Figura 12 Agua de Producción en Desnatadores, Caso Actual



Para continuar el proceso ilustrado en la figura 13, se lleva hacia los filtros de cáscaras de nuez, los cuales remueven partículas hasta de 20 micrones, y remueven hasta el 95% de los sólidos totales disueltos dejando el agua en condiciones aptas para inyección según se muestra en figura 14.

Figura 13 Filtros Cáscara de Nuez, Caso Actual

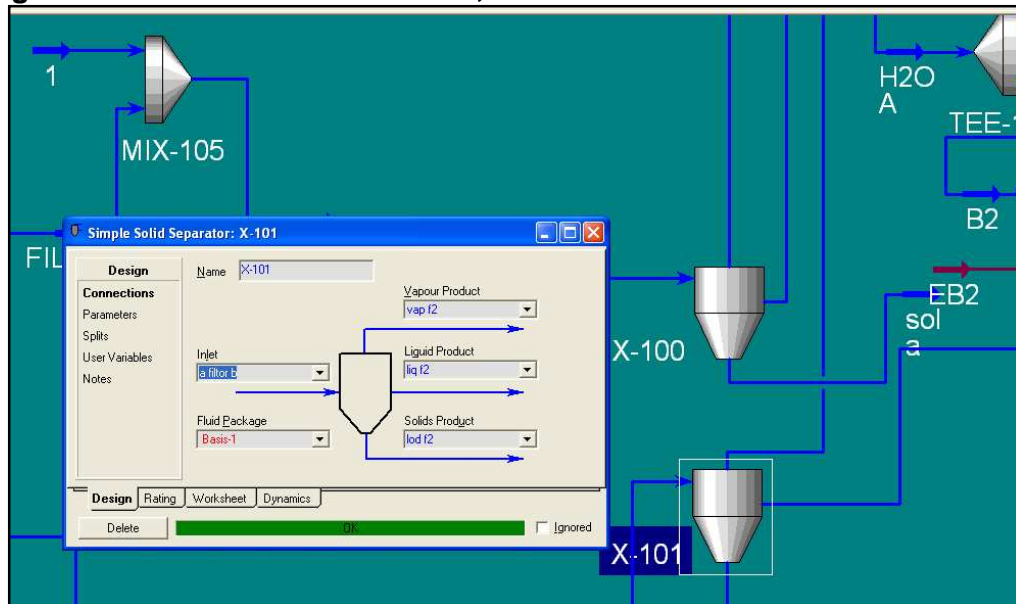
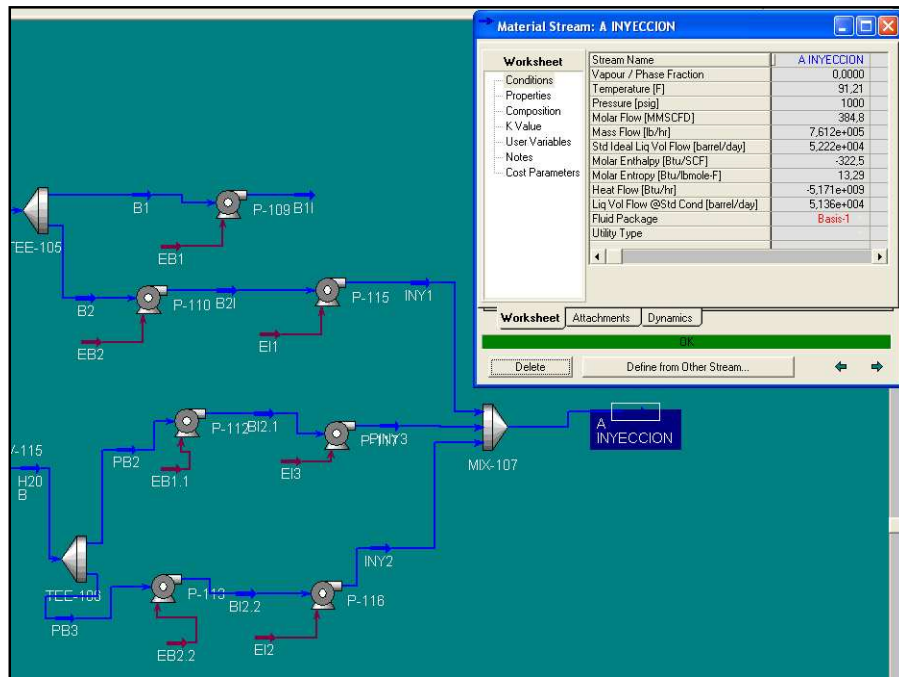


Figura 14 Agua para Inyección, Caso Actual



Manualmente se realizaron los cálculos para verificar los sólidos removidos en los desnatadores según la tabla 7 y en los filtros de cáscara de nuez según la tabla 8.

Tabla 7 Cálculo de los sólidos removidos en los desnatadores

TK DESNATADOR				
	FLUJO	AGUA	STD	ACEITE
ENTRADA			704,1	200
GPM	1539,125	1536,97	1,68	0,48
ACEITE	0,935	0,2023	0,571	0,162
			239,3940	68,0000
AGUA A FILTROS	1538,190	1536,766	1,108	0,315
ppm			464,9886	132,2026
			57,0744881	

Tabla 8 Cálculo de los sólidos totales disueltos removidos en los filtros cáscara de nuez

FILTROS DE CÁSCARA DE NUEZ				
	FLUJO	AGUA	STD	ACEITE
ENTRADA	1167			
GPM	1538,190	1536,77	1,11	0,31
			464,9886	132,0803
DRENAJES	30,764	29,412	1,053	0,299
AGUA A INYECCIÓN	1507,426	1507,355	0,055	0,016
ppm			23,7239	6,7388

De acuerdo con los valores óptimos para inyección de agua, se tiene lo siguiente:

Parámetro	STD	Grasas y Aceites	Diámetro tamaño o de partícula	Oxígeno disuelto	Dióxido carbónico	pH	Hierro total (Fe)
Unidad	ppm	ppm	µm	ppm	ppm	---	ppm
Especificación	30	10	< 10	0	< 10	7	< 3
Salida	23.72	6.73	1	0*	9*	7*	0,26*
Cumple?	SI	SI	SI				

El diámetro de partícula se obtuvo por parámetro de diseño de cada equipo (según tablas 7 y 8). La información de Oxígeno disuelto, Dióxido carbónico, pH y Hierro tal es a partir de los análisis de laboratorio del reporte mensual de los fluidos del campo. Sin embargo considerando los sólidos totales disueltos y las grasas disueltas, el agua está en condiciones para inyección, así como las condiciones de operación (presión, temperatura). En la tabla 9 se presentan las condiciones del agua a la entrada de los desnatadores.

Tabla 9 Propiedades del agua a la entrada de los desnatadores

Material Stream: agua2		Fluid Package: Basis-1			
		Property Package: Peng Robinson			
CONDITIONS					
	Overall	Vapour Phase	Aqueous Phase	Liquid Phase	
Vapour / Phase Fraction	0.0000	0.0000	1.0000	0.0000	
Temperature: (F)	90.04	90.04	90.04	90.04	
Pressure: (psig)	36.59	36.59	36.59	36.59	
Molar Flow (MMSCFD)	158.3	0.0000	158.3	0.0000	
Mass Flow (lb/hr)	3.131e+005	0.0000	3.131e+005	0.0000	
Std Ideal Liq Vol Flow (barrel/day)	2.148e+004	0.0000	2.148e+004	0.0000	
Molar Enthalpy (Btu/SCF)	-322.7	-97.09	-322.7	-532.8	
Molar Entropy (Btu/lbmole-F)	13.27	42.41	13.27	58.74	
Heat Flow (Btu/hr)	-2.128e+009	0.0000	-2.128e+009	0.0000	
Liq Vol Flow @Std Cond (barrel/day)	2.112e+004 *	0.0000	2.112e+004	0.0000	
PROPERTIES					
	Overall	Vapour Phase	Aqueous Phase	Liquid Phase	
Molecular Weight	18.02	19.53	18.02	222.2	
Molar Density (lbmole/ft3)	3.472	8.781e-003	3.472	0.2466	
Mass Density (lb/ft3)	62.55	0.1715	62.55	54.80	
Act. Volume Flow (barrel/day)	2.140e+004	0.0000	2.140e+004	0.0000	
Mass Enthalpy (Btu/lb)	-6797	-1886	-6797	-909.8	
Mass Entropy (Btu/lb-F)	0.7367	2.171	0.7367	0.2643	
Heat Capacity (Btu/lbmole-F)	18.56	9.658	18.56	91.08	
Mass Heat Capacity (Btu/lb-F)	1.030	0.4945	1.030	0.4098	
LHV Vol Basis (Std) (Btu/SCF)	2.262e-005	---	2.262e-005	---	
LHV Mass Basis (Std) (kJ/kg)	1.108e-003	---	1.108e-003	---	
Phase Fraction [Vol. Basis]	---	---	1.000	---	
Phase Fraction [Mass Basis]	0.0000	0.0000	1.000	0.0000	
Partial Pressure of CO2 (psig)	-14.70	---	---	---	
Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
Act. Gas Flow (ACFM)	---	---	---	---	
Avg. Liq. Density (lbmole/ft3)	3.458	1.106	3.458	0.2479	

En las tabla 10 se presentan las condiciones del agua a la salida del proceso, con destino a la inyección.

Tabla 10 Propiedades del Agua para Inyección

Material Stream: A INYECCION		
CONDITIONS		
	Overall	Aqueous Phase
Vapour / Phase Fraction	0.0000	1.0000
Temperature: (F)	91.21	91.21
Pressure: (psig)	1000	1000
Molar Flow (MMSCFD)	384.8	384.8
Mass Flow (lb/hr)	7.612e+005	7.612e+005
Std Ideal Liq Vol Flow (barrel/day)	5.222e+004	5.222e+004
Molar Enthalpy (Btu/SCF)	-322.5	-322.5
Molar Entropy (Btu/lbmole-F)	13.29	13.29
Heat Flow (Btu/hr)	-5.171e+009	-5.171e+009
Liq Vol Flow @Std Cond (barrel/day)	5.136e+004 *	5.136e+004
PROPERTIES		
	Overall	Aqueous Phase
Molecular Weight	18.02	18.02
Molar Density (lbmole/ft3)	3.477	3.477
Mass Density (lb/ft3)	62.65	62.65
Act. Volume Flow (barrel/day)	5.194e+004	5.194e+004
Mass Enthalpy (Btu/lb)	-6793	-6793
Mass Entropy (Btu/lb-F)	0.7376	0.7376
Heat Capacity (Btu/lbmole-F)	18.53	18.53
Mass Heat Capacity (Btu/lb-F)	1.028	1.028
LHV Vol Basis (Std) (Btu/SCF)	2.258e-005	2.258e-005
LHV Mass Basis (Std) (kJ/kg)	1.106e-003	1.106e-003
Phase Fraction [Vol. Basis]	0.0000	1.000
Phase Fraction [Mass Basis]	0.0000	1.000
Partial Pressure of CO2 (psig)	-14.70	---
Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000	0.0000
Act. Gas Flow (ACFM)	---	---
Avg. Liq. Density (lbmole/ft3)	3.458	3.458
Specific Heat (Btu/lbmole-F)	18.53	18.53
Std. Gas Flow (MMSCFD)	384.8	384.8
Std. Ideal Liq. Mass Density (lb/ft3)	62.30	62.30
Act. Liq. Flow (barrel/day)	5.194e+004	5.194e+004
Z Factor	4.936e-002	4.936e-002

CAPÍTULO III

3. ALTERNANTIVAS PARA EL MEJORAMIENTO DE MANEJO DE FLUIDOS EN EL CAMPO

En la tabla 11 se muestra el pronóstico de producción de fluidos para el campo, discriminando los fluidos asociados a la oportunidad de producción incremental identificada para el campo.

Tabla 11 Pronóstico de Producción de fluidos Base , Incremental y Total

AÑO	Campo 1 Caso Base				Campo 1 Caso "Incremental"				Campo 1 Caso Total			
	PETROLEO BOPD	AGUA BAPD	GAS KPCD	LIQUIDOS BFPD	PETROLEO BOPD	AGUA BAPD	GAS KPCD	LIQUIDOS BFPD	PETROLEO BOPD	AGUA BAPD	GAS KPCD	LIQUIDOS BFPD
1	4.090	50.324	3.125	53.513	4.079	2.261	2.160	5.255	7.509	52.585	5.018	58.533
2	2.911	51.246	2.591	53.454	2.415	2.836	824	4.775	5.326	54.081	3.415	58.101
3	2.157	51.892	2.289	53.577	1.339	3.000	564	4.195	3.496	54.892	2.853	57.666
4	1.650	52.324	2.119	53.644	841	3.062	396	3.850	2.491	55.386	2.515	57.434
5	1.295	52.670	2.002	53.726	583	3.074	299	3.647	1.878	55.744	2.301	57.297
6	1.038	52.722	1.919	53.741	438	3.074	247	3.512	1.476	55.795	2.166	57.247

Teniendo en cuenta que este pronóstico de producción, supera la capacidad de manejo de fluidos instalada actualmente en el campo, se evaluaron algunas alternativas técnicas para mejorar esta condición operacional en el campo, según se presenta a continuación.

3.1. LLEVAR LOS FLUIDOS A OTRA ESTACIÓN RECOLECTORA

Se estudió la alternativa de llevar los fluidos a otra estación con capacidad ociosa de tratamiento, para lo cual se tuvieron en cuenta los siguientes aspectos:

- ✓ Sería necesaria la construcción de un descargadero en el campo
- ✓ El fluido sería llevado desde el descargadero hacia la estación recolectora en carrotanque
- ✓ Para la construcción del descargadero se requeriría la ampliación de la plataforma pues su área actual no es suficiente para cumplir con normas de seguridad en cuanto a distancias y también se requeriría la adquisición de un predio vecino

- ✓ Se requeriría modificación de la licencia ambiental pues la actual no tiene permisos para facilidades como un descargadero temporal y se estima que este cambio puede tomar de 4 a 6 meses.
- ✓ El estado de las vías no está apto para altas densidades de tráfico por lo tanto se requeriría de un mantenimiento y reparación exhaustivas con el fin de garantizar las condiciones de tránsito de la misma
- ✓ La estación que recibiría el fluido generaría un cobro por el tratamiento y recibo del mismo lo cual impactaría el Opex del Campo

3.1.1. Estimación de costos de la Alternativa 1. De acuerdo con la descripción y consideraciones mencionadas anteriormente, en la tabla 12 se muestra el estimado de costos para la Alternativa 1:

ESTIMACIÓN DE COSTOS ALTERNATIVA 1		
Obras Civiles		KUS\$
Compra de Predio		300
Obras civiles Ampliación Predio		700
Ingeniería	7%	70
Interventoría	8%	80
Ambiental y Social	2%	20
Contingencia	15%	150
Sub-total Obras Civiles		1.320
Total Inversiones KUS\$		1.320
Mantenimiento Vías		1.000
Total Gastos KUS\$		1.000
Transporte Carrotanque hacia Estación	US\$/BF	1,50
Tarifa de Recibo y Tratamiento Estación	US\$/BF	1,1
Total Tarifa US/BF		2,60

Tabla 12 Estimación de Costos Alternativa 1

3.2. AMPLIACIÓN DE LAS FACILIDADES EXISTENTES

Con base en los pronósticos de producción esperados, se evaluó la ampliación de las facilidades de producción, con un dimensionamiento general de equipos requeridos para cubrir las necesidades operacionales que se tendrán con la perforación de los nuevos pozos, el cual se presenta en la tabla 13.

Tabla 13 Ampliación estimada de facilidades Alternativa 2

PROCESO	CAMPO UNO		Promedio Actual	Incremental Esperado	Total	Deficit	Equipos Estimados
	No. Equipos	Capacidad total BFPD / MMSCFD	BPD	BPD	BPD	BPD	
1 SEPARACIÓN							
SEPARADORES GENERALES	3	50000 / 20	53.513	5.255	58.768	(8.768)	1 Separador 10,000
GUN BARREL	2	10.000	4.090	4.079	8.169	1.831	
2 TRAT. AGUA DE PROD./INYECCIÓN		BAPD					
DESNATADORES	3	50.000	50.324	3.074	53.397	(3.397)	
FILTROS DE CÁSCARA DE NUEZ	3	45.000	50.324	3.074	53.397	(8.397)	1 Filtro 10,000
3 INYECCIÓN DE AGUA		BAPD					
BOMBAS DE INYECCION (SIN BACK UP)	4	60.000	50.324	3.074	53.397	6.603	1 Bomba 10,000
BOMBAS BOOSTER	3	90.000	50.324	3.074	53.397	36.603	
3 EXPORTACIÓN DE CRUDO							
ALMACENAMIENTO	3	4.500 Bbls	4.090	4.079	8.169	(3.669)	1 Tanque 4,000
BOMBAS DE TRANSFERENCIA	3	30.000 BOPD	4.090	4.079	8.169	21.831	
4 MANEJO DE GAS		MMSCFD					
SCRUBBER GAS COMBUSTIBLE	1	10	3.125	2.160	5.285	2.160	
SCRUBBER TEA DE ALTA	1	7			0	0	
COMPRESOR	1	6			0	0	
TEA DE ALTA	1	7			0	0	
5 GENERACIÓN ELÉCTRICA		KW					
GENERADORES A GAS	4	3.200	3.380	1.000	4.380	1.180	1 Generador

3.2.1. Modelo en Hysis de la alternativa 2. De acuerdo con el dimensionamiento conceptual mostrado en la tabla anterior, se generó el nuevo modelo incluyendo el separador trifásico de 10.000 BFPD mostrado en la figura 15, así como el tanque de almacenamiento y su bomba respectiva según la figura 16.

Figura 15 Modelo incluyendo separador trifásico, Alternativa 2

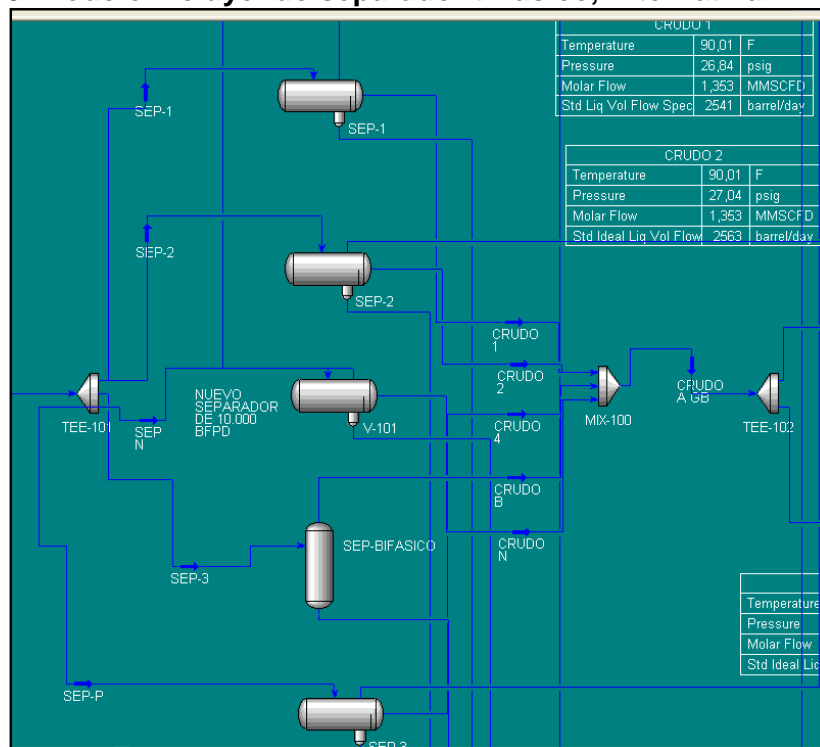
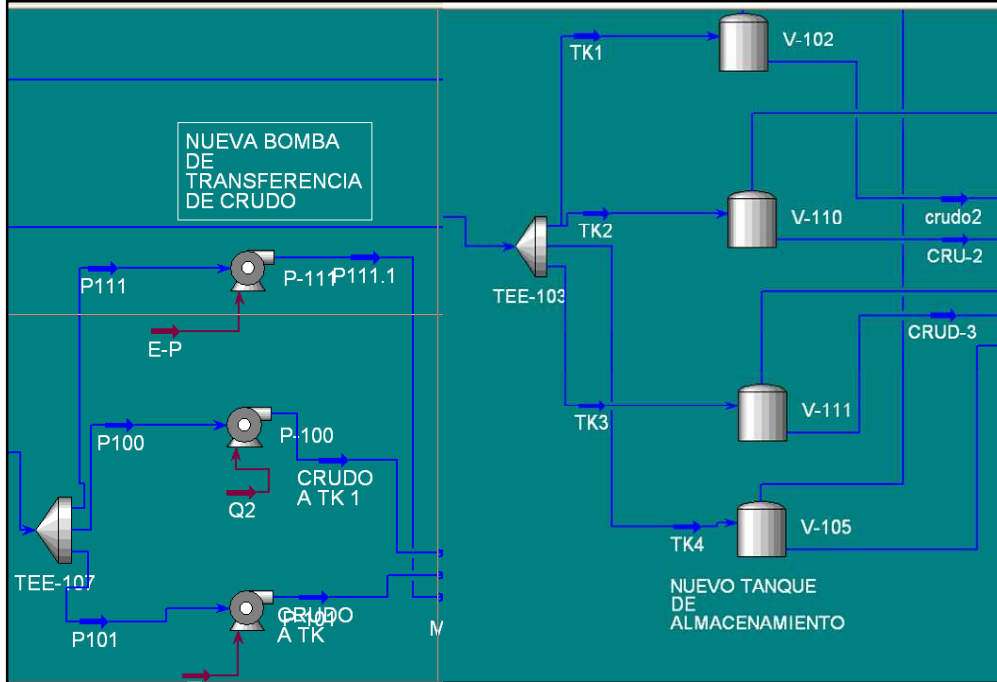
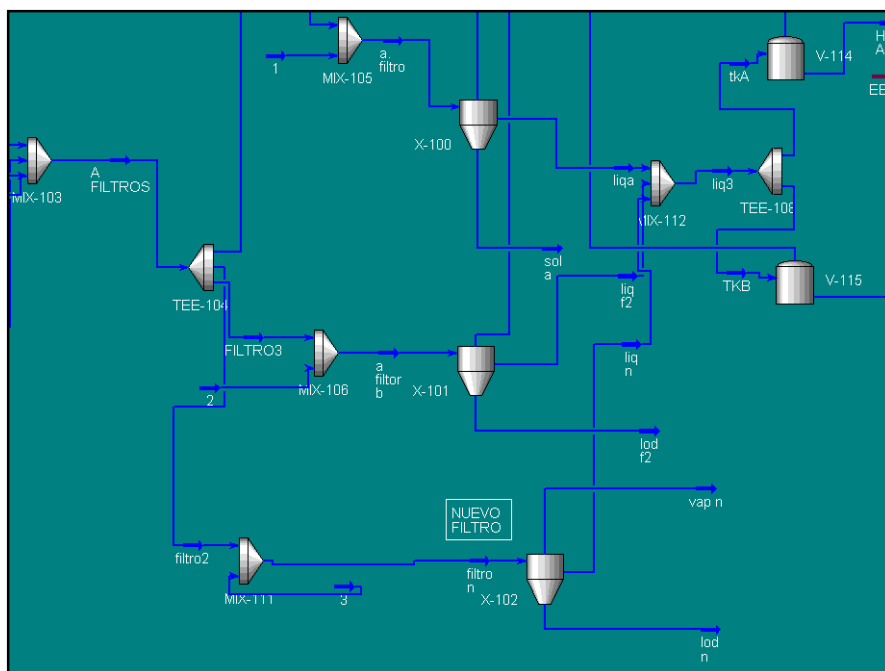


Figura 16 Modelo incluyendo bomba de transferencia y tanque de almacenamiento



E incluyendo el filtro de 10.000 BAPD para agua el de inyección como se muestra en la figura 18.

Figura 17 Modelo incluyendo Filtro de Cáscara de Nuez



Con base en este modelo se obtienen las siguientes especificaciones de salida para el crudo:

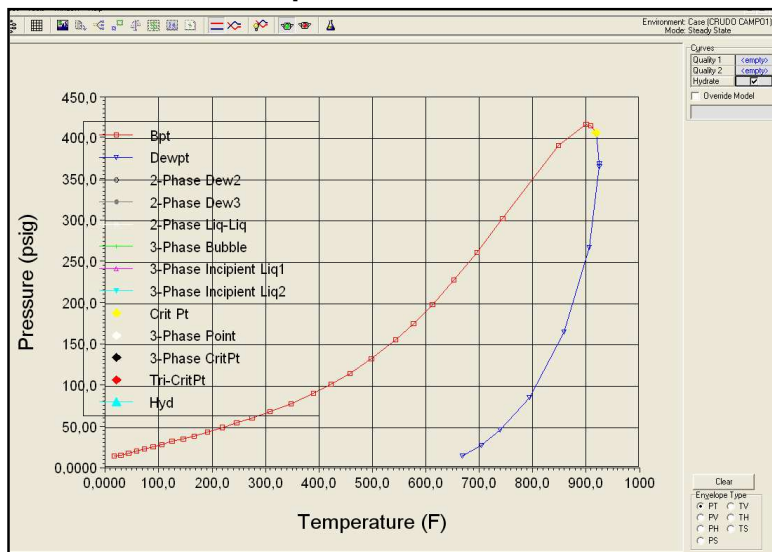
	BSW	Temperatura °F.	Viscosidad cSt a 140 °F.
Especificación	< 0,5%	< 190	< 250
Salida	0,22	90,31	5.68
Cumple?	SI	SI	SI

Particularmente respecto al BSW del Caso Base se observa que este se encontraría dentro de especificaciones. La información de salida del crudo del modelo se presenta en la figura 18 y en la figura 19 se presenta la curva de hidratos para el crudo bajo la alternativa 2 en la cual se evidencia que las condiciones son adecuadas.

Figura 18 Salidas para el crudo, Alternativa 2

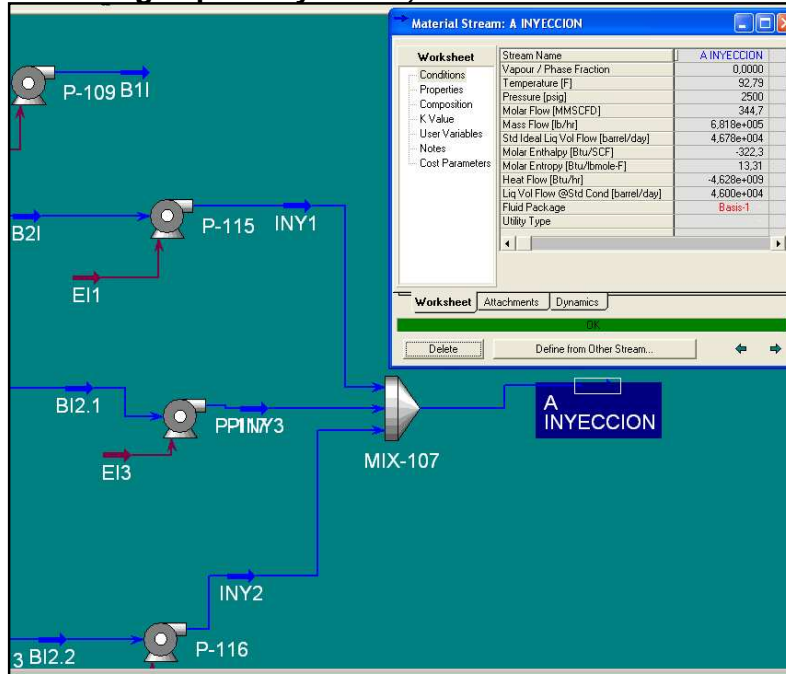
Worksheet	Stream Name	A OLEODUCTO
Conditions	Vapour / Phase Fraction	0,0000
Properties	Temperature [F]	90,31
Composition	Pressure [psig]	100,0
K Value	Molar Flow [MMSCFD]	3,947
User Variables	Mass Flow [lb/hr]	9,633e+004
Notes	Std Ideal Liq Vol Flow [barrel/day]	7476
Cost Parameters	Molar Enthalpy [Btu/SCF]	-532,6
	Molar Entropy [Btu/lbmole-F]	58,76
	Heat Flow [Btu/hr]	-8,759e+007
	Liq Vol Flow @Std Cond [barrel/day]	7412
	Fluid Package	Basis-1
	Utility Type	

Figura 19 Gráfica de Hidratos para el crudo, Alternativa 2



La salida del agua para inyección se presenta en la figura 20.

Figura 20 Salida agua para inyección, Alternativa 2



Y con base en el modelo se obtienen las condiciones y propiedades del agua para inyección mostradas en la tabla 14

Tabla 14 Especificaciones del agua de inyección

Material Stream: A INYECCION			Material Stream: A INYECCION		
CONDITIONS			PROPERTIES		
	Overall	Aqueous Phase		Overall	Aqueous Phase
Vapour / Phase Fraction	0.0000	1.0000	Molecular Weight	18.02	18.02
Temperature: (F)	92.79	92.79	Molar Density (lbmole/ft3)	3.486	3.486
Pressure: (psig)	2500	2500	Mass Density (lb/ft3)	62.80	62.80
Molar Flow (MMSCFD)	344.7	344.7	Act. Volume Flow (barrel/day)	4.641e+004	4.641e+004
Mass Flow (lb/hr)	6.818e+005	6.818e+005	Mass Enthalpy (Btu/lb)	-6788	-6788
Std Ideal Liq Vol Flow (barrel/day)	4.678e+004	4.678e+004	Mass Entropy (Btu/lb-F)	0.7387	0.7387
Molar Enthalpy (Btu/SCF)	-322.3	-322.3	Heat Capacity (Btu/lbmole-F)	18.48	18.48
Molar Entropy (Btu/lbmole-F)	13.31	13.31	Mass Heat Capacity (Btu/lb-F)	1.026	1.026
Heat Flow (Btu/hr)	-4.628e+009	-4.628e+009	LHV Vol Basis (Std) (Btu/SCF)	1.811e-005	1.811e-005
Liq Vol Flow @Std Cond (barrel/day)	4.600e+004 *	4.600e+004	LHV Mass Basis (Std) (kJ/kg)	8.874e-004	8.874e-004
			Phase Fraction [Vol. Basis]	0.0000	1.000
			Phase Fraction [Mass Basis]	0.0000	1.000
			Partial Pressure of CO2 (psig)	-14.70	---
			Cost Based on Flow (Cost/\$)	0.0000	0.0000
			Act. Gas Flow (ACFM)	---	---
			Avg. Liq. Density (lbmole/ft3)	3.458	3.458
			Specific Heat (Btu/lbmole-F)	18.48	18.48
			Std. Gas Flow (MMSCFD)	344.7	344.7
			Std. Ideal Liq. Mass Density (lb/ft3)	62.30	62.30
			Act. Liq. Flow (barrel/day)	4.641e+004	4.641e+004
			Z Factor	0.1217	0.1217
			Watson K	---	---

Para el cálculo de STD, grasas y aceites y Diámetro de partícula se tienen los cálculos presentados en las tablas 15 y 16.

Tabla 15 Cálculo de los sólidos removidos en los desnatadores

TK DESNATADOR				
	FLUJO	AGUA	STD	ACEITE
ENTRADA			704,1	200
GPM	1379	1377,07	1,50	0,43
ACEITE	0,859	0,2023	0,512	0,145
			239,3940	68,0000
AGUA A FILTROS	1378,141	1376,866	0,993	0,282
ppm			464,9957	132,2046

Tabla 16 Cálculo de los sólidos totales disueltos removidos en los filtros cáscara de nuez

FILTROS DE CÁSCARA DE NUEZ				
	FLUJO	AGUA	STD	ACEITE
ENTRADA	1167			
GPM	1378,141	1376,87	0,99	0,28
			464,9957	132,0823
DRENAJES	27,563	26,351	0,943	0,268
AGUA A INYECCIÓN	1350,578	1350,514	0,050	0,014
ppm			23,7243	6,7389

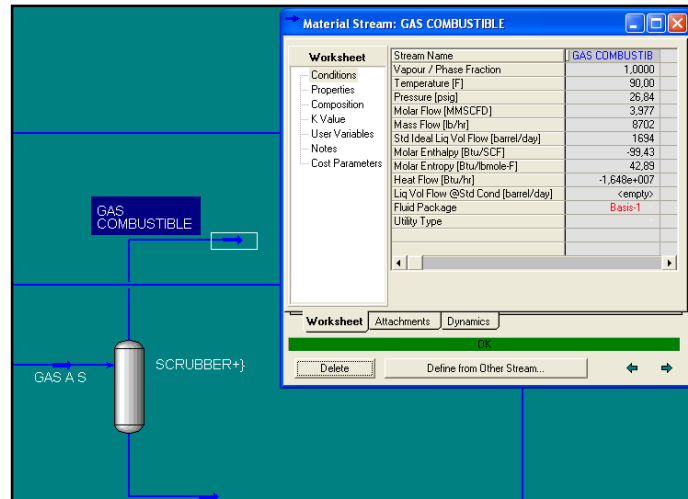
Parámetro	STD	Grasas y Aceites	Diámetro tamaño de partícula
Unidad	ppm	ppm	µm
Especificación	30	10	< 10
Salida	23.72	6.73	1
Cumple ?	SI	SI	SI

El resultado es el mismo en estas especificaciones en cuanto a remoción por la eficiencia de diseño de los equipos, la diferencia es el volumen de flujo.

De acuerdo con el modelo el tratamiento para el agua está permitiendo obtener el agua para inyección dentro de especificaciones.

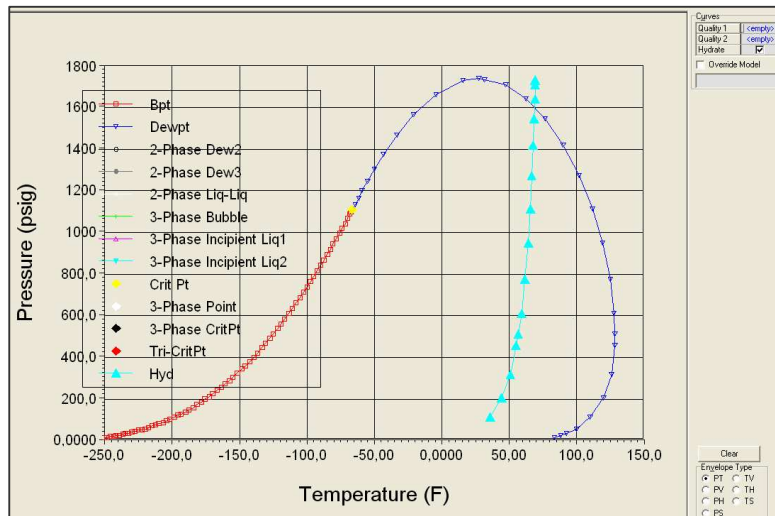
Y en cuanto al gas, según la salida mostrada en la figura 21 tenemos 3,977 MMPCD disponibles para autogeneración. La demanda de energía con los nuevos equipos es de 3,500 Kw , que se cubren con 1,050 MMPCD, quemándose 2,93 MMPCD de gas, actualmente se están realizando estudios para manejo del gas del campo lo cual puede estar enfocado hacia un proyecto de ventas de gas o a un proyecto WAG de recuperación secundaria.

Figura 21 Salida del Gas, Alternativa 2



Y la curva de hidratos del gas generada por el modelo se presenta en la figura 22.

Figura 22 Curva de Hidratos para el Gas, Alternativa 2



Guarda semejanza con la obtenida en el caso base, en general al no haber cambio en las condiciones de operación del gas, no se presentan pérdidas de presión ni deltas de temperatura que puedan generar la formación de hidratos.

3.2.2. Estimación de costos de la alternativa 2. El costo estimado para la implementación de esta ampliación es de KUS\$ 8.446 según se muestra en la tabla 17 y su implementación significa que debe hacerse una planeación y estudios adecuados para la implementación.

De todas maneras, dependiendo de la entrada en producción de los pozos y el cronograma para la implementación y montaje de este proyecto, eventualmente sería requerido el alquiler de algunos equipos para el manejo temporal de los fluidos del campo.

Tabla 17 Estimación de Costos Alternativa 2

ESTIMACIÓN DE COSTOS ALTERNATIVA 2		
Equipos		KUS\$
SEPARACIÓN	1 Sep. Trifásico 10,000	1.200
TRAT. AGUA DE PROD./INYECCIÓN	1 Filtro	1.000
INYECCIÓN DE AGUA	1 Bomba	1.500
EXPORTACIÓN DE CRUDO	1 Tanque 4,000	700
MANEJO DE GAS		
GENERACIÓN ELÉCTRICA		170
AUXILIARES Y OTROS		500
Sub-total Equipos		5.070
Montaje	35%	1.773
Ingeniería	7%	355
Interventoría	8%	406
Ambiental y Social	2%	101
Contingencia	15%	761
Sub-total Montaje y Otros		3.396
Total Inversiones KUS\$		8.466

3.3. CIERRE DE POZOS CON BAJOS NIVELES DE PRODUCCIÓN DE CRUDO

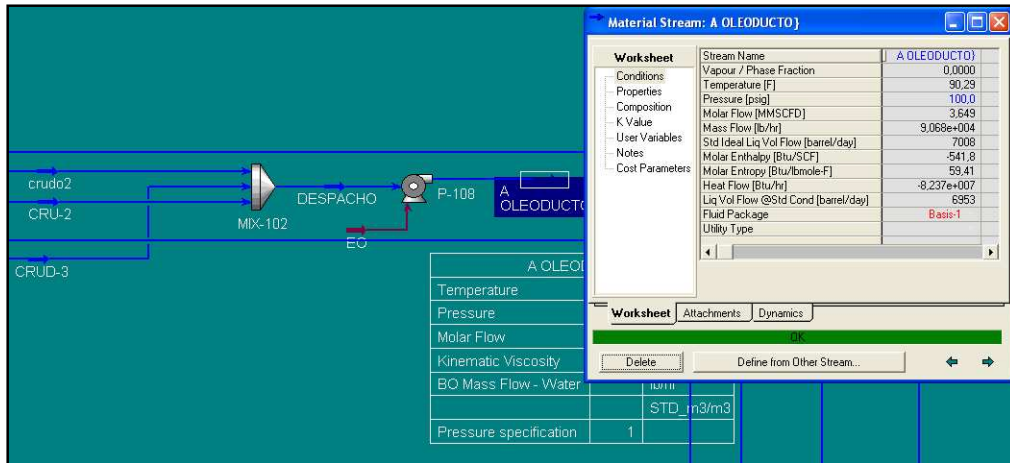
Con el objetivo de liberar la capacidad empleada por algunos pozos con bajo nivel de producción de aceite, se evaluó el cierre de 4 de estos pozos. Bajo este escenario, los pronósticos de fluidos son los mostrados en la tabla 18.

Tabla 18 Pronóstico de Producción de Fluidos Alternativa 3

AÑO	Campo 1 Caso Base				Campo 1 Caso "Incremental"				Campo 1 Caso "Cierre de Pozos Baja Producción"				Campo 1 Caso Total Alternativa 1			
	PETROLEO BOPD	AGUA BAPD	GAS KPCD	LIQUIDOS BFPD	PETROLEO BOPD	AGUA BAPD	GAS KPCD	LIQUIDOS BFPD	PETROLEO BOPD	AGUA BAPD	GAS KPCD	LIQUIDOS BFPD	PETROLEO BOPD	AGUA BAPD	GAS KPCD	LIQUIDOS BFPD
1	4.090	50.324	3.125	53.513	4.079	2.261	2.160	5.255	(160)	(6.671)	(138)	(6.939)	7.309	44.338	4.844	50.126
2	2.911	51.246	2.591	53.454	2.415	2.836	824	4.775	(97)	(8.254)	(84)	(8.407)	5.173	45.772	3.283	49.695
3	2.157	51.892	2.289	53.577	1.339	3.000	964	4.195	(62)	(8.313)	(53)	(8.407)	3.403	46.548	2.773	49.259
4	1.660	52.324	2.119	53.644	841	3.062	396	3.850	(39)	(4.472)	(33)	(4.523)	2.431	50.901	2.463	52.879
5	1.295	52.670	2.002	53.726	583	3.074	299	3.647	(27)	(4.485)	(23)	(4.523)	1.840	51.247	2.269	52.774
6	1.036	52.722	1.919	53.741	438	3.074	247	3.512	(20)	(4.497)	(17)	(4.523)	1.450	51.286	2.144	52.724

3.3.1. Modelo en Hysis de la alternativa 3. Se simuló con la capacidad actual instalada y los nuevos volúmenes y se identificó que el crudo sale por fuera de especificación pues su BSW es según los cálculos de 0.75% con base en lo que arroja el modelo según se muestra en la figura 23.

Figura 23 Salida del crudo con instalaciones actuales y fluido incremental



Con base en esta información se simuló incluyendo un gunbarrel para 10.000 Bbl adicional y un tanque de almacenamiento adicional para 4.000 con el objetivo de darle más tiempo de retención al crudo para rectificar el comportamiento de su especificación.

Generando el modelo de procesos en HYSIS para este caso, se obtendrían las siguientes condiciones operacionales para el crudo:

	BSW	Temperatura °F.	Viscosidad cSt a 140 °F.
Especificación	< 0,5%	< 190	< 250
Salida	0,513	90,31	5.818
Cumple?	SI+-	SI	SI

Particularmente respecto al BSW del Caso Base se observa que este se encontraría dentro de especificaciones con algún ajuste de equipos. La información de salida del crudo del modelo se presenta en la figura 24 y en la figura 25 se presenta la curva de hidratos para el crudo bajo la alternativa 3 en la cual se evidencia que las condiciones son adecuadas.

Figura 24 Salidas para el crudo, Alternativa 3

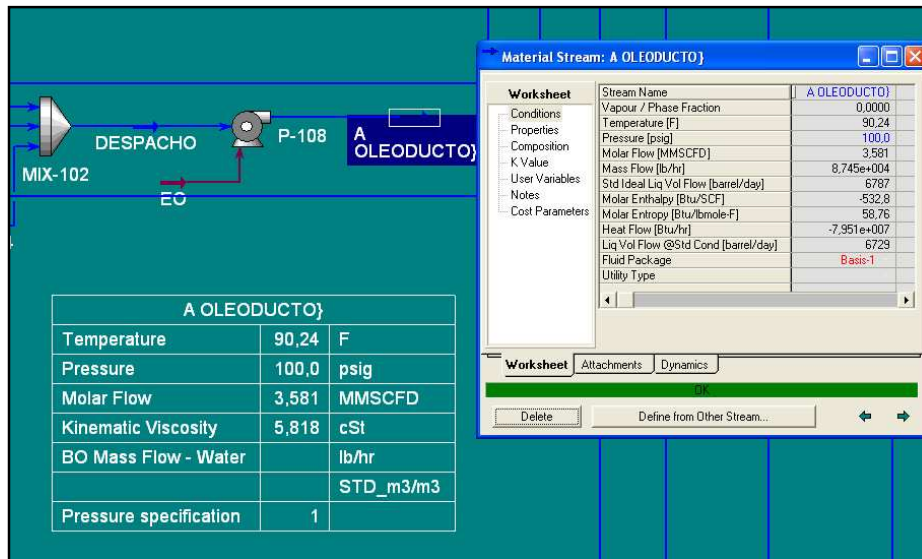
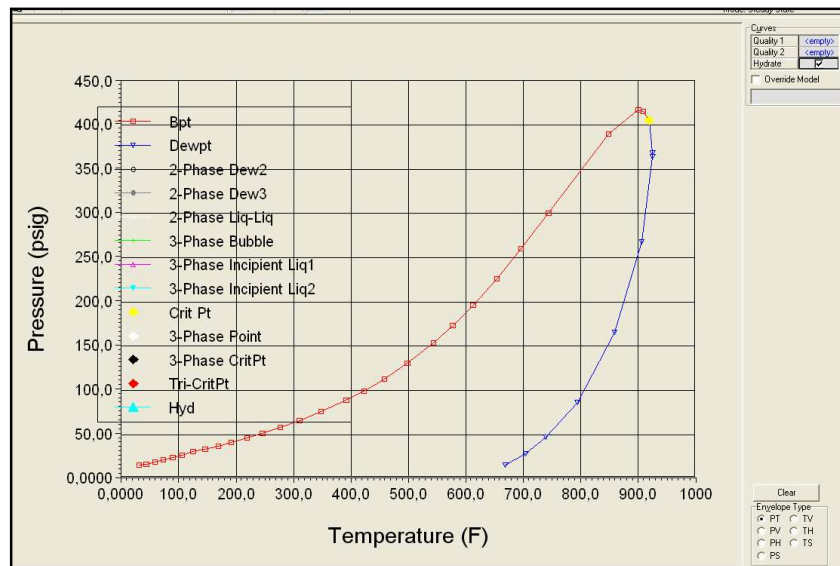
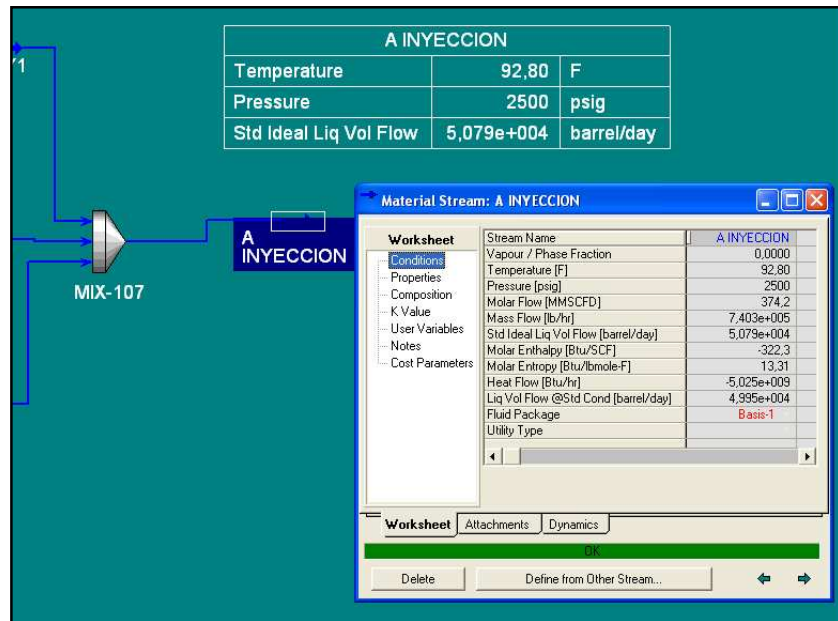


Figura 25 Gráfica de Hidratos para el crudo, Alternativa 3



En cuanto a la salida del agua para inyección se presenta en la figura 26.

Figura 26 Salida agua para inyección, Alternativa 3



Y con base en el modelo se obtienen las condiciones y propiedades del agua para inyección mostradas en la tabla 19

Tabla 19 Especificaciones del agua de inyección

Material Stream: A INYECCION			Material Stream: A INYECCION (continued)		
CONDITIONS			PROPERTIES		
	Overall	Aqueous Phase	Overall	Aqueous Phase	
Vapour / Phase Fraction	0,0000	1,0000	Cv (Ent. Method) (Btu/lbmole-F)	15,93	15,93
Temperature (F)	92,80	92,80	Mass Cv (Ent. Method) (Btu/lb-F)	0,8841	0,8841
Pressure (psig)	2500	2500	Cp/Cv (Ent. Method)	1,160	1,160
Molar Flow (MMSCFD)	374,2	374,2	Reid VP at 37,8 C (psig)	---	---
Mass Flow (lb/hr)	7,403e+005	7,403e+005	True VP at 37,8 C (psig)	-12,07	-12,07
Std Ideal Liq Vol Flow (barrel/day)	5,079e+004	5,079e+004	Liq Vol Flow - Sum(Std. Cond) (barrel/day)	4,995e+004	4,995e+004
Molar Enthalpy (Btu/SCF)	-322,3	-322,3	Partial Pressure of H2S (psig)	-14,70	---
Molar Entropy (Btu/lbmole-F)	13,31	13,31	Viscosity Index	-1,405	-1,405
Heat Flow (Btu/hr)	-5,025e+009	-5,025e+009	Molecular Weight	18,02	18,02
Liq Vol Flow @Std Cond (barrel/day)	4,995e+004 *	4,995e+004	Molar Density (lbmole/ft3)	3,486	3,486
			Mass Density (lb/ft3)	62,80	62,80
			Act. Volume Flow (barrel/day)	5,039e+004	5,039e+004
			Mass Enthalpy (Btu/lb)	-6788	-6788
			Mass Entropy (Btu/lb-F)	0,7387	0,7387
			Heat Capacity (Btu/lbmole-F)	18,48	18,48
			Mass Heat Capacity (Btu/lb-F)	1,026	1,026
			LHV Vol Basis (Std) (Btu/SCF)	1,921e-005	1,921e-005
			LHV Mass Basis (Std) (kJ/kg)	9,413e-004	9,413e-004
			Phase Fraction [Vol. Basis]	0,0000	1,000
			Phase Fraction [Mass Basis]	0,0000	1,000
			Partial Pressure of CO2 (psig)	-14,70	---
			Cost Based on Flow (Costs)	0,0000	0,0000
			Act. Gas Flow (ACFM)	---	---
			Avg. Liq. Density (lbmole/ft3)	3,458	3,458
			Specific Heat (Btu/lbmole-F)	18,48	18,48
			Std. Gas Flow (MMSCFD)	374,2	374,2
			Std. Ideal Liq. Mass Density (lb/ft3)	62,30	62,30
			Act. Liq. Flow (barrel/day)	5,039e+004	5,039e+004
			Z Factor	0,1217	0,1217
			Watson K	---	---
			User Property	---	---
			Cp/(Cp - R)	1,120	1,120
			Cp/Cv	1,149	1,149
			Heat of Vap. (Btu/SCF)	16,56	---

Para el cálculo de STD, grasas y aceites y Diámetro de partícula se tienen los cálculos presentados en las tablas 20 y 21.

Tabla 20 Cálculo de los sólidos removidos en los desnatadores

TK DESNATADOR				
	FLUJO	AGUA	STD	ACEITE
ENTRADA			704,1	200
GPM	1495,96	1493,86	1,63	0,46
ACEITE	0,915	0,2023	0,555	0,158
			239,3940	68,0000
AGUA A FILTROS	1495,045	1493,662	1,077	0,306
ppm			464,9904	132,2031

Tabla 21 Cálculo de los sólidos totales disueltos removidos en los filtros cáscara de nuez

FILTROS DE CÁSCARA DE NUEZ				
	FLUJO	AGUA	STD	ACEITE
ENTRADA	1167			
GPM	1495,045	1493,66	1,08	0,31
			464,9904	132,0808
DRENAJES	29,901	28,587	1,023	0,291
AGUA A INYECCIÓN	1465,144	1465,075	0,054	0,015
ppm			23,7240	6,7388

Parámetro	STD	Grasas y Aceites	Diámetro tamaño de partícula
Unidad	ppm	ppm	µm
Especificación	30	10	< 10
Salida	23.72	6.73	1
Cumple ?	SI	SI	SI

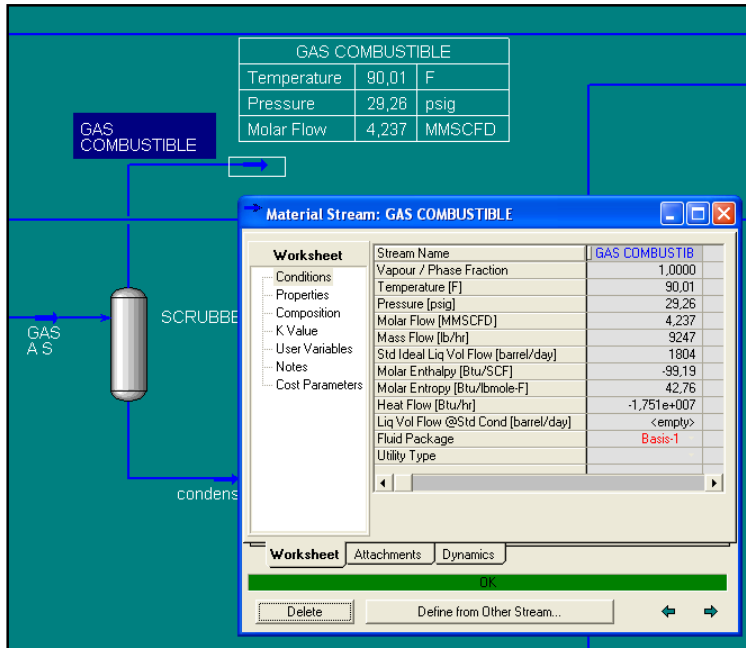
El resultado es el mismo en estas especificaciones en cuanto a remoción por la eficiencia de diseño de los equipos, la diferencia es el volumen de flujo.

De acuerdo con el modelo el tratamiento para el agua está permitiendo obtener el agua para inyección dentro de especificaciones.

Y en cuanto al gas, según la salida mostrada en la figura 27 tenemos 4,237 MMPCD disponibles para autogeneración. La demanda de energía con los nuevos equipos es casi nula, entonces aproximadamente se seguirían

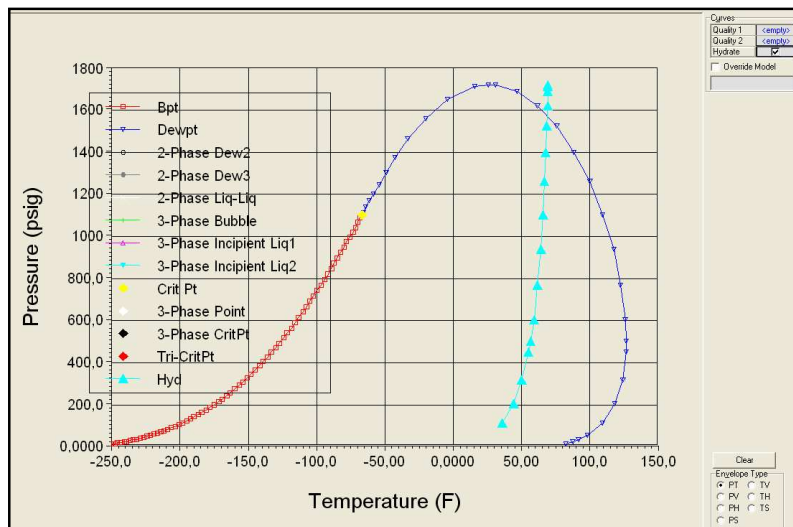
quemando 1.2 MMPCD, actualmente se están realizando estudios para manejo del gas del campo lo cual puede estar enfocado hacia un proyecto de ventas de gas o a un proyecto WAG de recuperación secundaria.

Figura 27 Salida del Gas, Alternativa 3



Y la curva de hidratos del gas generada del modelo se presenta en la figura 28

Figura 28 Curva de Hidratos para el Gas, Alternativa 3



Guarda semejanza con la obtenida en el caso base, en general al no haber cambio en las condiciones de operación del gas, no se presentan pérdidas de presión ni deltas de temperatura que puedan generar la formación de hidratos.

3.3.2. Estimación de costos de la alternativa 3. Considerando que la capacidad actual únicamente requeriría ampliación para el tratamiento de crudo de acuerdo el conceptual de la tabla 22, también dentro de la evaluación, se contempla el costo variable que dejaría de generarse asociado a esta producción. En la tabla 23 un resumen con el estimado de la inversión asociada a este proyecto y los gastos consistentes en unos trabajos de workover de abandono de pozos contemplados en KUS\$ 800 y se dejarían de producir KBO 190 durante la vida del contrato.

Tabla 22 Necesidad de Ampliación de Facilidades Alternativa 3

PROCESO	CAMPO UNO		Promedio Caso Base	Incremental Esperado	Total	Deficit	Equipos Estimados
	No Equipos	Capacidad total BFPD / MMSCFD					
1 SEPARACIÓN							
SEPARADORES GENERALES	3	50000 / 20	53.644	(1.684)	51.960	(1.960)	
GUN BARREL	2	10.000	1.650	3.899	5.549	4.451	1 Gunbarrel 10,000
2 TRAT. AGUA DE PROD./INYECCIÓN		BAPD					
DESNATADORES	3	50.000	52.324	(4.410)	47.914	2.086	
FILTROS DE CÁSCARA DE NUEZ	3	45.000	52.324	(4.410)	47.914	(2.914)	
3 INYECCIÓN DE AGUA		BAPD					
BOMBAS DE INYECCION (SIN BACK UP)	4	60.000	52.324	(4.410)	47.914	12.086	
BOMBAS BOOSTER	3	90.000	52.324	(4.410)	47.914	42.086	
4 EXPORTACIÓN DE CRUDO							
ALMACENAMIENTO	3	1,500 Bbls	1.650	3.899	5.549	(1.049)	1 Tanque 4,000
BOMBAS DE TRANSFERENCIA	3	30.000 BOPD	1.650	3.899	5.549	24.451	
5 MANEJO DE GAS		MMSCFD					
SCRUBBER GAS COMBUSTIBLE	1	10	2.119	362	2.481	644	
SCRUBBER TEA DE ALTA	1	7			0	0	
COMPRESOR	1	6			0	0	
TEA DE ALTA	1	7			0	0	
6 GENERACIÓN ELÉCTRICA		KW					
GENERADORES A GAS	4	3.200	3.380		3.380	180	

Tabla 23 Estimación Costos Alternativa 3

ESTIMACIÓN DE COSTOS ALTERNATIVA 3		
	Equipos	KUS\$
SEPARACIÓN	1 Gunbarrel 10,000	694
EXPORTACIÓN DE CRUDO	1 tanque 4,000	304
GENERACIÓN ELÉCTRICA		170
AUXILIARES Y OTROS		200
Sub-total Equipos		1.368
Montaje	35%	479
Ingeniería	7%	96
Interventoría	8%	109
Ambiental y Social	2%	27
Contingencia	15%	205
Sub-total Montaje y Otros		917
Total Inversiones KUS\$		2.285
Abandono 4 Pozos		800
Total Gastos KUS\$		800

CAPÍTULO IV

4. EVALUACIÓN ECONOMICA

Una vez confirmada la viabilidad técnica de las alternativas identificadas, y de acuerdo con la estimación general de costos asociada a cada alternativa, se procedió con un ejercicio de evaluación económica para cada alternativa.

4.1. PREMISAS DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA

En general, la visión de las evaluaciones presentadas corresponde con una visión incremental de la implementación de oportunidades de perforación en el campo en conjunto con el efecto de la implementación de las alternativas evaluadas. A continuación se presentan las principales premisas empleadas en la evaluación de este caso:

- Tasa de descuento: se ha tomado una tasa del 12% considerando una tasa general para la industria.
- Impuesto de renta: de acuerdo con la norma tributaria vigente se ha considerado un 33% como base para este cálculo.
- Regalías: de acuerdo con las características contractuales, este valor corresponde al 20% de la producción, a ser pagado en crudo.
- Período: considerando las características contractuales y dado que el contrato deberá revertir a la empresa del estado, el período contemplado para esta evaluación es de 6 años.
- No hay valor residual para el proyecto, pues al final del contrato todas las instalaciones y propiedades son cedidas a ECOPETROL y los pozos continúan en producción.
- Los valores en el flujo de caja están expresados en base real, o sea, sin inflación. Esta consideración está basada en la premisa de igual variación en los precios relativos de los ítems que componen el flujo de caja del proyecto;
- Depreciación y Amortización - método unidades de producción, de acuerdo con el método contable aplicado por la unidad siendo que 100% de la inversión depreciable, conforme permite la legislación local.

- Tarifas de transporte: considerando que todos los socios del campo poseen participación en los oleoductos desde el campo hasta su punto de exportación, se han asumido una tarifa de transporte equivalente a la tarifa de transporte de Socios en la cual se incluyen tanto los impuestos de transporte para cada tramo como la tarifa misma de cada tramo, según se indica en la siguiente 24

Tabla 24 Tarifas de Transporte

Año	1	2	3	4	5	6
Tarifa de Transporte US\$/Bbl	1,32	1,47	1,54	1,62	1,71	1,79

- Precio de venta del petróleo (tabla 25): hasta su punto de exportación, donde es vendido como Mezcla Vasconia, el petróleo es mezclado con otros crudos durante el recorrido por los oleoductos que conforman el sistema de transporte hasta Coveñas. Debido a este proceso, los precios de evaluación son ajustados con base en el estimado de pérdida o ganancia en volumen que resulte por el efecto de la compensación volumétrica que se realiza en el sistema de oleoductos, con el fin de establecer los volúmenes equivalentes del crudo producido en relación con el crudo exportado, debido a la diferencia de calidad de los mismos. El ajuste en el precio se ha estimado con base en el histórico correspondiente al año 2009 de acuerdo con los resultados del ejercicio de la compensación volumétrica y se ha considerado como una tasa del 2%. De esta manera, se han considerado tres escenarios de precios a saber: uno denominado Pesimista, otro Probable y uno Optimista:

Tabla 25 Escenario de Precios

Año	Conservador WTI US\$/Bbl	Conservador Vasconia US\$/Bbl	Diferencial US\$/Bbl	Venta Conservador US\$/Bbl	Probable WTI US\$/Bbl	Probable Vasconia US\$/Bbl	Diferencial US\$/Bbl	Venta Probable US\$/Bbl	Optimista WTI US\$/Bbl	Optimista Vasconia US\$/Bbl	Diferencial US\$/Bbl	Venta Optimista US\$/Bbl
1	84,59	74,18	-1,48	72,70	84,59	74,18	-1,48	72,70	84,59	74,18	-1,48	72,70
2	50,00	41,93	-0,84	41,10	75,00	65,11	-1,30	63,81	85,00	74,58	-1,49	73,09
3	50,00	41,93	-0,84	41,10	75,00	65,11	-1,30	63,81	85,00	74,58	-1,49	73,09
4	50,00	41,93	-0,84	41,10	72,00	62,29	-1,25	61,04	80,00	69,83	-1,40	68,43
5	50,00	41,93	-0,84	41,10	70,00	60,41	-1,21	59,20	83,00	72,68	-1,45	71,22
6	50,00	41,93	-0,84	41,10	68,00	58,54	-1,17	57,37	70,00	60,41	-1,21	59,20

- Impuesto del valor agregado: se ha considerado una tarifa general del 16% incluida dentro del estimado general de costos.

- Otros impuestos: en el presupuesto de gastos se contemplan otros impuestos tales como la contribución por emergencia económica, la contribución por autogeneración eléctrica, y otros menores no discriminados.
- No han sido considerados algunos beneficios económicos tales como la recuperación de IVA dado que estos proceden a nivel de compañía y no de proyecto.
- Los resultados se presentan para toda la Asociación.

4.2. CASO BASE

Con el objetivo de tener un parámetro único de comparación para las alternativas a evaluar se ha establecido un caso base, correspondiente al caso de implementación de la oportunidad de producción incremental considerando únicamente las inversiones correspondientes a la perforación y completamiento de los pozos, y sus respectivas líneas de flujo y conexión eléctrica. En la tabla 26 se presentan los resultados para este caso.

Tabla 26 Resultados Evaluación Económica Caso Base (incluyendo Oportunidad Incremental)

Escenario de Precios	Valor Presente Neto KUS\$	Índice de Lucratividad	Tasa Interna de Retorno %	Tiempo de Pago Mes	Inversiones KUS\$	Gastos Operativos KUS\$	Transporte KUS\$	Reservas con Regalías KBO	Inversión Actualizada KUS\$	Precio de Venta Equilibrio US\$/Bbl
Conservador	\$34.685	1,09	n.d.	9,27	\$32.857	\$8.941	\$3.045	2.585	\$31.759	27,41
Probable	\$49.709	1,57	n.d.	9,27	\$32.857	\$8.941	\$3.045	2.585	\$31.759	27,41
Optimista	\$54.957	1,73	n.d.	9,27	\$32.857	\$8.941	\$3.045	2.585	\$31.759	27,41

4.3. EVALUACIÓN ECONÓMICA ALTERNATIVA 1

De acuerdo con la descripción de la Alternativa y su estimación respectiva de costos, en la tabla 27 se presentan los resultados de la evaluación total e incremental de esta alternativa:

Tabla 27 Resultados Evaluación Económica Alternativa 1

Total Alternativa 1										
Escenario de Precios	Valor Presente Neto KUS\$	Índice Lucratividad	Tasa Interna de Retorno %	Tiempo de Pago Mes	Inversiones KUS\$	Gastos Operativos KUS\$	Transporte KUS\$	Reservas con Regalías KBO	Inversión Actualizada KUS\$	Precio de Venta Equilibrio US\$/Bbl
Conservado	\$17.994	0,54	n.d.	10,27	\$34.617	\$30.667	\$3.045	2.585	\$33.462	38,61
Probable	\$35.024	1,05	n.d.	10,27	\$34.617	\$30.667	\$3.045	2.585	\$33.462	38,61
Optimista	\$40.996	1,23	n.d.	10,27	\$34.617	\$30.667	\$3.045	2.585	\$33.462	38,61
Incremental Alternativa 1										
Conservado	(\$16.691)	-0,55	n.d.	1,00	\$1.760	\$21.725	\$0	0	\$1.703	11,20
Probable	(\$14.685)	-0,52	n.d.	1,00	\$1.760	\$21.725	\$0	0	\$1.703	11,20
Optimista	(\$13.962)	-0,51	n.d.	1,00	\$1.760	\$21.725	\$0	0	\$1.703	11,20

Siendo una alternativa cuyo presupuesto de inversión es inferior, los costos asociados a la misma vía tarifa de transporte por carrotaque y tarifa de tratamiento generan una creación negativa de valor.

4.4. EVALUACIÓN ECONÓMICA ALTERNATIVA 2

De acuerdo con la descripción de la Alternativa y su estimación respectiva de costos, en la tabla 28 se presentan los resultados de esta evaluación económica.

Tabla 28 Resultados Evaluación Económica Alternativa 2

Total Alternativa 2										
Escenario de Precios	Valor Presente Neto KUS\$	Índice Lucratividad	Tasa Interna de Retorno %	Tiempo de Pago Mes	Inversiones KUS\$	Gastos Operativos KUS\$	Transporte KUS\$	Reservas con Regalías KBO	Inversión Actualizada KUS\$	Precio de Venta Equilibrio US\$/Bbl
Conservado	\$26.108	0,66	23814%	12,30	\$41.323	\$8.941	\$3.045	2.585	\$39.800	33,16
Probable	\$42.573	1,07	35594%	12,30	\$41.323	\$8.941	\$3.045	2.585	\$39.800	33,16
Optimista	\$48.270	1,21	40414%	12,30	\$41.323	\$8.941	\$3.045	2.585	\$39.800	33,16
Incremental Alternativa 2										
Conservado	(\$8.576)	-0,44	n.d.	3,03	\$8.466	\$0	\$0	0	\$8.042	5,75
Probable	(\$7.135)	-0,50	n.d.	3,03	\$8.466	\$0	\$0	0	\$8.042	5,75
Optimista	(\$6.687)	-0,52	n.d.	3,03	\$8.466	\$0	\$0	0	\$8.042	5,75

4.5. EVALUACIÓN ECONÓMICA ALTERNATIVA 3

A partir del pronóstico de producción de fluidos estimado para la alternativa de cierre de pozos y el costo estimado asociado al abandono de los mismos, y como fue mencionado en la parte de evaluación técnica, se requeriría ampliación de facilidades para el manejo de crudo. En la tabla 29 se presentan los resultados de la evaluación económica de esta alternativa.

Tabla 29 Resultados Evaluación Económica de la Alternativa 3

Total Alternativa 3										
Escenario de Precios	Valor Presente Neto KUS\$	Índice Lucratividad 0	Tasa Interna de Retorno %	Tiempo de Pago Mes	Inversiones KUS\$	Gastos Operativos KUS\$	Transporte KUS\$	Reservas con Regalías KBO	Inversión Actualizada KUS\$	Precio de Venta Equilibrio US\$/Bbl
Conservado	\$26.483	0,78	n.d.	11,30	\$35.142	\$9.283	\$2.823	2.395	\$33.991	31,59
Probable	\$41.344	1,22	n.d.	11,30	\$35.142	\$9.283	\$2.823	2.395	\$33.991	31,59
Optimista	\$46.508	1,37	n.d.	11,30	\$35.142	\$9.283	\$2.823	2.395	\$33.991	31,59
Incremental Alternativa 3										
Conservado	(\$8.202)	-0,31	n.d.	2,03	\$2.285	\$341	(\$222)	-190	\$2.232	4,18
Probable	(\$8.364)	-0,35	n.d.	2,03	\$2.285	\$341	(\$222)	-190	\$2.232	4,18
Optimista	(\$8.449)	-0,36	n.d.	2,03	\$2.285	\$341	(\$222)	-190	\$2.232	4,18

Aunque el cierre de estos pozos viabiliza la implementación de la oportunidad para producción incremental, en el largo plazo de todas maneras hay que hacer la ampliación de facilidades, adicional está el valor de la producción que se deja de monetizar lo cual arroja una destrucción de valor de KUS\$ 8.364 bajo el escenario probable de precios.

CAPÍTULO V

5. SELECCIÓN DE LA ALTERNATIVA RECOMENDADA

5.1. EVALUACIÓN TÉCNICA

Con base en la evaluación técnica de las alternativas, se observa que todas son viables, cada una con algunas ventajas y desventajas, de manera resumida así:

Alternativa 1: es viable, sin embargo tiene muchos factores externos que pueden llegar a limitar su implementación, tales como tiempos para la obtención de la licencia ambiental para ampliación de la plataforma, mayores riesgos asociados al transporte por carrotanque (accidentes, derrames, posibilidad de bloqueo de las vías por parte de la comunidad..), posibles mayores afectaciones a la comunidad asociadas al tránsito de carrotanques, e indudablemente una afectación altísima en los gastos del proyecto aunque la inversión necesaria es relativamente pequeña.

Alternativa 2: viabiliza el manejo de fluidos adicionales para el campo posibilitando su manejo en especificaciones. Dada el área disponible requiere optimización de los mismos espacios.

Alternativa 3: viabiliza el manejo de fluidos adicionales, sin embargo también está el componente de la producción que se dejaría de recuperar. Es posible el manejo de fluidos de acuerdo con la ampliación de facilidades para el sistema de crudo.

5.2. EVALUACIÓN ECONÓMICA

A continuación se presenta un breve resumen de los resultados de las evaluaciones técnicas de las alternativas seleccionadas:

Tabla 30 Resumen de Resultados de la Evaluación Económica

Escenario de Precios	Valor Presente Neto KUS\$	Índice Lucratividad	Tasa Interna de Retorno %	Tiempo de Pago Mes	Inversiones KUS\$	Gastos Operativos KUS\$	Transporte KUS\$	Reservas con Regalías KBO	Inversión Actualizada KUS\$	Precio de Venta Equilibrio US\$/Bbl
Incremental Alternativa 1										
Conservador	(\$16.691)	-0,55	n.d.	1,00	\$1.760	\$21.725	\$0	\$0	\$1.703	11,20
Probable	(\$14.685)	-0,52	n.d.	1,00	\$1.760	\$21.725	\$0	\$0	\$1.703	11,20
Optimista	(\$13.962)	-0,51	n.d.	1,00	\$1.760	\$21.725	\$0	\$0	\$1.703	11,20
Incremental Alternativa 2										
Conservador	(\$8.576)	-0,44	n.d.	3,03	\$8.466	\$0	\$0	\$0	\$8.042	5,75
Probable	(\$7.135)	-0,50	n.d.	3,03	\$8.466	\$0	\$0	\$0	\$8.042	5,75
Optimista	(\$6.687)	-0,52	n.d.	3,03	\$8.466	\$0	\$0	\$0	\$8.042	5,75
Incremental Alternativa 3										
Conservador	(\$8.202)	-0,31	n.d.	2,03	\$2.285	\$341	(\$222)	(\$190)	\$2.232	4,18
Probable	(\$8.364)	-0,35	n.d.	2,03	\$2.285	\$341	(\$222)	(\$190)	\$2.232	4,18
Optimista	(\$8.449)	-0,36	n.d.	2,03	\$2.285	\$341	(\$222)	(\$190)	\$2.232	4,18

Alternativa 1: es la alternativa de menor inversión asociada, sin embargo su afectación en los gastos del proyecto es muy alta considerando las tarifas adicionales de transporte en carrotanque y manejo en la estación recolectora, sin contar con el impacto social asociado al alto tráfico de vehículos.

Alternativa 2: es la alternativa de mayor inversión asociada, sin embargo económicamente permite una mayor creación de valor para el proyecto especialmente considerando escenario de precios probable y optimista los cuales tienen una mayor probabilidad de ocurrencia.

Alternativa 2: viabiliza el proyecto, tiene un monto considerable de inversiones asociadas, sin embargo la producción cerrada tiene un fuerte impacto en el valor económico del proyecto.

5.3. ALTERNATIVA RECOMENDADA

Considerando los resultados de la evaluación técnica y económica, se identifica que la mejor alternativa que viabiliza el manejo de fluidos adicionales para el campo y que permite una mayor creación de valor con la implementación del proyecto, es la Ampliación de las Facilidades, asociada a una inversión estimada de KUS\$ 8.466 y que permitirá que la Asociación tenga un VPN total para el proyecto entre KUS\$ 26.108 y KUS\$ 48.270 de acuerdo con el rango de escenario de precios definido, con un tiempo estimado de pago de 12.3 meses, un índice de lucratividad muy atractivo entre 0.66 Y 1.21 lo cual puede considerarse como una inversión muy eficiente.

CAPÍTULO VI

6. DISEÑO GENERAL DE LA ALTERNATIVA RECOMENDADA - DISEÑO DE LA AMPLIACIÓN DE LAS FACILIDADES

Con base en los resultados de la evaluación técnica y económica, la alternativa recomendada es la ampliación de la capacidad de manejo de fluidos para Campo Uno, motivo por el cual se presenta un diseño general de esta recomendación.

6.1. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

Para viabilizar el manejo de los fluidos se propone la ampliación del sistema de tratamiento del agua de producción de la siguiente forma:

Se instalará en Campo Uno un nuevo separador trifásico vertical en paralelo con el tren existente y con una capacidad de manejo 10.000 BPFD. El agua separada, pasa por gravedad a los desnatadores existentes, sin embargo como es insuficiente la capacidad de estos equipos para el manejo de los nuevos caudales de agua se instalará un nuevo desnatador conectado en serie a los existentes.

El agua que sale de los desnatadores con bajo porcentaje de grasas se envía a los filtros de cáscara de nuez ubicados, para dar fin al tratamiento del agua de producción de tal forma que se pueda inyectar bajo especificaciones.

Se instalará un nuevo filtro de cáscara de nuez de 10.000 BAPD en operación paralela con los existentes. El nuevo filtro constará con bombas de alimentación y retrolavado independientes a las existentes.

El agua de retrolavado se enviará al decantador actual, el cual tiene capacidad para el agua de retrolavado de 50.000 BPWD en simultáneo. Se requiere una operación coordinada para el retrolavado de filtros de solo dos a la vez. El agua filtrada se distribuirá entre los tanques existentes, desde donde succionan las

bombas booster de inyección. También se instalará una bomba adicional de inyección la cual permitirá tener un backup en este concepto el cual actualmente no se tiene.

Adicionalmente se instalarán una bomba de transferencia y un tanque de almacenamiento adicional de 4,000 Bbl con el cual se pretende incrementar la capacidad de almacenamiento dado que con base en el pronóstico, no se contaría ni con medio día de almacenamiento.

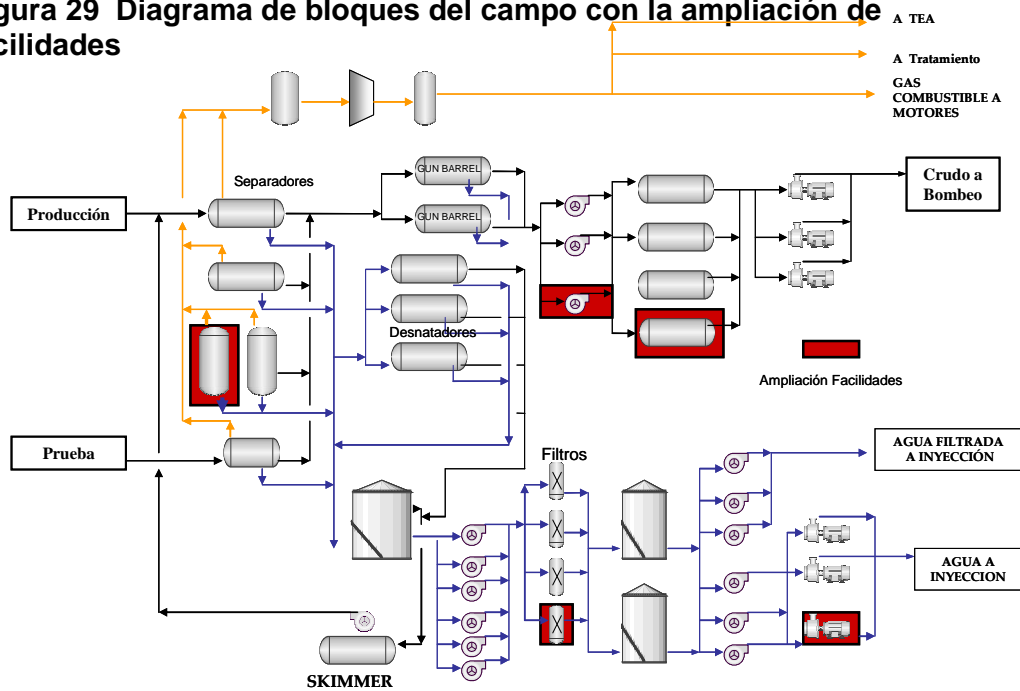
Para los nuevos equipos se debe contar con las mismas señales que se tienen en el momento y deberán llevarse al cuarto de control para su monitoreo y control; adicionalmente se debe tener en cuenta las restricciones y el proyectos en paralelo que se está desarrollando de sistema de Shut down.

Los servicios auxiliares como aire de instrumentos, agua industrial, sistemas contraincendio, sistema protecciones contra descargas atmosféricas, iluminación, sistema de DC, sistemas regulados de tensión, sistemas de control y monitoreo y facilidades eléctricas se revisarán y ampliarán en Campo Uno de acuerdo a los requerimientos de las nuevas facilidades en la Ingeniería Básica y de Detalle.

6.2. DIAGRAMA DE BLOQUES

En la figura 29 se hace referencia en el recuadro rojo los equipos adicionales y como quedará el diagrama de bloques con base en la Ampliación de las facilidades de producción:

Figura 29 Diagrama de bloques del campo con la ampliación de facilidades



6.3. DISEÑO DEL SEPARADOR

A continuación se presenta el diseño general para el separador trifásico vertical propuesto para el campo:

Bases de Diseño:

Q _o	4.000 BOPD	Viscosidad crudo	14,882 cp
Q _w	3.000 BWPD	Viscosidad agua	1 cp
Q _g	2,1 MMSCFD	Densidad Gas	0,444 lb/ft ³
P _o	150 PSIA	Densidad Líquido	54,81 lb/ft ³
T _o	90 °F	μ de tablas	0,013
T _o	549,67 °R	S _g	0,6
°API	27,4	G.E.w	1,07
(Tr) _o =(Tr) _w	10 minutos	Z	0,996

Procedimiento:

1. Calcular la diferencia en gravedades específicas:

$$G.E.o = 0,890497$$

$$\Delta G.E. = 0,179503$$

2. Calcular diámetro mínimo que satisfaga la restricción de capacidad del gas:

$$2.1. \text{ Cálculo Velocidad} = 2,25773$$

$$2.2. \text{ Calculo Re} = 37,77197$$

$$2.3. \text{ Cálculo Cd} = 1,463523$$

$$2.4. \text{ Recálculo Vt} = 1,088652$$

$$d_2 = 4,62 \text{ pulgadas}$$

3. Cálculo del diámetro mínimo para el asentamiento de las gotas de agua:

$$d^2_{\min} = 8.874 \quad \text{Asumiendo tamaño de 500 micrones}$$

$$d_{\min} = 94,20 \quad \text{pulgadas}$$

4. Calcular el diámetro mínimo para el asentamiento de gotas de aceite:

$$d^2_{\min} = 2.795 \quad \text{Asumiendo tamaño de 200 micrones}$$

$$d_{\min} = 52,87 \quad \text{pulgadas}$$

5. De acuerdo con los cálculos para asentamiento, se observa que el agua es la que domina el diseño y se escoge este que es el mayor diámetro para trabajar:

$$d_{\min} = 94,20 \quad \text{pulgadas}$$

6. Restricción de retención de líquido, con el diámetro mínimo seleccionado y otros diámetros:

Diámetro (pulg)	94,20	100,00	106,00	112,00
ho (pulg) =	37,56	33,33	29,67	26,57
hw (pulg) =	28,17	25,00	22,25	19,93
	65,73	58,33	51,92	46,50

7. Computar la longitud junta a junta como el mayor de los dos criterios $(ho+hw+16/12)$ o $(ho + hw+d+40)/12$, según tabla 31.

8. Hallar la razón de esbeltez $(12Lss/d)$ según la tabla 31.

9. Repetir para otros tiempos de retención , según la tabla 32.

Tabla 31 Diámetro de capacidad de separador vertical trifásico vs. Longitud para la restricción de tiempo de retención de 10 minutos.

$(Tr)_o=(Tr)_w = 10$ minutos

Diámetro Pulgadas	ho + hw Pulgadas	Lss $(ho+hw+76)/12$ Pies	Lss $(ho+hw+d+40)/12$ Pies	Lss Seleccionada Pies	12Lss/d	Cumple (entre 1.5 Y 3) ?
94,20	65,73	11,81	16,66	16,66	2,12	SI
98,00	58,33	11,19	16,36	16,36	2,00	SI
104,00	51,92	10,66	16,33	16,33	1,88	SI
110,00	46,50	10,21	16,38	16,38	1,79	SI

Tabla 32 Diámetro de capacidad de separador vertical trifásico vs. Longitud para la restricción de tiempo de retención de 7.5 minutos.

$(Tr)_o=(Tr)_w = 7,5$ minutos

Diámetro Pulgadas	ho + hw Pulgadas	Lss $(ho+hw+76)/12$ Pies	Lss $(ho+hw+d+40)/12$ Pies	Lss Seleccionada Pies	12Lss/d	Cumple (entre 1.5 Y 3) ?
94,20	49,30	10,44	15,29	15,29	1,95	SI
98,00	43,75	9,98	15,15	15,15	1,85	SI
104,00	38,94	9,58	15,24	15,24	1,76	SI
110,00	34,88	9,24	15,41	15,41	1,68	SI

10. Teniendo en cuenta que el ejercicio anterior, se considera que un separador de 98 pulgadas por 16 pies es una elección razonable para este equipo.

Adicionalmente se consideró un separador vertical teniendo en cuenta que hay restricciones de área en el campo.

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES GENERALES

Para este caso, después de hacer la evaluación técnica y económica, se identificó que la mejor alternativa y que es factible de implementar es ampliar las facilidades de producción, sin desconocer que esto también tiene otras implicaciones de orden económico y operacional que ameritan una muy buena planeación a la hora de hacer la realización del proyecto.

El proceso de diseño, construcción, operación y mantenimiento de facilidades de producción de un campo petrolero es fundamental para el mismo entendiendo que viabiliza el manejo de los fluidos producidos los cuales tienen unas especificaciones determinadas para su entrega o disposición, motivo por el cual deben hacer parte integral a la hora de hacer la evaluación de cualquier oportunidad de producción.

La utilización del software HYSIS permite realizar de manera conceptual un diseño general de las condiciones de operación de un campo y simular las condiciones de operación del campo bajo diferentes escenarios. Además identificar oportunidades de mejoramiento que se puedan implementar para optimizar las operaciones con la ventaja de que el costo de estos modelos es muy pequeño comparado con la ejecución in-situ de pruebas o con la ejecución por fases de los proyectos. La relación costo – beneficio del simulador de procesos es muy alta. Sin embargo hay que tener en cuenta que debe darse un margen de error al modelo, pues por defecto trabaja con equipos 100% eficientes así como los datos de entrada y suposiciones cuando no se posee la información en su totalidad.

Idealmente debe tenerse un plan de desarrollo integral para el campo desde su inicio con el objetivo de garantizar la instalación de las facilidades adecuadas para el volumen de fluidos a manejar, lo cual sin duda redundará en beneficios operacionales y económicos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. ARNOLD KEN STEWART Maurice, Surface Production Operations, Design of Oil – Handling Systems and Facilities, 3RA. Edición, Volumen 1. Capítulos 1-5, 2008
2. LUDWING E Ernest. Applied processes design for chemical and petrochemical plants. Second Edition, 1992
3. THOMAS José Eduardo. Fundamentos da engenharia de petróleo. Interciência, Petrobras 2001
4. BAILLEY Bill, CRABTREE Mike, TYRIE Jeb and others. Water Control. Oilfield Review, Spring 2000
5. MINMINAS-Ministerio de Minas y Energía. <http://www.minminas.gov.co/minminas/pagesweb.nsf>
6. CONSTITUCIÓN COLOMBIANA, 1991. Resolución No. 18 1495, del 2 de Septiembre de 2009, Decreto 1594 de 1984