

REDISEÑO DE LAS BOTAS DE GAS EXISTENTES EN EL CAMPO CARICARE

RONALD STIVEL RODRIGUEZ BERMEO 2010295856

RAUL SANTIAGO CANO ESPINOSA 2009283121

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

INGENIERIA DE PETROLEOS

NEIVA-HUILA

2013

REDISEÑO DE LAS BOTAS DE GAS EXISTENTES EN EL CAMPO CARICARE

RONALD STIVEL RODRIGUEZ BERMEO 2010295856

RAUL SANTIAGO CANO ESPINOSA 2009283121

DIRECTOR DEL PROYECTO

ERVIN ARANDA ARANDA

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

INGENIERIA DE PETROLEOS

NEIVA-HUILA

2013

Nota de aceptación

Firma del jurado

Firma del jurado

NEIVA, HUILA DICIEMBRE DE 2013

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCION.....	14
1. CAPITULO I DESCRIPCION DEL CAMPO CARICARE.....	15
1.1. GENERALIDADES.....	16
1.2.HISTORIA.....	22
2. CAPITULO II CONDICIONES DE OPERACIÓN 2008.....	24
2.1. DISEÑO DEL SEPARADOR GENERAL VERTICAL 16V-1002.....	24
2.2. DISEÑO DEL SEPARADOR DE PRUEBA HORIZONTAL 16V-1001.....	25
2.2.1. DISEÑO DE L BOTA DE GAS 16V-1501.....	26
2.2.2. CONDICIONES DE OPERACIÓN 2013.....	27
2.2.2.1. DISEÑO DEL SEPARADOR GENERAL VERTICAL 16V-1002.....	28
2.2.2.2. DISEÑO DEL SEPARADOR DE PRUEBA HORIZONTAL 16V-1001...	28
2.2.2.3. DISEÑO DE L BOTA DE GAS 16V-1501.....	30
2.2.2.4. ANÁLISIS DE RESULTADO DATA OBTENIDA.....	31
3. CAPITULO III CROMATOGRAFIA.....	31
3.1 ANALISIS DE RESULTADOS.....	35
4. CAPITULO IV CORROSIÓN EN EL CAMPO.....	38
4.1.TOMA DE MUESTRAS.....	40
4.1.1.RESULTADOS DE ANÁLISIS FISICOQUÍMICOS.....	42
4.2. CAPACIDAD DE ARRASTRE.....	44
4.2.1. ANALISIS DE RESULTADOS.....	46
5. CAPITULO V PLANTEAMIENTO DE POSIBLE SOLUCIÓN.....	47
5.1. REDISEÑO DE LA BOTA DE GAS 16V-1501.....	54
5.1.1.ANALISIS DE RESULTADO.....	55
6. CAPITULO VI EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	56
7.1. UTILIDAD POR PRODUCCIÓN DE CONDENSADO.....	58
7.1.1. UTILIDAD POR DISMINUCIÓN DE CONSUMO DE ENERGÍA EN LOS POZOS.....	59
8. CONCLUSIONES.....	61
9. RECOMENDACIONES.....	63

INDICE DE TABLAS

Tabla 1: Tasas máximas de los fluidos del campo Caricare.....	15
Tabla 2: Propiedades de los fluidos del campo Caricare	15
Tabla 3: Consumo de servicios auxiliares.....	16
Tabla 4: Componentes para el diseño del separador vertical de producción 16v-1002(I)	24
Tabla 5: Propiedades del fluido y condiciones de operación del 16V-1002.....	25
Tabla 6: Componentes para el diseño del separador horizontal de prueba 16V-1001(I)	25
Tabla 7: Propiedades del fluido y condiciones de operación del 16V-1001.....	26
Tabla 8: Propiedades del fluido y condiciones de operación del diseño del separador vertical bota de gas 16V-1501(I)	27
Tabla 9: Componentes para el diseño del separador vertical de producción 16v-1002(F)	28
Tabla 10: Propiedades del fluido y condiciones de operación del 16V-1002	28
Tabla 11: Componentes para el diseño separador horizontal de prueba 16V-1001(f)	29
Tabla 12: Propiedades del fluido y condiciones de operación del 16V-1001.....	29
Tabla 13: Propiedades del fluido y condiciones de operación del diseño del separador vertical bota de gas 16V-1501(f).....	30
Tabla 14: Resumen de la data obtenida	30
Tabla 15: característica del petróleo pesado.....	36
Tabla 16: Reporte C.I.C anual para la facilidad CPF-1 año 2012.....	38
Tabla 17: Resultados de análisis fisicoquímicos.....	42
Tabla 18: Análisis fisicoquímico de la salida de Liquido de la vasija V771, ubicada en la facilidad del campo caño limón PF2	43

Tabla 19: Propiedades operativas de la descarga de gas 2005 CRC y descarga gas V770 PF-2.....	44
Tabla 20: Capacidad de arrastre de CRC y PF-2.....	45
Tabla 21: Propiedades del fluido y condiciones de operación del rediseño del separador vertical bota de gas 16V1501(r).....	51
Tabla 22: inversión bota de gas tipo falda al piso.....	56
Tabla 23: utilidad de producción condensado.....	57
Tabla 24: Alivio de presión campo aledaños.....	58
Tabla 25: datos técnicos campo morrocoy.....	58
Tabla 26: analogía CPF1-Morrocoy.....	59
Tabla 27: gradiente KW-psi.....	60
Tabla 28 : utilidades campo Morrocoy.....	60
Tabla 29: utilidad campos aledaños.....	61

INDICE DE ILUSTRACIONES

Gráfica 1: Envoltente graficada por el software CMG 2012.....	34
Grafica 2: Muestra tomada en descarga de aircool.....	40
Grafica 3: Muestra tomada a la salida del gas del 16V-2002.....	41
Grafica 4: Muestra tomada a la salida del líquido del 16V-2005	41
Grafica 5: Muestra tomada aguas debajo de los flame arrestor	41
Grafica 6: Muestra tomada a la salida del líquido del V771 ubicado PF-2	43
Grafica 7: Muestra tomada aguas debajo de los flame arrestor en PF-2	44
Grafica 8: Contenido de Hidrocarburos, GPSA.....	45
Grafica 9: Configuración de flujo actual.....	48
Grafica 10: Configuración de flujo propuesto	49
Grafica 11: Rediseño de la bota de gas de CPF-1.....	50
Grafica 12: Parámetros técnicos para una bota de gas.....	52
Grafica13: Software Autograph	57
Grafica 14: Ejemplo de tornados de eficiencias para bombas ESP.....	59

INDICE DE ANEXOS

Anexo A: Rediseño de separadores y bota de gas 2008.....	68
Anexo B: Rediseño de separadores y bota de gas 2013.....	87
Anexo C: Rediseño de la bota de gas propuesta.....	109
Anexo D: Paso a paso implementado del software CMG (2009-2012) para el cálculo de la envolvente.....	115

GLOSARIO

Agua: Es una sustancia cuya molécula está formada por dos átomos de hidrógeno y uno de oxígeno (H₂O). Es esencial para la supervivencia de todas las formas conocidas de vida. El término agua generalmente se refiere a la sustancia en su estado líquido, pero la misma puede hallarse en su forma sólida llamada hielo, y en forma gaseosa denominada vapor.

Aircool: Enfrían el gas provenientes de las botas de gas 16V-1501/1502 usando aire atmosférico. Tienen capacidad de 2,5 MMBtu/h.

Amperaje: Amperaje es la cantidad de corriente que circula por un conductor (cable).

Bombeo de cavidades progresivas: Es un sistema de levantamiento artificial; tipo de unidad de bombeo con varilla de succión que utiliza un rotor y un estator. La rotación de las varillas por medio de un motor eléctrico en la superficie hace que el fluido contenido en una cavidad fluya hacia arriba. También se la denomina unidad de desplazamiento giratorio positivo.

Bombeo electro sumergible: Es un sistema de levantamiento artificial aplicado para desplazar volúmenes de crudo con una alta eficiencia y economía, en yacimientos potencialmente rentables (o en su defecto con grandes perspectivas) y en pozos profundos, con el objeto de manejar altas tasas de flujo. El BES se basa en la utilización de bombas centrífugas (de múltiples etapas) de subsuelo ubicadas en el fondo del pozo, estas son accionadas por motores eléctricos

Bota de gas: Es una vasija (separador) a presión, utilizada para separar los fluidos (Gas de petróleo o gas de petróleo y agua).

BSW: Se denomina así a las impurezas (sólidos y agua) que se asientan en el fondo de los tanques que contienen al petróleo.

Condensado: Este puede referirse a cualquier mezcla de hidrocarburos relativamente ligeros que permanecen líquidos a temperatura y presión normales.

Corrosión: Se define como el deterioro de un material a consecuencia de un ataque electroquímico por su entorno. De manera más general, puede entenderse como la tendencia general que tienen los materiales a buscar su forma más estable o de menor energía interna. Es una reacción química (oxidorreducción) en la que intervienen tres factores: la pieza manufacturada, el ambiente y el agua, o por medio de una reacción electroquímica.

CPF-1: (Caricare Production Facility N° 1) Nombre abreviado dado a las facilidades de superficie instalados en jurisdicción del municipio de Arauquita-Arauca para el tratamiento del fluido provenientes de los pozos Caricare, Rondón y Cosechas.

Cromatografía: La cromatografía es un método físico de separación para la caracterización de mezclas complejas, la cual tiene aplicación en todas las ramas de la ciencia. Es un conjunto de técnicas basadas en el principio de retención selectiva, cuyo objetivo es separar los distintos componentes de una mezcla, permitiendo identificar y determinar las cantidades de dichos componentes.

Crudo: Es una mezcla homogénea de compuestos orgánicos principalmente hidrocarburos insolubles en agua. También es conocida como petróleo crudo o simplemente crudo.

Facilidades: Las Facilidades de Producción comprenden los procesos, equipos y materiales requeridos en superficie para la recolección, separación y tratamiento de fluidos, así como la caracterización y medición de cada una de las corrientes provenientes de los pozos productores, bien sea crudo, gas o agua e impurezas.

Flame arrestor: es un atrapa llamas impide que se propague el fuego.

FWKO (Free Water Knock Out): Este tanque se utiliza cuando las fases de la mezcla no han estado ni están emulsionadas, las fases se separan por gravedad.

Gas: Se denomina gas al estado de agregación de la materia en el cual, bajo ciertas condiciones de temperatura y presión, sus moléculas interaccionan solo débilmente entre sí, sin formar enlaces moleculares, adoptando la forma y el volumen del recipiente que las contiene y tendiendo a separarse, expandiéndose, es posible por su alta energía cinética.

GOR: Relación Gas/Petróleos; Pies cúbicos de gas/ barril de petróleo.

Gravedad API: la gravedad API, o grados API, de sus siglas en inglés *American Petroleum Institute*, es una medida de densidad que, en comparación con el agua, precisa cuán pesado o liviano es el petróleo. Si son superiores a 10, es más liviano que el agua, y por lo tanto flotaría en ésta. La gravedad API se usa también para comparar densidades de fracciones extraídas del petróleo.

Gravedad específica: Es una comparación de la densidad de una sustancia con la densidad de referencia, si es líquido es la del agua.

Líneas de isocalidad: Las líneas de isocalidad son líneas que unen puntos de igual porcentaje volumétrico de líquido en la mezcla líquido-gas.

Es el lugar geométrico de los puntos de igual porcentaje de volumen líquido en la región de dos fases de un diagrama P-T de un sistema dado.

Múltiple: Se utilizan para recolectar la producción de varios pozos a una planta centralizada donde los pozos pueden ser colocados individualmente en producción y/o prueba. Pueden ser operados manualmente o automáticamente.

Peso molecular: El peso molecular es la suma de los pesos atómicos que entran en la fórmula molecular de un compuesto.

PF-2: (Production facility N°2) Nombre abreviado dado a las facilidades de superficie instalados en el municipio de Arauca para el tratamiento de fluidos provenientes de los pozos Caño Limón, La yuca, Matanegra etc.

Punto cricondenbárico: Presión máxima a la cual las fases líquido y gas pueden coexistir.

Punto cricondentérmico: Temperatura máxima a la cual las fases líquido y gas pueden coexistir.

Punto de rocío: estado de un sistema multicomponente completamente gaseoso en equilibrio con una cantidad infinitesimal de líquido.

Reynolds: es un número adimensional utilizado en mecánica de fluidos, diseño de reactores y fenómenos de transporte para caracterizar el movimiento de un fluido.

Scrubber: Es un vasija diseñada para el manejo de caudales de fluido cuya relación gas-líquido es alta. Generalmente el líquido entre mezclado en el gas o fluye libre a lo largo de las paredes de la tubería

Separador: Es una vasija a presión, que por lo general se utiliza para separar la mezcla de fluido proveniente de los pozos, en sus componentes básicos, petróleo, agua y gas.

Software Autograph: es un software patentado por la compañía SCHULMBERGER utilizado para simular condiciones de producción en diferentes escenarios verificando la eficiencia de la bomba.

Software CMG: Computer Modelling Group, abreviado como CMG, es una empresa de software que produce simulación de yacimientos programas para la industria de petróleo y gas.

Tea: Instrumento utilizado para la quema de gases en una batería; siempre está encendida para cumplir tal propósito.

Viscosidad: Es la oposición de un fluido a las deformaciones tangenciales o sencillamente la resistencia de un fluido a fluir.

WHP: (Well Head Pressure) Nombre abreviado dado a la presión ejercida por el pozo sobre la facilidad instalada en la parte superior del mismo.

Yacimiento de petróleo pesado: Las líneas de calidad están poco espaciadas entre si cerca del punto de rocío.

RESUMEN

Con el fin de identificar una solución viable, económica y ambiental al problema que se presenta en la facilidad de producción del campo Caricare en lo que concierne al sistema de presión media de gas, el cual genera en su tea emisiones de humo nocivas para el medio ambiente, se plantearán algunas hipótesis de la causa de dicho problema puesto que no se conoce con certeza que equipo o condición del proceso está fallando en el sistema de separación del gas.

Para ello en la fase I se recopilará toda la información técnica del campo Caricare planos, manuales de operación, instructivos, hojas de diseño etc. De esta manera se analizará minuciosamente la facilidad y se conocerá al detalle el proceso de producción en la estación. Para la fase II con datos reales del campo al inicio de su producción y datos actuales de producción se realizará una comparación respecto a la capacidad de separación de sus equipos en estos dos escenarios con el fin de concluir si debido al aumento de producción gracias a la perforación de nuevos pozos en el campo; el sistema es insuficiente y es necesario rediseñar nuevamente equipos como separadores de producción generales y botas de gas. En la fase III con información suministrada por la empresa encargada del tratamiento químico estudiaremos si se presentarse altos niveles de corrosión en la tubería del sistema de gas de media presión, estos serían indicios de presencia de agua o condensado en la línea lo cual afianzaría una hipótesis para el problema y forjar a partir de esto una solución viable.

INTRODUCCION

En una facilidad de producción se separan los fluidos que se tienen como objetivo siempre teniendo en cuenta una operación segura y optimizada dentro de un ambiente familiar con los avances tecnológicos y primordialmente con el medio ambiente.

Alguna falla en el sistema como por ejemplo cheques averiados en válvulas, tuberías mal diseñadas, equipos de separación sobredimensionados, taponamiento por escorias en las líneas, corrosión etc. ocasionan algún producto indeseable al final de proceso, para ello, se debe analizar todo el sistema aguas arriba del punto problema con el fin de solucionar el inconveniente y al mismo tiempo sentar un precedente o una lección aprendida con el fin de tener un mejoramiento continuo. En el campo Caricare el objetivo coincide con el de este proyecto ya que urge resolver este problema ambiental que causa adicionalmente contrariedades con la comunidad aledaña y afecta directamente el costo de la operación del campo.

CAPITULO I

DESCRIPCION DEL CAMPO CARICARE

El sitio donde se instalaron las facilidades definitivas CPF1, está localizado en jurisdicción del municipio de Arauquita, en el Departamento de Arauca. Dista 36 Km de las facilidades de Caño limón (PF1) según la longitud de la línea del oleoducto.

CARGA Y PRODUCTOS

Las propiedades de la carga y los productos a CPF1 se muestran en las siguientes tablas:

Tabla 1: Tasas máximas de los fluidos del campo Caricare

CARGA	UNIDADES	PRODUCCIÓN
Fluido	BPD	236.000 Máximo
Gas	MMSCFD	6.1
Crudo	BOPD	23.200 Máximo
Agua de producción	BWPD	212.800 Máximo
Relación gas/aceite (GOR)	SCF/Bbl	50 – 400

Tabla 2: Propiedades de los fluidos del campo Caricare

PRODUCTO	UNIDADES	PRODUCCIÓN
Crudo	BOPD	23.200
Contenido de agua (BS&W)	%volumen	0,5
Temperatura, límite batería (máx.)	°F	180
Presión, límite de batería	Psig	230 – 500
Agua	BWPD	212.800 Máximo
SST	Ppm	150
Contenido de aceite	Ppm	10 – 15
Gas de Alta Presión (máx.)	MMSCFD	8
Gas consumido en tratamiento para la planta de fuerza (máx.)	MMSCFD	4.2
Gas de Media Presión (máx.)	MMSCFD	1.9

Tabla 3: Consumo de servicios

SERVICIO	UNIDADES	CAPACIDAD
Aire de Instrumentos	scfm	150 (2 und. x 75 c/u)
Presión de aire de instrumentos	psig	100 – 130
Aire Industrial	scfm	85
Presión de aire industrial	psig	150
Agua Contraincendios	gpm	1500
Agua Potable	gpm	31,70
Agua Industrial	gpm	15,85

1.1 GENERALIDADES

DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

La facilidad de producción e inyección Caricare (CPF1) recibe la producción de los pozos Caricare, Rondón, Caño Rondón y Cosecha. La máxima capacidad de producción esperada es 236.000 BFPD y 6.1 MMSCFD, y por pozo es de 15.000 BFPD y 2 MMSCFD (capacidad máxima del separador de prueba). CPF1 está constituida de los siguientes sistemas:

- Múltiple de entrada.
- Separación.
- Botas de gas, separadores de agua libre y sumidero.
- Gas de alta presión.
- Gas de media presión.
- Almacenamiento de crudo y sistema de bombeo.
- Tratamiento de agua: Tanque de desnatado y celdas de flotación.
- Inyección de agua: tanques de cabeza y bombas de inyección.
- Drenajes.
- Aire de instrumentos e industrial.
- Inyección de químicos.
- Contra incendio.
- Recolección de líquidos, piscina de retención y retorno de aguas lluvias y aceitosas al sistema de tratamiento de agua de producción.

Las instalaciones definitivas CPF1 a través de esos sistemas permitirán las siguientes operaciones:

- Acondicionamiento y despacho de crudo a PS1.
- Acondicionamiento y disposición de gas de alta y media presión.
- Producción de gas para tratamiento y alimentación a la planta de fuerza.

Tratamiento e inyección de agua de producción

1.1 MÚLTIPLE DE ENTRADA

DESCRIPCIÓN

Las cabezas de los pozos que actualmente proveen el fluido de producción a CPF1 se ubican dentro de los límites de la estación a excepción de Caño Rondón y Cosecha. Los pozos son operados mediante bombas electro-sumergibles, que permiten tener una presión suficiente a la cabeza de pozo para operar los separadores de prueba y producción a una presión aproximada entre 30-40 psig.

La conexión entre los pozos y el manifold de producción y prueba es de tubería de 4", y en su recorrido dispondrán de cupón de corrosión, toma muestras, indicadores de presión. Las líneas provenientes de los pozos fluyen hacia el múltiple con dos colectores, uno de prueba de 8" y uno de producción de 20".

En la línea del colector de prueba y en la línea del colector de producción se dispone de la facilidad para inyección de químicos al fluido de los pozos. Los químicos a inyectar en estos puntos son: desemulsificante, antiespumante, inhibidor de incrustaciones, inhibidor de corrosión multifásico y rompedor inverso.

Una vez fijada la presión de operación de los separadores en un valor entre 30-40 psig, se establecen y ajustan el flujo y presión requerida en la descarga de la bomba electro-sumergible (ESP) o de cavidades progresivas (PCP) según aplique

De acuerdo con los flujos a través de cada colector, y de acuerdo con la programación de prueba de pozos de producción, se alineará el pozo correspondiente hacia el separador de prueba. Los demás pozos productores se alinearán hacia los separadores de producción.

La alineación de un pozo al colector de prueba dirigirá la producción hacia el separador de prueba 16V-1001 con objeto de realizar análisis del yacimiento o la asignación de producción.

La alineación de los pozos en producción desde el colector de producción dirige el fluido a los separadores de producción 16V-1002/03/04/05, a través de un cabezal de producción de 20", donde se une al fluido proveniente de los pozos de Cosecha. Esta última ingresa a CPF1 a través de dos líneas de 10", y cada una cuenta en su recorrido con cupón de corrosión, toma muestras, indicador transmisor de presión y switch de baja presión.

SISTEMA DE SEPARACIÓN

DESCRIPCIÓN

El sistema de separación está conformado por un separador de prueba y cuatro separadores de producción. El fluido a los separadores proviene del múltiple de entrada en donde se pueden alinear los pozos, dependiendo de la operación programada. El separador trifásico 16V-1001 es utilizado como separador de prueba y los separadores bifásicos 16V-1002/03/04/05 como separadores de producción.

Separador de Prueba 16V-1001

Este separador horizontal, trifásico está diseñado para manejar la producción de un pozo en prueba, es decir 15.000 BFPD y 2 MMSCFD de gas.

El separador de prueba 16V-1001 libera el gas asociado del pozo el cual una vez regulado por la válvula de control PCV-10011 y medido mediante un medidor tipo coriolis FE-10011, fluye a combinarse con el gas de los separadores de producción para ingresar al sistema de alta presión.

El crudo separado del fluido de producción fluye, a través de la válvula de control LCV-10011 de nivel y el medidor de flujo FE-10012 tipo coriolis, hacia el tanque de producción 16T-2512. Existe la opción de enviar el crudo del separador de prueba 16V-1001 a la línea común de salida de líquido de los separadores de producción general.

El agua de producción fluye a través de la válvula de control LCV-10012 y el medidor de flujo tipo coriolis FE-10013, hacia la línea común de salida de líquido de los separadores de producción general.

Separadores de Producción 16V-1002/03/04/05

Cada separador está diseñado para manejar máximo 59.000 BFPD y 6 MMSCFD de gas. Operan a 198 °F máximo y una presión entre 30 y 100 psig.

En este sistema de remoción de gas, el líquido se separa del gas asociado. El gas fluye a través de la válvula de control PCV-10021/10031/10041/10051 y el medidor tipo Vortex FE-10021/10031/10041/10051, para combinarse con el gas de los demás separadores para ingresar al sistema de alta presión.

El fluido de los separadores de producción fluye hacia la línea de salida de líquido que lleva el fluido a las botas de gas 16V-1501/1502. El flujo se puede distribuir hacia las botas de gas alineando los separadores 16V-1002/1003 a la bota de gas 16V-1501 y los separadores 16V-1004/1005 a la bota de gas 16V-1502.

Botas de Gas

El fluido producción proveniente de los separadores de prueba y producción entra a las Botas de Gas 16V-1501/1502 a una temperatura de 190 ° F y presión de 3-6 psig.

Cada bota de gas 16V-1501/1502 están diseñada para manejar 130.000 BFPD y 6 MMSCFD de gas, es decir, que cada bota podría manejar aproximadamente el flujo proveniente de 2 separadores de producción, de la siguiente forma: el líquido de los separadores 16V-1002/1003 fluye a la bota de gas 16V-1501 y el de los separadores 16V-1004/1005 a la bota 16V-1502.

En las botas se remueve el gas asociado al fluido de producción que no se liberó en los separadores.

Las botas de gas 16V-1501/1502 son equipos que además de desgasificar y estabilizar el crudo, suministran cabeza estática para hacer llegar los líquidos hasta el respectivo tanque separador de agua libre 16T-1511/1512 Free Water Knock Out, sin necesidad de bombas.

El gas asociado que se desprende, asciende y fluye a través de extractor de neblina de platinas. El gas de salida es enviado al sistema de tea de media presión, pasando previamente por los aeroenfriadores. El líquido se desplaza hacia la sección del fondo de la bota y fluye hacia los 16T-1511/1512 Free Water Knock Out ayudado por la presión de operación de la bota y columna hidrostática formada entre este equipo y el tanque asociado.

Separadores de Agua Libre (FWKO)

El fluido proveniente de cada bota de gas pasa a través del medidor FE-15011/21 hacia el respectivo tanque de remoción de agua libre el cual tiene un diseño tipo laberinto. . El fluido de cada bota fluye a un solo tanque FWKO, es decir, la bota 16V-1501 fluye hacia el 16T-1511 y la bota 16V-1502 hacia el tanque 16T-1512, no es posible intercambiar botas y tanques. En los FWKOs se realiza la mayor separación de crudo, el cual se envía a los tanques de producción. El agua, con un contenido máximo de 350 ppm de crudo, pasa a través de la pierna de agua hacia el tanque de desnatado 16T-3011 para continuar el tratamiento hasta finalmente ser inyectada.

Mediante la adición de químicos, el agua tratada sale con un máximo de 350 ppm de aceite, a flujo máximo de 130.000 BFD por cada FWKO.

Los separadores de agua libre operan por el principio de gravedad, mediante sedimentación de agua libre a la zona de agua en el fondo, sin turbulencia, y el ascenso de crudo por flotación. El crudo sale a través de un compartimiento interno de rebose y fluye hacia el tanque de producción.

SISTEMA DE GAS DE ALTA PRESIÓN: GAS SCRUBBER, HIGH PRESURE KNOCKOUT DRUM Y TEA

DESCRIPCIÓN

Gas Scrubber

El gas proveniente de los separadores de prueba 16V-1001 y producción 16V-1002/03/04/05 se recoge en una línea de 12" que lo conduce al gas scrubber 16V-2001, donde se retiran los condensados que pueda llevar por arrastre.

El gas scrubber está diseñado para manejar un flujo máximo de 8 MMSCFD.

El scrubber 16V-2001 remueve el líquido presente, en pequeñas gotas, en el gas proveniente de los separadores de producción y prueba antes de fluir hacia el HP KOD que retira partículas más finas (hasta 150 micrones) y luego a la tea de alta presión 16FS-2071. Remueve tanto el líquido de arrastre como también condensados formados.

High pressure Knock out drum

El HP KO Drum recibe el gas proveniente del gas scrubber, del cabezal de descargas de las válvulas de seguridad de alta presión y existe la posibilidad de recibir el gas remanente de la planta de generación. La finalidad es recoger cualquier condensado que pueda arrastrar el gas o cualquier líquido producto del disparo de alguna PSV.

El HP KO Drum está diseñado para manejar un flujo un flujo máximo de 8 MMSCFD / 800 BPD (escenario para condensación), con tiempo de residencia de 5 minutos.

Tea de alta presión

La tea de alta presión 16FS-2071 recibe el gas proveniente del HP KOD, libre de condensados. El flujo de gas quemado se mide mediante un medidor FE-20711 tipo Vortex.

La tea 16FS-2071 tiene una capacidad de diseño de 8 MMSCFD, cuenta con dos Detonation Arrestors en paralelo para protección de la facilidad. Adicionalmente se cuenta con un sistema de encendido por propano.

La tea de alta presión 16FS-2071 realiza la disposición final del gas producido en los pozos. Maneja gas rico conteniendo hidrocarburos pesados.

Aero enfriadores

Enfrían el gas proveniente de las botas de gas 16V-1501/1502 usando aire atmosférico. Posteriormente este gas fluye a la tea de media presión 16FS-2075.

Tea de Media Presión

La tea de media presión 16FS-2075 recibe el gas proveniente de las botas de gas que ha pasado a través del enfriador o enfriadores que estén en servicio. La tea 16FS-2075 tiene una capacidad de diseño de 2 MMSCFD.

La tea de media presión 16FS-2075 maneja gas rico conteniendo hidrocarburos pesados.

HISTORIA

El 10 de febrero de 1977, la junta directiva de Ecopetrol autorizó el Contrato de Asociación Arauca. Intercol disparó líneas sísmicas muy espaciadas y se desinteresó. En 1980, Occidental repasaría la información antes de adquirir cinco contratos por un millón de hectáreas cada uno en los Llanos, tres de ellos en la Intendencia, con obligación de pozos stratigráficos y rápidas devoluciones.

Algo después, a finales de 1981, la junta directiva de Ecopetrol revisó las condiciones de contratación de otros países para comparar no tanto la competitividad colombiana como su participación teórica en la renta petrolera. Se acentuaba la adormecedora complacencia con el parámetro de participación en la renta petrolera como elemento determinante de la política petrolera.

Después de ver caer la producción nacional a 130. 000 barriles con reservas de 380 millones en 1978, que alcanzaban apenas para ocho años, los guarismos se recuperaban muy lentamente. Colombia importaba crecientes volúmenes de crudo, agrandaba el déficit de la cuenta corriente y se endeudaba. La Empresa, por su parte, debía soportar el peso de las importaciones de crudos y derivados a precios internacionales que se vendían internamente a precios subsidiados. Aún no eran evidentes todos los beneficios del contrato de asociación, pero el 14 de noviembre de 1983, Occidental Petroleum (Oxy) solicitó la comercialidad del yacimiento de Caño Limón en el Contrato de Asociación Cravo Norte con 64 millones de barriles de reservas, resultado de Caño Limón-1 y su comprobación Caño Limón-2. Ecopetrol la aceptó, estimando las reservas en 36,6 millones. Unos y otros parecían dar esa cifra por muy preliminar, en la confianza de más barriles. Era aventurado especular sobre un petróleo comercial cerca de Arauca, Intendencia del Arauca, en la mitad de la nada, con volúmenes de reservas tan exiguos. En realidad, Ecopetrol y Oxy ya habían anunciado desde julio un descubrimiento muy significativo, que establecía a los Llanos Orientales colombianos como una nueva gran cuenca sedimentaria después de 25 años de resultados marginales en la zona. Tanto Colombia, en plena crisis de la deuda, como Oxy, tenían buenas razones para divulgar de inmediato la noticia.

Caño Limón fue el triunfo de la perseverancia de parte de quien, como Oxy, poseía una larga y productiva experiencia en la cuenca subandina, desde la Patagonia hasta Venezuela. Sísmica por centenares de kilómetros, 19 pozos stratigráficos y 13 pozos exploratorios en los cinco millones de hectáreas que Oxy había contratado con Ecopetrol en los Llanos precedieron el hallazgo. Requirió además flexibilidad de Ecopetrol para reducir obligaciones a cambio de devolver más área y darle tiempo a un asociado que trabajaba con ahínco en la búsqueda del petróleo, probablemente hasta

agotarse, como sucedía con alguna frecuencia. La táctica rendiría frutos de nuevo en el futuro.

Antes de Caño Limón, la geología del Llano seguía siendo amenazante por lo desconocida. Había señales de vigor en la roca generadora y se había comprobado la existencia de un sello sedimentario regional que cubría el Terciario Inferior, donde se presumía que existían trampas acumuladoras. El problema residía en encontrarlas, con conocimientos rudimentarios sobre las rutas de migración subterráneas del crudo. Se dio en el clavo al localizar el ahora famoso Arco de Arauca, que en esencia no es más que un ramal menor y subterráneo que se extiende hacia el oeste desde la gran cordillera primigenia conocida como el Escudo de la Guayana. La erosión de esa vieja montaña rellenó en millones de años todo el oriente oceánico de Colombia a ambos lados de la geológicamente muy reciente cordillera Oriental. Fue su orogenia catastrófica la que empujó sedimentos contra el Arco hasta provocar las fallas semiparalelas en el subsuelo de Caño Limón y el sutil reservorio por descubrir.

Descubrir estaba costando US \$50 millones de entonces. Durante meses, Oxy, sin aire, intentó encontrar compañeros para la faena. El petróleo había bajado de su pico en casi us \$40 por barril a menos de us \$30. Un proyecto tan riesgoso en los Llanos era casi invendible mundialmente. Los presupuestos se habían apretado. Para principios de 1983, Oxy había detectado la nariz de un anticlinal fallado en rocas de antigüedad adecuada. A falta de socios recurrió a Cities Service, su filial desde hacía algunos años, que contaba con una operación y flujo de caja en Colombia y que, en último caso, podía por lo tanto absorber costos de exploración con beneficios tributarios. En junio de 1983 Oxy descubrió, desde una isla artificial de difícil acceso en medio de un enorme sistema lagunar, un reservorio de óptimas características de permeabilidad con petróleo de excelente calidad (28-30 grados API). Sin embargo para el 2008 el campo Caricare perteneciente a la Asociación Rondón tuvo inversiones cercanas a los US\$49 millones. Durante 2007 se realizó una sísmica 3D, se perforaron cuatro pozos de desarrollo y dos pozos inyectores; así mismo se adelantó la construcción de facilidades de superficie y actualmente posee 52 pozos productores con los que se acerca a una producción de 23200 BOPD.

CAPITULO II

CONDICIONES DE OPERACIÓN (2008)

En el 2008 se instaló la facilidad de superficie para el campo Caricare llamada CPF-1 y se diseñaron mecánicamente los siguientes equipos de separación:

- 4 Separadores verticales generales de producción
- 1 Separador horizontal de prueba
- 2 Botas de Gas

Para aproximadamente unos 217 000 BFPD y 3 MMSCF de carga esperados ya que estos datos estaban contemplados en la licencia ambiental que regía la asociación Cravo Norte.

Los datos que se emplearon para el diseño de estos equipos, fueron aportados por la compañía Occidental de Colombia y se muestran a continuación:

DISEÑO DEL SEPARADOR VERTICAL DE PRODUCCION 16V- 1002

Tabla 4: Componentes para el diseño del separador vertical de producción 16V-1002

Componente	Producción
Crudo	17 000 BOPD
Gas	3 MSCFD
Agua	200.000 BWPD

Tabla 5: Propiedades del fluido y condiciones de operación del 16V-1002

Caudal Crudo, BPD	4300
API	18
Caudal de Agua, BPD	54700
Gravedad específica del agua, SG_w	1,03
Caudal del gas, MSFCD	0,75
Gravedad específica gas, δ_g	1,25
Peso molecular Gas, lb/lbml (MW_g)	59.93
Presión de Operación en separador, psig	20
d_m =Diámetro de la partícula	160
Temperatura de Operación en el separador, °F	190

DISEÑO DEL SEPARADOR HORIZONTAL DE PRUEBA 16V- 1001

Tabla 6: Componentes para el diseño separador horizontal de prueba 16V-1001

Componente	Producción
Crudo	17 000 BOPD
Gas	3 MSCFD
Agua	200.000 BWPD

Para este escenario operacional del campo en el 2008 el separador trifásico de prueba 16V-1001 se diseñó con la tasa del pozo de mayor producción esperada el cual es llamado CC- 018

Tabla 7: Propiedades del fluido y condiciones de operación del 16V-1001

Caudal Crudo, BPD	3000
API	31
Caudal de Agua, BPD	12000
Gravedad específica del agua, δ_w	0,9711
Caudal del gas, MSFCD	2
Gravedad específica gas, δ_g	1,25
Peso molecular Gas, lb/lbml (MW_g)	59,93
Presión de Operación en separador, psig	30
Temperatura de operación separador, °F	190
<i>Viscosidad del crudo μ_o, cp</i>	2,706
<i>Tiempo de retención (t_r)Oil, min</i>	4
<i>Tiempo de retención(t_r)water, min</i>	4
d_m (diam. partícula) zona de gas, micrones	140
d_m (diam. partícula) zona de líquido, micrones	500

DISEÑO DEL SEPARADOR VERTICAL BOTA DE GAS 16V-1501

La bota de gas se diseñó con la máxima producción obtenida en el año 2008 la cual fue 217.000 BFPD ya que el campo Caricare no puede ser parado en caso de mantenimiento de una de ellas.

Tabla 8: Propiedades del fluido y condiciones de operación de diseño del separador vertical bota de gas 16V-1501

Caudal Crudo, BPD	130200
API	18
Caudal de Agua, BPD	86800
Gravedad específica del agua, SG_w, δ_w	0.95
Caudal del gas, MSFCD	3
Gravedad específica gas, δ_g	1.1
Peso molecular Gas, lb/lbml (MW_g)	59.93
Presión de Operación en separador, psig	2
Diametro de la partícula, $d_m =$	140
Temperatura Operación en separador, °F	190

Nota: El proceso de diseño y las muestras de cálculo se encuentran en el **Anexo B**

CONDICIONES DE OPERACIÓN (2013)

Actualmente en el campo Caricare se producen unos 236 000 BFPD y 6.1 MMSCF que provienen de 52 pozos productores ubicados en el campo y zonas aledañas, debido a estas condiciones de producción diferentes a las del 2008 se diseñó nuevamente los equipos de separación de la facilidad CPF-1, con datos aportados por la compañía Occidental de Colombia fechados del mes de julio.

- 4 Separadores verticales generales de producción
- 1 Separador horizontal de prueba
- 2 Botas de Gas

Estos nuevos datos de diseño se muestran a continuación:

DISEÑO DEL SEPARADOR VERTICAL DE PRODUCCION 16V- 1002

Tabla 9: Componentes para el diseño del separador vertical de producción 16V-1002

Componente	Producción
Crudo	23 200 BOPD
Gas	6.1 MSCFD
Agua	212 800 BWPD

Tabla 10: Propiedades del fluido y condiciones de operación del 16V-1002

Caudal Crudo, BPD	5800
API	33.1
Caudal de Agua, BPD	53200
Gravedad específica del agua, SG_w	0.95
Caudal del gas, MSFCD	1.525
Gravedad específica del gas, δ_g	1,25
Peso molecular Gas, lb/lbml (MWg)	59.93
Presión de Operación en separador, psig	20
Diametro de la particula, $d_m =$	160
Temperatura Operación en separador, °F	190

DISEÑO DEL SEPARADOR HORIZONTAL DE PRUEBA 16V- 1001

Tabla 11: Componentes para el diseño del separador horizontal de prueba 16V-1001

Componente	Producción
Crudo	3600 BOPD
Gas	0.75 MSCFD
Agua	2400 BWPD

Para este escenario operacional del campo actualmente el separador trifásico de prueba 16V-1001 se diseñó con la tasa del pozo con mayor producción esperada el cual es llamado CAL-03

Tabla 12: Propiedades del fluido y condiciones de operación del 16V-1001

Caudal Crudo, BPD	3600
API	31.2
Caudal de Agua, BPD	2400
Gravedad específica del agua, δ_w	1.02
Caudal del gas, MSFCD	1.2
Gravedad específica gas, δ_g	1,25
Peso molecular Gas, lb/lbmi (MW_g)	59,93
Presión de Operación en separador, psig	30
Temperatura de operación separador, °F	190
Viscosidad del crudo, μ_o, cp	2.14
tiempo de residencia(t_r)Oil, min	4
tiempo de residencia(t_r)water, min	4
d_m (diam. partícula) zona de gas, micrones	140
d_m (diam. partícula) zona de líquido, micrones	500

DISEÑO DEL SEPARADOR VERTICAL DE LA BOTA DE GAS 16V-1501

Tabla 13: Propiedades del fluido y condiciones de operación de diseño del separador vertical bota de gas 16V-1501

Caudal Crudo, BPD	23 200
API	33.1
Caudal de Agua, BPD	212 800
Gravedad específica del agua, SG_w, δ_w	0.95
Caudal del gas, MSFCD	6.1
Gravedad específica gas, δ_g	1.25
Peso molecular Gas, lb/lbml (MW_g)	59.93
Presión de Operación en separador, psig	2
Diametro dela partícula, $d_m =$	140
Temperatura Operación en separador, °F	190

Nota: El proceso de diseño y las muestras de cálculo se encuentran en el **Anexo B**

RESUMEN DE DATOS DE DISEÑO OBTENIDOS

Tabla 14: Resumen de la data obtenida

Equipo	Separador de Producción 16V-1002		Separador de Prueba 16V-1001		Bota de Gas 16V-1501	
	Gas	Liquido	Gas	Liquido	Gas	Liquido
Flujo Diseño						
Diámetro Diseño Cond. Iniciales	19 in	60 in	20 in	72 in	56 in	90 in
Diámetro Diseño Cond. Actuales	28 in	60 in	16 in	54 in	80 in	90 in
Diámetro Diseño Cond. Dpto. Ingeniería	20 in	60 in	18 in	78 in	48 in	96 in

ANALISIS DE RESULTADOS

Indudablemente después de rediseñar los equipos de separación con datos suministrados por la compañía Occidental de Colombia, tanto al inicio de la operación como actualmente y comparándola con los parámetros de diseño que tuvo en cuenta el departamento de ingeniería; que diseñó las vasijas que se encuentran en funcionamiento hoy día, podemos observar de la tabla 14, que tanto el separador de producción vertical como el separador de prueba horizontal se encuentran dentro del rango óptimo de diseño por flujo de líquido puesto que este por tener más tasa domina en el diseño . En otras palabras estos 2 equipos de separación son suficientemente capaces de manejar la tasa de fluido actual del campo, y aunque la producción de oil se haya incrementado en 6200 BOPD los diámetros que poseen estos equipos no contribuyen a una ineficiente separación ni de gas ni de líquido por lo tanto no presentan problemas operacionales.

Por otro lado el equipo de separación vertical 16V-1501 (Bota de gas) presenta al final de los cálculos, un déficit muy notable en el diseño por capacidad de gas de aproximadamente 60 in. Aunque el líquido sea el dominante para elegir su diámetro de diseño, comparando con los otros 2 equipos la capacidad que posee la vasija actualmente con la determinada por el Dpto. de Ingeniería en cuanto al gas está muy distante, con esto podemos deducir y plantear nuestra primera hipótesis del problema operacional en el campo Caricare.

I HIPOTESIS

- El separador vertical Bota de gas 16V-1501 presenta una carencia en cuanto a diseño por capacidad de gas, lo cual estaría generando el problema operacional en el sistema de gas de media presión reflejado en las altas y anormales emisiones de gases en su tea.

CAPITULO III

A partir de cromatografías realizadas en el campo Caricare por la empresa CORELAB al gas del gathering system, tomado a la salida de los separadores de producción en junio 10 de 2013 , Gracias al software CMG se realizó un análisis composicional y se construyó su envolvente para verificar que tipo de fluido tengo en el yacimiento.

REPORTE



CORE LABORATORIES



COMPANY: OXY

Compositional Analysis of TEA DE MEDIA to C12+

Sampling Date	10-jun-2013 09:40
Sampling Location	CARICARE
Cylinder Number	CLM085A
Sample Description	TEA DE MEDIA BY PASS
Sampling Conditions	0.5 psig @ 93.2°F

Component	Mole %	Weight %
CO ₂ Carbon Dioxide	4,13	3,03
N ₂ Nitrogen	0,62	0,29
C ₁ Methane	5,02	1,34
C ₂ Ethane	2,85	1,43
C ₃ Propane	13,75	10,12
iC ₄ i-Butane	12,64	12,26
nC ₄ n-Butane	22,41	21,74
iC ₅ i-Pentane	14,71	17,71
nC ₅ n-Pentane	11,00	13,25
C ₆ Hexanes	8,71	12,39
C ₇ Heptanes	3,43	5,14
C ₈ Octanes	0,69	1,20
C ₉ Nonanes	0,04	0,10
C ₁₀ Decanes	0,00	0,00
C ₁₁ Undecanes	0,00	0,00
C ₁₂₊ Dodecanes plus	0,00	0,00
Totals :	100,00	100,00

Calculated Residue Properties			
	Mole Weight (g mol ⁻¹)	Density (g cm ⁻³ at 60°F)	
C ₇₊	Heptanes plus	92,3	0,7464
C ₁₀₊	Decanes plus	134,0	0,7780
C ₁₂₊	Dodecanes plus	-	-

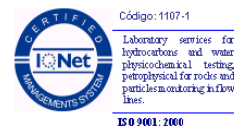
Calculated Whole Gas Properties		
Gas Gravity	2,0862	(Air=1 @ 14.73 psia & 60°F)
Whole Sample Mole Weight	59.93	g mol ⁻¹
Ideal Gas Density	2,5425	kg m ⁻³ @ 14.65psia, 60°F
Ideal Gross Calorific Value	3257,4	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F
Ideal Net Calorific Value	3007,6	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F
Pseudo Critical Press.	556.1	psia
Pseudo Critical Temp.	746.9	Rankine
Gas Compressibility Factor, Z	0,965875	@ 14.65 psia & 60°F
GPM (C2+)	30,11	
GPM (C3+)	29,35	

Additional Information		
Real Gross Calorific Value	3372,5	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F
Real Net Calorific Value	3113,9	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F



Carrera 20 No. 168 - 52/ 56,
Teléfonos PBX (57-1) 526 05 11, 674 04 00, 674 12 64
Celufijo (03-310) 264 09 01, Fax : (57-1) 673 00 60

Website: www.corelab.com - Email : corelab.colombia@corelab.com Bogotá,
D.C -Colombia, Sur América.



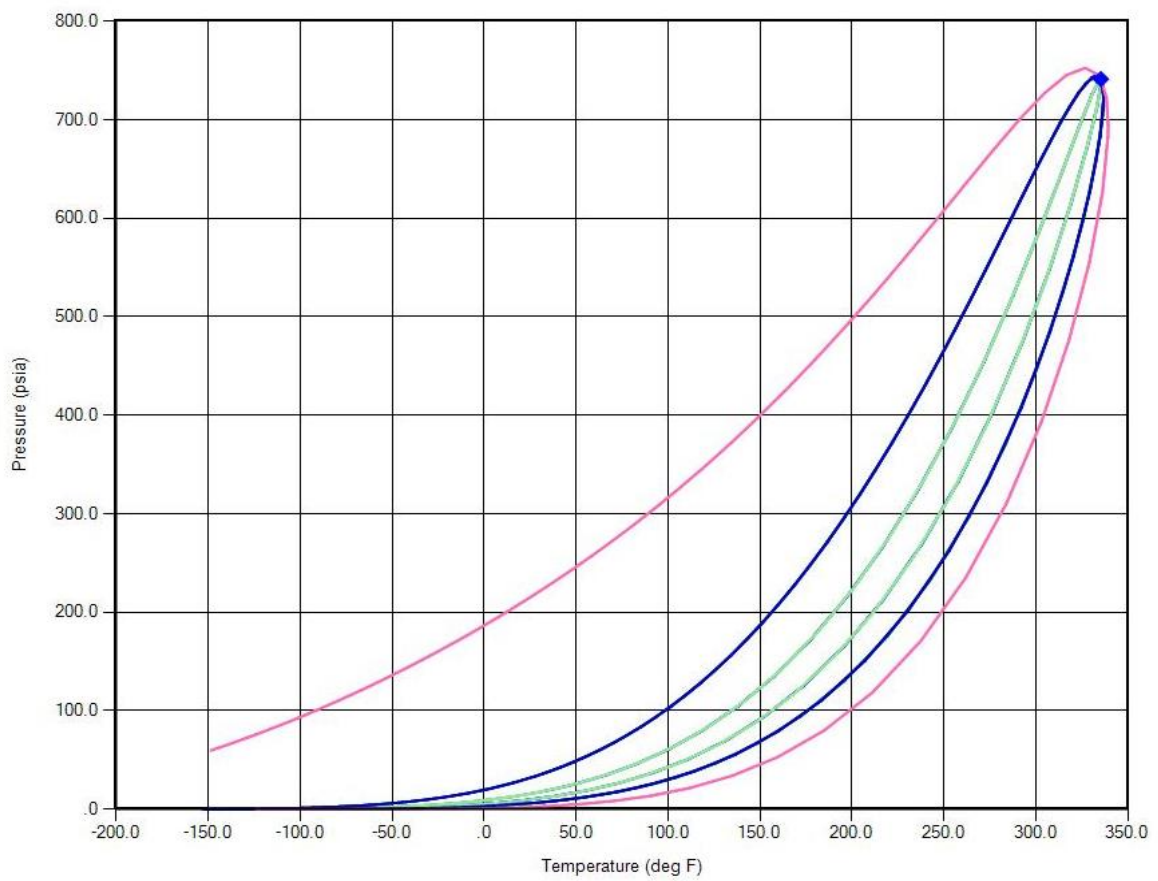
De acuerdo con esta información se utilizó el software CMG para realizar los cálculos respectivos y obtener la envolvente, la cual aclarara definitivamente qué características tiene el fluido que está tratando la facilidad y así mismo, la posibilidad que tiene este de precipitar o condensar agua o hidrocarburos en la tubería del sistema de gas de media presión.

En el Anexo D se encuentra relacionado el respectivo paso a paso que se implementó para calcular y graficar la envolvente correspondiente al yacimiento, tanto por la versión 2009 y 2012 del software.

GRAFICAS OBTENIDAS

Grafica 1:

ENVOLVENTE GRAFICADA POR SOFTWARE CMG 2012



ANALISIS DE RESULTADOS

Según la envolvente obtenida por el software en la versión 2012, se realizó un análisis y se calculó el punto cricondenbárico y cricondentérmico con el fin de obtener el tipo de yacimiento y fluido que se tiene.

PUNTO CRICONDENBÁRICO

El punto cricondenbárico es el punto máximo de presión que muestra la envolvente y se calcula por medio del software CMG obteniendo como resultado el siguiente reporte:

```

┆
┆ *****
┆ *
┆ *          WINPROP  2012.11          *
┆ *          2012-Dec-14  09:32:00    *
┆ * Computer Modelling Group Ltd., Calgary, Canada *
┆ *          1                      *
┆ *****
┆ Tea Caricare
┆ Cricondenbar calculation
┆
┆ Equilibrium Properties at 752.493 psia and 326.939 deg F
┆ Peng-Robinson Equations of State
┆
┆                               mole percent
┆ -----
┆ component      Feed      Phase01      Phase02
┆ CO2            4.13000    4.13000     5.27062
┆ N2             0.62000    0.62000     0.90989
┆ CH4            5.02000    5.02000     6.72998
┆ C2H6           2.85000    2.85000     3.38113
┆ C3H8           13.75000   13.75000   14.85888
┆ IC4            12.64000   12.64000   12.74577
┆ NC4            22.41000   22.41000   22.08691
┆ IC5            14.71000   14.71000   13.52830
┆ NC5            11.00000   11.00000    9.94612
┆ FC6            8.71000    8.71000    7.33362
┆ FC7            3.43000    3.43000    2.67832
┆ FC8            0.69000    0.69000    0.50341
┆ FC9            0.04000    0.04000    0.02705
┆ FC10           0.00000    0.00000    0.00000
┆ FC11           0.00000    0.00000    0.00000
┆ FC12           0.00000    0.00000    0.00000
┆
┆ component      ln (fug, atm)      K-values w.r.t. phase 1
┆                                     -----
┆                                     Phase01/02      Phase02

```

PUNTO CRICONDENTÉRMICO

El punto cricondentérmico corresponde al máximo valor de temperatura que presenta la envolvente y de igual manera se calcula mediante el software CMG obteniendo el siguiente reporte:

```

*****
*
*          WINPROP  2012.11
*      2012-Dec-14  09:32:00
* Computer Modelling Group Ltd., Calgary, Canada
*          1
*****
Tea Caricare
Cricondentherm calculation
Equilibrium Properties at 694.742 psia and 339.307 deg F
Peng-Robinson Equations of State

              mole percent
-----
component    Feed    Phase01    Phase02
CO2           4.13000    2.96809    4.13000
N2            0.62000    0.37407    0.62000
CH4           5.02000    3.39365    5.02000
C2H6          2.85000    2.24568    2.85000
C3H8         13.75000    12.18056    13.75000
IC4           12.64000    12.21647    12.64000
NC4           22.41000    22.28627    22.41000
IC5           14.71000    15.95837    14.71000
NC5           11.00000    12.18792    11.00000
FC6           8.71000    10.55506    8.71000
FC7           3.43000    4.56915    3.43000
FC8           0.69000    1.00088    0.69000
FC9           0.04000    0.06383    0.04000
FC10          0.00000    0.00000    0.00000
FC11          0.00000    0.00000    0.00000
FC12          0.00000    0.00000    0.00000

component      ln (fug, atm)      K-values w.r.t. phase 1
                          Phase01/02      Phase02

```

Con los valores calculados del punto cricondenbárico y cricondentérmico del libro **PROPIEDADES FISICAS DE LOS FLUIDOS DE YACIMIENTOS** del profesor **RICARDO PARRA PINZON (referencia 1)**, se puede clasificar nuestro yacimiento como de petróleo y no de gas ya que el punto cricondenbárico se encuentra al lado izquierdo del punto crítico. Pero este yacimiento de petróleo se subdivide a la vez en yacimiento de petróleo pesado, puesto que las líneas de isocalidad están poco espaciadas entre si cerca de la curva del punto de rocío.

Como conclusión final tenemos entonces nuestro yacimiento clasificado gracias al análisis composicional como **YACIMIENTO DE PETROLEO PESADO** el cual tiene las siguientes características:

Tabla 15: Característica del petróleo pesado

CARACTERISTICA	PETROLEO PESADO
Relación gas en solución – petróleo (PCS/BS)	0 – 50
Color del petróleo en el tanque	Negro
Factor volumétrico del petróleo BY/BS	≥1
Viscosidad del petróleo Cp	>100
Temperatura típica del yacimiento °F	100
Rango de presión típica del yacimiento psia	300- 4000

Todo este análisis conlleva a plantear nuestra segunda hipótesis:

II HIPOTESIS

El fluido del campo Caricare definitivamente proviene de un yacimiento de petróleo pesado, por lo tanto la mayoría de sus componentes tienden a precipitarse al sufrir una leve caída de presión; fenómeno que ocurre en la facilidad de superficie CPF-1 por lo tanto el monitoreo de puntos críticos donde sucedan caídas fuertes de presión, en la línea del sistema de gas de media presión nos puede llevar a encontrar el posible problema operacional de emisiones anormales en la tea y de esta manera plantear una solución viable y económica.

CAPITULO IV

CORROSION EN EL CAMPO

El campo Caricare y su facilidad de producción CPF-1 se encuentran expuestos a un fenómeno dañino y muy común llamado corrosión, el cual se define como el deterioro que sufren los metales cuando interactúan con el medio en el que trabajan.

La compañía Occidental petroleum considera **RIESGO OPERACIONAL** valores de >3 MPY (Perdida de material por año) en lo que respecta a niveles de corrosión, ya que se sabe la importancia de prevenir y corregir a tiempo este fenómeno. Para ello la compañía **C. I. C** (centro de investigación para la corrosión) esta vigentemente contratada para realizar el estudio en corrosión y predecir el comportamiento a largo plazo de los metales basándose en ensayos relativamente breves.

La contratista **C. I. C** presenta un reporte por año de los resultados de las probetas y su tipo instalados previamente en puntos estratégicos de la facilidad CPF-1 el año 2012 se evaluó así:

Tabla 16: Reporte C.I.C anual para la facilidad CPF-1 año 2012



PUNTO	TPO	FECHA INSTALACIÓN	FECHA RETIRO	MPY	MPD	Descripción del depósito	OBSERVACIONES
Entrada a Separadores producción	Inrustación	23-Sep-12	21-Nov-12	N/A	0.12	los residuos corresponden a hidrocarburos.	Parada de campo del 1 al 3 de septiembre. CC-022: 09-29-12 aplicación de bache de 21 galones de Scartron GR-175 COG-06ST se mantiene aplicación de Scartron GR 175 @ 30 ppm
Entrada a Separador prueba	Inrustación	10-Oct-12	21-Nov-12	N/A	0.27	los residuos corresponden a hidrocarburos.	CC-003: 09/03/2012: Aplicación de bache de 28 galones de Scartron GR-175 09/28/2012: Aplicación de bache de 50 galones de Scartron GR-175
Salida 16T-1511	Inrustación	23-Sep-12	17-Nov-12	N/A	0.30	los residuos corresponden a hidrocarburos.	10/12/2012: Aplicación de bache de 50 galones de Scartron GR-175 10/28/2012: Aplicación de bache de 15 galones de Scartron GR-175 11/09/2012: Aplicación de bache de 15 galones de Scartron GR-175
Salida 16T-1512	Inrustación	23-Sep-12	17-Nov-12	N/A	0.13	los residuos corresponden a hidrocarburos.	CC004: 10/24/2012: Aplicación de bache de 34 galones de Scartron GR-175
Tea de Alta presión	Gravimetrico	09-Jul-12	14-Nov-12	0.52	0.55	sin depósito	Línea de gas sin tratamiento químico
Tea de Baja presión	Gravimetrico	09-Jul-12	14-Nov-12	5.83	4.62	Con depósito de Óxidos de Hierro	Línea de gas sin tratamiento químico



Del anterior reporte cabe resaltar que indiscutiblemente se presenta un problema severo de corrosión en la línea de gas del sistema de media presión, puesto que reporta un nivel de 5.83 MPY con depósitos de óxidos de hierro.

Según la teoría la corrosión se puede presentar en diferentes ambientes y depende de diferentes características.

Las aguas naturales son medios complejos, en evolución permanente, que se pueden considerar en una primera aproximación como disoluciones de diferentes especies químicas en agua. Las especies más abundantes son los iones, cationes como Ca^{2+} , Mg^{2+} , Na^+ , Fe^{2+} , etc., y aniones como HCO_3^- , CO_3^{2-} ; SO_4^{2-} Cl^- , etc., así como gases, O_2 , CO_2 , etc. y a veces H_2S .

La agresividad de un agua depende de su capacidad para conducir la corriente eléctrica. Un agua poco conductora ocasionará que la actividad de las pilas de corrosión que se puedan formar en la misma sea pequeña, ya que el circuito eléctrico que se cierra a través de ella presenta una resistencia eléctrica elevada. En el agua de mar; cuya conductividad es muy alta por la gran cantidad de iones presentes, la actividad de los procesos de corrosión es tan alta, que en lapsos muy cortos se pueden originar fenómenos muy graves.

Un agua dulce y una de mar constituyen casos extremos, y entre ambos existen una gran variedad de aguas cuya agresividad frente a los metales varía en función de su composición y factores como la concentración de oxígeno disuelto, pH, temperatura, concentración de cloruros y sulfatos, agitación y velocidad del medio, etcétera.

El agua de mar se caracteriza por la gran estabilidad de sus propiedades fisicoquímicas, y sobre todo por su salinidad, que varía entre 30 y 37%.

En lo que se refiere a los problemas en otro tipo de aguas naturales, las redes de distribución de agua potable comprenden tuberías, válvulas, medidores, bombas, etc. Los materiales más utilizados son: concreto, hierro, acero, cobre, PVC, etc. La acción del agua sobre algunos metales como el hierro puede provocar problemas de corrosión. Asimismo, el equilibrio calco-carbónico del agua proporciona a ésta propiedades agresivas o incrustantes que se reflejan en las tuberías de las redes de distribución, efectos que pueden sumarse a los motivados por procesos microbianos.

Los componentes del agua que inciden en la rapidez con que se corroen los metales en los sistemas de distribución son calcio, magnesio, sodio, cloruros, sulfatos, oxígeno disuelto, alcalinidad, pH, intensidad de amortiguación, cloro libre, cloramina, sólidos en suspensión y conductividad.

Las aguas con las siguientes características tenderán a ser más corrosivas:

1. Aguas muy suaves.
2. Aguas muy bajas en pH y alcalinidad. La adición de calcio, alcalinidad, y productos químicos para ajustar el pH en aguas tratadas ha resultado eficaz para corregir la corrosividad de las aguas bajas en dureza y alcalinidad.
3. Aguas altas en cloruros o sulfatos, o en ambos (>150 mg/l).
4. Aguas que contengan cantidades apreciables de oxígeno disuelto.
5. Aguas con un bajo pH (< 6.0) y una conductividad alta (>500 m S/cm)
6. La presencia de cloro libre por encima de 1 mg/l y de cloramina arriba de 2 mg/l.
7. La presencia de sólidos suspendidos. Estos sólidos tienden a incrementar las tendencias a la corrosión por cavitación de un agua, y también proveen suciedad, un depósito de suciedad puede conducir a la corrosión por celdas de concentración.

TOMA DE MUESTRAS EN EL SISTEMA DE GAS DE MEDIA PRESION

Debido a lo planteado anteriormente y con el pleno conocimiento de que el agua salada que proviene del yacimiento junto con el gas y el crudo, es un factor catalizador de la corrosión en tuberías, válvulas, bombas etc. Se realizaron varias tomas de muestras en puntos estratégicos de la línea del sistema de gas de media presión, con el fin de identificar si existe presencia de agua o condensado transitando por esta tubería, que fue diseñada para flujo de gas y de esta manera examinar si las altas emisiones de humo en la tea y los ya registrados altos niveles de corrosión, en esta área son causados por el arrastre o la ineficiente separación de fluidos en las vasijas de la facilidad CPF-1.

Grafica 2: Muestra tomada en descarga de aircool



Esta muestra fue tomada a la descarga del aircool 15001 durante 8 días a las 12:00 AM y 12:00 PM, con el fin de analizar propiedades fisicoquímicas del producto obtenido, el cual fue sorpresivamente líquido extraído de una tubería diseñada para flujo exclusivo de gas.

Grafica 3: Muestra tomada a la salida de gas del 16V-2002



Grafica 4: Muestra tomada a la salida de líquido del 16V-2005



Grafica 5: Muestra tomada aguas abajo de los flame arrestor



Esta muestra fue tomada a la salida de gas de la vasija 16V-2002, la cual se encuentra dentro del sistema de gas de media presión. Durante 8 días a las 12:00 AM y 12:00 PM se realizó el proceso con el fin de analizar propiedades fisicoquímicas del producto obtenido, el cual fue nuevamente líquido extraído de una tubería diseñada para flujo exclusivo de gas.

Esta muestra fue tomada a la salida de líquido de la vasija 16V-2005, la cual se encuentra dentro del sistema de gas de media presión. durante 8 días a las 12:00 AM y 12:00 PM con el fin de analizar propiedades fisicoquímicas del producto obtenido, el cual fue sorprendentemente líquido extraído de una tubería diseñada para flujo exclusivo de gas.

Esta muestra fue tomada aguas /abajo de los flame arrestor, el cual es un punto estratégico debido a que es el último accesorio y toma muestra que existe antes que el gas se queme en la tea de media presión .Este proceso se realizó durante 8 días a las 12:00 AM y 12:00 PM con el fin de analizar propiedades fisicoquímicas del producto obtenido ,el cual fue sorprendentemente gran cantidad de líquido extraído del ultimo accesorio del sistema lo cual nos indica con exactitud que a la tea está fluyendo agua-condensado.

RESULTADOS DE ANALISIS FISICOQUIMICOS

Tabla 17: Resultados de análisis fisicoquímicos

Foto N°	Fecha	Ubicación	%Agua	%Condensado	Fe	MgCO ₃	CaCO ₃	SO ₄	H ₂ O ₃
1	Noviembre 27/2012	Descarga Aircool	100	0	0.91	3	13	2	212
2	Noviembre 28/2012	Salida de Gas 16V-2002	41.9	58.1	0.76	8	21	1	215
3	Diciembre 01/2012	Salida de Liquido 16V-2005	17.4	82.6	1.67	4	15	10	220
4	Diciembre 02/2012	A /Abajo Flame Arrestor Gas de Media presión	3	97	0.32	5	17	42	220

ANALOGIA CON EL CAMPO CAÑO LIMON

FACILIDAD PF-2

Para identificar posibles soluciones al problema ambiental generado por la tea del sistema de media presión en el campo Caricare, se visitó la facilidad PF-2 gracias a que cuenta con características similares tanto en producción de crudo como de gas. Sumándole a esto que sus cromatografías realizadas en su sistema de gas se asemejan bastante a las de campo Caricare, puesto que provienen de yacimientos con arenas comunes. En esta facilidad PF-2 se realiza el proceso de separación de algunos pozos del campo Caño Limón quien a su vez es operado por Occidental Petroleum.

Se tomaron muestras en puntos equitativos con las ya tomadas en el campo Caricare, para verificar si existe presencia de agua-condensado en sus líneas de la siguiente manera:

Grafica 6: Muestra tomada a la salida de líquido del V771 ubicado en PF-2



Esta muestra fue tomada a la salida de líquido de la vasija V771, la cual se encuentra ubicada en la facilidad del campo caño limón PF-2 ya que en esta ocurre el último proceso de separación del gas antes de dirigirse a la tea. De esta manera identificamos al realizar el análisis fisicoquímico que el producto líquido que descargaba esta vasija era 100% condensado por lo tanto la separación es eficiente.

Tabla 18: Análisis fisicoquímico de la salida de líquido de la vasija V771, ubicada en la facilidad del campo caño limón PF-2

Foto N°	Fecha	Ubicación	%Agua	%Condensado	Fe	MgCO ₃	CaCO ₃	SO ₄	HO ₃
1	Noviembre 25/2012	Salida de Líquido V771	0	100	0.58	4	10	11	175

Grafica 7: Muestra tomada aguas abajo de los flame arrestor en PF-2



Esta muestra fue tomada aguas abajo de los flame arrestor de la facilidad PF-2, puesto que es un punto equitativo para comparar con el campo Caricare ya que en ambas facilidades, la muestra que se obtiene de allí ofrece el producto real que se está incinerado en la tea. Al abrir él toma muestra lo que obtuvimos fue un gas seco constante migrando a baja presión, lo cual nos muestra nuevamente que el proceso es totalmente eficiente y gracias a ello su tea no emite emisiones de humo anormales.

Con estos datos y otros de presiones y temperaturas de las vasijas de ambos campos se verifico y comparo también el coeficiente de arrastre del gas por medio de las gráficas de la GPSA (referencia 3).

CAPACIDAD DE ARRASTRE

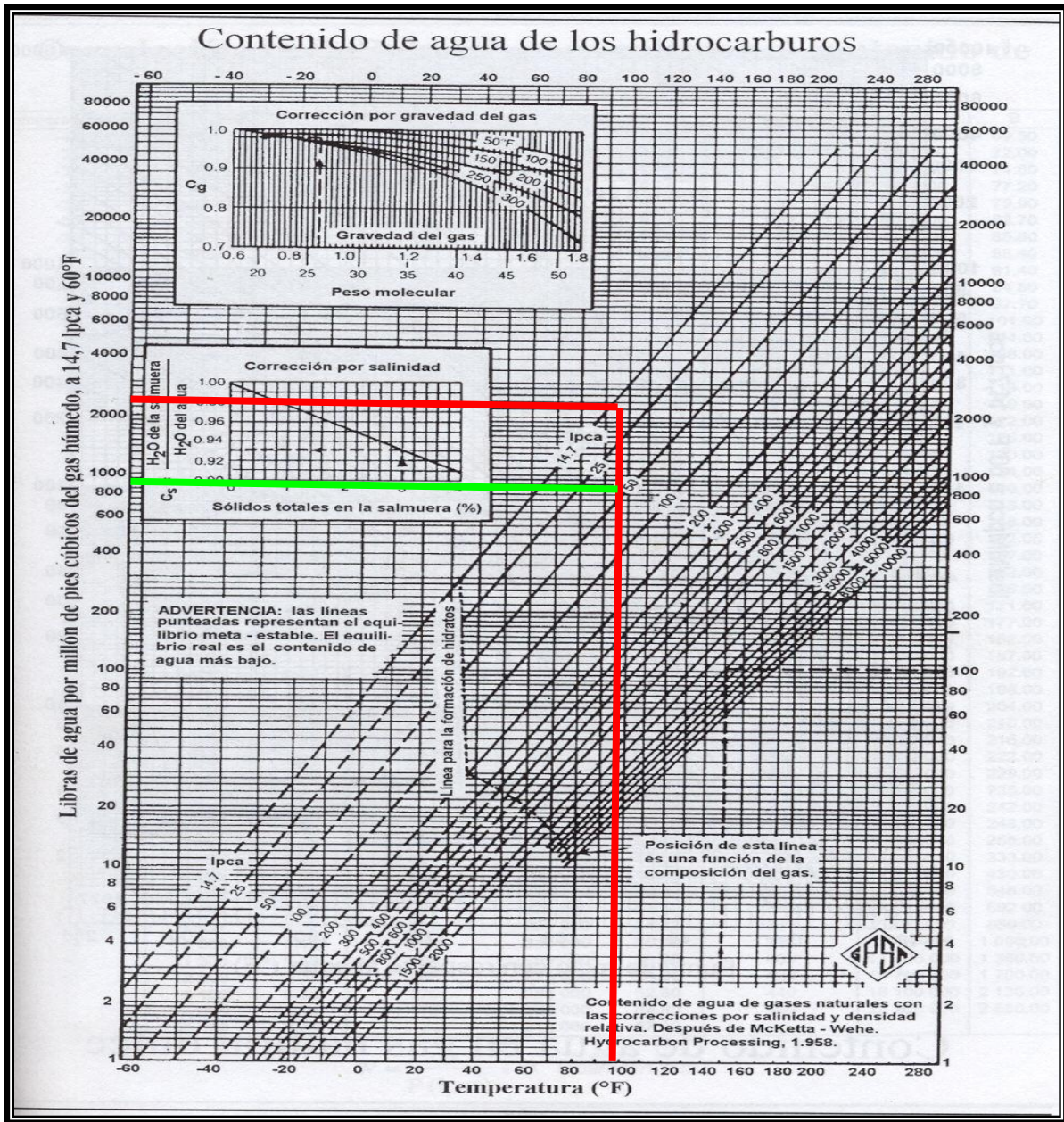
Tabla 19: Propiedades operativas de la descarga de gas 2005 CRC y descarga gas V770 PF-2

Lugar	Presión (psi)	Temperatura °F	Lbs. H_2O /MMSCFD
Descarga Gas 2005 CRC	0.11	97	2100
Descarga Gas V770 PF-2	14.42	86	870

Con ayuda de la gráfica CONTENIDO DE AGUA DE LOS HIDROCARBUROS de la GPSA (referencia 3), entramos con datos de presión y temperatura de las vasijas equitativas a comparar y de esta manera calcularemos a groso modo la capacidad de arrastre del gas del campo Caricare y el del campo Caño Limón.

Tabla 20: Capacidad de arrastre de CRC y PF-2

Facilidad	Lbs. H_2O /MMSCFD	Total Gas MMSCFD	Capacidad Arrastre Lbs.
CRC	2100	4.122	8656.6
PF-2	870	2.812	2446.4



Grafica 8: Contenido de Hidrocarburos, GPSA

Después de realizar los análisis fisicoquímicos a las muestras tomadas en diferentes puntos estratégicos de la facilidad CPF-1 en el campo Caricare, con la ayuda del ingeniero químico encargado del campo y la encargada del laboratorio, se determinó que la presencia de agua-condensado en las líneas de gas de media presión que circulan hacia la tea son preponderantes y ciertas.

En la tabla 17 se encuentra en color rojo la prueba inminente que se encontró de la presencia de agua-condensado en la línea de gas, por lo tanto sería la causa más importante de los altos niveles de corrosión que reportó la contratista C.I.C , debido a ello también se generan altas emisiones de humo en la tea ya que sin duda alguna lo que se está incinerando en ella no es precisamente gas seco, sino una mezcla líquida que posee 97% de condensado y el restante agua; lo cual podría forjar para la compañía una utilidad económica importante y al mismo tiempo construir a partir de ello una solución para el problema ambiental.

Por otra parte al comparar tanto la facilidad CPF-1 como PF-2 nos podemos dar cuenta que la capacidad de arrastre del gas, es casi 4 veces mayor en el campo Caricare el cual aqueja el problema ambiental y en cuanto a diferencia en su sistema de separación de gas se observa que ellos cuentan con una bota de gas tipo falda al piso.

HIPOTESIS III

Indudablemente la presencia de agua-condensado en la línea del sistema de gas de media presión es la posible causa de los altos niveles de corrosión reportados por la compañía C.I.C, ya que esta mezcla líquida es un catalizador de estos procesos los cuales generan un riesgo operacional, ya que son fluidos altamente inflamables los que se manejan por estas líneas y como se sabe de la teoría los procesos de corrosión son altamente dañinos y rápidos en cuanto se trata de corroer el acero. Por ello planteamos que la ineficiente separación en el sistema de gas de media presión es la raíz de problemas inexorables para la compañía como la corrosión y las altas emisiones de humo en la tea.

CAPITULO V

ALTERNATIVAS ECONOMICAS

Tras plantear 3 hipótesis respecto al problema ambiental que aqueja al campo Caricare ubicado en jurisdicción del municipio de Arauquita-Arauca. Se puede observar que la solución más viable tanto en el campo económico, ambiental y de seguridad operacional definitivamente es el rediseño de la bota de gas, en otras palabras la **HIPOTESIS I** planteada que dice:

“El separador vertical bota de gas 16V-1501 presenta una carencia en cuanto a diseño por capacidad de gas, lo cual estaría generando el problema operacional en el sistema de gas de media presión reflejado en las altas y anormales emisiones de gases en su tea.”

Ya que erradicaría por completo el problema y al mismo tiempo recoge las 3 hipótesis en una sola, además de esto traería beneficios como:

- Minimizar el problema de arrastre de condensado que presenta el sistema de gas de media presión en CPF-1, puesto que acarrea otra serie de inconvenientes que afectan directamente la operación como por ejemplo la corrosión, contaminación ambiental etc. Esta propuesta garantiza la recuperación de la inversión, generando así ganancias económicas considerables al mismo tiempo que fortalece los ejes primordiales de la política de la empresa como lo son la seguridad operativa, relaciones con la comunidad y cuidado del ambiente.
- Aumentar la producción gracias a la disminución de arrastre de condensado
- Disminuir consumo de energía en pozos

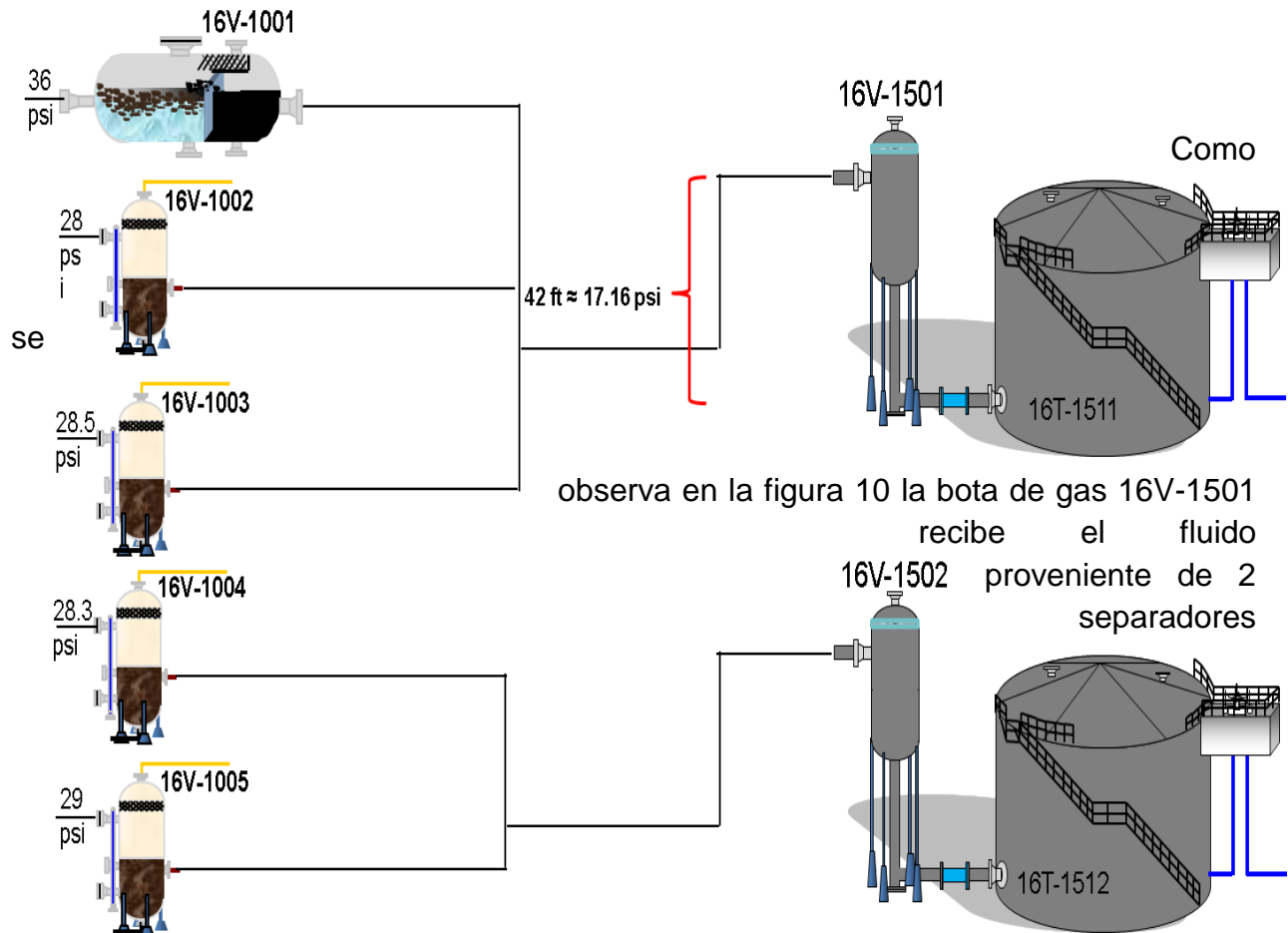
Para el planteamiento del rediseño de la bota de gas se tuvieron algunos factores en cuenta relevantes como:

- Presiones de operación en la vasija
- Temperaturas de operación en la vasija

- Carga líquida en la vasija
- Carga de Gas en la vasija
- Pérdidas de presión en las líneas
- Sólidos disueltos

Para plantear el rediseño además de datos de campo sobre estos factores relacionados, también se realizó un esquema de las condiciones actuales de la configuración de flujo en el campo y de cómo sería en caso de que el rediseño que plantearemos llegase a ser una realidad:

Grafica 9: Configuración de flujo actual en CPF-1



generales 16V1002/03 y del separador de prueba 16V-1001, este diseño es actualizado puesto que en estos momentos así opera la facilidad CPF-1.

Podemos observar que debido a las grandes pérdidas de presión por hidráulica calculadas según el gradiente de la mezcla y el BSW del campo:

$$\bar{V}_{mezcla} = \bar{V}_{Oil} (1 - BSW) + \bar{V}_{water} (BSW)$$

$$\bar{V}_{mezcla} = 0.364 (1 - 0.9) + 0.413 (0.9)$$

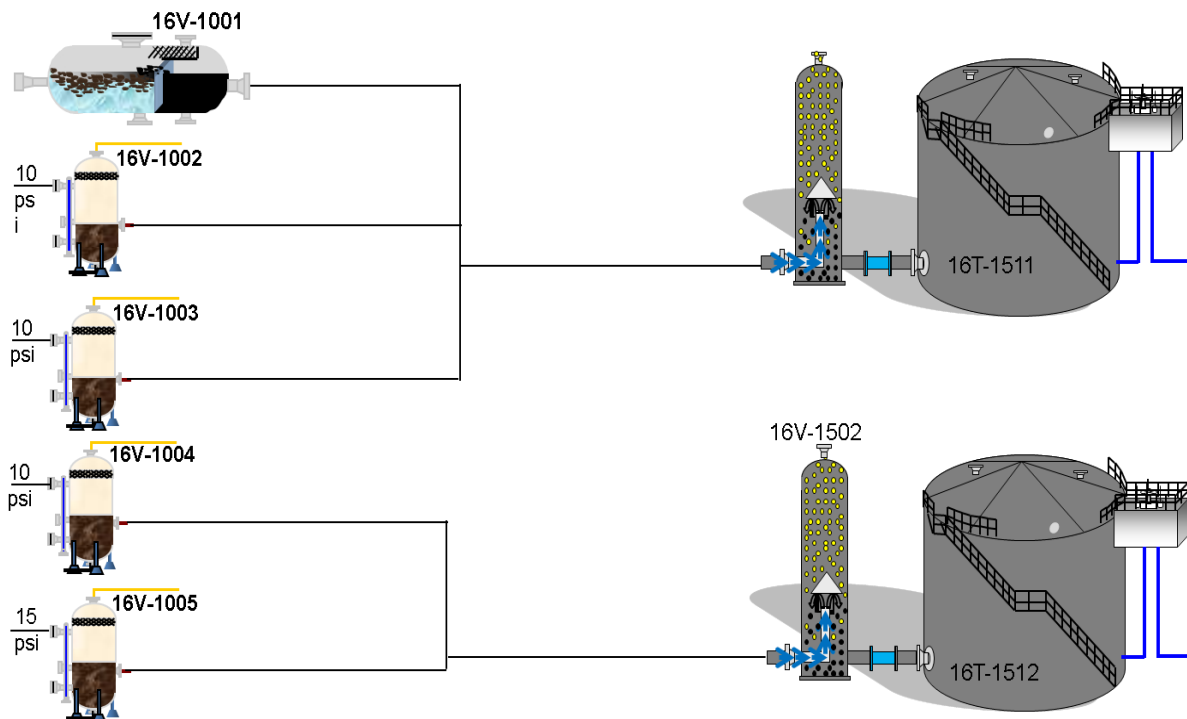
$$\bar{V}_{mezcla} = 0.4086$$

$$Presion = 0.4086 \times 42 \text{ ft}$$

$$P = 17.16 \text{ psi}$$

Son aproximadamente 17.16 psi las que el gathering system debe manejar adicional tanto en cabeza de pozo, como en separadores principales para poder garantizar la llegada del fluido con la presión necesaria a las botas de gas. Con el rediseño que

proponemos esto no sería un problema puesto que con la nueva bota tipo falda al piso la configuración de flujo quedaría de la siguiente manera:



Grafica 10: Configuración de flujo propuesta

Con este diseño que se propone las líneas de flujo que llegan a las botas de gas serían prácticamente a nivel de piso, obteniendo de esta manera una ganancia de aproximadamente **15 psi** lo cual se vería reflejado en dinero, ya que se podría reducir drásticamente las presiones de operación de los separadores y de esta manera también en cabeza de pozo, logrando que los equipos de levantamiento artificial ESP trabajen dentro del tornado de alta eficiencia de la bomba, con una disminución en el consumo de energía y por lo tanto descendiendo los gastos de compra de KWH (Kilo vatio hora) a ISA.

El rediseño consiste en cambiar las botas de gas existentes en CPF-1 por las que se encuentran en PF-2, las cuales constan de un diámetro para capacidad de gas de 82" y 42'-11-1/4" de altura. Internamente consiste de un tubo vertical de 36" de diámetro por el cual ingresa el fluido proveniente del sistema de recolección de pozos, hasta chocar con una lámina horizontal de 96" de diámetro, colocada en la parte superior del tubo. Aprovechando la construcción de un nuevo FWKO la cual se tiene prevista para el año 2014 según lo reza el MOC-12-168 podría ser la prueba piloto perfecta para implementar esta propuesta.

Grafica 11: Rediseño de la bota de gas de CPF-1



REDISEÑO DE LA BOTA DE GAS CPF-1

El proceso de rediseño de la bota de gas vertical 16V-1501 (**Anexo C**) se elaboró con los siguientes datos:

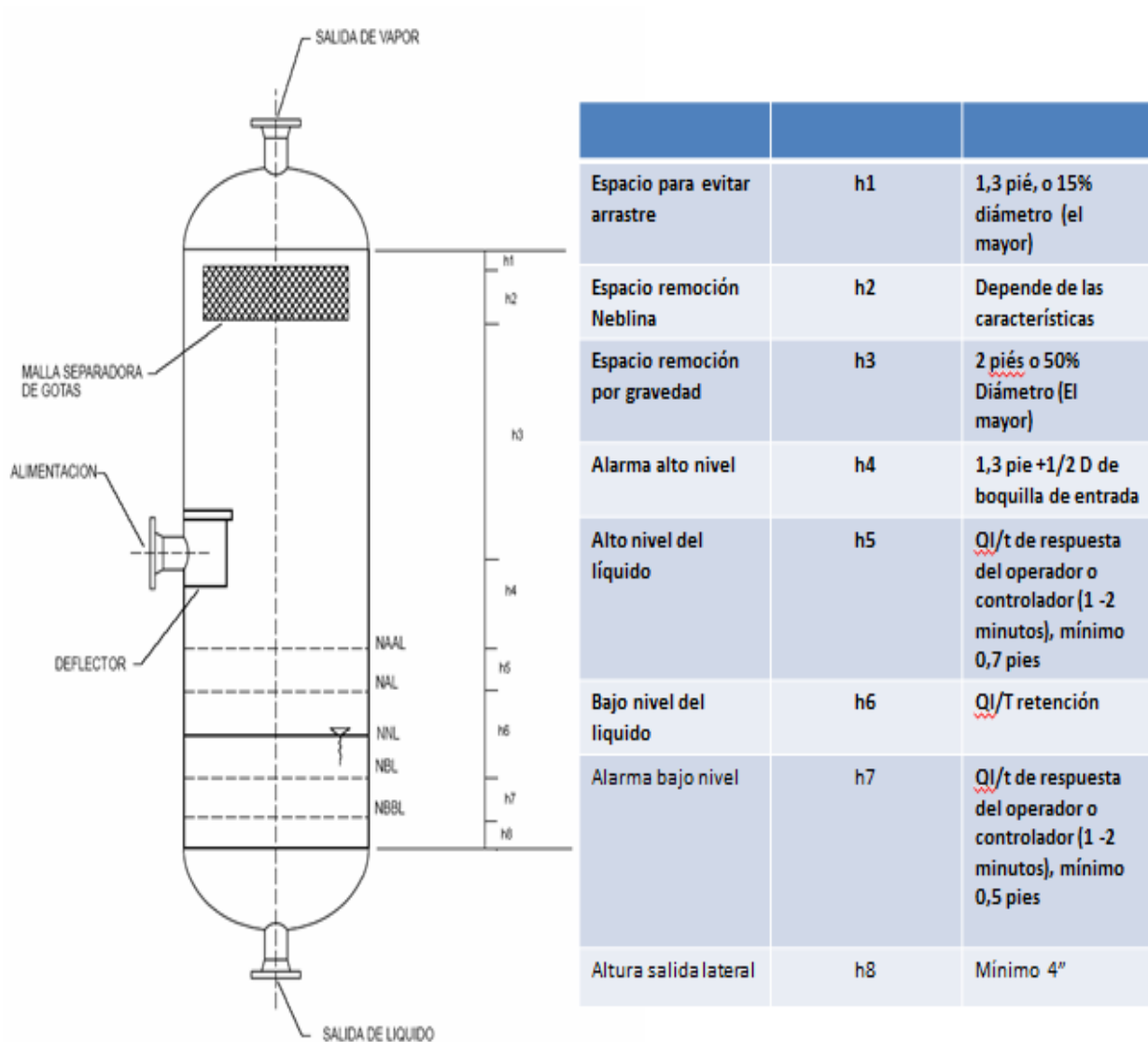
DISEÑO SEPARADOR VERTICAL BOTA DE GAS 16V-1501

Tabla 21: Propiedades del fluido y condiciones de operación de rediseño del separador vertical bota de gas 16V-1501

Caudal Crudo, BPD	23 200
API	33.1
Caudal de Agua, BPD	212 800
Gravedad específica del agua, SGW (δ_w)	0.95
Caudal del gas, MSFCD	6.4
Gravedad específica gas, δ_g	1.25
Peso molecular Gas, lb/lbml (MWg)	59.93
Presión de Operación en separador, psig	2
d_m (Diámetro de la partícula), micrones	140
Temperatura Operación en separador, °F	190

El siguiente es el diseño de la bota de gas con falda al piso a implementar en CPF1, teniendo en cuenta el diámetro mínimo necesario, el cual deriva el diseño complementario como se observa en la tabla de la figura 13.

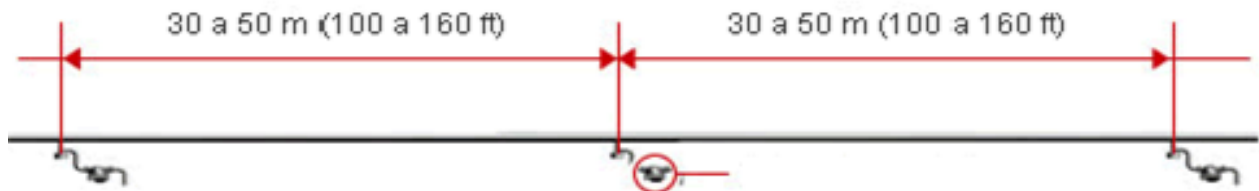
Grafica 12: parámetros técnicos para una bota de gas



Adicional al rediseño de la bota de gas una solución suplementaria muy sencilla y económica, para el problema de presencia de agua-condensado en la línea del sistema de gas de media presión es la instalación **SOBRE LA LINEA** de trampas, puesto que de esta manera se drenaría una cantidad significativa de estos liquido los cuales mediante un sistema de recolección, se podría separar y obtener el condensado el cual es de interés económico a continuación se presentas algunas recomendaciones técnicas para esta propuesta :

- Seleccione cuidadosamente las ubicaciones de la trampa

Aun en casos en donde una tubería de distribución corre en una línea recta, se deben instalar trampas al menos cada 30 a 50 metros (100 a 160 pies), y en la parte inferior de subidas o bajadas en la tubería. También se debe tomar un cuidado especial para



instalar trampas en cualquier lugar en donde el condensado pueda acumularse, buscando evitar que el condensado cubra el área transversal de la tubería, lo que podría ocasionar que el condensado sea propulsado a gran velocidad.

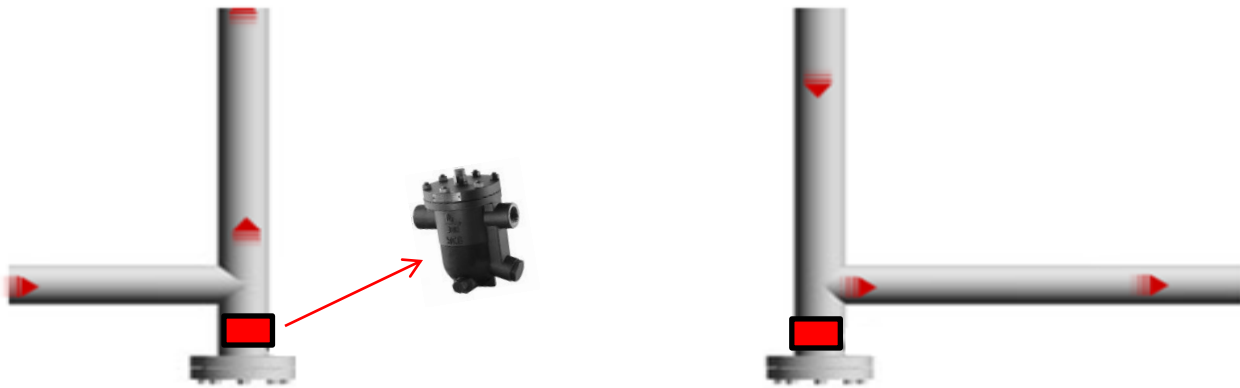
Deberán instalarse las trampas de condensados en las siguientes situaciones

Antes de Válvulas Manuales que Permanecen Cerradas por Largos Periodos de Tiempo



Se deberá instalar una trampa de condensado antes de válvulas que permanezcan cerradas por largos periodos de tiempo para ayudar a eliminar el condensado que se acumula en esta área, de lo contrario podría ser propulsado a gran velocidad a lo largo de la tubería cuando la válvula manual sea abierta. De igual manera, se requiere de una trampa de condensados al final de una tubería (final de línea) para ayudar el drenado del sistema para una operación segura y efectiva.

En la Parte Inferior de Subidas o Bajadas Verticales

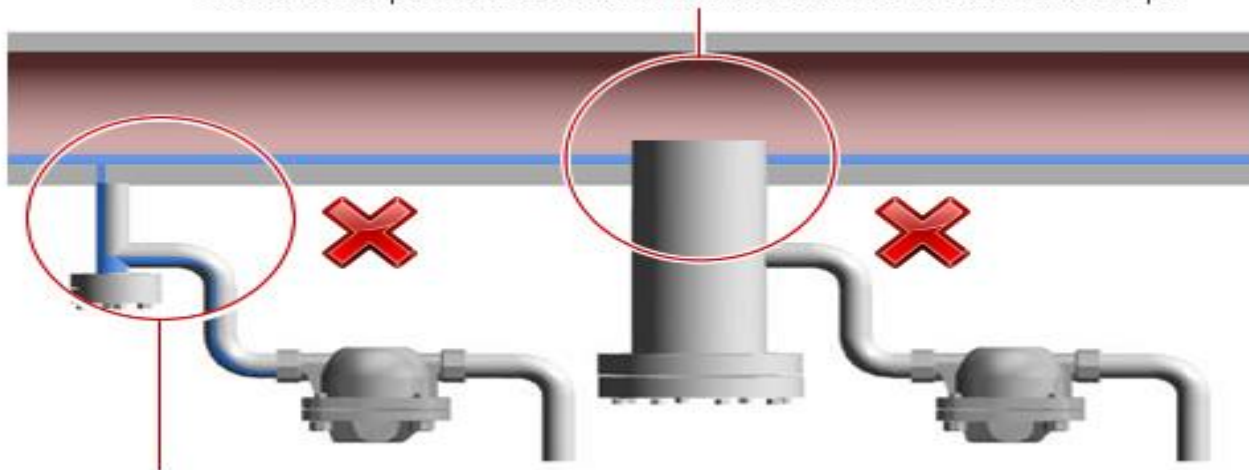


Se deberá instalar una trampa de condensados en la parte inferior de tramos de tuberías verticales ya que la subida/bajada vertical puesto que puede ayudar a desentrañar el condensado acumulado en el gas debido a los cambios en la dirección del flujo en combinación con la gravedad.

Instalación actual en el campo Caricare

Actualmente en el campo caricare se encuentra instalado en el sistema de gas de media presión unas piernas de condensados (Trampas) con el fin de drenar los líquidos que pudieran existir en la línea. Sin embargo estas trampas están configuradas como derivaciones en la línea (Figura) y no sobre ella lo cual está ocasionando el paso de líquidos sin ninguna restricción hacia la tea. Por lo tanto se recomienda instalarlas como anteriormente se ilustra.

Ej. Problema con la pierna de condensado, tubería de la pierna de condensado invadiendo la tubería de vapor



Ej. Problema con la pierna de condensado, diámetro muy pequeño

ANÁLISIS DE RESULTADOS

Después de realizar los cálculos de rediseño de la bota de gas, se puede observar que el diámetro mínimo necesario dimensionado por capacidad de gas que se obtuvo como resultado fue 82" y el que posee la bota de gas tipo falda al piso es 78". Lo cual nos indica que se puede utilizar ya que tenemos 4" adicionales para poder maniobrar en nuestro completo rediseño en temas como válvulas, tuberías, gorros chinos, extractor de neblina etc.

De igual manera con nuestra nueva bota de gas tenemos la posibilidad, según la configuración de flujo de generar importantes utilidades para la compañía occidental de Colombia, ya que se ahorraría un significativo consumo de energía de los equipos electrosumergibles ESP y eliminar de raíz el problema operacional el cual fue el objetivo de este documento.

CAPITULO VI

EVALUACION ECONOMICA

Las utilidades económicas para una compañía y la factibilidad de estas a corto y largo plazo, son razones primordiales en cualquier proyecto que se considere emprender.

Por ello la solución planteada del rediseño de la bota de gas no es ajena a esta lógica ,puesto que la inversión es recuperada a corto plazo gracias a los beneficios innatos que trae con ello la instalación de una vasija de estas en el campo Caricare, a continuación se pautó el costo / beneficio de esta propuesta:

Tabla 22: Inversión bota de gas tipo falda al piso

Inversión	
Bota de Gas CPF-1	US \$60 000
Bota de Gas tipo falda al piso	US \$ 85 000
Diferencia negativa	US\$ 25 000

Debido a que ya se encuentra reglamentado y listo para ejecutar el proyecto de ampliación del campo Caricare en el MOC-12-168, el cual estipula la construcción de un nuevo tanque FWKO y con él una nueva bota de gas, donde la diferencia monetaria negativa que existe entre instalar una bota tipo falda al piso y una como la ya existente es de **US\$ 25 000** según los precios consultados al Dpto. de facilidades.

Utilidad por producción de condensado.

Gracias a la toma de muestra realizada en las líneas del campo Caricare y su posterior análisis fisicoquímico, se observó que gran cantidad de condensado se estaba quemando en la tea, el cual gracias a la mejor separación que existirá con la nueva bota de gas tipo falda al piso que proponemos, podría ser recuperado y puesto en los tanques de almacenamiento para su venta así:

Tabla 23: Utilidad de producción de condensado

Utilidad / Año			
Lbs Arrastre	Gal / Día	Bbl / Año	US \$
6000	719	6160	308 000

Utilidad por disminución en consumo de energía.

Indiscutiblemente al emplear una bota de gas tipo falda al piso la nueva configuración de flujo proyecta una ganancia hidráulica, debido a que las pérdidas por presión se disminuyen notablemente en aproximadamente 17 psi. Este alivio de presión aguas arriba de la vasija permitirá trabajar los separadores del gathering system y las líneas afluentes, que provienen de campos aledaños a menor presión, para ello se utilizó el software AUTOGRAPH suministrado por SCHUMBERLEGER a la compañía OCCIDENTAL DE COLOMBIA para simular estas condiciones de caídas de presión en cabeza de pozo sin perder alta eficiencia en el equipo de levantamiento artificial ESP.

Para simular estas condiciones y verificar si al bajar presión en cabeza de pozo manteniendo igual producción y sin perder eficiencia en la bomba ESP. Se escogió el pozo COY – 09 perteneciente al campo Morrocoy el cual se encuentra ubicado en cercanías del campo Caricare.

Las presiones en la líneas afluentes de los campos aledaños registrados cuando se presenta cierre parcial del campo, debido a diferentes causas como atentados terroristas el cual obligan a tener en servicio solo algunos pozos productores, y separadores operando a presiones bajas en rangos que varían desde 10 – 18 psi se muestran en la siguiente tabla:

Grafica 13: Software Autograph

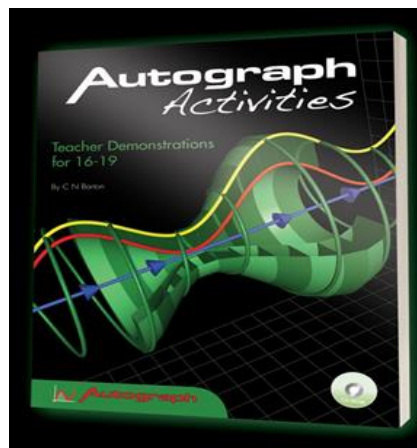


Tabla 24: Alivio de presión campo aledaños

MORROCOY	10 Psi
CANAGUEY	5 Psi
TERECAY	2 Psi

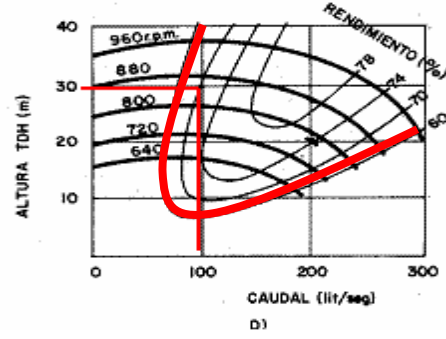
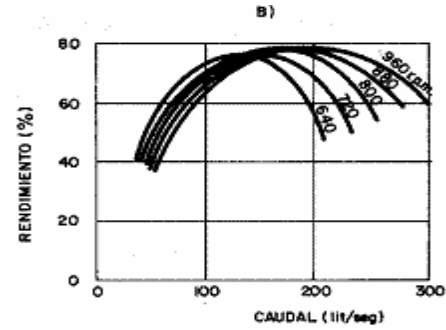
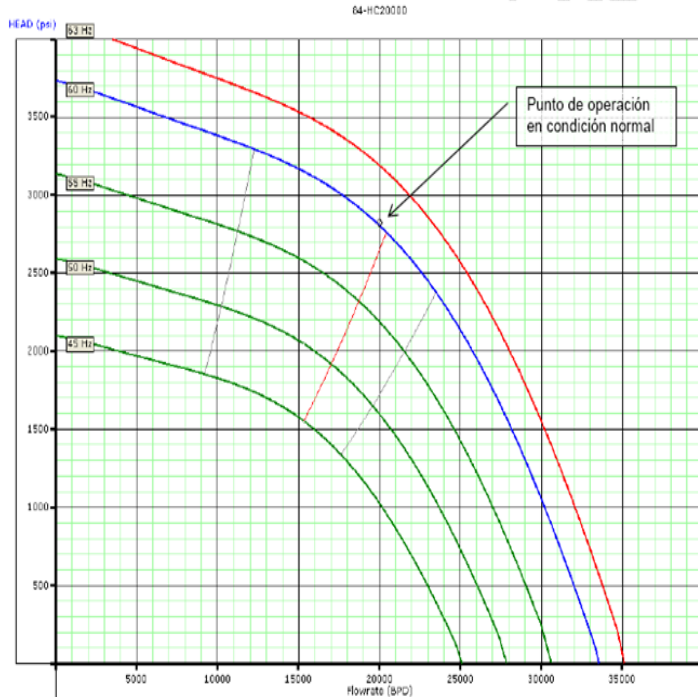
Debido a que nuestro pozo COY – 09 presenta estabilidad de presión tanto en cabeza de pozo como en la línea que transita hasta el campo Caricare, el ejemplo simulado resulto así:

Tabla 25: Datos técnicos campo Morrocoy

EJEMPLO MORROCOY					
Pozo	WHP	Amp		Volt	KWH
COY-09		332	93	1489	234.8
-50		282	91	1454	224.3
-150		182	87	1382	203.8

En esta tabla 25 la data en rojo representa las condiciones actuales del pozo en cuanto a variables como WHP, Amperaje, Voltaje etc. Posteriormente en el software AUTOGRAPH se simularon las mismas variables pero con disminución en cabeza de pozo desde 50 psi hasta 150 psi, teniendo tasa constante y la alta eficiencia del equipo ESP la cual se verificó siempre teniendo en cuenta que nunca estuviera por fuera del tornado:

4.2.1 Punto de operación normal 20,000 BPD @ 3,000 psi



condiciones de una misma bomba A) Altura-Caudal; B) Igual rendimiento en el diagrama Altura-Caudal

Grafica 14: Ejemplos de tornados de eficiencias para bombas ESP

La siguiente tabla resume la relación que existe en alivio de presión de 1 psi en la facilidad CPF-1 respecto a las líneas afluentes del campo Morrocroy.

Tabla 26: analogía CPF1-Morrocroy

Disminución CPF-1 Psi	Morrocroy Psi
5	50
10	100
15	150

Esto quiere decir que por cada 5 psi que tenga en alivio de presión en el gathering system de la facilidad CPF-1, aproximadamente 50 psi podrían disminuir en la línea afluente de este campo. Con esta información y con la obtenida en la tabla 26 se puede concluir que en un escenario optimista donde la caída de presión en la facilidad gracias a la nueva configuración de la bota de gas tipo falda al piso sea de 15 psi el ahorro en KW sería de 31.

Tabla 27: Gradiente KW-psi

KW	Psi	Gradiente
31	150	0.2 KW / Psi

Posteriormente al aplicar este ahorro de KW en 3 escenarios (pesimista, Intermedio, optimista) en el campo Morrocoy obtendríamos las siguientes utilidades:

Tabla 28: Utilidades para el campo Morrocoy

MORROCOY POZO COY – 09				
Escenario	Disminucion CPF-1 Psi	KWH / Pozo	KWH	US\$ / Año
Pesimista	5	10	50	36,288.00
Intermedio	10	20	100	72,576.00
Optimista	15	30	150	108,864.00

Se interpreta de esta tabla que por cada 5 psi de alivio en CPF-1, se obtendría para el pozo COY – 09 un ahorro de 10 KWH, y puesto que el campo está compuesto por 5 pozos de similares condiciones, aproximadamente el ahorro sería de 50 KWH el cual multiplicado por el precio de US \$ 84 dólares pagado por OCCIDENTAL DE COLOMBIA a ISA por cada 1 KWH la utilidad sería como se muestra en la tabla 28.

Si se extrapolaran estos resultados a los otros 2 campos aledaños existentes las utilidades económicas serían las siguientes:

Tabla 29: Utilidad en campos aledaños

Escenarios	Disminución CPF-1 Psi	MORROCOY			CANAGUEY			TERECAY		
		KW/Pozo	KWH	US \$/Año	KW/Pozo	KWH	US \$/Año	KW/Pozo	KWH	US \$/Año
Pesimista	5	10	50	36,288.00	5	35	25,401.60	2	8	5,806.08
Intermedio	10	20	100	72,576.00	10	70	50,803.20	4	16	11,612.16
Optimista	15	30	150	108,864.00	15	105	76,204.80	6	24	17,418.24

CONCLUSIONES

- El campo Caricare y sus plataformas aledañas (Morrocoy, Canagüey, Terecay) adscritas a la asociación Cravo Norte, firmada entre Ecopetrol y Occidental de Colombia. Inicio operaciones en el 2008 con un crudo de 18 API y una tasa de 217.000 BFPD, además con una producción de gas de 3 MMSCFD el cual poseía una δ_g de 1.25. Sin embargo los diseños de separadores generales (4), prueba (1) y botas de gas (2), se quedaron cortos ya que a través de estos 5 años de operación del campo la perforación de aproximadamente 14 nuevos pozos, de alta producción incremento el manejo de fluido para el 2013 en la facilidad CPF-1 llegando a los 236.000 BFPD, con un crudo de 33.1 API y una producción de gas de 6.1 MMSCFD, siendo constante su δ_g de 1.25. Debido a este nuevo escenario, en este trabajo se rediseñaron los separadores y las botas de gas con las actuales condiciones de operación del campo Caricare. Este rediseño detecto que el diámetro de las bota de gas está generando ineficiente separación y emisiones anormales en la tea de media presión, luego así el diámetro óptimo sería de 78" y no 48" como se tiene actualmente. De esta manera se soluciona el problema de separación y sus consecuencias.
- Debido a la perforación de 14 nuevos pozos de posible alto potencial, existe un proyecto (MOC-12-168) de la compañía OCCIDENTAL DE COLOMBIA, con miras a la ampliación de la facilidad CPF-1 que se tiene prevista para el 2014. Luego esto facilitaría la implementación de esta propuesta del rediseño de la bota de gas tipo falda al piso de 78 " de diámetro y comparar sus resultados
- También esta solución que se propone, generaría un ingreso adicional de aproximadamente \$US 56 000 anuales gracias a la producción de 1130 Bbl de condensado al año que se están quemando actualmente en la tea de media presión.
- Al instalar la bota de gas tipo falda al piso, se reduciría el arrastre de agua en el gas en aproximadamente 1100 Lbs, puesto que aumentaría la presión (15 psi) en la vasija a causa de la nueva configuración hidráulica de flujo en la facilidad CPF-1.

- Sin ninguna duda esta propuesta, contribuirá positivamente tanto con el problema ambiental como social que afronta hoy día la compañía OCCIDENTAL DE COLOMBIA, debido a las altas y anormales emisiones de humo en la tea del sistema de media presión, ya que la comunidad aledaña a la facilidad se queja de contaminación excesiva y enfermedades continuas.

RECOMENDACIONES

- Hoy día la suspensión operativa de cualquier campo en nuestro país es tan común como tan grave, debido a los precios exorbitantes del Bbl de aceite. Por ello una solución muy sencilla que no generaría traumatismo en la operación del campo Caricare, sería la instalación de unas trampas mecánicas con cuerpo en hierro fundido y juntas cubiertas reutilizables que soportan presiones de hasta 1000 psi y 986° F sobre la línea. Con el fin de drenar la línea del sistema de gas de media presión ubicándolas inmediatamente a la salida del aircool, además de encargar un operador para que realice dicha función con una frecuencia de 4 veces al día , puesto que la presencia de agua-condensado en la línea es alta.
- Es de vital importancia la recopilación de información actualizada e histórica del campo como por ejemplo planos, manuales, procedimientos, data técnica etc. Así mismo como el acompañamiento incondicional de personal capacitado que opera el campo, puesto que es el punto de arranque más importante a la hora de realizar una evaluación completa del área o del problema a estudiar.
- El esquema o método de muestreo que se escoja para realizar en un campo debe cumplirse a cabalidad y con disciplina, con el fin de tener precisión en cálculos y no poseer errores a la hora del análisis y toma de decisiones.
- Cuando se va a rediseñar cualquier accesorio o elemento de una facilidad de superficie, es importante tener en cuenta normas y estándares internacionales; de lo contrario es pertinente aclarar que en muchos diseños y en el nuestro solo es relevante diseñar variables importantes de las cuales se derivan los demás ítems.
- Emplear y seguir paso a paso los manuales del software a utilizar, garantiza de manera inmediata los buenos resultados, y con ellos excelentes análisis puestos que si no se cuenta con lo dicho anteriormente existe una gran probabilidad de ingresar mal la data y como consecuencia tener resultados erróneos.

REFERENCIAS

1. Parra Pinzón Ricardo. (2007). Propiedades físicas de los fluidos de yacimientos. Neiva-Huila, Colombia.
2. GPSA, grafica de máximo espesor de capa de aceite hidrocarburos (**Fuente:** R.W. Taylor. SPE, Richardson, p. 24)
3. GPSA, contenido de agua de los hidrocarburos (**Fuente:** Macketta, J.J and WEHE, A.H. Hydrocarbon / wáter correlations. Petroleum production handbook, T.C Frick and R.W. Taylor. SPE, Richardson, Texas, 1962. II p. 22)
4. Ajuste de curvas de Standing y Katz, factor Z para gases naturales.(**Fuente:** Standing M.B. y Katz, D.L. Density of Natural Gases Trans.AIME,Vol.146.1942)
5. EMILIO JESÚS VALDERRAMA AVILA,(2009), DISEÑO DE UN SEPARADOR BIFÁSICO (GAS–PETRÓLEO)
6. Alberto Méndez C.A. (ALMECA), DISEÑO DE UN SEPARADOR BIFÁSICO (GAS–PETRÓLEO) DE TIPO HORIZONTAL PARA CRUDO.
7. Ken Arnold and Maurice Steward, first edition, 1986, Superface production operations,voluen 1, Desing oil systems and facilities.
8. Dale Beggs, segunda edición, 1985, Gas production operations.Edit.Oil and Gas Consultants International. Inc.
9. TLV.ENGINEERING. Practicas para la Remoción de Condensado en Líneas Principales de Vapor. 16/10/2013.

Disponible en: <http://www.tlv.com/global/LA/steam-theory/steam-lines-best-practices.html>
10. Manual y Tutorial CMG 2009 y 2012

ANEXOS

Anexo A

CONDICIONES 2008

DISEÑO DEL SEPARADOR VERTICAL DE PRODUCCION 16V- 1002

Componentes para el diseño separador vertical de producción 16v-1002

Componente	Producción
Crudo	17 000 BOPD
Gas	3 MSCFD
Agua	200.000 BWPD

Propiedades del fluido y condiciones de operación del 16V-1002

Caudal Crudo, BPD	4300
API	18
Caudal de Agua, BPD	54700
Gravedad especifica del agua, SG_w	1,03
Caudal del gas, MSFCD	0,75
Gravedad específica gas, δ_g	1,25
Peso molecular Gas, lb/lbml (MW_g)	59.93
Presión de Operación en separador, psig	20
d_m =Diámetro de la partícula	160
Temperatura de Operación en el separador, °F	190

1. Se calcula el factor de desviación Z por el método de Papay:

$$Z = 1 - \left(\frac{3.52 * SPr}{10^{0.9813 * sTr}} \right) + \left(\frac{0.274 * sPr^2}{10^{0.8157 * sTr}} \right)$$

$$\delta_g = \frac{Mg}{28.96}$$

Para $\delta_g < 0.75$

$$SP_c = 677 + 15 * \delta_g - 37 * \delta_g^2$$

$$ST_c = 168 + 325 * \delta_g - 12.5 * \delta_g^2$$

Para $\delta_g \geq 0.75$

$$SP_c = 706 - 51.7 * \delta_g - 11.1 * \delta_g^2$$

$$ST_c = 187 + 330 * \delta_g - 71.5 * \delta_g^2$$

Posteriormente se calcula,

$$SP_r = \frac{P}{sP_c}$$

$$ST_r = \frac{T}{sT_c}$$

Resultados obtenidos

Resultados obtenidos de SP_r, ST_r y Z del 16V-1002

δ_g	SP_c (psia)	ST_c (°R)	SP_r	ST_r	Z
1,25	637,2	554,7	0,1	1,2	0,99

El factor z de desviación del Gas fue calculado mediante el diagrama de Standing (referencia 4)

1. Calcular C_d (Coeficiente de arrastre)

Se calcula el V_t (volumen total)

$$V_t = 0.01119 \left[\left(\frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_g} \right) * \frac{d_m}{C_D} \right]^{1/2}$$

Donde,

ρ_l = Densidad liquido (Lb/ft³)

ρ_g = Densidad gas (Lb/ft³)

d_m = diametro de la particula (micrones)

Para calcular la ρ_l se utiliza la siguiente formula:

$$\delta_l = \frac{Q_w * \delta_w + Q_o * \delta_o}{Q_t}$$

Con $Q_w = 200\ 000$ BWPD
 $Q_o = 17\ 000$ BOPD

$$\delta_o = 141.5 / (131.5 + ^\circ\text{API}) = 0.9464$$

Entonces,

$$\rho_l = 62.43 * \delta_l$$

Para calcular la ρ_g se utiliza la siguiente formula:

$$\rho_g = 2.7 * \frac{\delta_g * P}{T * Z}$$

Donde la presión operación = 34.7 psia y T operación = 650 °R

Resultados obtenidos

Resultados obtenidos de ρ_l y ρ_g del 16V-1002

δ_l	ρ_l	ρ_g
1	64	0.18

Se procede a calcular la viscosidad del Gas, mediante la siguiente formula

$$\mu_{ga} = [(8.48 * 10^{-5} - 2.062 * 10^{-6} * (\delta g))] * T + 8.188 * 10^{-3} - 6.15 * 10^{-3} * \text{Log}(\delta g)$$

Donde μ_{ga} es la viscosidad a 1 atm y T °F y utilizando la Fig. 3.11 (Prof. parra)

$$\mu_g = \left(\frac{\mu_g}{\mu_{ga}}\right)^* \mu_{gac}; \text{ Donde } \left(\frac{\mu_g}{\mu_{ga}}\right)$$

Como resultado se obtiene $\mu_{ga} = 0.0092$

Para el proceso operativo se asume $CD = 0.34$ y utilizando las siguientes formulas:

$$Re = 0.0049 * \left(\frac{\rho_g * d_m * V_t}{\mu_g}\right)$$

$$C_D = \frac{24}{Re} + \frac{3}{Re^{0.5}} + 0.34$$

Se tiene como resultados

Resultados obtenidos de CD, Vt y Re para el 16V-1002

CD	Vt	Re
0,34	4,823	75,448
1,00348	2,807	43,917
1,33917	2,43	38,016
1,45787	2,329	36,436
1,49569	2,299	35,972
1,50737	2,29	35,833
1,51095	2,288	35,79
1,51204	2,287	35,777
CD		1.512

2. Calculo por capacidad de Gas

Se utiliza la siguiente formula:

$$d_{min}^2 = 5040 * \left[\frac{T * Z * Q_g}{P} \right] * \left[\left(\rho_g / (\rho_l - \rho_g) \right) * \frac{C_D}{d_m} \right]^{1/2}$$

Donde,

d_{min} = Diametro minimo , in

T = temperatura de operación, °R

P = presión de operación, psia

Reemplazando se obtiene $d_{min}^2 = 363.5 \text{ in}$

$$d_{min} = 19.07 \text{ in}$$

3. Calculo por capacidad de Liquido

Utilizando la siguiente formula:

$$d^2 * h = \frac{T_r * Q_l}{0.12}$$

Donde,

d = diámetro interno, in

h = altura separador, ft

T_r = Tiempo retención, minutos

Q_l = Caudal del líquido, BPD

Reemplazando se obtiene $d^2 * h = 491667 * T_r$

Posteriormente según el °API que se maneja el campo Caricare en el 2008 el tiempo de residencia del fluido está en el rango 1 – 3 Min:

API vs Tr

Gravedad del Crudo	Minutos
>40 °API	1 a 2
25 – 40 ° API	1 a 3
< 25 ° API y/o Espumoso	3 a 12

Así mismo se calcula para ese rango:

Resultados obtenidos de Tr,d (in),h(Ft),y Lss(ft) para el 16V-1002

<i>Tr, min</i>	<i>d, in</i>	<i>h, in</i>	<i>Lss, Ft</i>	$12 * \frac{Lss}{d}$
3	24	2560,8	219,7	109,9
	30	1638,9	142,9	57,2
	36	1138,1	101,2	33,7
	42	836,2	76,0	21,7
	48	640,2	59,7	14,9
	50	590,0	55,5	13,3
	55	487,6	47,0	10,2
2	24	1707,2	148,6	74,3
	30	1092,6	97,4	39,0
	36	758,7	69,6	23,2
	42	557,4	52,8	15,1
	48	426,8	41,9	10,5
1	24	853,6	77,5	38,7
	30	546,3	51,9	20,7
	36	379,4	37,9	12,6
	42	278,7	29,6	8,4
	48	213,4	24,1	6,0
	50	196,7	22,7	5,5
	55	162,5	19,9	4,3
	58	146,2	18,5	3,8
	60	136,6	17,7	3,5
	62	127,9	17	3,3
	64	120	16,3	3,1
	66	112,9	15,7	2,9

DISEÑO DEL SEPARADOR HORIZONTAL DE PRUEBA 16V- 1001
Componentes para el diseño separador horizontal de prueba 16V-1001

Componente	Producción
Crudo	17 000 BOPD
Gas	3 MSCFD
Agua	200.000 BWPD

Propiedades del fluido y condiciones de operación del 16V-1001

Caudal Crudo, BPD	3000
API	31
Caudal de Agua, BPD	12000
Gravedad específica del agua, δ_w	0,9711
Caudal del gas, MSFCD	2
Gravedad específica gas, δ_g	1,25
Peso molecular Gas, lb/lbml (MW_g)	59,93
Presión de Operación en separador, psig	30
Temperatura de operación separador, °F	190
Viscosidad del crudo μ_o, cp	2,706
Tiempo de retención (t_r)Oil, min	4
Tiempo de retención(t_r)water, min	4
d_m zona de gas	140
d_m zona de líquido	500

1. Se calcula el factor de desviación Z por el método de Papay:

$$Z= 1- \left(\frac{3.52*SP_r}{10^{0.9813*sTr}} \right) + \left(\frac{0.274*sPr^2}{10^{0.8157*sTr}} \right)$$

$$\delta g = \frac{Mg}{28.96}$$

Para $\delta g < 0.75$

$$SP_c = 677 + 15 * \delta g - 37 * \delta g^2$$

$$ST_c = 168 + 325 * \delta g - 12.5 * \delta g^2$$

Para $\delta g \geq 0.75$

$$SP_c = 706 - 51.7 * \delta g - 11.1 * \delta g^2$$

$$ST_c = 187 + 330 * \delta g - 71.5 * \delta g^2$$

Posteriormente se calcula,

$$SP_r = \frac{P}{sP_c}$$

$$ST_r = \frac{T}{sT_c}$$

Resultados obtenidos

Resultados obtenidos de SP_r, ST_r y Z del 16V-1001

δg	SP_c (psia)	ST_c (°R)	SP_r	ST_r	Z
1,25	637,2	554,7	0,1	1,2	0,98

El factor z de desviación del Gas fue calculado mediante el diagrama de Standing (referencia 4)

2. Calcular C_d (Coeficiente de arrastre)

Se calcula el V_t (volumen total)

$$V_t = 0.01119 \left[\left(\frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_g} \right) * \frac{d_m}{C_D} \right]^{1/2}$$

Donde,

ρ_l = Densidad liquido (Lb/ft³)

ρ_g = Densidad gas (Lb/ft³)

d_m = diametro de la particula (micrones)

Para calcular la ρ_l se utiliza la siguiente formula:

$$\delta_l = \frac{Q_w * \delta_w + Q_o * \delta_o}{Q_t}$$

Con $Q_w = 12\ 000$ BWPD
 $Q_o = 3000$ BOPD

$$\delta_o = 141.5 / (131.5 + ^\circ\text{API}) = 0.8707$$

Entonces,

$$\rho_l = 62.43 * \delta_l$$

Para calcular la ρ_g se utiliza la siguiente formula:

$$\rho_g = 2.7 * \frac{\delta_g * P}{T * Z}$$

Donde presión operación = 114.7 psia y T operación = 650 °R

Resultados obtenidos

Resultados obtenidos de ρ_l y ρ_g del 16V-1001

δ_l	ρ_l	ρ_g
1	59.4	0.24

Se calcula la viscosidad del Gas, mediante la siguiente formula

$$\mu_{ga} = [(8.48 * 10^{-5} - 2.062 * 10^{-6} * (\delta g))] * T + 8.188 * 10^{-3} - 6.15 * 10^{-3} * \text{Log}(\delta g)$$

Donde μ_{ga} es la viscosidad a 1 atm y T °F y se utilizó la Fig. 3.11 (Referencia 1)

$$\mu_g = \left(\frac{\mu_g}{\mu_{ga}}\right)^* \mu_{gac}; \text{ Donde } \left(\frac{\mu_g}{\mu_{ga}}\right)$$

Reemplazando se obtiene $\mu_{ga} = 0.0092$

Para el proceso operativo se asume $CD = 0.34$ y utilizando las siguientes formulas:

$$R_e = 0.0049 * \left(\frac{\rho_g * d_m * V_t}{\mu_g}\right)$$

$$C_D = \frac{24}{R_e} + \frac{3}{R_e^{0.5}} + 0.34$$

Se tiene como resultados

Resultados obtenidos de CD, Vt y Re para el 16V-1001

CD	Vt	R_e
0,34	3,821	67,643
1,05957	2,164	38,318
1,45099	1,85	32,744
1,59723	1,763	31,209
1,64602	1,737	30,743
1,66173	1,728	30,597
1,66674	1,726	30,551
1,66832	1,725	30,537

CD	1,66832
----	---------

3. Se calculó por capacidad del Gas

Se utiliza la siguiente formula:

$$d * l_{eff} = 420 * \left[\frac{T * Z * Q_g}{P} \right] * \left[\left(\frac{\rho_g}{\rho_l - \rho_g} \right) * \frac{c_D}{d_m} \right]^{1/2}$$

Donde,

l_{eff} = Longitud efectiva separador, ft

T = temperatura de operación, °R

P = presión de operación, psia

Reemplazando se obtiene el siguiente resultado:

$$d * l_{eff} = 83 \text{ ft}$$

Resultados obtenidos de d(in),Leff(ft),Lss(ft) para el 16V-1001

d, in	Leff, ft	Lss, ft	$12 * \frac{Lss}{d}$
3	27,602	27,85	111
4	20,702	21,04	63,1
8	10,351	11,02	16,5
10	8,2807	9,114	10,9
12	6,9006	7,901	7,9
14	5,9148	7,081	6,07
16	5,1754	6,509	4,88
18	4,6004	6,1	4,07
20	4,1404	5,807	3,48
24	3,4503	5,45	2,73
30	2,7602	5,26	2,1
36	2,3002	5,3	1,77
60	1,3801	6,38	1,28
80	1,0351	7,702	1,16
96	0,8626	8,863	1,11

4. Se calcula por capacidad del Liquido

Se inicia calculando el máximo espesor de la capa de aceite con la siguiente formula:

$$(h_o)_{\max} = 0.00128 \frac{(t_r)_o * \Delta SG * dm^2}{\mu_o}$$

Donde,

ΔSG = Diferencia entre δ_o y la δ_w

$(t_r)_o$ = Tiempo de retención del oíl, min

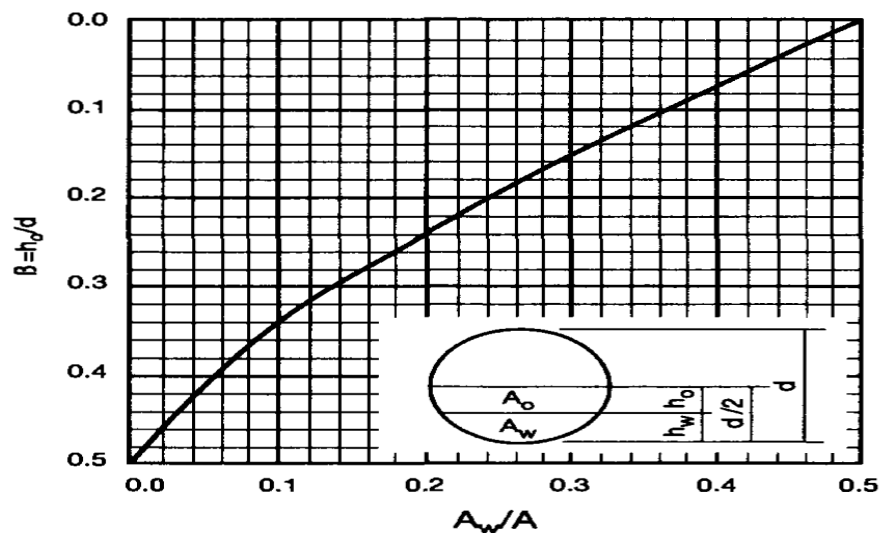
μ_o = Viscosidad oíl, cp

dm = Diámetro de la partícula en la zona de Liquido, micrones

Reemplazando se obtiene

$$(h_o)_{\max} = 47.5 \text{ in}$$

Posteriormente para entrar a la gráfica 5.8 (referencia 2) Se calcula A_w/A y así obtendremos β

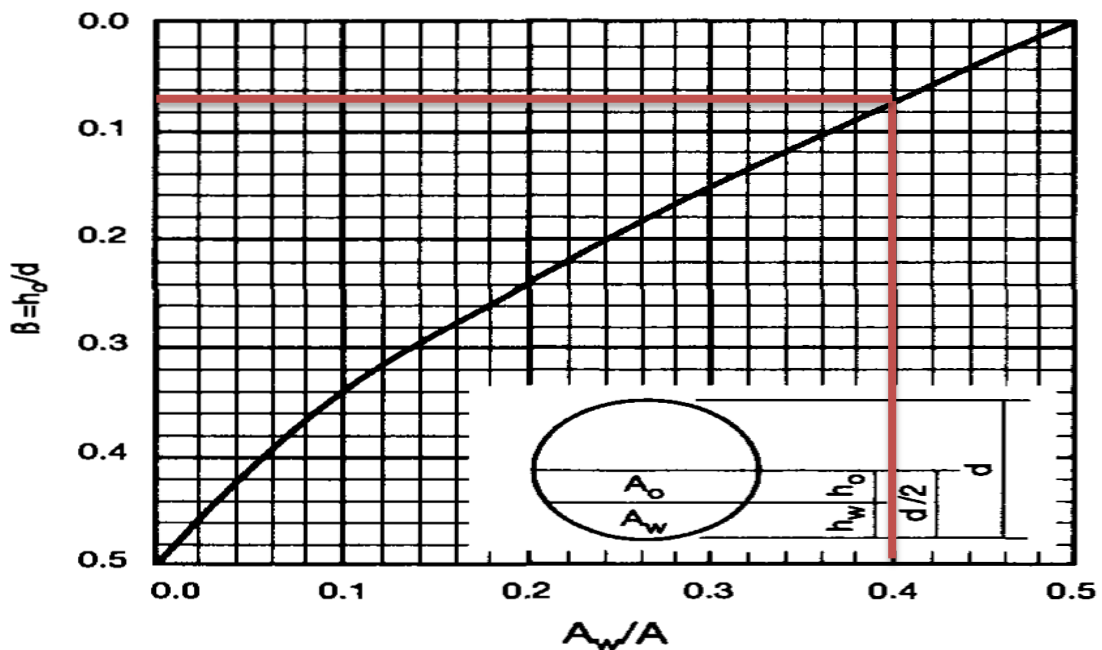


$$\frac{A_w}{A} = 0.5 * \frac{Q_w T_{r oil}}{(Q_o T_{r oil}) + (Q_w T_{r oil})}$$

Reemplazando se obtiene

$$\frac{A_w}{A} = 0.4$$

Entrando a la figura 5.8 se obtiene $\beta = 0.073$



Ahora se realiza el cálculo del máximo diámetro para la capa de aceite utilizando la siguiente formula:

$$d_{max} = \frac{(h_o)_{max}}{\beta}$$

Reemplazando se obtiene

$$d_{max} = 668,4 \text{ in}$$

Posteriormente se calcula el diámetro efectivo del separador por medio de la siguiente formula:

$$d^2 * Leff = 1,42 [Q_w(t_{r water}) + Q_o(t_{r oil})]$$

Reemplazando se tiene:

$$d^2 * Leff = 85\,200 \text{ in}$$

Por último se tiene los siguientes resultados:

Resultados obtenidos de d(in),Leff(ft),Lss(ft) para el 16V-1001

<i>d</i>	<i>Leff</i>	<i>Lss</i>	$12 * \frac{Lss}{d}$
(in)	(Ft)	(Ft)	
60	23,7	31,6	6,3
72	16,4	21,9	3,7
84	12,1	16,1	2,3
96	9,2	12,3	1,5
108	7,3	9,7	1,1

DISEÑO DEL SEPARADOR VERTICAL BOTA DE GAS 16V-1501

Propiedades del fluido y condiciones de operación del diseño separador vertical bota de gas 16V-1501

Caudal Crudo, BPD	130200
API	18
Caudal de Agua, BPD	86800
Gravedad específica del agua, SG_w, δ_w	0.95
Caudal del gas, MSFCD	3
Gravedad específica gas, δ_g	1.1
Peso molecular Gas, lb/lbml (MW_g)	59.93
Presión de Operación en separador, psig	2
Diametro de la partícula, $d_m =$	140
Temperatura Operación en separador, °F	190

1. Se calcula el factor de desviación Z por el método de Papay:

$$Z = 1 - \left(\frac{3.52 * SPr}{10^{0.9813 * sTr}} \right) + \left(\frac{0.274 * sPr^2}{10^{0.8157 * sTr}} \right)$$

$$\delta_g = \frac{Mg}{28.96}$$

Para $\delta_g < 0.75$

$$SP_c = 677 + 15 * \delta_g - 37 * \delta_g^2$$

$$ST_c = 168 + 325 * \delta_g - 12.5 * \delta_g^2$$

Para $\delta_g \geq 0.75$

$$SP_c = 706 - 51.7 * \delta_g - 11.1 * \delta_g^2$$

$$ST_c = 187 + 330 * \delta_g - 71.5 * \delta_g^2$$

Posteriormente se calcula,

$$SP_r = \frac{P}{sPC}$$

$$ST_r = \frac{T}{sTC}$$

Resultados obtenidos

Resultados obtenidos de SP_r, ST_r y Z del 16V-1501

δ_g	SP_c (psia)	ST_c (°R)	SP_r	ST_r	Z
1,1	648.1	510.4	0,02577	1,3	0,9949

El factor z de desviación del Gas fue calculado mediante el diagrama de Standing (referencia 4)

1. Calcular C_d (Coeficiente de arrastre)

Se calcula el V_t (volumen total)

$$V_t = 0.0119 \left[\left(\frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_g} \right) * \frac{d_m}{C_D} \right]^{1/2}$$

Donde,

ρ_l = Densidad liquido (Lb/ft³)

ρ_g = Densidad gas (Lb/ft³)

d_m = diametro de la particula (micrones)

Para calcular la ρ_l utilizo la siguiente formula:

$$\delta_l = \frac{Q_w * \delta_w + Q_o * \delta_o}{Q_t}$$

Con $Q_w = 130\ 200$ BWPD

$Q_o = 86\ 800$ BOPD

$$\delta_o = 141.5 / (131.5 + \text{°API}) = 0.9464$$

Entonces,

$$\rho_l = 62.43 * \delta_l$$

Para calcular la ρ_g se utilizó la siguiente formula:

$$\rho_g = 2.7 * \frac{\delta_g * P}{T * Z}$$

Donde presión operación = 16.7 psia y T operación = 650 °R

Resultados obtenidos

Resultados obtenidos de ρ_l y ρ_g del 16V-1501

δ_l	ρ_l	ρ_g
0.95	59.17	0.077

Procedemos a calcular la Viscosidad del Gas, mediante la siguiente formula

$$\mu_{ga} = [(8.48 * 10^{-5} - 2.062 * 10^{-6} * (\delta g)] * T + 8.188 * 10^{-3} - 6.15 * 10^{-3} * \text{Log}(\delta g)$$

Donde μ_{ga} es la viscosidad a 1 atm y T °F y utilizando la Fig. 3.11 (Referencia 1)

$$\mu_g = \left(\frac{\mu_g}{\mu_{ga}}\right)^* \mu_{gac}; \text{ Donde } \left(\frac{\mu_g}{\mu_{ga}}\right)$$

Reemplazando se obtiene $\mu_{ga} = 0.0096$

Para el proceso operativo asumimos $CD = 0.34$ y utilizando las siguientes formulas:

$$Re = 0.0049 * \left(\frac{\rho_g * d_m * V_t}{\mu_g}\right)$$

$$C_D = \frac{24}{Re} + \frac{3}{Re^{0.5}} + 0.34$$

Se tiene como resultado

Resultados obtenidos de CD , V_t y Re para el 16V-1501

CD	Vt	Re
0,34	6,706	36,934
1,48346	3,21	17,682
2,41078	2,518	13,87
2,87586	2,306	12,699
3,07173	2,231	12,288
3,14901	2,203	12,136
3,17876	2,193	12,079
3,19011	2,189	12,058

CD	3.1901
-----------	---------------

2. Se calcula por capacidad de Gas

Utilizando la siguiente formula:

$$d_{min}^2 = 5040 * \left[\frac{T * Z * Q_g}{P} \right] * \left[\left(\frac{\rho_g}{\rho_l - \rho_g} \right) * \frac{C_D}{d_m} \right]^{1/2}$$

Donde,

d_{min} = *Diámetro minimo, in*

T = *temperatura de operación, °R*

P = *presión de operación, psia*

Reemplazando se obtiene $d_{min}^2 = 3183 \text{ in}$

$$d_{min} = 56.42 \text{ in}$$

3. Calculo por capacidad de Liquido

Utilizando la siguiente formula:

$$d^2 * h = \frac{T_r * Q_l}{0.12}$$

Donde,

d = *diámetro interno, in*

h = *altura separador, ft*

Tr = Tiempo retención, minutos

Ql = Caudal del líquido, BPD

Reemplazando se obtiene $d^2 * h = 1808333.333 * Tr$

Posteriormente según el °API que manejo el campo Caricare en el 2008 el tiempo de residencia del fluido está en el rango 1 – 3 Min:

API vs Tr

Gravedad del Crudo	Minutos
>40 °API	1 a 2
25 – 40 ° API	1 a 3
< 25 ° API y/o Espumoso	3 a 12

Así mismo se calcula para ese rango:

Resultados obtenidos de Tr,d (in),h(Ft),y Lss(ft) para el 16V-1501

<i>Tr, min</i>	<i>d, in</i>	<i>h, in</i>	<i>Lss, Ft</i>	$12 * \frac{Lss}{d}$
3	24	9392,4	789,0	394,5
	30	6011,1	507,3	202,9
	36	4174,4	354,2	118,1
	42	3066,9	261,9	74,8
	48	2348,1	202,0	50,5
	50	2164,0	186,7	44,8
	55	1788,4	155,4	33,9
2	24	6261,6	528,1	264,1
	30	4007,4	340,3	136,1
	36	2782,9	238,2	79,4
	42	2044,6	176,7	50,5
	48	1565,4	136,8	34,2
1	24	3130,8	267,2	133,6
	30	2003,7	173,3	69,3
	36	1391,5	122,3	40,8
	42	1022,3	91,5	26,1
	48	782,7	71,6	17,9
	50	721,3	66,4	15,9
	80	281,8	29,8	4,5
	82	268,2	28,7	4,2
	84	255,6	27,6	3,9
	86	243,8	26,7	3,7
	88	232,9	25,7	3,5
	90	222,6	24,9	3,3
	92	213,1	24,1	3,1
	94	204,1	23,3	3,0
96	195,7	22,6	2,8	

Anexo B

DISEÑO DEL SEPARADOR VERTICAL DE PRODUCCION 16V- 1002

Componentes para el diseño separador vertical de producción 16v-1002

Componente	Producción
Crudo	23 200 BOPD
Gas	6.1 MSCFD
Agua	212 800 BWPD

Propiedades del fluido y condiciones de operación del 16V-1002

Caudal Crudo, BPD	5800
API	33.1
Caudal de Agua, BPD	53200
Gravedad específica del agua, SG_w	0.95
Caudal del gas, MSFCD	1.525
Gravedad específica del gas, δ_g	1,25
Peso molecular Gas, lb/lbml (MWg)	59.93
Presión de Operación en separador, psig	20
Diametro de la particula, $d_m =$	160
Temperatura Operación en separador, °F	190

1. Se empieza calculando en factor de desviación Z por el método de papay:

$$Z = 1 - \left(\frac{3.52 * SP_r}{10^{0.9813 * ST_r}} \right) + \left(\frac{0.274 * sPr^2}{10^{0.8157 * ST_r}} \right)$$

$$\delta_g = \frac{Mg}{28.96}$$

Para $\delta_g < 0.75$

$$SP_c = 677 + 15 * \delta_g - 37 * \delta_g^2$$

$$ST_c = 168 + 325 * \delta_g - 12.5 * \delta_g^2$$

Para $\delta_g \geq 0.75$

$$SP_c = 706 - 51.7 * \delta_g - 11.1 * \delta_g^2$$

$$ST_c = 187 + 330 * \delta_g - 71.5 * \delta_g^2$$

Posteriormente se calcula

$$SP_r = \frac{P}{sP_c}$$

$$ST_r = \frac{T}{sT_c}$$

Resultados obtenido

Resultados obtenidos de SP_r, ST_r y Z del 16V-1002

δ_g	SP _c (psia)	ST _c (°R)	SP _r	ST _r	Z
1,25	637,2	554,7	0,1	1,2	0,987

El factor z de desviación del Gas fue calculado mediante el diagrama de Standing (referencia 4)

2. Calcular C_d (Coeficiente de arrastre)

Se Calcula el V_t (volumen total)

$$V_t = 0.0119 \left[\left(\frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_g} \right) * \frac{d_m}{C_D} \right]^{1/2}$$

Donde,

ρ_l = Densidad liquido (Lb/ft³)

ρ_g = Densidad gas (Lb/ft³)

d_m = diametro de la particula (micrones)

Para calcular la ρ_l se utilizó la siguiente formula:

$$\delta_l = \frac{Q_w * \delta_w + Q_o * \delta_o}{Q_t}$$

Con Q_w = 212 800 BWPD

Q_o = 23 200 BOPD

$$\delta_o = 141.5 / (131.5 + ^\circ\text{API}) = 0.8596$$

Entonces,

$$\rho_l = 62.43 * \delta_l$$

Para calcular la ρ_g se utilizó la siguiente formula:

$$\rho_g = 2.7 * \frac{\delta g * P}{T * Z}$$

Donde presión operación = 34.7 psia y T operación = 650 °R

Resultados obtenidos

Resultados obtenidos de ρ_l y ρ_g del 16V-1002

δ_l	ρ_l	ρ_g
0.95	58.8	0.183

Se procede a calcular la Viscosidad del Gas, mediante la siguiente formula

$$\mu_{ga} = [(8.48 * 10^{-5} - 2.062 * 10^{-6} * (\delta g)] * T + 8.188 * 10^{-3} - 6.15 * 10^{-3} * \text{Log}(\delta g)$$

Donde μ_{ga} es la viscosidad a 1 atm y T °F y utilizando la Fig. 3.11 (Referencia 1)

$$\mu_g = \left(\frac{\mu_g}{\mu_{ga}}\right) * \mu_{gac}; \text{ Donde } \left(\frac{\mu_g}{\mu_{ga}}\right)$$

Reemplazando se obtiene $\mu_{ga} = 0.00915$

Para el proceso operativo se asume $CD = 0.34$ y utilizando las siguientes formulas:

$$R_e = 0.0049 * \left(\frac{\rho_g * d_m * V_t}{\mu_g}\right)$$

$$C_D = \frac{24}{R_e} + \frac{3}{R_e^{0.5}} + 0.34$$

Se tiene como resultados

Resultados obtenidos de CD, Vt y Re para el 16V-1002

CD	Vt	R_e
0,34	4,623	72,325
1,0246	2,663	41,663
1,38083	2,294	35,888
1,50952	2,194	34,325
1,55126	2,164	33,86
1,56437	2,155	33,718
1,56844	2,152	33,674
1,5697	2,152	33,66

CD	1.569
-----------	--------------

3. Se calcula por capacidad de Gas

Utilizando la siguiente formula:

$$d_{min}^2 = 5040 * \left[\frac{T * Z * Q_g}{P} \right] * \left[\left(\rho_g / (\rho_l - \rho_g) \right) * \frac{C_D}{d_m} \right]^{1/2}$$

Donde,

d_{min} = Diametro minimo, in

T = temperatura de operación, °R

P = presión de operación, psia

Reemplazando se obtiene $d_{min}^2 = 785.6 \text{ in}$

$$d_{min} = 28.03 \text{ in}$$

4. Calculo por capacidad de Liquido

Utilizando la siguiente formula:

$$d^2 * h = \frac{Tr * Ql}{0.12}$$

Donde,

d = diámetro interno, in

h = altura separador, ft

Tr = Tiempo retención, minutos

Ql = Caudal del líquido, BPD

Reemplazando se obtiene $d^2 * h = 491666.7 * Tr$

Posteriormente según el °API que maneja el campo Caricare en el periodo actual 2013 el tiempo de residencia del fluido está en el rango 1 – 3min:

API vs Tr

Gravedad del Crudo	Minutos
>40 °API	1 a 2
25 – 40 ° API	1 a 3
< 25 ° API y/o Espumoso	3 a 12

Así mismo se calcula para ese rango:

Resultados obtenidos de Tr,d (in),h(Ft),y Lss(ft) para el 16V-1002

<i>Tr, min</i>	<i>d, in</i>	<i>h, in</i>	<i>Lss, Ft</i>	$12 * \frac{Lss}{d}$
3	24	2560,8	219,7	109,9
	30	1638,9	142,9	57,2
	36	1138,1	101,2	33,7
	42	836,2	76,0	21,7
	48	640,2	59,7	14,9
	50	590,0	55,5	13,3
	55	487,6	47,0	10,2
2	24	1707,2	148,6	74,3
	30	1092,6	97,4	39,0
	36	758,7	69,6	23,2
	42	557,4	52,8	15,1
	48	426,8	41,9	10,5
1	24	853,6	77,5	38,7
	30	546,3	51,9	20,7
	36	379,4	37,9	12,6
	42	278,7	29,6	8,4
	48	213,4	24,1	6,0
	50	196,7	22,7	5,5
	52	181,8	21,5	5,0
	54	168,6	20,4	4,5
	56	156,8	19,4	4,2
	58	146,2	18,5	3,8
	60	136,6	17,7	3,5
	62	127,9	17,0	3,3

DISEÑO DEL SEPARADOR HORIZONTAL DE PRUEBA 16V- 1001

Componentes para el diseño separador horizontal de prueba 16V-1001

Componente	Producción
Crudo	3600 BOPD
Gas	0.75 MSCFD
Agua	2400 BWPD

Para este escenario operacional del campo actualmente el separador trifásico de prueba 16V-1001 se diseñó con la tasa del pozo con mayor producción esperada el cual es llamado CAL-03

Propiedades del fluido y condiciones de operación del 16V-1001

Caudal Crudo, BPD	3600
API	31.2
Caudal de Agua, BPD	2400
Gravedad específica del agua, δ_w	1.02
Caudal del gas, MSFCD	1.2
Gravedad específica gas, δ_g	1,25
Peso molecular Gas, lb/lbml (MW_g)	59,93
Presión de Operación en separador, psig	30
Temperatura de operación separador, °F	190
<i>Viscosidad del crudo, μ_o, cp</i>	2.14
<i>tiempo de residencia(t_r)Oil, min</i>	4
<i>tiempo de residencia(t_r)water, min</i>	4
d_m zona de gas	140
d_m zona de líquido	500

1. Se empieza calculando en factor de desviación Z por el método de Papay:

$$Z = 1 - \left(\frac{3.52 * SPr}{10^{0.9813 * sTr}} \right) + \left(\frac{0.274 * sPr^2}{10^{0.8157 * sTr}} \right)$$

$$\delta_g = \frac{Mg}{28.96}$$

Para $\delta_g < 0.75$

$$SP_c = 677 + 15 * \delta_g - 37 * \delta_g^2$$

$$ST_c = 168 + 325 * \delta_g - 12.5 * \delta_g^2$$

Para $\delta_g \geq 0.75$

$$SP_c = 706 - 51.7 * \delta_g - 11.1 * \delta_g^2$$

$$ST_c = 187 + 330 * \delta_g - 71.5 * \delta_g^2$$

Posteriormente se calcula

$$SP_r = \frac{P}{sP_c}$$

$$ST_r = \frac{T}{sT_c}$$

Resultados obtenidos

Resultados obtenidos de SP_r , ST_r y Z del 16V-1001

δ_g	SP_c (psia)	ST_c (°R)	SP_r	ST_r	Z
1,25	637,2	554,7	0,07	1,17	0,983

El factor z de desviación del Gas fue calculado mediante el diagrama de Standing

2. Calcular C_d (Coeficiente de arrastre)

Se calcula el V_t (volumen total)

$$V_t = 0.01119 \left[\left(\frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_g} \right) * \frac{d_m}{C_D} \right]^{1/2}$$

Donde,

ρ_l = Densidad liquido (Lb/ft³)

ρ_g = Densidad gas (Lb/ft³)

d_m = diametro de la particula (micrones)

Para calcular la ρ_l se utilizó la siguiente formula:

$$\delta_l = \frac{Q_w * \delta_w + Q_o * \delta_o}{Q_t}$$

Con $Q_w = 2400$ BWPD
 $Q_o = 3600$ BOPD

$$\delta_o = 141.5 / (131.5 + ^\circ\text{API}) = 0.8696$$

Entonces,

$$\rho_l = 62.43 * \delta_l$$

Para calcular la ρ_g se utilizó la siguiente formula:

$$\rho_g = 2.7 * \frac{\delta_g * P}{T * Z}$$

Donde Presión operación = 114.7 psia y T operación = 650 °R

Resultados obtenidos

Resultados obtenidos de ρ_l y ρ_g del 16V-1001

δ_l	ρ_l	ρ_g
0.93	58	0.236

Se a calcular la Viscosidad del Gas, mediante la siguiente formula

$$\mu_{ga} = [(8.48 * 10^{-5} - 2.062 * 10^{-6} * (\delta g)] * T + 8.188 * 10^{-3} - 6.15 * 10^{-3} * \text{Log}(\delta g)$$

Donde μ_{ga} es la viscosidad a 1 atm y T °F y utilizando la Fig. 3.11 (Referencia 2)

$$\mu_g = \left(\frac{\mu_g}{\mu_{ga}}\right) * \mu_{gac}; \text{ Donde } \left(\frac{\mu_g}{\mu_{ga}}\right)$$

Reemplazando se obtiene $\mu_{ga} = 0.00915$

Para el proceso operativo asumimos $CD = 0.34$ y utilizando las siguientes formulas:

$$R_e = 0.0049 * \left(\frac{\rho_g * d_m * V_t}{\mu_g}\right)$$

$$C_D = \frac{24}{R_e} + \frac{3}{R_e^{0.5}} + 0.34$$

Se tiene como resultado:

Resultados obtenidos de CD, Vt y Re para el 16V-1001

CD	Vt	Re
0,34	3,778	66,881
1,065678	2,134	37,777
1,463399	1,821	32,238
1,612845	1,735	30,708
1,662937	1,708	30,242
1,679136	1,7	30,095
1,684316	1,697	30,049
1,685966	1,697	30,034

CD	1,6859
----	--------

3. Calculo por capacidad del Gas

Se utiliza la siguiente formula:

$$d * l_{eff} = 420 * \left[\frac{T * Z * Q_g}{P} \right] * \left[\left(\frac{\rho_g}{\rho_l - \rho_g} \right) * \frac{c_D}{d_m} \right]^{1/2}$$

Donde,

l_{eff} = Longitud efectiva separador, ft

T = temperatura de operación, °R

P = presión de operación, psia

Reemplazando se obtiene el siguiente resultado:

$$d * l_{eff} = 51 \text{ ft}$$

Resultados obtenidos de d(in),Leff(ft),Lss(ft) para el 16V-1001

d, in	Leff, ft	Lss, ft	$12 * \frac{Lss}{d}$
3	16,838	17,088	68,4
4	12,629	12,962	38,9
8	6,3144	6,9811	10,5
10	5,0515	5,8849	7,06
12	4,2096	5,2096	5,21
14	3,6082	4,7749	4,09
16	3,1572	4,4905	3,37
20	2,5258	4,1924	2,52
24	2,1048	4,1048	2,05
30	1,6838	4,1838	1,67
36	1,4032	4,4032	1,47
60	0,8419	5,8419	1,17
80	0,6314	7,2981	1,09
96	0,5262	8,5262	1,07

4. Caculo por capacidad del Liquido

Se inicia calculando el máximo espesor de la capa de aceite con la siguiente formula:

$$(h_o)_{\max} = 0.00128 \frac{(t_r)_o * \Delta SG * dm^2}{\mu_o}$$

Donde,

ΔSG = Diferencia entre δ_o y la δ_w

$(t_r)_o$ = Tiempo de retención del oíl, min

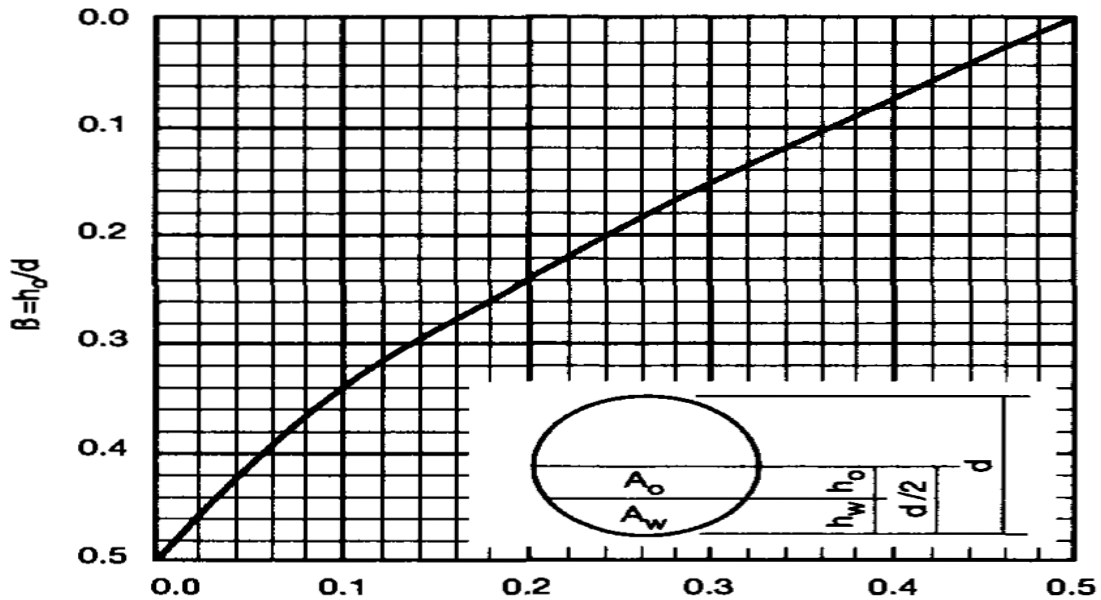
μ_o = Viscosidad oíl, cp

d_m = Diámetro de la partícula en la zona de Líquido, micrones

Reemplazando se obtiene

$$(h_o)_{\max} = 89.9 \text{ in}$$

Posteriormente para entrar a la gráfica 5.8 (referencia 2) calculamos A_w/A y así se obtiene β

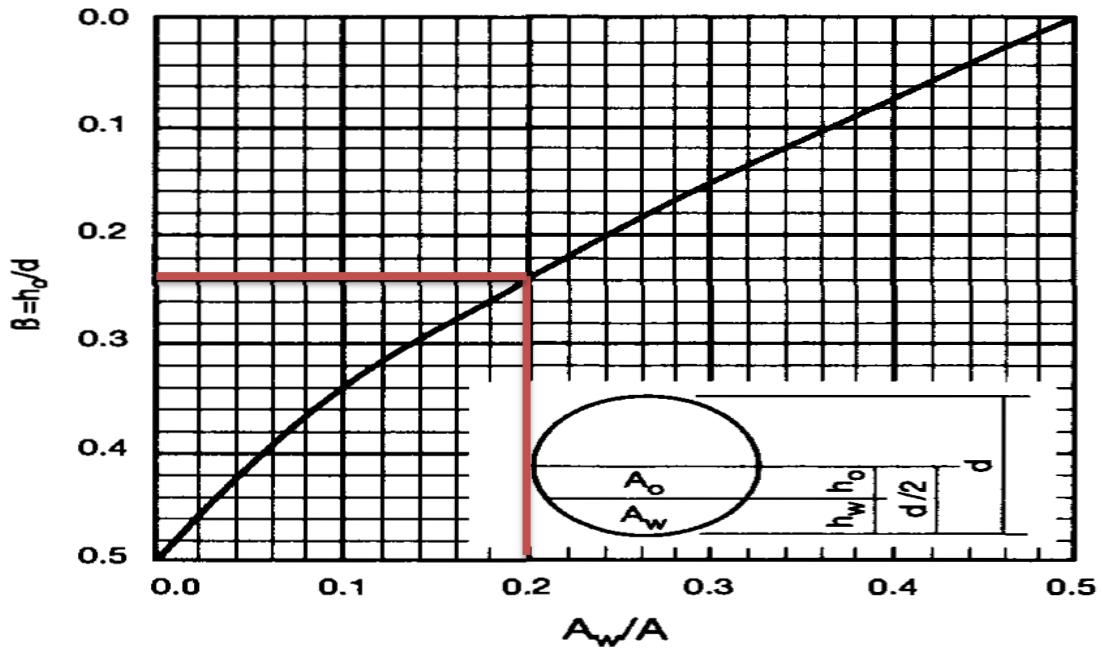


$$\frac{A_w}{A} = 0.5 * \frac{A_w/A \cdot Q_w T_{r oil}}{(Q_o T_{r oil}) + (Q_w T_{r oil})}$$

Reemplazando se obtiene

$$\frac{A_w}{A} = 0.2$$

Entrando a la figura 5.8 se obtiene $\beta = 0.24$



Ahora se realiza el cálculo del máximo diámetro para la capa de aceite utilizando la siguiente formula:

$$d_{max} = \frac{(h_o)_{max}}{\beta}$$

Reemplazando se obtiene

$$d_{max} = 349.8 \text{ in}$$

Posteriormente se calcula el diámetro efectivo del separador por medio de la siguiente formula:

$$d^2 * Leff = 1,42[Q_w(t_r \text{ water}) + Q_o(t_r \text{ oil})]$$

Reemplazando se obtiene:

$$d^2 * Leff = 34 \ 080 \text{ in}$$

Por último se tiene los siguientes resultados:

Resultados obtenidos de $d(\text{in})$, $L_{\text{eff}}(\text{ft})$, $L_{\text{ss}}(\text{ft})$ para el 16V-1001

d	L_{eff}	L_{ss}	$12 * \frac{L_{\text{ss}}}{d}$
(in)	(Ft)	(Ft)	
108	2,9	3,9	0,4
96	3,7	4,9	0,6
84	4,8	6,4	0,9
72	6,6	8,8	1,5
60	9,5	12,6	2,5
58	10,1	13,5	2,8
56	10,9	14,5	3,1
54	11,7	15,6	3,5
52	12,6	16,8	3,9
50	13,6	18,2	4,4

DISEÑO DEL SEPARADOR VERTICAL BOTA DE GAS 16V-1501

Propiedades del fluido y condiciones de operación del diseño separador vertical
bota de gas 16V-1501

Caudal Crudo, BPD	23 200
API	33.1
Caudal de Agua, BPD	212 800
Gravedad específica del agua, SG_w, δ_w	0.95
Caudal del gas, MSFCD	6.1
Gravedad específica gas, δ_g	1.25
Peso molecular Gas, lb/lbml (MW_g)	59.93
Presión de Operación en separador, psig	2
Diametro dela partícula, $d_m =$	140
Temperatura Operación en separador, °F	190

1. Se empieza calculando el factor de desviación Z por el método de Papay:

$$Z = 1 - \left(\frac{3.52 * SP_r}{10^{0.9813 * ST_r}} \right) + \left(\frac{0.274 * sPr^2}{10^{0.8157 * ST_r}} \right)$$

$$\delta_g = \frac{Mg}{28.96}$$

Para $\delta_g < 0.75$

$$SP_c = 677 + 15 * \delta_g - 37 * \delta_g^2$$

$$ST_c = 168 + 325 * \delta_g - 12.5 * \delta_g^2$$

Para $\delta_g \geq 0.75$

$$SP_c = 706 - 51.7 * \delta_g - 11.1 * \delta_g^2$$

$$ST_c = 187 + 330 * \delta_g - 71.5 * \delta_g^2$$

Posteriormente se calcula,

$$SP_r = \frac{P}{sP_c}$$

$$ST_r = \frac{T}{sT_c}$$

Resultados obtenidos

Resultados obtenidos de SP_r, ST_r y Z del 16V-1501

δ_g	SP_c (psia)	ST_c (°R)	SP_r	ST_r	Z
1,25	637.2	554.7	0,0262	1,17	0,993

El factor z de desviación del Gas fue calculado mediante el diagrama de Standing (referencia 4)

2. Calcular C_d (Coeficiente de arrastre)

Se Calcula el V_t (volumen total)

$$V_t = 0.0119 \left[\left(\frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_g} \right) * \frac{d_m}{C_D} \right]^{1/2}$$

Donde,

ρ_l = Densidad liquido (Lb/ft³)

ρ_g = Densidad gas (Lb/ft³)

d_m = diametro de la particula (micrones)

Para calcular la ρ_l se utilizó la siguiente formula:

$$\delta_l = \frac{Q_w * \delta_w + Q_o * \delta_o}{Q_t}$$

Con $Q_w = 212\ 800$ BWPD
 $Q_o = 23\ 200$ BOPD

$$\delta_o = 141.5 / (131.5 + ^\circ\text{API}) = 0.8596$$

Entonces,

$$\rho_l = 62.43 * \delta_l$$

Para calcular la ρ_g se utilizó la siguiente formula:

$$\rho_g = 2.7 * \frac{\delta_g * P}{T * Z}$$

Donde Presión operación = 16.7 psia y T operación = 650 °R

Resultados obtenidos

Resultados obtenidos de ρ_l y ρ_g del 16V-1501

δ_l	ρ_l	ρ_g
0.941	58.75	0.087

Se procede a calcular la Viscosidad del Gas, mediante la siguiente formula

$$\mu_{ga} = [(8.48 * 10^{-5} - 2.062 * 10^{-6} * (\delta g)] * T + 8.188 * 10^{-3} - 6.15 * 10^{-3} * \text{Log}(\delta g)$$

Donde μ_{ga} es la viscosidad a 1 atm y T °F y utilizando la Fig. 3.11 (referencia 1)

$$\mu_g = \left(\frac{\mu_g}{\mu_{ga}}\right)^* \mu_{gac}; \text{ Donde } \left(\frac{\mu_g}{\mu_{ga}}\right)$$

Reemplazando se obtiene $\mu_{ga} = 0.00915$

Para el proceso operativo asumimos $CD = 0.34$ y utilizando las siguientes formulas:

$$R_e = 0.0049 * \left(\frac{\rho_g * d_m * V_t}{\mu_g}\right)$$

$$C_D = \frac{24}{R_e} + \frac{3}{R_e^{0.5}} + 0.34$$

Se tiene como resultado

Resultados obtenidos de CD, Vt y Re para el 16V-1501

CD	Vt	Re
0,34	6,261	40,956
1,39477	3,091	20,221
2,19403	2,464	16,123
2,57574	2,275	14,88
2,73062	2,209	14,452
2,78983	2,186	14,298
2,81199	2,177	14,241
2,82021	2,174	14,22

CD	2.8202
----	--------

3. Calculo por capacidad de Gas

Utilizando la siguiente formula:

$$d_{min}^2 = 5040 * \left[\frac{T * Z * Q_g}{P} \right] * \left[\left(\rho_g / (\rho_l - \rho_g) \right) * \frac{c_D}{d_m} \right]^{1/2}$$

Donde,

d_{min} = Diametro minimo , in

T = temperatura de operación, °R

P = presión de operación, psia

Reemplazando se obtiene $d_{min}^2 = 6508 \text{ in}$

$$d_{min} = 80.67 \text{ in}$$

4. Calculo por capacidad de Líquido

Utilizando la siguiente formula:

$$d^2 * h = \frac{Tr * Ql}{0.12}$$

Donde,

d = diámetro interno, in

h = altura separador, ft

Tr = Tiempo retención, minutos

Ql = Caudal del líquido, BPD

Reemplazando se obtiene $d^2 * h = 1966666.7 * Tr$

Posteriormente según el °API que manejo el campo Caricare en el 2008 el tiempo de residencia del fluido está en el rango 1 - 3:

API vs Tr

Gravedad del Crudo	Minutos
>40 °API	1 a 2
25 – 40 ° API	1 a 3
< 25 ° API y/o Espumoso	3 a 12

Así mismo se calcula para ese rango:

Resultados obtenidos de Tr,d (in),h(Ft),y Lss(ft) para el 16V-1501

<i>Tr , min</i>	<i>d, in</i>	<i>h, in</i>	<i>Lss, Ft</i>	$12 * \frac{Lss}{d}$
3	30	6555,6	552,6	221,1
	36	4552,5	385,7	128,6
	42	3344,7	285,1	81,4
	48	2560,8	219,7	54,9
	50	2360,0	203,0	48,7
2	24	6828,7	575,4	287,7
	30	4370,4	370,5	148,2
	36	3035,0	259,2	86,4
	42	2229,8	192,1	54,9
1	24	3414,4	290,9	145,4
	30	2185,2	188,4	75,4
	36	1517,5	132,8	44,3
	42	1114,9	99,2	28,4
	48	853,6	77,5	19,4
	50	786,7	71,9	17,3
	80	307,3	31,9	4,8
	82	292,5	30,7	4,5
	84	278,7	29,6	4,2
	86	265,9	28,5	4,0
	88	254,0	27,5	3,7
	90	242,8	26,6	3,5
	92	232,4	25,7	3,4
	94	222,6	24,9	3,2
	96	213,4	24,1	3,0
98	204,8	23,4	2,9	

Anexo C

1. Se empieza calculando en factor de desviación Z por el método de papay:

$$Z = 1 - \left(\frac{3.52 * SP_r}{10^{0.9813 * ST_r}} \right) + \left(\frac{0.274 * SP_r^2}{10^{0.8157 * ST_r}} \right)$$

$$\delta_g = \frac{Mg}{28.96}$$

Para $\delta_g < 0.75$

$$SP_c = 677 + 15 * \delta_g - 37 * \delta_g^2$$

$$ST_c = 168 + 325 * \delta_g - 12.5 * \delta_g^2$$

Para $\delta_g \geq 0.75$

$$SP_c = 706 - 51.7 * \delta_g - 11.1 * \delta_g^2$$

$$ST_c = 187 + 330 * \delta_g - 71.5 * \delta_g^2$$

Posteriormente se calcula,

$$SP_r = \frac{P}{sP_c}$$

$$ST_r = \frac{T}{sT_c}$$

Resultados obtenido:

Resultados obtenidos de SP_r, ST_r y Z del 16V-1501

δ_g	SP_c (psia)	ST_c (°R)	SP_r	ST_r	Z
1,25	637.2	554.7	0,0262	1,17	0,993

El factor z de desviación del Gas fue calculado mediante el diagrama de Standing (referencia 4)

2. Calcular C_d (Coeficiente de arrastre)

Se calcula el V_t (volumen total)

$$V_t = 0.0119 \left[\left(\frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_g} \right) * \frac{d_m}{C_D} \right]^{1/2}$$

Donde,

ρ_l = Densidad liquido (Lb/ft³)

ρ_g = Densidad gas (Lb/ft³)

d_m = diametro de la particula (micrones)

Para calcular la ρ_l utilizo la siguiente formula:

$$\delta_l = \frac{Q_w * \delta_w + Q_o * \delta_o}{Q_t}$$

Con $Q_w = 212\ 800$ BWP
 $Q_o = 23\ 200$ BOPD

$$\delta_o = 141.5 / (131.5 + ^\circ\text{API}) = 0.8596$$

Entonces,

$$\rho_l = 62.43 * \delta_l$$

Para calcular la ρ_g utilizo la siguiente formula:

$$\rho_g = 2.7 * \frac{\delta_g * P}{T * Z}$$

Donde presión operación = 16.7 psia y T operación = 650 °R

Resultados obtenidos

Resultados obtenidos de ρ_l y ρ_g del 16V-1501

δ_l	ρ_l	ρ_g
0.9	59	0.09

Se procede a calcular la viscosidad del gas, mediante la siguiente formula

$$\mu_{ga} = [(8.48 * 10^{-5} - 2.062 * 10^{-6} * (\delta g)) * T + 8.188 * 10^{-3} - 6.15 * 10^{-3} * \text{Log}(\delta g)]$$

Donde μ_{ga} es la viscosidad a 1 atm y T °F y utilizando la Fig. 3.11 (Prof. parra)

$$\mu_g = \left(\frac{\mu_g}{\mu_{ga}}\right)^* \mu_{gac}; \text{ Donde } \left(\frac{\mu_g}{\mu_{ga}}\right)$$

Reemplazando se obtiene $\mu_{ga} = 0.00915$

Para el proceso operativo se asume $CD = 0.34$ y utilizando las siguientes formulas:

$$R_e = 0.0049 * \left(\frac{\rho_g * d_m * V_t}{\mu_g}\right)$$

$$C_D = \frac{24}{R_e} + \frac{3}{R_e^{0.5}} + 0.34$$

Se tiene como resultado

Resultados obtenidos de CD, Vt y Re para el 16V-1501

CD	Vt	Re
0,34	6,261	40,956
1,39477	3,091	20,221
2,19403	2,464	16,123
2,57574	2,275	14,88
2,73062	2,209	14,452
2,78983	2,186	14,298
2,81199	2,177	14,241
2,82021	2,174	14,22
CD		2.8202

3. Calculo por capacidad de Gas

Utilizando la siguiente formula:

$$d_{min}^2 = 5040 * \left[\frac{T * Z * Q_g}{P} \right] * \left[\left(\rho_g / (\rho_l - \rho_g) \right) * \frac{C_D}{d_m} \right]^{1/2}$$

Donde,

d_{min} = Diametro minimo , in

T = temperatura de operación, °R

P = presión de operación, psia

Reemplazando obtenemos $d_{min}^2 = 6828 \text{ in}$

$$d_{min} = 82.63 \text{ in}$$

4. Calculo por capacidad de Líquido

Utilizando la siguiente formula:

$$d^2 * h = \frac{Tr * Ql}{0.12}$$

Donde,

d = diámetro interno, in

h = altura separador, ft

Tr = Tiempo retención, minutos

Ql = Caudal del líquido, BPD

Reemplazando se obtiene $d^2 * h = 1966666.7 * Tr$

Posteriormente según el °API que manejo el campo caricare en el 2008 el tiempo de residencia del fluido está en el rango 1 – 3 Min:

API vsTr

Gravedad del Crudo	Minutos
>40 °API	1 a 2
25 – 40 ° API	1 a 3
< 25 ° API y/o Espumoso	3 a 12

Así mismo se calcula para ese rango:

Resultados obtenidos de Tr,d (in),h(Ft),y Lss(ft) para el 16V-1501

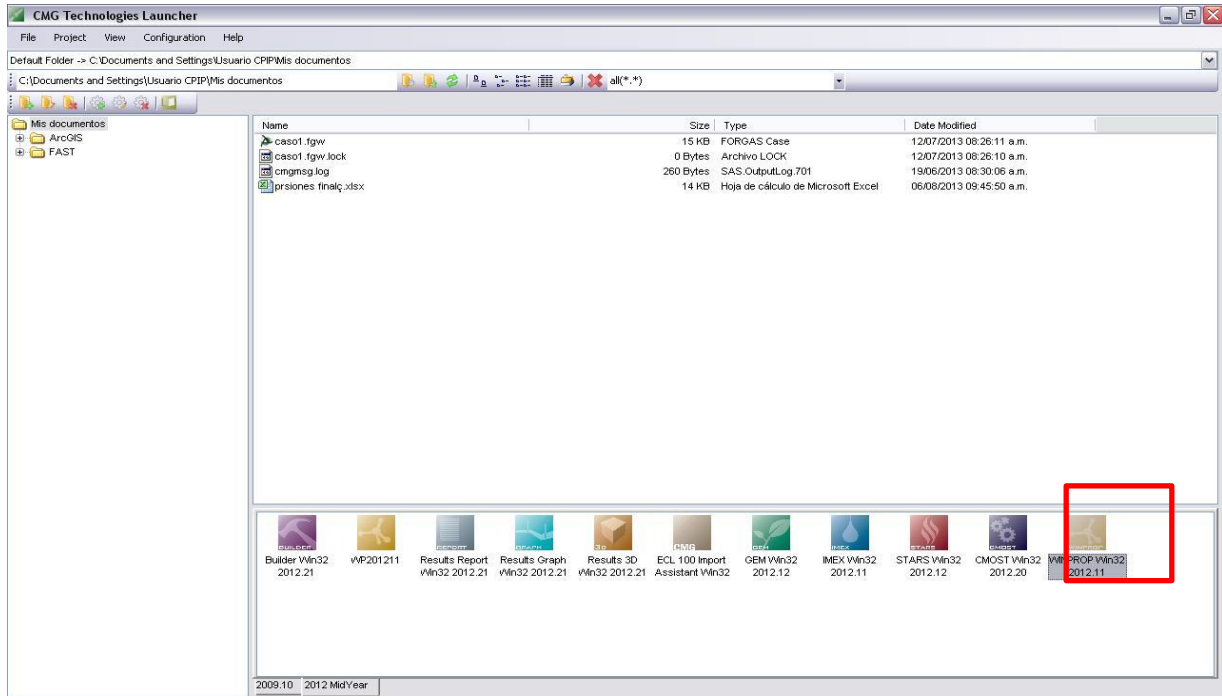
<i>Tr, Min</i>	<i>d, In</i>	<i>h, In</i>	<i>Lss, Ft</i>	12 L.ss
3	24	10243,1	859,9	430,0
	30	6555,6	552,6	221,1
	36	4552,5	385,7	128,6
	42	3344,7	285,1	81,4
	48	2560,8	219,7	54,9
	50	2360,0	203,0	48,7
	55	1950,4	168,9	36,8
2	24	6828,7	575,4	287,7
	30	4370,4	370,5	148,2
	36	3035,0	259,2	86,4
	42	2229,8	192,1	54,9
	48	1707,2	148,6	37,1
	50	1573,3	137,4	33,0
	52	1454,6	127,6	29,4
	54	1348,9	118,7	26,4
1	24	3414,4	290,9	145,4
	30	2185,2	188,4	75,4
	36	1517,5	132,8	44,3
	42	1114,9	99,2	28,4
	48	853,6	77,5	19,4
	46	929,4	83,8	21,9
	90	242,8	26,6	3,5
	92	232,4	25,7	3,352
	94	222,6	24,9	3,176
	96	213,4	24,1	3,0
	98	204,8	23,4	2,9

Anexo D

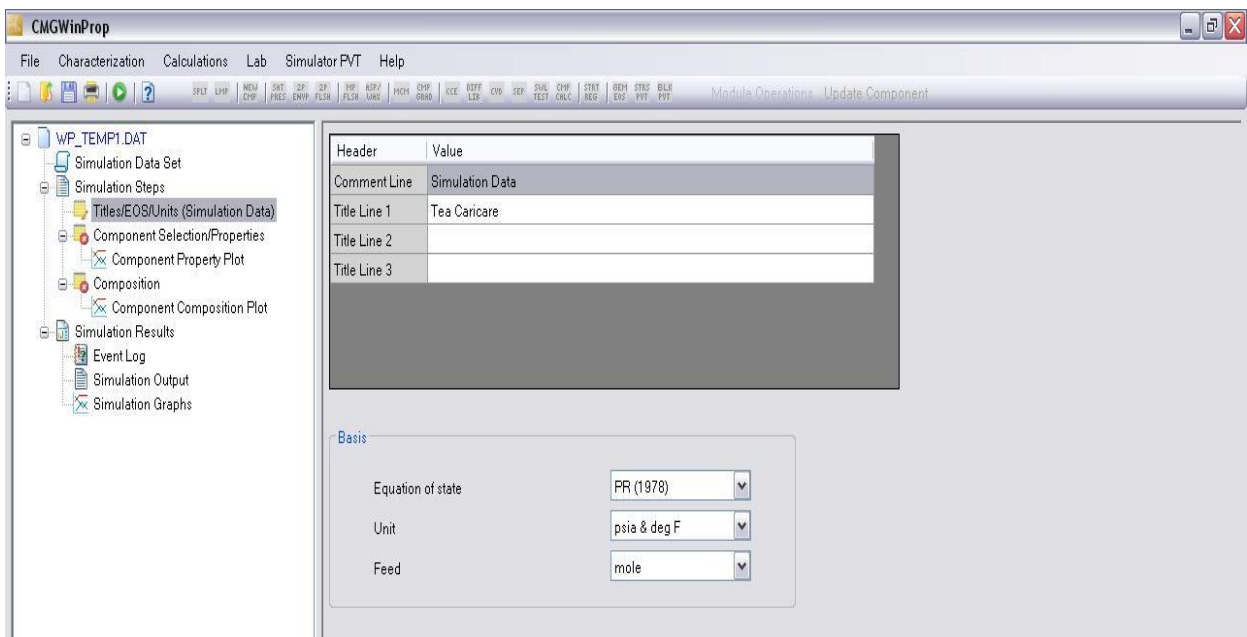
Paso a paso para el cálculo de la envolvente

VERSION CMG 2012

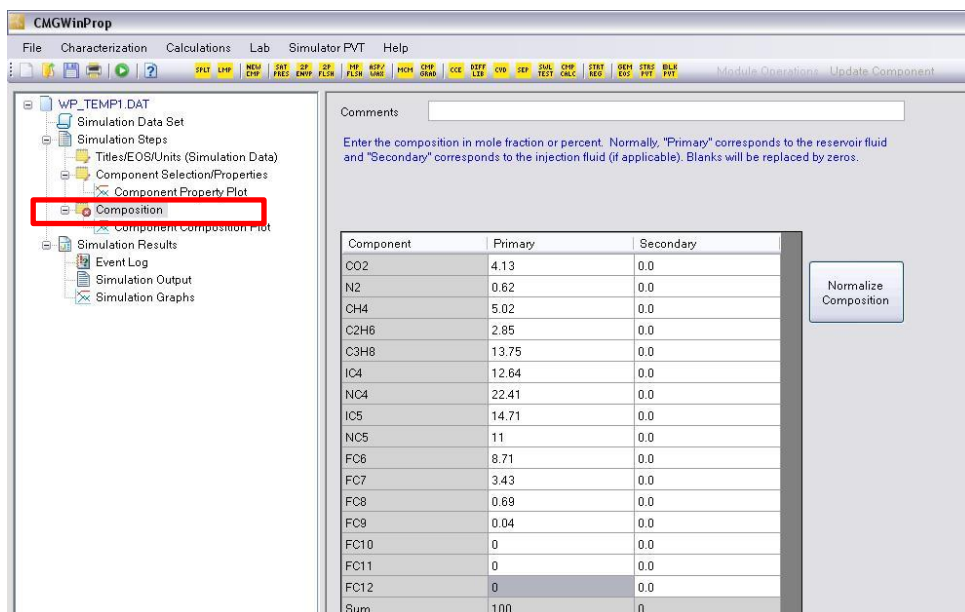
1. Abrir el programa y seleccionar WinProp 2012



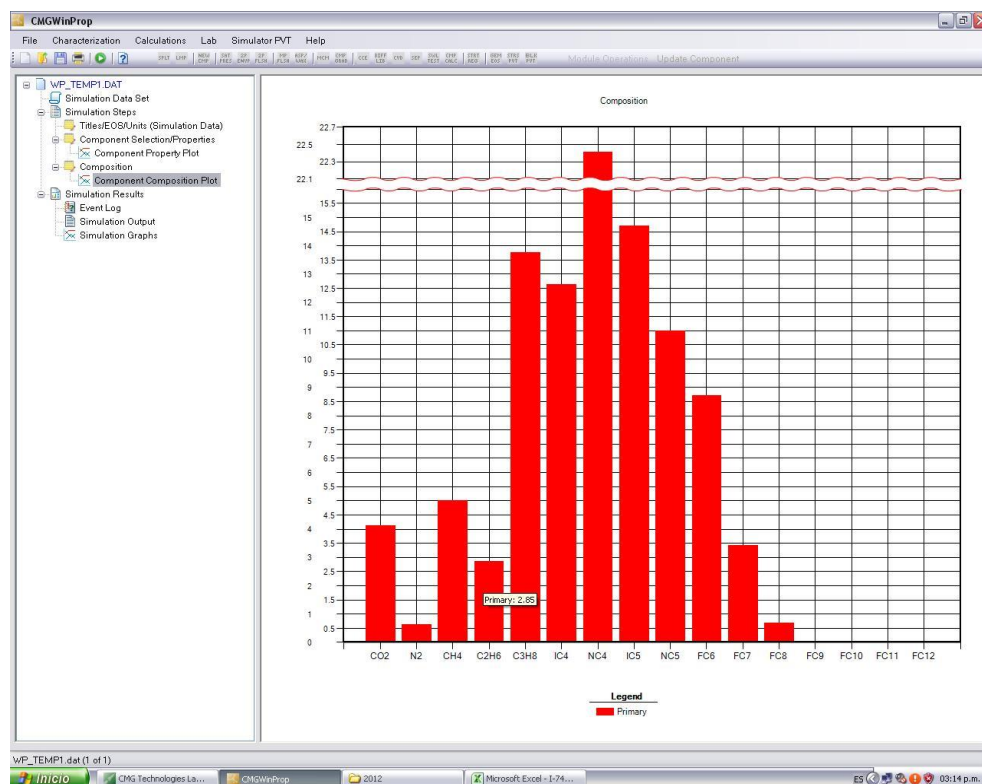
2. Nombrar el modelo de la siguiente forma:



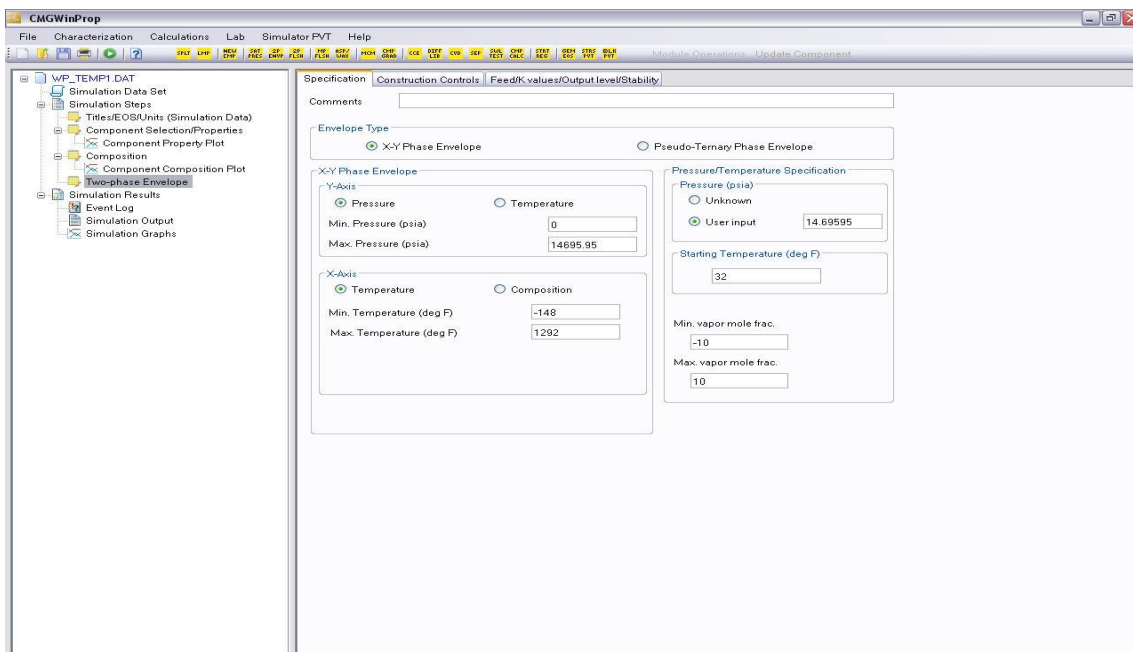
- En el vínculo COMPOSITION ingresar los componentes de la cromatografía con su respectiva fracción



Esta nueva versión grafica la cantidad en porcentaje por componente del gas estudiado para de esta manera visualizar que tipo de este tengo en el yacimiento



- Por ultimo optimizar click en el vínculo TWO – PHASE ENVOLVE para construir la envolvente indicando las líneas de isocalidad que desee y los puntos mínimos y máximos de presión y temperatura.



- la envolvente se observa directamente sin necesidad de exportarla a Excel en el vínculo SIMULATIONI GRAPHS. Esta es otra característica que posee la nueva versión del CMG 2012

