

Propuesta técnica de diseño para el montaje de facilidades tempranas de superficie en
pruebas de producción en pozos de gas

William Andres Rojas Aldana

Trabajo de Grado para Optar el título de especialista en ingeniería del gas

Director

Edison Odilio Garcia Navas

Magíster en ingeniería de hidrocarburos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de ingenierías fisicoquímicas

Escuela de ingeniería de petróleos

Especialización en ingeniería del gas

Bucaramanga

2021

Dedicatoria

A mis padres, por tanto amor y cariño que me han dado siempre, toda su vida han trabajado duro para darme todo lo que he necesitado, ofreciéndome siempre lo mejor de ustedes, sin importar las circunstancias en las que se encuentren, cada uno de mis logros es por ustedes, por su sacrificio, por motivarme día a día a cumplir todas mis metas, enseñándome que no hay objetivo que no se pueda alcanzar, ni situación imposible de superar.

A mi abuela Isabel, aunque ya no estas junto a mí, siempre que pienso en ti encuentro paz y claridad para tratar de tomar las mejores decisiones en mi vida. Sé que eres el ángel que me cuida en todo momento, no me abandona y siempre me protege. Te quiero con mi alma.

Agradecimiento

A Édison Garcia Navas, por su orientación, acompañamiento y compromiso durante el planteamiento y desarrollo de este trabajo de investigación.

A la compañía Hidrowell S.A.S., por abrirme sus puertas y formarme en el comienzo de mi etapa profesional, desarrollando habilidades y capacidades en mí, las cuales me ayudaron a crecer como profesional.

Tabla de contenido

Introducción	18
1. Objetivos	20
1.1 Objetivo General	20
1.2 Objetivos Específicos.....	20
2. Identificación de variables y revisión de normatividad técnica y legal vigente para pruebas de producción en pozos de gas	21
2.1 Variables para considerar en una prueba a un pozo de gas.....	21
2.1.1 Presión.....	21
2.1.2 Temperatura.	21
2.1.3 Caudal.	22
2.1.4 Composición de los fluidos.....	22
2.1.5 Gravedad específica.	22
2.1.6 Gravedad API.....	23
2.1.7 Corte de agua.	23
2.2 Variables de campo a conocer	23
2.2.1 Lugar y/o ubicación de la prueba.....	23
2.2.2 Presión y temperatura en cabeza de pozo.	24
2.2.3 Caudal de fluidos producidos.....	24
2.2.4 Puntos de recibo y entrega de los fluidos producidos.....	24
2.2.5 Composición y/o parámetros de los fluidos.....	25

2.3 Variables actuales de campo.....	25
2.3.1 Ubicación.	25
2.3.2 Parámetros del pozo productor.	26
2.3.3 Parámetros del pozo inyector.....	27
2.3.4 Puntos de recibo de los fluidos.	27
2.3.5 Puntos de entrega de los fluidos producidos.....	28
2.3.6 Presión de entrega de los fluidos producidos.....	28
2.3.7 Características de los fluidos:	28
2.3.7.1 Gas.	28
2.3.7.2 Característica del agua:	30
2.4 Reglamentación técnica y legal para pruebas de well testing.....	30
3. Equipos y filosofía operacional de la prueba realizada en campo	33
3.1 Equipos de facilidades de superficie para pruebas de producción en pozos de gas	33
3.1.1 Líneas de superficie:	33
3.1.2 Emergency shut down valve (ESDV).....	34
3.1.3 Choke manifold.....	35
3.1.4 Separador.	36
3.1.5 Frac tank.....	37
3.1.6 Tanques de almacenamiento horizontal.....	38
3.1.7 Scrubber.	39
3.1.8 Knock out drum.	40
3.1.9 Tea.....	41
3.1.10 Bomba de transferencia.....	42

3.1.11 Compresores.	43
3.1.12 Unidades de bombeo hidráulico.....	44
3.1.13 Generador eléctrico.....	45
3.1.14 Tableros eléctricos.	46
3.1.15 Sistemas de medición de fluidos.....	46
3.1.15.1 Sistemas de medición de gas.....	46
3.1.15.2 Sistemas de medición de líquido.....	48
3.2 Filosofía operacional de la prueba	49
3.3 Equipos utilizados en la prueba	52
3.3.3 Choke Manifold.	55
3.3.4 Válvula de cierre de emergencia.....	55
3.3.5 Scrubber.	56
3.3.6 Tea.....	56
3.3.7 Compresor de aire.....	57
3.3.8 Frac tank.....	58
3.3.9 Bomba centrífuga.....	58
3.3.10 Unidad de bombeo hidráulico.....	59
4. Simulación del modelo base de la prueba del pozo de gas	61
4.1. Procedimiento para realizar la simulación del modelo base.....	61
4.1.1 Simulación de fluidos producidos por el pozo.....	63
4.1.2 Simulación del choke manifold	66
4.1.3 Simulación del separador.....	68
4.1.4 Simulación del scrubber.....	73

4.1.5 Simulación de las válvulas del proceso	73
4.2 Comparación de la prueba realizada en campo y simulación en software comercial.....	76
5. Propuesta de diseño técnico para el montaje de facilidades tempranas.....	79
5. 1. Dimensionamiento del Separador.....	79
5.1.1 Diseño del separador:.....	80
5.2 Diseño del scrubber.....	86
5.3 Diseño de la tea:.....	91
5.4 Selección de las bombas booster.....	102
5.5 selección de la unidad de bombeo hidráulico (UBH).....	102
5.6 Simulación de la propuesta técnica.....	104
5.7 Comparación de la propuesta técnica y la prueba en campo	106
6. Conclusiones	109
7. Recomendaciones	111
Referencias Bibliográficas	112

Lista de Tablas

Tabla 1. Tipo de crudo según su gravedad API.....	23
Tabla 2. Parámetros pozo productor D-2.....	27
Tabla 3. Parámetros pozo inyector D-1	27
Tabla 4. Composición del gas pozo D-2.....	29
Tabla 5 agua de producción	30
Tabla 6. Clasificación separadores	37
Tabla 7. Características separador ANSI 600.....	53
Tabla 8. Accesorios y conexionado separador ANSI 600	53
Tabla 9. Características separador ANSI 300.....	54
Tabla 10. Accesorios y conexionado separador ANSI 300	54
Tabla 11. Características choke manifold.....	55
Tabla 12 características ESDV	55
Tabla 13 características scrubber.....	56
Tabla 14. Características tea	57
Tabla 15 características compresor de aire.....	57
Tabla 16 características frac tank	58
Tabla 17. Características bombas centrifugas.....	59
Tabla 18 UBH.....	59
Tabla 19. Tablas de rendimiento UBH	60
Tabla 20. Resumen de parámetros de la simulación de la prueba realizada en campo	76

Tabla 21. Comparación prueba en campo vs simulación en Hysys.....	78
Tabla 22. Iteraciones para determinar el coeficiente de arrastre del separador	83
Tabla 23. Iteración para obtener diámetro mínimo por capacidad de gas	84
Tabla 24. Tiempo de retención sugerido dependiendo API del fluido	85
Tabla 25. Determinación de diámetro del separador	86
Tabla 26. Iteraciones para determinar el coeficiente de arrastre del scrubber	89
Tabla 27. Determinación del diámetro de los scrubber	91
Tabla 28. Parámetros de diseño para la tea.....	92
Tabla 29. Cálculo del diámetro de la tea.....	94
Tabla 30. Límite inferior explosivo de la mezcla	96
Tabla 31. Relación cálculos determinación de distancias horizontales y verticales de la flama	100
Tabla 32. Resumen cálculos determinación distancia del centro de la llama hasta el objeto.....	101
Tabla 33. Altura mínima de la tea.....	101
Tabla 34. Características UBH NOV JWS-340.....	103
Tabla 35. Tabla de rendimiento UBH NOV JWS-340	103
Tabla 36. Resumen de parámetros simulación de la propuesta técnica	106
Tabla 37. Comparación de parámetros prueba de campo y propuesta técnica	107

Lista de Figuras

Figura 1. Ubicación Campo La Creciente.....	26
Figura 2. Vista aérea pozo D-1 y D-2.....	26
Figura 3. Tipo de conexiones tubería de golpe.....	34
Figura 4. Válvula de parada de emergencia (ESDV).....	35
Figura 5. Choke manifold.....	36
Figura 6. trifásico horizontal.....	37
Figura 7. Frac tank.....	38
Figura 8. Tanque de almacenamiento horizontal.....	39
Figura 9. Scrubber.....	40
Figura 10. Knock out drum.....	41
Figura 11. Tea.....	42
Figura 12. Bomba centrífuga de 15HP.....	43
Figura 13. Compresor de 15HP.....	44
Figura 14. UBH quintuplex.....	45
Figura 15. Generador de alimentación diesel.....	45
Figura 16. Vista interna tablero de distribución.....	46
Figura 17. Registrador Barton y Daniel.....	47
Figura 18. Platina de orificio y porta platina.....	48
Figura 19. Medidor tipo turbina y computador de flujo.....	49
Figura 20. Filosofía operacional prueba de pozo D-2.....	52
Figura 21. Curva de rendimiento UBH quintuplex.....	60

Figura 22. Selección de componentes en el simulador	62
Figura 23. Selección del paquete de propiedades en el simulador	63
Figura 24. Selección de corriente de flujo de flujo del separador	64
Figura 25. Descripción de corriente de gas y líquido de la prueba en el simulador	65
Figura 26. Descripción de mixer o mezclador en el simulador	66
Figura 27. Descripción de caída de presión en un choke manifold	67
Figura 28. Descripción de distribución de fluidos en un choke manifold	68
Figura 29. Descripción de conexiones y parámetros del separador ANSI 600	70
Figura 30. Descripción de conexiones en el dimensionamiento del separador ANSI 600	71
Figura 31. Descripción de parámetros en el diseño del separador ANSI 600	72
Figura 32. Descripción de parámetros en el diseño del separador ANSI 300	72
Figura 33. Descripción de parámetros de diseño de los scrubber	73
Figura 34. Descripción de las válvulas de control del proceso	74
Figura 35. Esquema del proceso en el simulador	75
Figura 36. Referencias adimensionales para el diseño de la tea	95
Figura 37. Determinación de la distancia horizontal de la punta de la flama hasta el centro	98
Figura 38. Determinación de la distancia vertical de la punta de la flama hasta el centro	99
Figura 39. Filosofía operacional propuesta técnica	104
Figura 40. Esquema simulación propuesta técnica	105

Lista de Ecuaciones

Ecuación 1. Ecuación de densidad.....	81
Ecuación 2. Densidad del gas	81
Ecuación 3. Velocidad de asentamiento gota de líquido en la fase de gas	82
Ecuación 4. Determinación número de Reynolds.....	82
Ecuación 5. Coeficiente de arrastre	82
Ecuación 6. Longitud efectiva del separador por capacidad de gas	83
Ecuación 7. Longitud de junta a junta por capacidad de gas	83
Ecuación 8. Longitud efectiva del separador por capacidad de líquido	84
Ecuación 9. Longitud de junta a junta por capacidad de líquido	85
Ecuación 10. Diámetro mínimo requerido por capacidad de gas	89
Ecuación 11. Cálculo diámetro requerido por capacidad de gas	90
Ecuación 12. Diámetro requerido por capacidad de líquido para separadores bifásicos verticales	90
Ecuación 13. Longitud entre cordones de soldadura para separadores bifásicos verticales	90
Ecuación 14. Determinación velocidad sónica	93
Ecuación 15. Determinación velocidad del gas a la salida de la tea.....	93
Ecuación 16. Determinación flujo actual de la tea	93
Ecuación 17. Determinación diámetro de la tea	94
Ecuación 18. Parámetro de concentración del límite inferior explosivo del gas	97
Ecuación 19. Parámetro de empuje del gas y del viento.....	97

Ecuación 20. Determinación distancia desde el centro de la llama hasta el objeto	100
Ecuación 21. Determinación altura de la tea	101

Lista de Apéndices

Los apéndices están adjuntos y puede visualizarlos en la base de datos de la biblioteca de la Universidad Industrial de Santander (UIS).

Apéndice A. Reporte de producción prueba de producción Pozo D-2.

Apéndice B. Informe de simulación modelo base.

Apéndice C. Informe de simulación propuesta técnica.

Glosario

Cromatografía: “es un método fisicoquímico de separación de los componentes presentes en una mezcla, que se basa en la separación por partición de un soluto entre una fase gaseosa móvil y una fase líquida estacionaria sostenida sobre un soporte sólido” (Cañipa, 2002, p. 26).

ESDV: corresponde a las siglas en inglés de emergency shut down valve, o en español válvula de parada de emergencia. Es un equipo, el cual en la mayoría de los casos es ubicado a la salida del cabezal de pozo para aislar el fluido proveniente de este durante una emergencia.

Iteración: actividad que consiste en repetir varias veces un proceso u operación con el fin de alcanzar una meta, objetivo, valor o resultado.

Tiempo de retención: “Es la cantidad de tiempo que un líquido permanece almacenado en un recipiente hasta que se haya alcanzado el equilibrio entre el líquido y el gas a una presión determinada” Schlumberger. (2020). Oilfield glossary in english of Schlumberger. https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/r/retention_time.aspx

WHP: es la abreviatura en inglés de “Well Head Pressure” o en español como “presión en cabeza de pozo”.

WHT: es la abreviatura en inglés de “Well Head Temperature” o en español como “temperatura en cabeza de pozo”.

Workover: es el término que se utiliza para referirse a cualquier intervención que requiera un pozo de gas o petróleo después de haber estado en producción por un tiempo indeterminado.

Resumen

Título: Propuesta técnica de diseño para el montaje de facilidades tempranas de superficie en pruebas de producción en pozos de gas.

Autor: William Andres Rojas Aldana

Palabras Clave: Diseño, facilidades, gas, pruebas, testing.

Descripción: El presente trabajo consiste en plantear una propuesta técnica de diseño para el montaje de facilidades tempranas de superficie en pruebas de producción en pozos de gas, esto por medio de una comparación con una prueba de producción ya realizada. Dentro de éste, se evalúan diferentes parámetros y variables que influyen considerablemente al momento de plantear o establecer los equipos que harán parte de la prueba y la filosofía operacional con la que se desarrollará la prueba de producción.

Las pruebas de pozo, también conocidas como actividades de well testing, son determinantes ya que a través de éstas se puede determinar el potencial de un pozo, caracterizar sus fluidos e identificar o proyectar cómo será su comportamiento, lo que conlleva a determinar su comercialidad. Para el desarrollo de este trabajo, se tomaron los datos obtenidos de la prueba realizada al pozo D-2 ubicado en la cuenca Valle Inferior del Magdalena en el bloque La Creciente, después de ser sometido a trabajos de workover para aumentar su producción de gas.

El plantear una propuesta técnica de diseño y compararla con la ya realizada, conlleva a que a futuro se pueda establecer una metodología para optimizar el proceso, dejando de lado equipos innecesarios o sobredimensionados, evitando así sobre costos operacionales que determinen la viabilidad económica del proyecto.

La prueba ya realizada y las diferentes propuestas técnicas serán simuladas mediante un software comercial para obtener los resultados del comportamiento del proceso y obtener así los puntos de comparación, determinando el mejor diseño para el montaje de las facilidades tempranas en superficie. Adicionalmente, se busca que este trabajo sea el punto de partida o guía para la planeación de futuras pruebas a pozos de gas.

* Trabajo de grado.

** Facultad de ingenierías fisicoquímicas. Escuela de ingeniería de petróleos. Director: Edison Odilio Garcia navas. Magister en ingeniería de hidrocarburos.

Abstract

Title: Technical design proposal for the assembly of early surface facilities in well testing in gas wells.

Author: William Andres Rojas Aldana

Keywords: Design, facilities, gas, tests, testing.

Description: The present work consists of presenting a technical design proposal for the assembly of early surface facilities in well testing in gas wells, this by means of a comparison with a test already carried out. Within this, different parameters and variables are evaluated that considerably influence when proposing or establishing the equipment that will be part of the test and the operational philosophy with which it will be developed.

Production test or also known as well testing activities are decisive since through these the potential of a well can be determined, its fluids characterized and its behavior identified or projected, which leads to determining the commerciality of this. For the development of this work, the data obtained from the test carried out at the D-2 well located in the Valle Inferior del Magdalena basin in the La Creciente block was taken, after being subjected to workover works to increase its gas production.

Proposing a technical design proposal and comparing it with the one already made means that in the future a methodology can be established to optimize the process, leaving aside unnecessary or oversized equipment, thus avoiding operational costs that determine the viability of the project.

The well testing already carried out and the different technical proposals will be simulated using commercial software to obtain the results of the behavior of the process and thus obtain the points of comparison, determining the best option the best design for the assembly of the early surface facilities. Additionally, this work is intended to be the starting point or guide for planning future gas well tests.

* Degree work.

** Facultad de ingenierías fisicoquímicas. Escuela de ingeniería de petróleos. Director: Edison Odilio Garcia navas. Magister en ingeniería de hidrocarburos.

Introducción

Las pruebas de producción, también conocidas como well testing, son utilizadas para determinar el potencial y comportamiento de un pozo, así como caracterizar los fluidos presentes en él. Sin embargo, en la actualidad no existe una metodología o guía con la cual se pueda determinar que equipos se deben seleccionar o que filosofía operacional se debe plantear para el desarrollo de éstas. Hasta el momento estos planteamientos se basan en los procedimientos y experiencia de las compañías que prestan este servicio, lo cual conlleva en la mayoría de los casos a que se utilice una mayor o menor cantidad de equipos de los que realmente se necesita, adicionalmente, muchos de estos equipos pueden estar sobre o infra dimensionados, en cualquiera de los dos casos si la selección de equipos es errónea se pueden presentar diversos problemas en el desarrollo de la filosofía operacional y por ende en la ejecución de la prueba.

Las pruebas de pozo empezaron a realizarse entre los años 1950 y 1960 a través de test transitorios con el fin de determinar las características de flujo en los pozos de la compañía Shell Oil. De estas pruebas se publicaron los primeros artículos utilizando ecuaciones básicas de flujo. Desde este punto hasta la actualidad son muy pocos los estudios que relacionan información acerca de las pruebas a pozos de gas o well testing, siendo un paso vital en la vida productiva y etapa de desarrollo de los pozos.

La implementación de simulaciones, metodologías o guías a través de un software comercial para la definición de las facilidades tempranas y construcción de un proceso para las pruebas a pozos de gas, sería de gran ayuda en la identificación de restricciones en el proceso y de puntos críticos, determinar diferentes alternativas dependiendo el escenario o las variables que se puedan presentar durante la prueba y las condiciones extremas posibles que deben ser tenidas en cuenta. Adicional a lo anterior, a través de simulaciones se pueden plantear diferentes tipos de

escenarios mezclando diversas filosofías operacionales y selecciones de equipos estableciendo pros y contras, además de predecir problemas operacionales que se puedan presentar durante la ejecución de la prueba. El establecer un buen y completo diseño en la construcción de facilidades tempranas de forma óptima es el punto de partida para llegar a la construcción de facilidades definitivas sin incurrir en sobre costos y problemas operacionales.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Plantear una propuesta técnica de diseño para el montaje de facilidades tempranas de superficie en pruebas de producción en pozos de gas.

1.2 Objetivos Específicos

1. Identificar las variables que impactan la selección de equipos en una prueba para un pozo de gas, además de la reglamentación técnica y legal vigente aplicable.

2. Definir los equipos necesarios de las facilidades tempranas en superficie y la filosofía operacional para el desarrollo de una prueba de producción en pozos de gas.

3. Simular el modelo base de una prueba a un pozo de gas ya realizada con equipos seleccionados mediante la experiencia de la compañía con un software comercial.

4. Proponer un diseño técnico para el montaje de las facilidades tempranas de superficie para el desarrollo de una prueba de producción en pozos de gas.

2. Identificación de variables y revisión de normatividad técnica y legal vigente para pruebas de producción en pozos de gas

2.1 Variables para considerar en una prueba a un pozo de gas.

Para realizar pruebas de pozos o actividades de well testing se requiere identificar ciertas variables para determinar la filosofía operacional y seleccionar los equipos necesarios para la prueba, entre estas variables o parámetros se pueden encontrar las siguientes.

2.1.1 Presión.

“Se define la presión como la cantidad de fuerza ejercida sobre un área determinada de alguna sustancia. La presión se expresa por medio de la ecuación $P = F/A$ donde, P es presión, F es Fuerza y A es área” (Mott, 2006, p. 11).

Existen dos principios fundamentales que aplican a la presión:

“La presión actúa uniformemente hacia todas las direcciones de manera uniforme en un volumen pequeño de fluido.

En un fluido que se encuentra limitado por contornos sólidos, la presión actúa de manera perpendicular a dichas paredes” (Mott, 2006, p. 12).

2.1.2 Temperatura.

“Podemos considerar la temperatura como la propiedad que determina si un objeto está o no está en equilibrio térmico con otros objetos. Dos objetos en equilibrio térmico están a la misma temperatura” (Serway, 2005, p. 308). Esta propiedad se puede determinar en diferentes escalas, como Celsius, Kelvin y Fahrenheit, siendo esta última la más utilizada en la industria del petróleo.

Si se desea realizar la conversión de grados Celsius a grados Fahrenheit, se puede utilizar la ecuación, $T (^{\circ}\text{F}) = 9/5 * T (^{\circ}\text{C}) + 32$.

2.1.3 Caudal.

Se puede definir el caudal como la cantidad de un fluido (para el caso de estudio agua, crudo o gas) que viaja o se transporta a través de un medio durante un período de tiempo, matemáticamente se puede expresar mediante la ecuación, $Q = V/t$, donde, Q es caudal, V es volumen y t es tiempo.

2.1.4 Composición de los fluidos.

Se puede entender como la cantidad de componentes que tiene o conforma un fluido, se pueden encontrar de composición fija, es decir, de un solo componente, o de composición variable, los cuales poseen un dos o más componentes, como es el caso del gas o del crudo, para este primer fluido se puede determinar la cantidad de componentes que lo conforman a través de una cromatografía de gases.

2.1.5 Gravedad específica.

“La gravedad específica de un líquido es la relación de densidad de este a 60°F y la densidad del agua pura a 60°F” (Stewart, 2014, p. 21). Para el caso de los gases, la gravedad específica se determina en relación a la densidad del aire. Matemáticamente se puede expresar por la ecuación, “ $GE = \rho_{\text{líquido}} / \rho_{\text{agua}}$ ” (Stewart, 2014, p. 21).

2.1.6 Gravedad API.

Por medio de este parámetro se puede medir la densidad relativa de los diversos derivados del petróleo, esta se expresa en grados. Matemáticamente se puede determinar con la ecuación, “ $^{\circ}\text{API}=(141,5/\gamma_{\text{aceite}}) - 131,5$ ”(Stewart, 2014, p. 21).

Según su gravedad API el crudo se puede clasificar de la siguiente forma:

Tabla 1

Tipo de crudo según su gravedad API

Tipo	Gravedad API
Extrapesado	API < 10
Pesado	10 a 22
Mediano	22 a 32
Liviano	32 a 42
Condensado	API > 42

Nota: tabla adaptada de (Barberii, 1998, p. 43).

2.1.7 Corte de agua.

Es la relación de volúmenes entre el agua producida y total del fluido producido, es decir, el porcentaje de agua que aporta el pozo en relación al fluido total.

2.2 Variables de campo a conocer

Para iniciar la construcción de la filosofía operacional conociendo conceptualmente los parámetros antes mencionados, se debe conocer los valores de algunos de estos parámetros de campo con el fin de realizar la mejor selección de equipos.

2.2.1 Lugar y/o ubicación de la prueba.

En este punto se debe identificar en qué lugar y/o ubicación se realizará el montaje del set de *well testing* para realizar la prueba. Es fundamental que se realice una visita o se tengan los planos de la locación, esto con el fin de determinar la ubicación de los equipos, minimizar la

cantidad de tubería a utilizar, minimizar las pérdidas de temperatura y presión durante el proceso. Además, se deben identificar puntos para conexasión eléctrico y mecánico de los equipos, zona de quema de gas, cargue y recibo de fluidos o puntos de conexión a gasoducto u oleoducto. Adicionalmente, es importante identificar la temperatura ambiente del lugar, época del año (verano u época de lluvias), nivel del terreno y demás condiciones ambientales.

2.2.2 Presión y temperatura en cabeza de pozo.

Se debe conocer la presión y temperatura de los fluidos esperada (en caso de ser un pozo exploratorio o sometido a un trabajo de *workover*) o última condición registrada en el cabezal del pozo (en caso de que el pozo estuviera en producción).

2.2.3 Caudal de fluidos producidos.

Es la cantidad de gas, expresada en miles o millones de pies cúbicos por día (MSCFD o MMSCFD), la cantidad de crudo y agua, expresada en barriles por día (BPD) que se espera que aporte el pozo. En algunos casos se puede tener un estimado del fluido total que producirá el pozo y la cantidad de gas, crudo y agua. Lo anterior se puede determinar mediante una prueba al pozo.

2.2.4 Puntos de recibo y entrega de los fluidos producidos.

Se debe identificar el punto inicial, es decir, de donde provienen los fluidos y el punto final de los fluidos producidos por el pozo una vez se identifiquen y fiscalicen, o lo que se requiera determinar durante la prueba, en este punto se deben tener diferentes consideraciones como:

- Pozos a los que se realizará la prueba, es decir, de donde provienen los fluidos.
- Si hay pozos inyectores en los cuales se deba entregar o inyectar algún fluido con características definidas.

- Si la entrega de fluidos se hará por carro tanques, tracto mulas con módulos de gas, oleoductos, gasoductos o poliductos.
- Se debe determinar si el gas producido debe ser quemado o enviado a una estación, además si los fluidos producidos deben ser tratados y llevados a punto de venta.

2.2.5 Composición y/o parámetros de los fluidos.

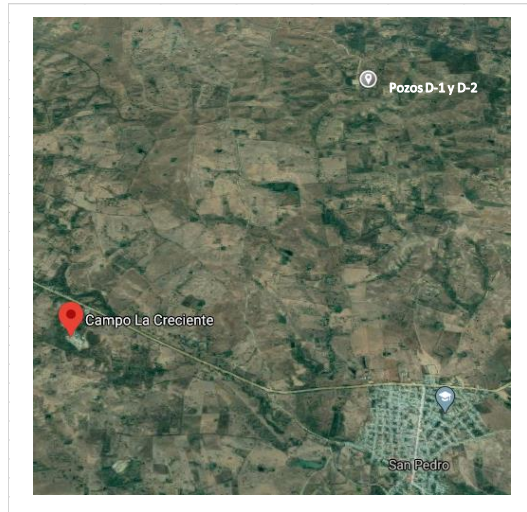
Si la prueba se realiza a un pozo en un campo ya en producción se debe conocer la composición de los fluidos a probar, esto facilitará la planeación y diseño de la filosofía operacional y selección de equipos. En caso de que la prueba se realice a un pozo exploratorio se debe identificar la posible composición de los fluidos a través de la formación productora, si no se conoce esta información ni se tiene algún registro, se debe realizar la caracterización de la composición del fluido durante la prueba.

2.3 Variables actuales de campo

Una vez descritas que variables de campo se deben conocer, para realizar la filosofía operacional y la selección de equipos para la prueba, se considerarán los parámetros descritos a continuación.

2.3.1 Ubicación.

El campo La Creciente se encuentra en cercanías al municipio de San Pedro en el departamento de Sucre. Las actividades de *Well testing* se realizaron en el pozo inyector D-1 y pozo productor D-2, después de que este último pozo fuera sometido a trabajos de estimulación por parte de la compañía operadora. Estos pozos se encuentran aproximadamente a 5,6 kilómetros en línea recta y 9 kilómetros por vías terciarias a la estación La Creciente.

Figura 1*Ubicación Campo La Creciente*

Nota: Imagen satelital de la ubicación del campo. (Hidrowell, 2016, p. 2).

Figura 2*Vista aérea pozo D-1 y D-2*

Nota: Imagen satelital ubicación de los pozos D-1 y D-2 en campo La Creciente. (Hidrowell, 2016, p. 2).

2.3.2 Parámetros del pozo productor.

En un principio por información del área de subsuelo después de los trabajos de workover se esperaba recibir aproximadamente 1 MMSCFD y 5800 BFPD (Pacific Exploracion and Production Corporation, 2016, p. 8); sin embargo, una vez realizada la prueba la cantidad de fluido

recibido en superficie fue menor. A continuación, se relacionan los parámetros de operación del pozo productor D-2 durante la prueba.

Tabla 2

Parámetros pozo productor D-2

WHP	WHT	Temperatura ambiente	Caudal de gas (promedio)	Caudal Condensado	Caudal agua
1325 PSI	124°F	29°C	838.6 KSCFD	2 BPD	4800 BPD

Nota: En la tabla se relacionan los valores promedio de los dos últimos días de la prueba de producción al pozo D-2, el reporte de producción completo se puede observar en el apéndice A.

2.3.3 Parámetros del pozo inyector.

En la tabla 3, se relacionan los parámetros a tener en cuenta para la operación del pozo inyector D-1 durante la prueba.

Tabla 3

Parámetros pozo inyector D-1

Presión de fractura	Temperatura ambiente	Caudal de inyección	Caudal máximo de inyección
3700 PSI	29°C	Adicional al fluido de la prueba se reciben 2000 BPD de agua de producción de la estación La Creciente (2000 BPD)	Sin límite

Nota: Parámetros de inyección pozo D-1, adaptado de (Hidrowell, 2016, p. 4).

2.3.4 Puntos de recibo de los fluidos.

Durante el desarrollo de la prueba se recibirán los fluidos producidos por el pozo productor D-2. Adicionalmente, se recibirán 2000 barriles por día de agua de producción de la estación La Creciente.

2.3.5 Puntos de entrega de los fluidos producidos.

El gas es quemado en la tea durante la prueba al pozo para así determinar su potencial y comportamiento, el condensado y el agua son almacenados para su posterior inyección en el pozo D-1, al igual que el fluido recibido de la estación como se mencionó en el numeral anterior.

2.3.6 Presión de entrega de los fluidos producidos.

El gas producido durante la prueba será quemado en la tea a la presión que se tenga en el sistema, no hay límites de presión. Los fluidos líquidos a inyectar en el pozo D-1 no deben superar la presión de 3700 psi, ya que esta es la presión de fractura de la formación.

2.3.7 Características de los fluidos:

2.3.7.1 Gas. Las características del gas son las siguientes.

- Gravedad específica del gas: 0.596
- Densidad del gas: 4,06 lb/ft³
- El condensado es de 52° API.
- Composición del gas: Se detalla en la tabla 4.

Tabla 4

Composición del gas pozo D-2

Componente	Fracción molar	Porcentaje Molar
Metano	0,9677	96,77
Etano	0,0059	0,59
Propano	0,0016	0,16
i-Butano	0,002	0,2
n-Butano	0,0004	0,04
22-Mpropano	0,0001	0,01
i-Pentano	0,0004	0,04
n-Pentano	0,0001	0,01
n-Hexano	0,0005	0,05
Ciclo pentano	0,0003	0,03
Ciclo hexano	0,0001	0,01
n-Heptano	0,0005	0,05
Ciclo octano	0,0003	0,03
Tolueno	0,0001	0,01
n-Octano	0,0004	0,04
Benceno	0,0001	0,01
p-Xileno	0,0002	0,02
o-Xileno	0,0001	0,01
n-Nonano	0,0006	0,06
n-Decano	0,0012	0,12
n-Undecano	0,0004	0,04
Nitrógeno	0,014	1,4
Dióxido de carbono	0,003	0,3

Nota: Cromatografía del gas pozo D-2 La Creciente (Pacific Exploration and Production Corporation, 2016, p. 10).

2.3.7.2 Característica del agua:

Tabla 5

Características agua de producción

Muestra	Parámetro	Valor
Salida de cabezal de pozo	Sólidos suspendidos	200 ppm
	Grasa y aceites	200 ppm
	Contenido de O ₂	25 ppb
Salida de frac tank	Sólidos suspendidos	< 5 ppm
	Grasa y aceites	< 5 ppm
	Contenido de O ₂	10 ppb
	Tamaño de partículas	< 5 micrones

Nota: Características agua de producción en dos puntos del proceso. Adaptado de (Hidrowell, 2016, p. 5).

2.4 Reglamentación técnica y legal para pruebas de well testing

A continuación, se relaciona la reglamentación técnica y legal que influye en las pruebas de pozos para su operación y selección de los equipos:

Ministerio de Minas y Energía.

- Resolución 18 1495 de 02 de septiembre de 2009, la cual establece medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos en Colombia con el fin de maximizar su recuperación final y evitar su desperdicio.
- Resolución 18 0742 de 2012, establece los procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.
- Resolución 4 1251 del 23 de diciembre de 2016, reglamenta la medición del volumen y la determinación de la calidad de los hidrocarburos producidos en el país para la adecuada liquidación de la regalías y contraprestaciones económicas a favor del estado.

- Resolución 4 0687 de 18 de julio de 2017, establece los criterios técnicos para proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos costa afuera en Colombia.

Ministerio de Salud.

- Decreto 2 del 11 de enero de 1982, reglamenta las normas y parámetros en emisiones atmosféricas.

Agencia Nacional de Hidrocarburos.

- Circular 11 de 14 de junio de 2013, esta relaciona los requerimientos para la aprobación de pruebas extensas de producción a un pozo de petróleo.
- Circular 18 de 21 de agosto de 2014, informa los requerimientos para la fiscalización y quema de gas producto de un pozo de petróleo en Colombia.

Normas internacionales:

- Norma API 12J, establecida por el American Petroleum Institute, lleva como nombre “Specification for oil and gas separators” y describe todo lo relacionado a separadores de crudo y gas como lo es su diseño, fabricación y puesta en marcha.
- Norma API 520, el nombre de esta norma es “Sizing, selection, and installation of pressure-relieving devices in refineries” y al igual que la norma anterior, es establecida por el American Petroleum Institute, esta describe los dispositivos y sistemas de alivio de presión utilizados en refinерías e industrias relacionadas.
- Norma API 521 A, también establecida por el American Petroleum Institute, tiene como nombre “Guide for pressure-relieving and depressuring systems” y establece una

guía para el diseño de sistemas de alivio, además de ayudar en la selección del sistema más adecuado para el control de sobrepresiones en las diferentes instalaciones y equipos que se encuentran en esta.

- Norma API 537, como lo indican sus siglas API, esta norma descrita por el American Petroleum Institute lleva como nombre “Flare details for general refinery and petrochemical service”, esta proporciona información y procedimientos para la selección y diseño de teas o antorchas.
- Gas measurement manual of AGA, en español, manual de medición de la Asociación Americana de Gas, establece lineamientos, procedimientos e instructivos que se deben tener en cuenta para la medición y fiscalización de gas a través de los diferentes equipos y sistemas de medición que se utilizan en refinerías e instalaciones de la industria de hidrocarburos.
- Código ASME - SECCIÓN VIII Div. 1, escrito por The American Society of Mechanical Engineers, o en español, Sociedad Americana de ingenieros mecánicos, describe lineamientos y procedimientos para el diseño, construcción e inspección de tanques y recipientes de presión.

3. Equipos y filosofía operacional de la prueba realizada en campo

3.1 Equipos de facilidades de superficie para pruebas de producción en pozos de gas

Para las pruebas en pozos de gas se utilizan una serie de equipos dependiendo de los requerimientos, técnicos, legales, de la compañía operadora y de los fluidos a probar. Durante las pruebas se pueden realizar actividades como almacenamiento, tratamiento, determinación de potencial del pozo, entre otros.

En este capítulo se describen los equipos más utilizados en las pruebas de pozos de gas, adicionalmente se define la filosofía operacional y los equipos que hicieron parte del desarrollo de la prueba en campo.

3.1.1 Líneas de superficie:

Se les denomina líneas de superficie al conjunto de tubos interconectados entre sí, los cuales son instalados desde la cabeza del pozo a los diferentes equipos que se requieran utilizar para un determinado fin, a través de estos pueden fluir diferentes tipos de fluidos como agua, crudo, gas, sedimentos y demás.

Por lo general las líneas de superficie no pueden ser tendidas en una sola dirección o a una misma altura, ya sea por la ubicación de las conexiones de los diferentes equipos o aspectos del terreno, por lo tanto, dentro de las líneas de superficie se incluyen accesorios de tubería como lo son codos, tees, flautas y demás accesorios.

Para facilitar la instalación de los diferentes equipos en campo o la interconexión de éstos, se encuentra la tubería en diferentes longitudes, por lo general, se encuentran en medidas de uno,

dos, tres, cuatro, cinco, seis, ocho, diez y veinte pies con diámetros comerciales de dos, tres, cuatro y seis pulgadas.

La tubería se puede clasificar dependiendo de la presión máxima de operación y/o según el tipo de conexión como se muestra en la figura 3.

Figura 3

Tipo de conexiones tubería de golpe



Nota: En la figura se puede observar los diferentes tipos de conexiones de tubería de golpe (LADS, 2006, p. 1).

3.1.2 Emergency shut down valve (ESDV).

También se conoce como válvula de parada de emergencia o ESDV por sus siglas en inglés, en la mayoría de los casos es ubicada a la salida del cabezal de pozo para aislar el fluido proveniente de este durante una emergencia (ver figura 4). Esta válvula cuenta con un actuador

que se acciona cuando la presión del pozo supera la presión de configuración o activación de ésta, también puede ser accionada manualmente mediante un pulsador de parada de emergencia.

El funcionamiento de esta válvula es completamente abierta o cerrada y no puede ser utilizada para regular el caudal de flujo proveniente del pozo.

Figura 4

Válvula de parada de emergencia (ESDV)



Nota: Foto tomada por el autor.

3.1.3 Choke manifold.

Este equipo es un juego de válvulas que sirve para controlar la presión, caudal y dirección del fluido, ya sea a líneas de producción o a equipos de proceso (figura 5). Este equipo debe soportar la presión máxima aportada por el pozo en caso de una emergencia y debe contar con mínimo dos válvulas de estrangulación, de los cuales al menos una de estas debe ser graduable o ajustable manualmente.

En la industria del petróleo este equipo se puede encontrar con diferentes tipos de conexión los cuales varían entre 2 $\frac{9}{16}$ " , 3 $\frac{1}{16}$ " y 4 $\frac{1}{16}$ " para trabajar en diferentes rangos de presión de operación como son 5000, 10000, 15000 y 20000 PSI.

Figura 5*Choke manifold*

Nota: Foto tomada por el autor.

3.1.4 Separador.

Equipo encargado de realizar la primera separación física de fluidos a partir del flujo total que proviene del pozo, es decir, se encarga de separar en tres corrientes independientes, crudo, agua y gas en caso de ser un separador trifásico o líquido y gas en caso de ser un separador bifásico. Este equipo puede ser diseñado de orientación vertical u horizontal (ver figura 6).

En la mayoría de los casos este equipo es la primera fase de separación en el desarrollo de una prueba de well testing.

El separador debe cumplir con las siguientes funciones:

- Permitir la separación del fluido total en líquidos y gases.
- Retirar las partículas líquidas en la fase gaseosa.
- Liberar la fracción gaseosa de la fase de líquidos.
- Separar en líneas o salidas independientes las fases líquidas y gaseosas, además de

evitar que se vuelvan a mezclar nuevamente.

Los separadores se pueden clasificar en diferentes aspectos como se observa en la tabla 6.

Tabla 6*Clasificación separadores*

Según	Fases a separar	Forma geométrica	Posición	Operación	Uso
Tipo	Bifásico Trifásico	Cilíndrico Esférico	Verticales Horizontales	Alta: $P > 300$ PSI Media: $300 > P > 100$ PSI Baja: $100 \text{ PSI} > P$	Prueba General

Nota: En la tabla se observa la clasificación de los separadores según diferentes parámetros (Santos 2019, p. 39).

Figura 6*Separador trifásico horizontal*

Nota: Foto tomada por el autor.

3.1.5 Frac tank.

Tanque diseñado para el almacenamiento de fluidos líquidos como agua o crudo. Tiene la ventaja de ser un tanque móvil que puede ser transportado mediante un cabezote de tracto mula ya que cuenta con un gancho para acople (*king ping*) a la quinta rueda.

Este equipo cuenta con una escalera de gato interna y escalera de acceso exterior con baranda, *manhole* de acceso interno con empaque de neopreno para el cierre hermético, venteo en la parte superior tipo sombrero chino, *spool* de medición, *manifold* de salida con flautas para

conexión de accesorios y válvulas de corte y demás para su conexión a las líneas de producción en campo (ver figura 7).

Este tanque tiene una capacidad de almacenamiento que varía entre 470 y 520 barriles dependiendo del diseño y del fabricante, además debe ser aforado en campo por un ente certificado una vez se encuentre en su ubicación definitiva en el proyecto.

Figura 7

Frac tank



Nota: Foto tomada por el autor.

3.1.6 Tanques de almacenamiento horizontal.

Son equipos cilíndricos utilizados para el almacenamiento de crudo, agua, combustible o cualquier producto derivado de las actividades de la industria del petróleo. Cuenta con conexiones de entrada, salida y recirculación, además de venteo en su parte superior para evitar la acumulación de gases y *spool* de medición para realizar la respectiva medición del fluido contenido (ver figura 8). Este equipo tiene una capacidad de almacenamiento de 500 barriles.

Figura 8*Tanque de almacenamiento horizontal*

Nota: Foto tomada por el autor.

3.1.7 Scrubber.

Equipo cilíndrico vertical diseñado para extraer el contenido líquido presente en una corriente de gas mediante un extractor de niebla ubicado en la parte superior (ver figura 9). Las gotas de líquido que transporta el gas quedan atrapadas en este extractor y se unen a gotas lo suficientemente grandes para caer a través del gas que continúa ascendiendo. La fase líquida se aloja en la parte inferior del cilindro para posteriormente ser drenado. La salida de gas está justo después del extractor de niebla donde se espera que esté libre de líquido.

Figura 9*Scrubber*

Nota: Foto tomada por el autor.

3.1.8 Knock out drum.

Al igual que el *Scrubber*, este es un equipo cilíndrico vertical diseñado para eliminar las partículas de líquido remanentes que se encuentran en el gas antes de ser quemado en la tea (figura 10). Las partículas líquidas se acumulan en el fondo del recipiente para su posterior drenaje.

Figura 10*Knock out drum*

Nota: Foto tomada por el autor

3.1.9 Tea.

También se conoce como antorcha o *flare stack*, es un equipo que se utiliza para la eliminación del gas producido por el pozo que no se puede almacenar, comercializar o simplemente requiere ser eliminado, este equipo también puede ser utilizado como sistema de purga de gases en algunas plantas de proceso.

En diferentes procesos se puede encontrar teas de orientación vertical, como se observa en la figura 11, u horizontal, esto último depende del proyecto, ubicación, normatividad y demás, siendo las teas verticales las más utilizadas en la industria de hidrocarburos. Estas se encuentran entre 30 y 320 pies de altura. En Colombia, para el diseño de las teas, además de las normas técnicas se debe tener en cuenta la normatividad legal, específicamente el decreto 2 del 11 de enero

de 1982 expedido por el Ministerio de Salud (no podrán tener una altura inferior a 15 metros desde el suelo).

Figura 11

Tea



Nota: Foto tomada por el autor.

3.1.10 Bomba de transferencia.

Son bombas que al ser de tipo aspirante tienen la capacidad de succionar el fluido desde el contenedor donde se encuentre almacenado y enviarlo a una presión y caudal determinado de un punto a otro. Su alimentación puede ser eléctrica o diesel y se pueden clasificar en los siguientes tipos:

- De pistón.
- De diafragma.
- De rotor o centrífuga (ver figura 12).
- De paletas.
- De engranajes.

La selección del tipo de bomba dependerá de las características del fluido, el tipo de flujo (monofásico o multifásico), el proceso y los requerimientos de caudal y presión. En la mayoría de las operaciones de petróleo se puede encontrar bombas de rotor o centrífugas las cuales transforman la energía mecánica de un impulsor en energía cinética.

Figura 12

Bomba centrífuga de 15HP



Nota: Foto tomada por el autor.

3.1.11 Compresores.

Equipo cuyo trabajo o funcionamiento consiste en incrementar la presión a un fluido compresible u otro tipo de gases.

En la mayoría de los casos para las pruebas de well testing se utilizan compresores de desplazamiento positivo de tipo reciprocante o también llamados de tipo pistón, como se observa en la figura 13, los cuales suministran el aire a la instrumentación de los diferentes equipos.

Figura 13

Compresor de 15HP.



Nota: Foto tomada por el autor.

3.1.12 Unidades de bombeo hidráulico.

Las unidades de bombeo hidráulico, también conocidas como UBH son bombas de desplazamiento positivo que se utilizan para desplazar fluidos a grandes presiones y bajos caudales o bajas presiones y grandes caudales. Se encuentran de tipo dúplex, triplex y quintuplex como se observa en la figura 14, esto depende de la cantidad de pistones que tenga la bomba, es decir tres o cinco pistones respectivamente. Las UBH pueden ser accionadas por un motor eléctrico conectado a un variador o por motores de combustión interna de alimentación diésel o gas.

Las UBH están compuestas por dos partes, una mecánica, llamada power end y una hidráulica, fluid end. La configuración en esta última se determina mediante el diámetro de los pistones a utilizar y puede variar, ya que entre menor sea el diámetro del pistón, mayor será la presión en la descarga, pero el caudal de descarga será menor y entre mayor sea el diámetro del pistón, mayor será el caudal, pero menor la presión en la descarga.

Figura 14*UBH quintuplex*

Nota: Foto tomada por el autor.

3.1.13 Generador eléctrico.

Es un equipo el cual transforma la energía mecánica en energía eléctrica, esto debido a dos elementos que lo componen, el rotor y el estator, las cuales son la parte móvil y la parte estática respectivamente. En las operaciones petroleras suelen encontrarse generadores de alimentación diésel (figura 15) y a gas, siendo la primera la más utilizada en las pruebas de well testing.

Figura 15*Generador de alimentación diesel*

Nota: Foto tomada por el autor.

3.1.14 Tableros eléctricos.

Son gabinetes que contienen los dispositivos eléctricos para realizar conexión, medición, protección, alarma y señalización los cuales conforman las diferentes funciones de un sistema eléctrico (ver figura 16). La principal función es individualizar los diferentes circuitos y equipos que se encuentran en la prueba de well testing.

Figura 16

Vista interna tablero de distribución



Nota: Foto tomada por el autor.

3.1.15 Sistemas de medición de fluidos

3.1.15.1 Sistemas de medición de gas. Para cuantificar el gas producido por el pozo o que se desplaza a través de una línea o tubería durante la prueba de producción se utilizan dos equipos, el Daniel y el registrador Barton, el primero es un medidor de flujo tipo orificio, el cual contiene en su interior una platina de orificio, que al ser de menor diámetro que la tubería en la cual se encuentra instalado el Daniel genera una caída de presión, esta al igual que la presión del separador (presión estática) es registrada en una carta que se encuentra instalada en el registrador Barton. La

carta nombrada anteriormente es esférica, con divisiones que permiten observar la presión estática y diferencial en un rango de 24 horas. Con los valores de presión registrados en la carta, más la temperatura del separador o de la línea donde se encuentre instalado el equipo, el diámetro del orificio y la gravedad específica del gas se puede calcular el flujo que pasa a través del Daniel cuantificando así este fluido. En la figura 17 se puede observar las imágenes de un registrador Barton y un Daniel de un separador ANSI 600, en la figura 18 se relacionan las diferentes platinas de orificio que se pueden instalar en un Daniel para la medición de gas en un separador o una línea de producción.

Figura 17

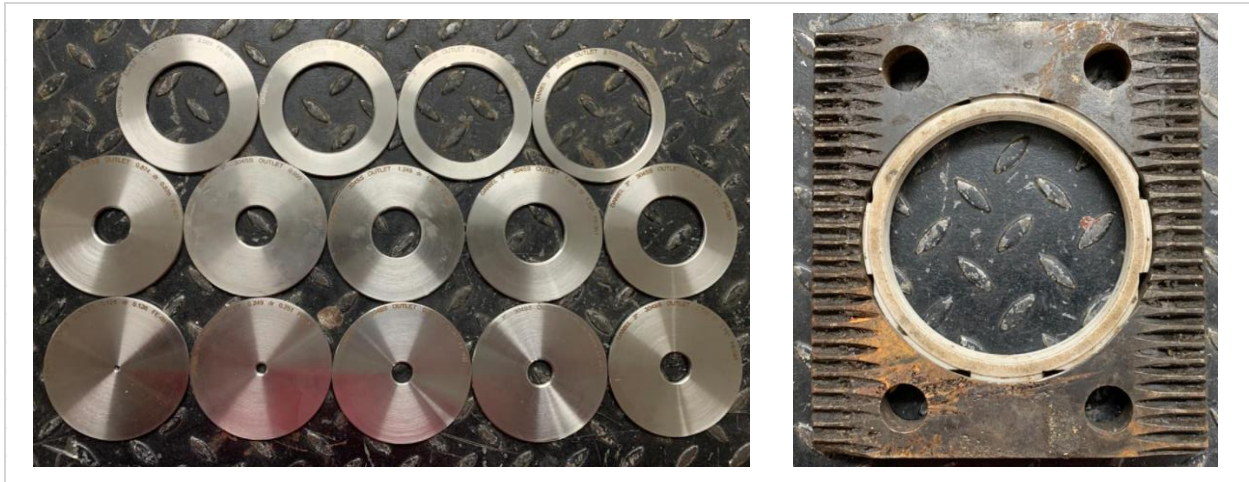
Registrador Barton y Daniel



Nota: En las dos fotografías de la parte superior se observa el registrador Barton, carta y plumillas para registro de presión estática y diferencial. En las fotografías de la parte inferior se observa un Daniel instalado a la línea de salida de gas de 2 pulgadas del separador.

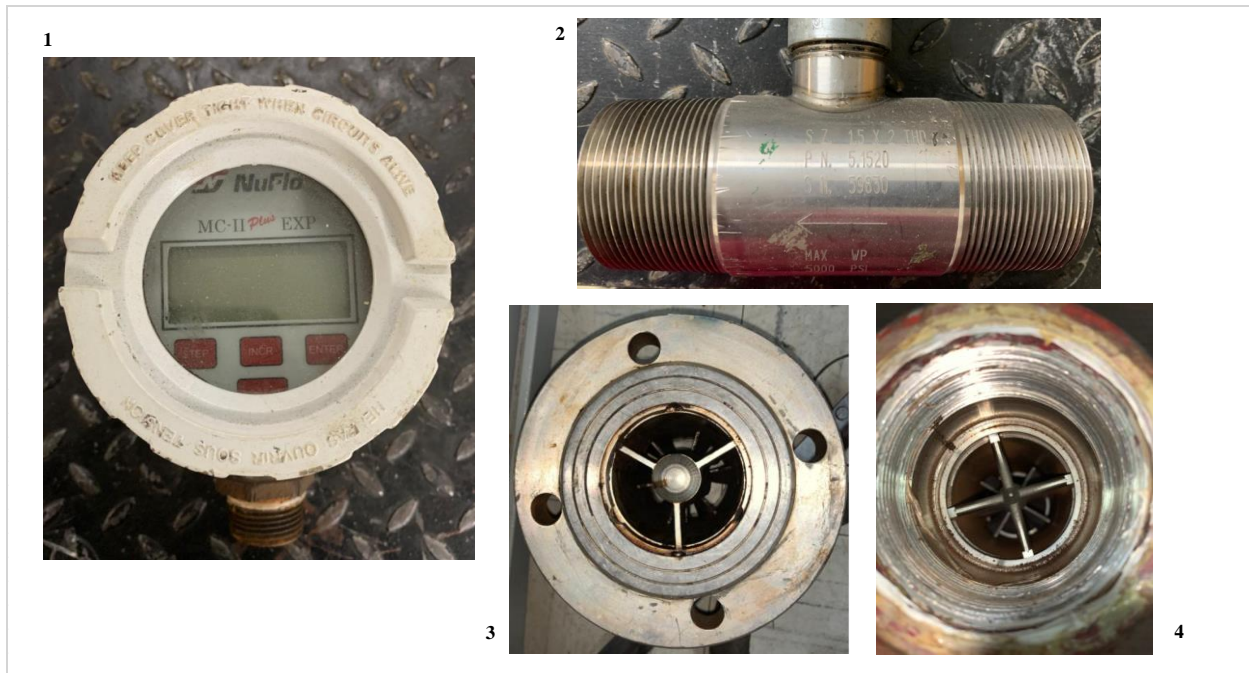
Figura 18

Platina de orificio y porta platina



Nota: En la fotografía de la izquierda se puede observar platinas con orificio desde 0.126 a 2.745 pulgadas y a la derecha el respectivo porta platinas el cual es introducido en el Daniel para realizar la medición del gas.

3.1.15.2 Sistemas de medición de líquido. En la mayoría de las pruebas de pozos, para cuantificar el líquido producido o que se desplaza a través de una línea o tubería, se utiliza un medidor de flujo tipo turbina, este determina la velocidad del fluido que pasa a través del equipo, mediante el giro de un rotor compuesto por álabes o hélices que se encuentra al interior, la velocidad del fluido es directamente proporcional a la velocidad de giro del rotor, esta última es determinada a través de una bobina de inducción también llamada pickup, la cual capta el giro de los álabes o hélices y genera una señal eléctrica que es enviada a un computador o analizador de flujo que proporciona el volumen o caudal de líquido que pasa a través del equipo. En la figura 19 se observa un medidor de flujo tipo turbina de 2" roscado con su computador o analizador de flujo, adicional se puede observar los internos de la turbina los cuales como se mencionó pueden ser hélices o álabes.

Figura 19*Medidor tipo turbina y computador de flujo*

Nota: en la fotografía no. 1 se observa un analizador de flujo marca NuFlo. En la fotografía no. 2 se relaciona un medidor de flujo tipo turbina de 2" roscado para presiones de trabajo hasta 5000 psi, la flecha en este equipo indica la dirección de flujo del fluido para su instalación. En las fotografías no. 3 y 4 se observan los álabes o hélices de una turbina bridada y roscada respectivamente.

3.2 Filosofía operacional de la prueba

El pozo D-2 después de los trabajos de workover produjo fluido con los siguientes parámetros:

- Presión igual a 1325 psi.
- Temperatura 124°F.
- Producción de gas promedio de 838.6 KSCFD.
- Producción de agua de 4800 BPD.
- Producción de condensado 2 BPD.

El pozo se encuentra chocado a través de un choke ajustable en su cabezal, el cual tiene una apertura de 24/128. De los fluidos producidos por el pozo, el gas es quemado en tea para determinar su potencial. Al finalizar la prueba inicial de siete días será enviado por una línea de producción a la estación La Creciente; el agua y condensado, este último despreciable por su poca cantidad, son inyectados al pozo D-1, debido a que por permisos gubernamentales es el único pozo en todo el campo en el cual se permite inyectar sin límite de caudal diario, la única restricción existente en la inyección es la presión de fractura de la formación la cual no puede ser superada (3700 psi). Adicionalmente, se reciben aproximadamente 2000 BPD de agua desde la estación a través de carro tanques, ya que la línea de producción que está disponible para enviar el gas desde el pozo D-2 a la estación es la misma que se utiliza para inyectar agua desde la estación al pozo D-1.

La prueba se desarrolló de la siguiente manera:

- Los fluidos producidos en el pozo D-2 fluyen a través de una tubería de alta presión y pasan a través de la ESDV, donde habrá una tee la cual permite que el fluido se envíe a la estación La Creciente o al primer choke manifold. En este equipo el fluido se divide en dos corrientes, cada una con el 50% del fluido total, una de las corrientes se dirige al separador ANSI 600 y la otra corriente al separador ANSI 300.
- Una de las corrientes se dirige al separador bifásico ANSI 600 donde se realiza la separación gas-líquido del fluido total. El gas en la salida de este equipo se dirige al scrubber no.1 y el líquido es enviado a los frac tanks donde es almacenado.
- La otra corriente se dirige al separador bifásico ANSI 300 antes de ingresar a éste, pasa por un choke manifold para disminuir la presión y que esta no supere la presión de diseño y operación de este separador. Luego, al igual que lo ocurrido con el separador ANSI 600, se realiza

la separación gas-líquido, el gas se dirige a un scrubber no. 2 y el líquido se almacena en los frac tank.

- En los dos scrubber se realiza la última etapa de separación, donde se retiran las partículas de líquido remanentes que contiene el gas, una vez el gas se encuentra *libre de estas partículas, pasa a través de un atrapa llamas o también conocido como flame arrestor* y posteriormente es quemado en la tea, este último equipo diseñado y operado bajo normas API 521 537.

- El líquido proveniente de los separadores, scrubber y carro tanques, estos últimos desde la estación y descargados mediante una bomba centrífuga, son almacenados en los frac tanks. Posteriormente el líquido es enviado a través de una bomba centrífuga a la UBH y luego inyectado en el pozo D-1.

Para establecer la filosofía operacional se tuvieron en cuenta las siguientes consideraciones:

- La producción de agua recibida de la estación por carro tanque es de aproximadamente 2000 BPD.

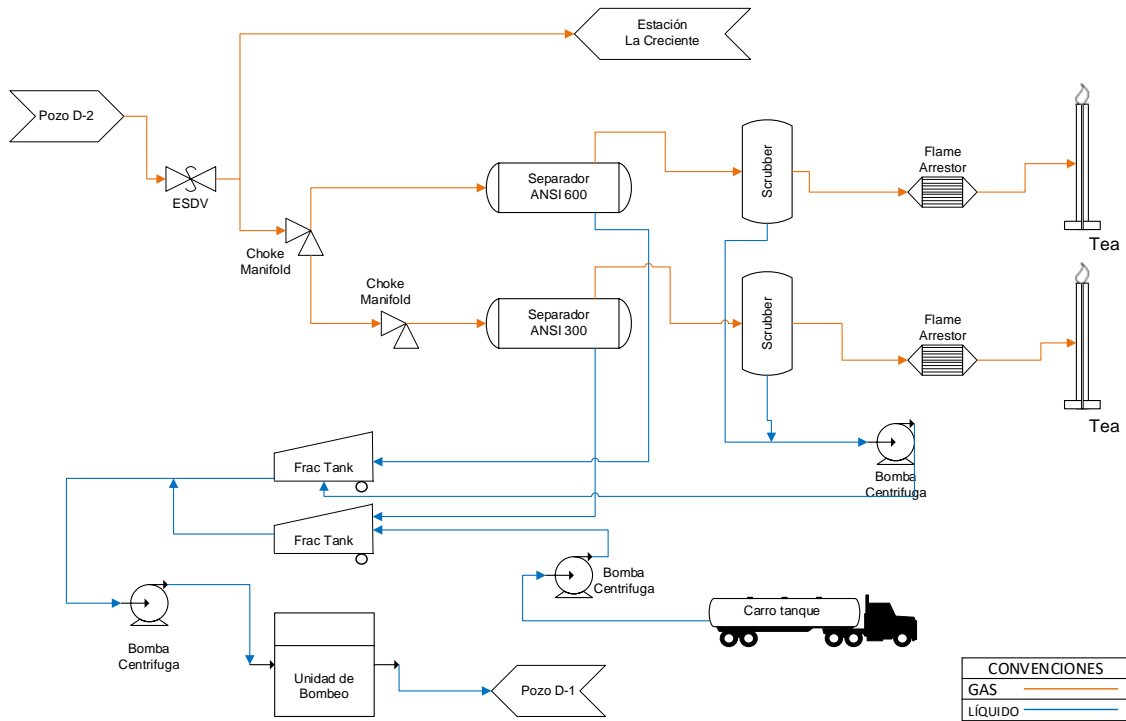
- La producción de condensando es de aproximadamente 2 BPD los cuales son despreciables en comparación con la producción de agua y por solicitud del cliente no deben ser recuperados, por esta razón se utilizan separadores bifásicos ya que todo el líquido producido es reinyectado.

- Los parámetros como presión, temperatura, caudal, apertura de válvulas y demás son tomados de los dos últimos días de operación, cuando la prueba se encuentra estable.

En la figura 20 se observa gráficamente la filosofía operacional de la prueba al pozo D-2.

Figura 20

Filosofía operacional prueba de pozo D-2



Nota: Filosofía operacional de la prueba realizada por la compañía de well testing.

3.3 Equipos utilizados en la prueba

Para realizar la prueba en campo, la compañía de well testing decidió utilizar los siguientes equipos basados en la experiencia de otros pozos con parámetros y filosofías operacionales similares.

3.3.1 Separador horizontal trifásico ANSI 600.

El separador ANSI 600 cuenta con las características mencionadas en las tablas 7 y 8.

Tabla 7

Características separador ANSI 600

Característica	Descripción
OD, in	42
Longitud, ft	12,5
Presión de diseño, psi	1440
Presión de operación, psi	1200
Temperatura de operación, °F	-20 / 200
Caudal de gas, MMSCFD	8
Caudal de líquido, BPD	4000
Tiempo retención, min	3

Nota: Tabla adaptada de la hoja de vida del equipo SBH-004 (Hidrowell S.A, 2015, p. 4).

Tabla 8

Accesorios y conexionado separador ANSI 600

Características	Descripción
Porta platinas de Orificio	Daniel 4" x ANSI 600, SPEC. AGA-3, con kit platinas orificio
Registrador Barton	Presión estática, diferencial y Temperatura.
Medidores de flujo tipo turbina	Para medición de líquido.
Instrumentación	Lazos de control de Nivel , presión , medición y registro de variables
Válvulas de seguridad / alivio redundante	Diseñada bajo código ASME SEC VIII
Válvula de Control de presión de gas, in	3
Válvula de Control de nivel y presión de líquido, in	2
Conexión entrada, in	4
Conexión salida líquido, in	4
Conexión salida gas, in	3
Salida de PSV, in	3

Nota: tabla adaptada de la hoja de vida del equipo SBH-004 (Hidrowell S.A, 2015, p. 4).

3.3.2 Separador horizontal trifásico ANSI 300.

El separador ANSI 300 cuenta con las características mencionadas en las tablas 9 y 10.

Tabla 9

Características separador ANSI 300

Características	Descripción
OD, in	42
Longitud, ft	12,5
Presión de diseño, psi	700
Presión de operación, psi	500
Temperatura de operación, °F	-20 / 200
Caudal de gas, MMSCFD	6
Caudal de líquido, BPD	3500
Tiempo retención, min	3

Nota: tabla adaptada de la hoja de vida del equipo SBH-003 (Hidrowell S.A, 2015, p. 3).

Tabla 10

Accesorios y conexionado separador ANSI 300

Características	Descripción
Porta platinas de Orificio	Daniel 4" x ANSI 300, SPEC. AGA-3
Registrador Barton	Presión estática, diferencial y Temperatura.
Medidores de flujo tipo turbina	Para medición de líquido.
Instrumentación	Lazos de control de nivel, presión, medición y registro de variables
Válvulas de seguridad PSV / alivio redundante	Diseñada bajo código ASME Sec VIII
Válvula de Control de presión de gas, in	3
Válvula de Control de nivel y presión de líquido, in	4
Conexión entrada, in	3
Conexión salida líquido, in	4
Conexión salida gas, in	3
Salida de PSV, in	3

Nota: tabla adaptada de la hoja de vida del equipo SBH-003 (Hidrowell S.A, 2015, p. 3).

3.3.3 Choke Manifold.

Como se mencionó en la filosofía operacional se utilizan dos choke manifold en el proceso, estos tienen las mismas características, las cuales se pueden observar en la tabla 11.

Tabla 11

Características choke manifold

Características	Descripción
Máxima presión de operación, psi	5000
Máxima temperatura de operación, °F	200
OD, in	3 1/8"
# válvulas	5
Choke fijo	Set de juegos de chokes (6, 12, 18, 24, 32, 36, 42, 48, 54, 64th)
Choke Ajustable	Orificio Max. 2", Lectura del dial en incrementos de 1/64"

Nota: tabla adaptada de la hoja de vida del CM-002, (Hidrowell S.A, 2015, p. 15).

3.3.4 Válvula de cierre de emergencia.

También conocida como ESDV (Emergency shut down valve) funcionará como sistema de seguridad adicional al cabezal del pozo. Esta válvula tiene las siguientes características.

Tabla 12

Características ESDV

Características	Descripción
OD, in	3 1/8"
Máxima presión de operación, psi	5000
Máxima temperatura de operación, °F	-20 / 200
Tiempo de respuesta para cierre, seg	3
Tipo	Neumático / eléctrico
Conexión salida, in	3" FIG 1502

Nota: tabla adaptada de la hoja de vida del ESDV-001, (Hidrowell S.A, 2015, p. 20).

3.3.5 Scrubber.

Los dos scrubber son ubicados antes de cada una de las teas con el fin de retirar las partículas de líquido remanente del gas después de realizada la primera separación en los separadores. Las dimensiones de los dos equipos son 24 pulgadas de diámetro por 10 pies de longitud, las características para ambos equipos son las mismas y se observan en la tabla 13.

Tabla 13

Características scrubber

Características	Descripción
Rating del equipo	ANSI 300
Válvula de seguridad	SI
Tipo	Vertical / bifásico
Capacidad	1 MMSCFD
Temperatura de operación, °F	-20 / 200
Entrada / Salida de Gas	4"- ANSI 300
Salida de Líquido (Condensado)	2" - ANSI 30
Presión de trabajo máxima	720 PSI
Conexión de salida de PSV	2"X3" - ANSI 300
Válvula de Relevo	2" - ANSI 300
Válvula manual	2" BALL VALVE ANSI 300
Válvula de control	4" ANSI 300
Drenajes	2" - ANSI 300
Venteo	¾" NPT

Nota: tabla adaptada de la hoja de vida del SC-001, (Hidrowell S.A, 2015, p. 11).

3.3.6 Tea.

Este equipo es utilizado para la quema del gas durante las pruebas de well testing. Como se observó en la filosofía operacional fueron utilizadas dos teas las cuales tienen las mismas características y pueden ser observadas en la tabla 14.

Tabla 14*Características tea*

Característica	Descripción
Diámetro inicial, in	8
Flame arrestor con bypass 4"	Si
Altura, m	20
Diámetro final, in	4
Válvula Cheque	Si
Sistema de encendido	Piloto automático
Conexión de entrada, in	4
Capacidad, MMSCFD	8

Nota: tabla adaptada de la hoja de vida del SC-001, (Hidrowell S.A, 2015, p. 25).

3.3.7 Compresor de aire.

Este equipo es de vital importancia y debe tener un respaldo o *backup*, dado que es el encargado de suministrar el aire a la instrumentación de todos los equipos de la prueba, incluyendo válvulas de seguridad y de control del proceso, las cuales como se mencionó son de funcionamiento neumático. Las características de este equipo se describen en la tabla 15.

Tabla 15*Características compresor de aire*

Características	Descripción
Capacidad de tanque	120gls
Capacidad de Carga	37.9 SCFM
Rotación	1000-1400 RPM
Presión de trabajo	120 psi
Etapas	2
Diámetro de salida, in	3/4"
Voltaje	230-460
Fases	3

Nota: tabla adaptada de la hoja de vida del CO-001, (Hidrowell S.A, 2015, p. 13).

3.3.8 *Frac tank.*

Durante la prueba los fluidos fueron almacenados en estos equipos. Se cuenta con tres de estos equipos. Las características de estos equipos se describen en la tabla 16.

Tabla 16

Características frac tank

Características	Descripción
Capacidad, Bbl	500
Altura, m	4
Ancho, m	3
Longitud, m	14
Peso, Kg	12.927
Presión de operación, psi	14,7 (atmosférica)
Conexión de entrada	4" ANSI 150
Conexión de salida	4" ANSI 150
Venteo	2" ANSI 150
Medición de fluidos	Visor de 1"

Nota: tabla adaptada de la hoja de vida del FT-001, (Hidrowell S.A, 2015, p. 30).

3.3.9 *Bomba centrífuga.*

Este equipo es utilizado para realizar la transferencia de líquidos entre los diferentes recipientes que se utilizan en la prueba. Todas las bombas a utilizar son del mismo fabricante, para flujo monofásico y cuentan las mismas características las cuales se muestran en la tabla 17.

Tabla 17*Características bombas centrifugas*

Características	Descripción
Potencia, HP	20
Frecuencia máxima, HZ	60
Capacidad, BPD	10000
Revoluciones máximas, RPM	3500
Presión máxima, psi	70
Conexión de succión	4" ANSI 150
Conexión de descarga	4" ANSI 150

Nota: tabla adaptada de la hoja de vida del BC-010, (Hidrowell S.A, 2015, p. 10).

3.3.10 Unidad de bombeo hidráulico.

Este equipo también conocido como UBH es utilizado para la inyección del líquido que se encuentra almacenado en los frac tank, para esto se utiliza una bomba quintuplex la cual cuenta con las características descritas en la tabla 18 y curvas de rendimiento descritas en la figura 21 y en la tabla 19.

Tabla 18*Características UBH*

Características	Descripción
Numero de pistones	5
Rango de velocidad. RPM	100 - 400
Eficiencia Mecánica	90%
Potencia del motor, HP	300
Conexión de succión	4" ANSI 150
Conexión de descarga	2" FIG 1502

Nota: tabla adaptada de la hoja de vida del UBH-001 FMC 1812, (Hidrowell S.A, 2015, p. 21).

Tabla 19

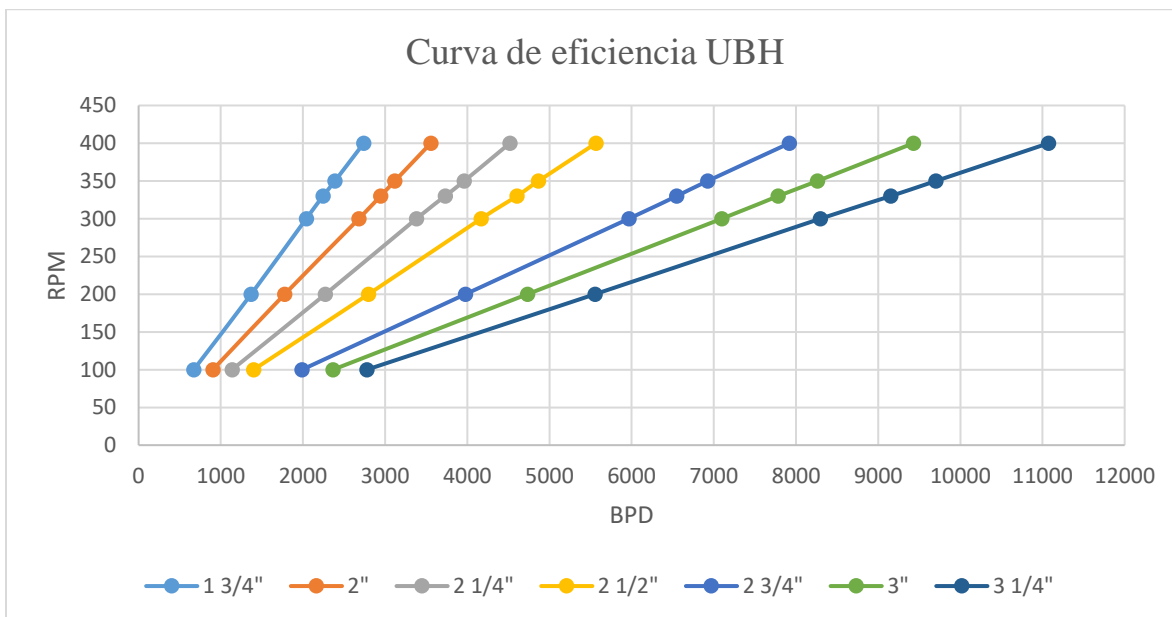
Tablas de rendimiento UBH

Diámetro Pistón (in)	Presión (PSI)	Capacidad de la bomba (BBL) @ velocidad de entrada (RPM)					
		100	200	300	330	350	400
1 3/4	5200	670	1370	2040	2244	2390	2739
2	4000	903	1778	2681	2943	3118	3555
2 1/4	3100	1137	2273	3381	3730	3963	4517
2 1/2	2500	1399	2798	4167	4605	4867	5566
2 3/4	2100	1989	3977	5966	6549	6926	7920
3	1800	2366	4731	7097	7783	8263	9429
3 1/4	1500	2777	5554	8297	9154	9703	11074

Nota: tabla adaptada de la hoja de vida del UBH-001 FMC 1812, (Hidrowell S.A, 2015, p. 21).

Figura 21

Curva de rendimiento UBH quintuplex



Nota: tabla adaptada de la hoja de vida del UBH-001 FMC 1812, (Hidrowell S.A, 2015, p. 22).

4. Simulación del modelo base de la prueba del pozo de gas

Teniendo como base para la simulación los parámetros de la prueba de campo ya realizada y la filosofía operacional de esta misma descrita en los capítulos 2 y 3 de este trabajo, se procederá a realizar la simulación de este proceso en el software comercial Aspen Hysys. Una vez se obtengan los resultados del comportamiento del proceso, se tendrá un punto de partida y comparación con la propuesta técnica que se planteará en el siguiente capítulo.

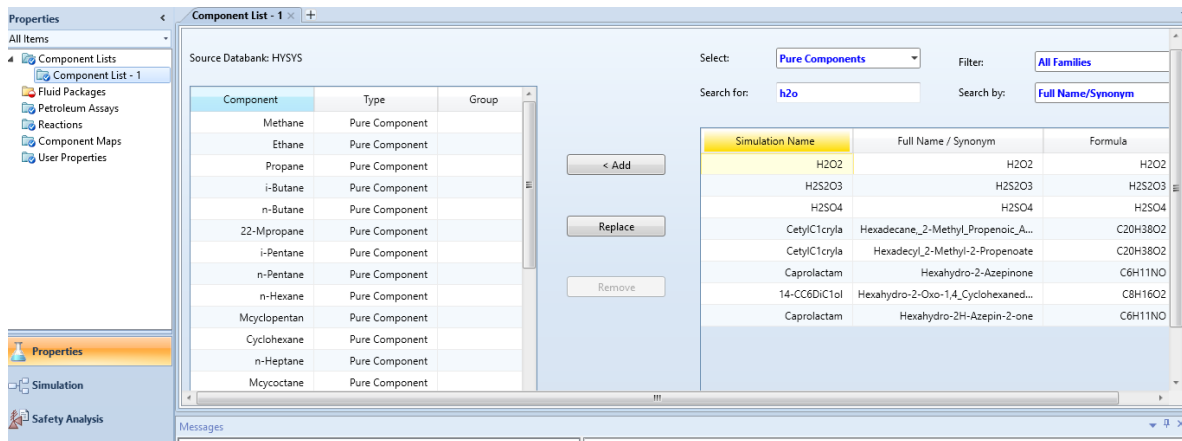
4.1. Procedimiento para realizar la simulación del modelo base

A continuación, se realizará la explicación paso a paso de cómo se desarrolla la simulación en el software mencionado, esto con el fin de establecer una guía para la simulación de pruebas a pozos de gas. Dentro de este paso a paso se realizará la explicación acerca de cómo definir las corrientes de entrada, temperaturas, presiones, composiciones de los fluidos, selección y diseño de equipos y demás.

Como primer paso una vez se inicia el simulador, se deben seleccionar los componentes que serán utilizados en la simulación, para este caso, se seleccionarán los componentes descritos en la cromatografía del gas más el componente agua (H₂O), Para esto se debe ir a la opción “Component Lists” en la sección “Properties”, posteriormente se debe seleccionar la opción “Add”, se abrirá una ventana en la cual se puede buscar y seleccionar los componentes de los fluidos que estarán en la simulación como se observa en la figura 22.

Figura 22

Selección de componentes en el simulador



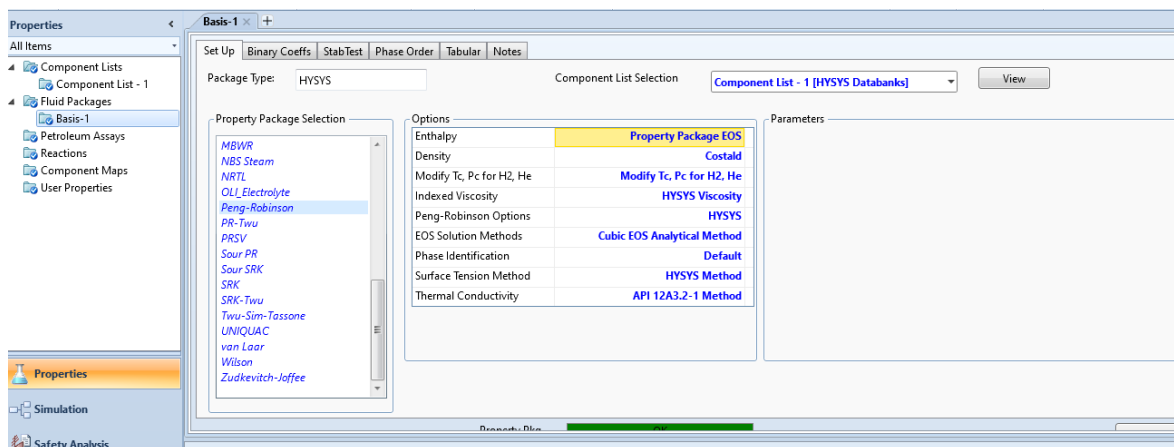
Nota: En la figura se observa cómo se seleccionan los componentes de los fluidos que intervendrán en la simulación en Aspen Hysys

Una vez se tienen los componentes a trabajar en la simulación, se debe seleccionar el paquete de fluidos o como se encuentra en el simulador “Fluid Packages”, estos contienen toda la información necesaria para realizar los cálculos de las propiedades físicas y químicas de cada corriente (tomado de la sección ayuda del simulador Aspen Hysys), para realizar las simulaciones en pozos de gas, del modelo base y la propuesta técnica se selecciona el paquete Peng-Robinson, porque “es ideal para realizar los cálculos de temperatura, presión, volumen, densidad y energía de fluidos en sistemas de hidrocarburos, además de su aplicación en sistemas no ideales” (Cadavid, 2013, p. 03), cabe recalcar que este paquete es muy utilizado en los diferentes sectores de la industria de hidrocarburos.

La selección del paquete se hace en la opción “Fluid Packages”, posteriormente se debe ir al botón “Add”, una vez se despliegue la ventana se debe ir a la sección “Property Package Selection”, dentro de la lista de propiedades se debe escoger la opción Peng-Robinson como se muestra en la figura 23, una vez se seleccionado el paquete, se puede proceder a construir la simulación.

Figura 23

Selección del paquete de propiedades en el simulador



Nota: En la figura se observa cómo se selecciona el paquete de propiedades con la cual se basará la simulación para su desarrollo.

Para iniciar a construir la simulación se debe seleccionar la opción “Simulation”, posteriormente en la barra de tareas se busca la pestaña “Flowsheet/Modify” y en la primera opción se debe escoger la opción “Models and Streams”, se despliega una paleta con diversidad de símbolos los cuales pueden ser seleccionados dependiendo de los equipos que requiera el proceso que se desee simular. A continuación, se definiría uno a uno los objetos de la paleta que se seleccionaron para la construcción del modelo a simular.

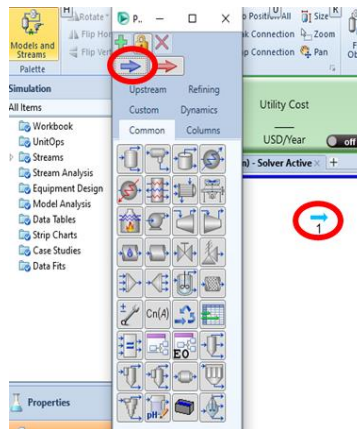
4.1.1 Simulación de fluidos producidos por el pozo

Para la construcción del modelo a simular se definen dos corrientes de entrada, las cuales se asemejan a los dos tipos de fluidos producidos por el pozo, gas y agua, en cada corriente se describirá los parámetros como temperatura, presión, cromatografía, flujo y demás planteados en el capítulo 2 del presente trabajo.

Para representar las corrientes en el entorno de simulación, dentro de la paleta se selecciona la flecha azul y se arrastra al área de trabajo como se muestra en la figura 24.

Figura 24

Selección de corriente de flujo de flujo del separador



Nota: La flecha azul corresponde al símbolo para definir una corriente en el simulador Aspen Hysys.

Posteriormente se debe seleccionar la corriente haciendo doble clic, ya dentro del área de trabajo se describen las propiedades temperatura, presión, flujo y composición, las tres primeras en la opción “Conditions” y la última en la opción “Composition”. Se realiza este mismo proceso para la corriente de gas la cual es llamada “D-2 GAS” y la corriente de agua “D-2 AGUA” como se muestra en la figura 25.

Figura 25

Descripción de corriente de gas y líquido de la prueba en el simulador.

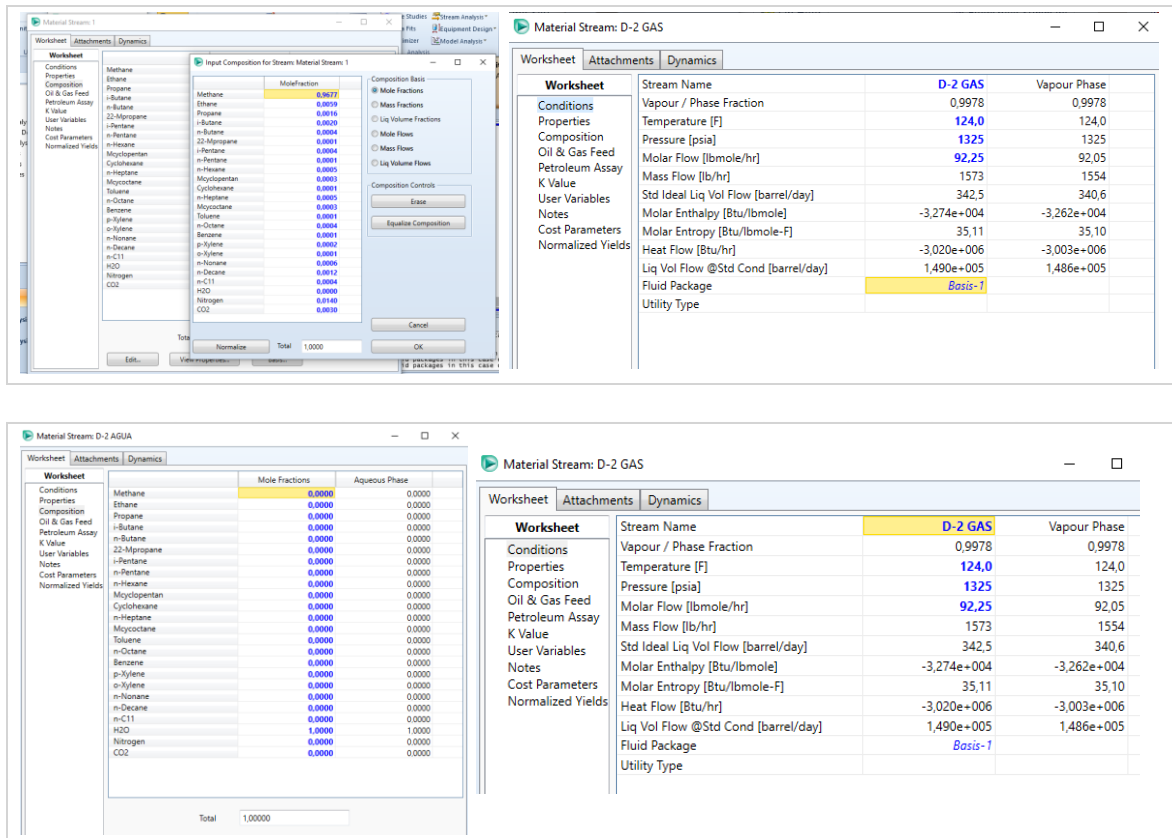
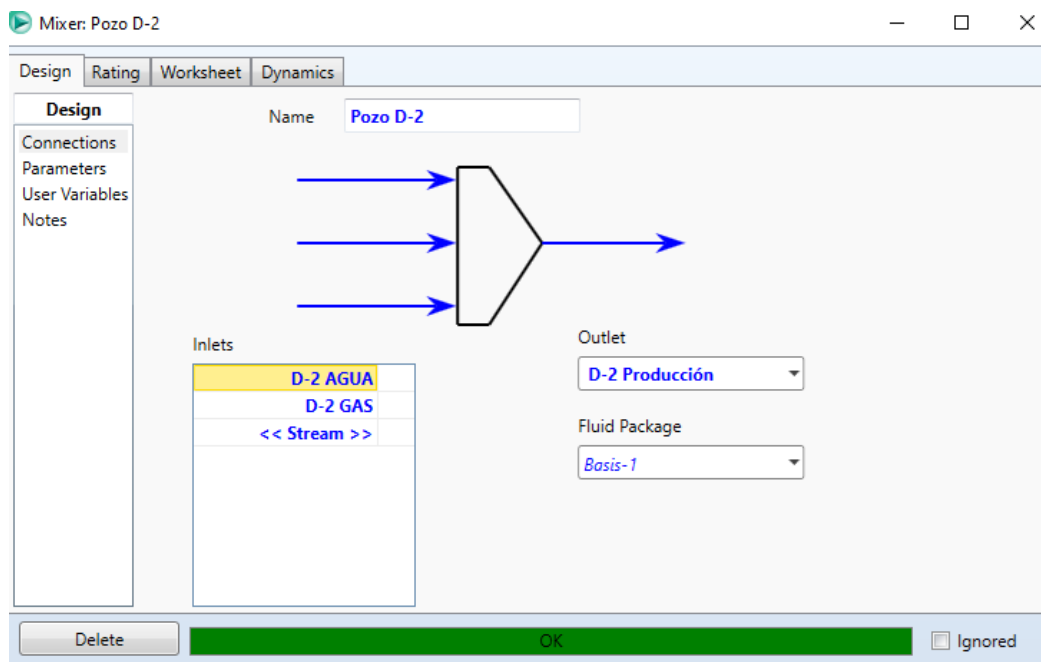


Figura 26

Descripción de mixer o mezclador en el simulador



Nota: En la figura puede observarse como se describe un mixer o mezclador en el simulador para la combinación de corrientes, en este caso simulando el flujo total proveniente de un pozo.

4.1.2 Simulación del choke manifold

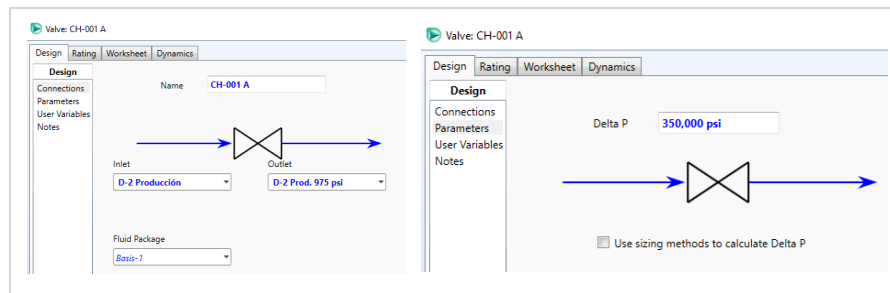
Como se definió en la filosofía operacional, una vez el fluido sale del pozo pasa a un choke manifold, este equipo cumplirá dos funciones, la primera es distribuir el fluido a los dos separadores, para esto la apertura de la válvula de este equipo se encontrará al 50%, es decir el fluido es dividido en dos partes iguales, estas ingresarán a los separadores ANSI 600 y ANSI 300.

Como segunda función, al tener un juego de válvulas, estas se restringen con el fin de disminuir la presión del fluido y lograr ingresar a los equipos sin superar la presión de diseño y operación de estos. Para representar el choke manifold dentro del simulador se deben seleccionar dos equipos, una válvula de control o “control valve” y una “tee”, la primera será la encargada de simular la caída de presión y la segunda distribuirá el fluido total al 50% a los dos separadores.

Dentro de los parámetros a describir en la “Control valve” se define el nombre, el cual para este caso es “CHK-001A”, para la entrada “inlet”, se define la corriente “0” y la salida “outlet”, como corriente “1”. Para describir el delta de presión que ocurre en el choke manifold se debe seleccionar la opción “Parameters” dentro del recuadro “Desing” y en la opción Delta P se escribe 350 psi, como se muestra en la figura 27. El valor del delta de presión descrito en el simulador es el mismo que se observó durante el desarrollo de la prueba en campo.

Figura 27

Descripción de caída de presión en un choke manifold

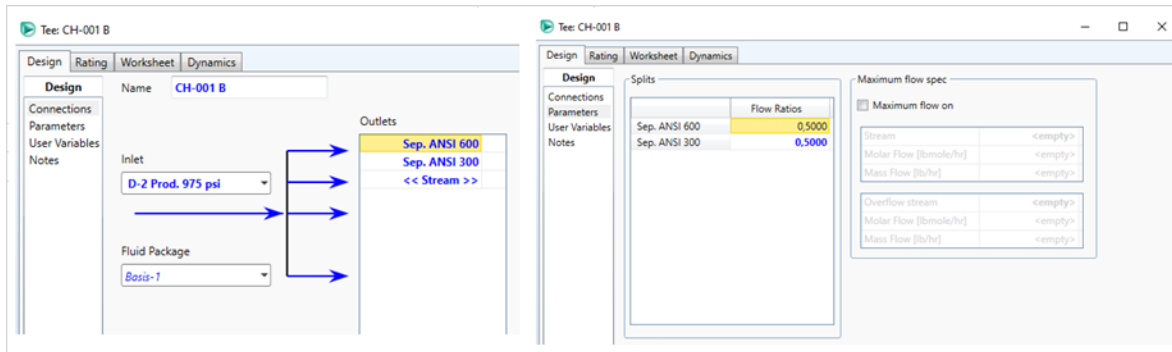


Nota: en la figura se puede observar cómo se define la caída de presión simulando el paso del fluido a través de un choke manifold en campo.

Durante la prueba en campo la distribución de flujo de fluidos se dio en partes iguales, es decir, al 50%. Para iniciar a describir los parámetros de la “Tee”, se define su nombre “CHK-001B”, la entrada “inlet”, es definida como corriente “1” y la salida “Outlets”, la cual se hará en dos divisiones, se definen como corrientes “2” y “13”, las cuales se dirigen al separador ANSI 600 y al choke manifold No. 2 correspondientemente. Ahora para describir la distribución de fluidos al 50%, se debe ir al recuadro “Desing”, en la opción “Parameters”, donde se relacionan las corrientes de salida y se diligencia la fracción de distribución de fluidos, es decir, como la distribución de fluidos es al 50%, la fracción de distribución es 0,5. Lo mencionado anteriormente se puede observar en la figura 28.

Figura 28

Descripción de distribución de fluidos en un choke manifold



Nota: en la figura se puede observar cómo se define la simulación de la distribución o división de fluidos a través de un choke manifold en campo.

4.1.3 Simulación del separador

Ahora continuando el recorrido de la corriente “2” se debe realizar la representación del separador ANSI 600 en el simulador, para describir este equipo se deben definir los parámetros como el nombre, corrientes de entrada y salida, diferencial de presión y demás, adicional se debe realizar el diseño del equipo, esto a través de parámetros como diámetro, tiempo de residencia, relación longitud/diámetro y demás, esto con el fin que el proceso que se lleva a cabo dentro del separador durante la simulación sea lo más parecido a la prueba en campo tomando en cuenta el diseño de los equipos.

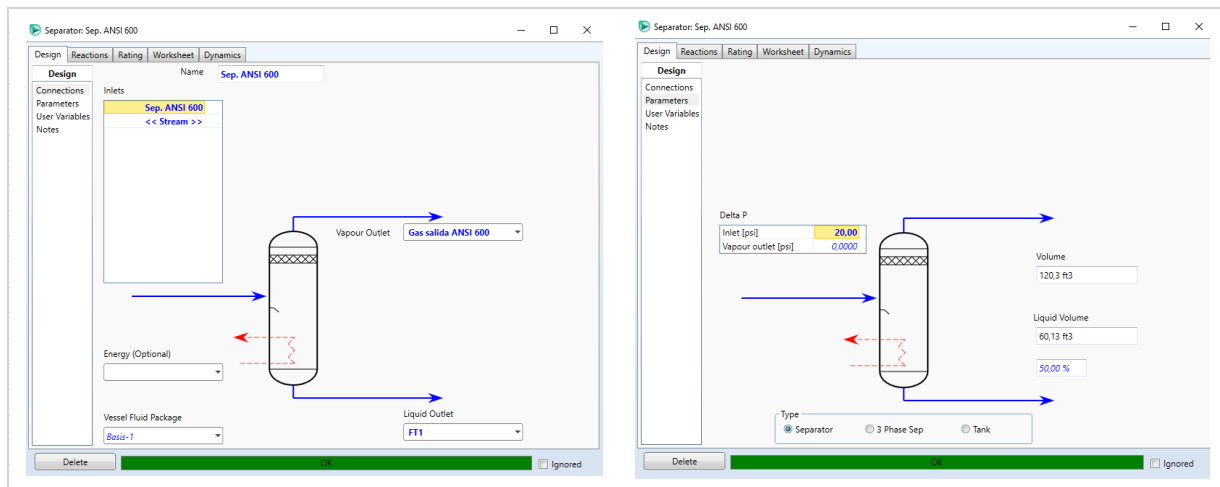
En cuanto al ANSI del separador, esto lo define el material y el espesor con el cual es construido el equipo, el ANSI no puede ser descrito en el simulador, pero debe ser tenido en cuenta para el análisis de los resultados obtenidos de la simulación, para este caso, el separador al ser ANSI 600 indica que la presión de diseño es de 1440 a 130°F. Para un mejor entendimiento, el número que acompaña al ANSI multiplicado por 2,4 indica la presión de diseño del equipo. Es recomendable que los equipos siempre operen por debajo de la presión de diseño, adicional se

recomienda contar con un factor de seguridad el cual debe estar alrededor del 15%, por lo cual, para el caso de este equipo se recomienda que la presión de operación no supere los 1224 psi.

Para comenzar la representación del separador dentro del simulador, se debe seleccionar dentro de la paleta de objetos el separador; este se encuentra como “Separator”, una vez seleccionado al hacer doble clic, se desplegará una ventana donde se deben empezar a definir los parámetros generales como el nombre, que para este caso será nombrado como “Sep. ANSI 600”, la corriente de entrada y salida, las cuales para el separador ANSI 600 son “2”, “3” y “4” siendo la primera la entrada y las dos últimas la salida de gas y líquido respectivamente. Posteriormente para describir la caída de presión o delta P se debe seleccionar la opción “Parameters” y en el recuadro delta P en la primera casilla “Inlets” se debe describir el valor correspondiente, el cual es obtenido de los reportes diarios de producción de campo (ver apéndice A). Durante la prueba tanto en el separador ANSI 600 como en el separador ANSI 300 se presentó una caída de presión de 20 psi respecto a la presión de la corriente de entrada, por esta razón, este será el valor a describir en el simulador. En la figura 29 se puede observar cómo fueron definidos los parámetros antes mencionados.

Figura 29

Descripción de conexiones y parámetros del separador ANSI 600

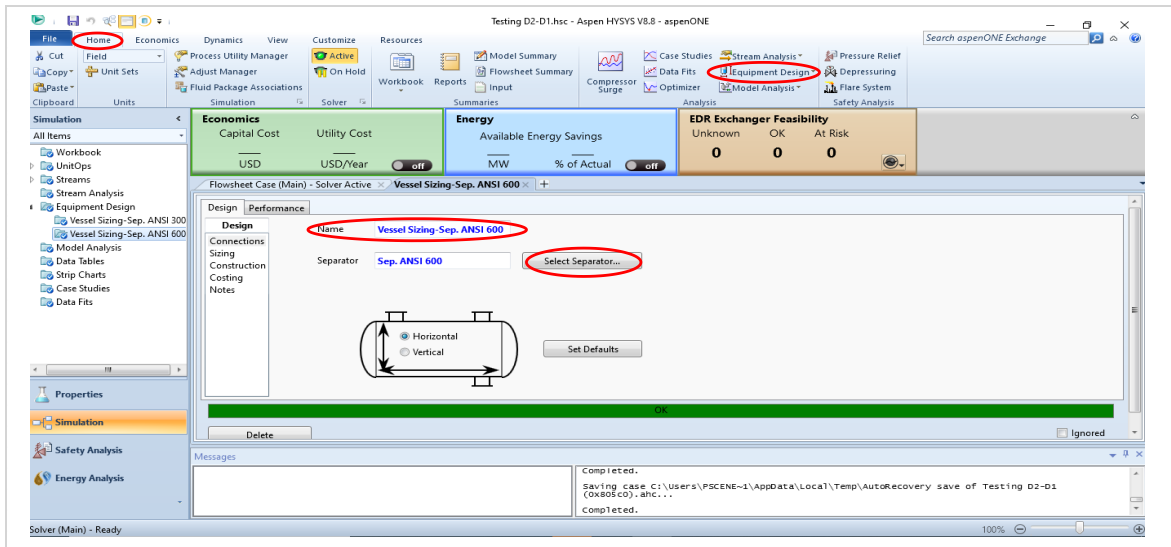


Nota: En la figura se puede observar cómo se definen las conexiones o corrientes que intervienen en el separador tanto en la entrada como en la salida del equipo, al igual que la caída de presión que ocurre en este.

Ahora para incluir los parámetros de diseño del separador, se debe seleccionar la opción “Equipment desing”, la cual se encuentra en la barra de tareas en la pestaña “Home” en el área “Analysis”, posteriormente se debe seleccionar la opción “vessel sizing”. Una vez se selecciona esta opción se desplegará una ventana en la cual se deben definir los parámetros en el recuadro “Desing”. Primero, en la opción “Conecctions” se debe definir el separador al cual le aplicarán las bases de diseño, para esto se debe seleccionar el separador en la opción “Select Separator”, se desplegará una nueva ventana y se seleccionara el equipo “Sep. ANSI 600”, una vez seleccionado automáticamente el software completara el recuadro “Name”, por último en esta opción se define si el separador es horizontal o vertical, los separadores utilizados en la prueba en campo son horizontales, por lo cual se selecciona esta opción como se observa en la figura 30.

Figura 30

Descripción de conexiones en el dimensionamiento del separador ANSI 600

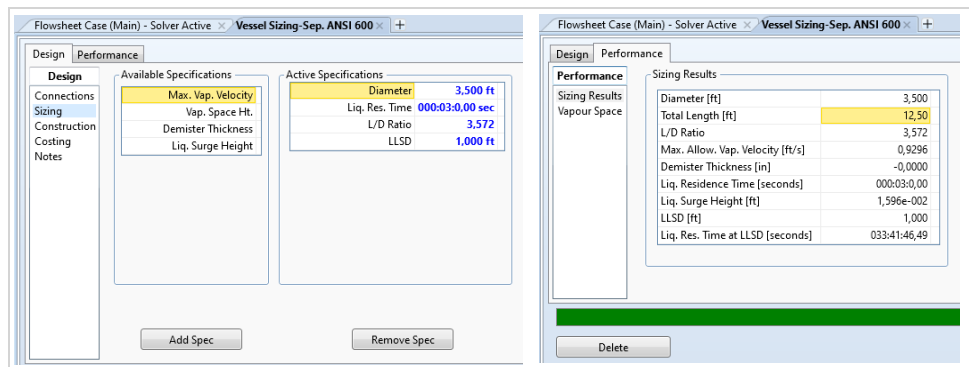


Nota: En la figura se puede observar cómo se define el nombre y la orientación del separador a diseñar.

En la opción “Sizing” se colocarán los parámetros de diseño del separador ANSI 600 utilizado en la prueba como diámetro, tiempo de residencia y relación longitud/diámetro definidos en el numeral 3.3.1 de este trabajo. Como se observa en la figura 31 en la pestaña “Performance”, con los datos ingresados anteriormente, el simulador indica en la barra verde con la palabra “OK” que el diseño del separador es congruente y no presenta errores o datos incompletos que puedan generar errores durante la simulación, por lo cual, esta etapa de separación del proceso se encuentra completamente aterrizada a los equipos utilizados durante la prueba en campo.

Figura 31

Descripción de parámetros en el diseño del separador ANSI 600

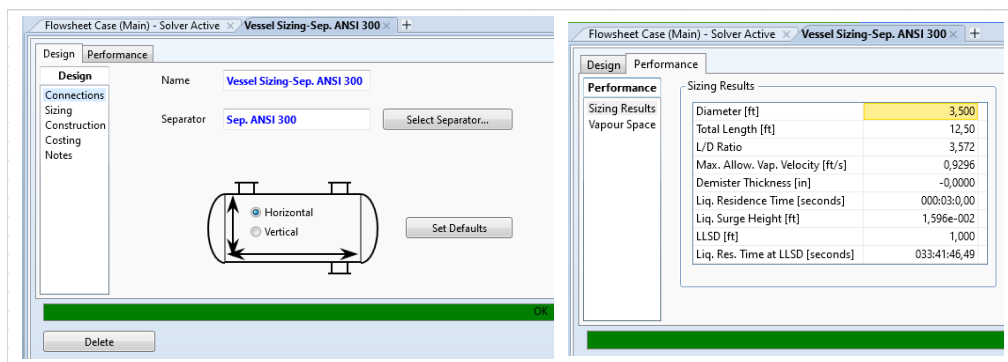


Nota: En la figura se puede observar los parámetros de diseño del separador ANSI 600 utilizados durante la simulación.

Para definir el separador ANSI 300 en el simulador, se realiza el mismo procedimiento explicado anteriormente. Los parámetros de diseño a describir de este equipo son tomados del numeral 3.3.2 del presente trabajo. En la figura 32 se puede observar las características de este separador una vez descritos los parámetros de diseño.

Figura 32

Descripción de parámetros en el diseño del separador ANSI 300



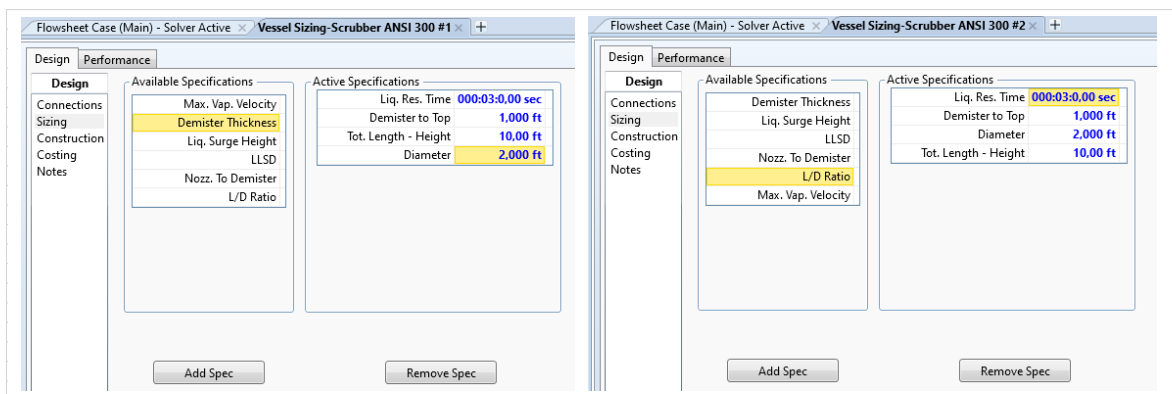
Nota: En la figura se puede observar los parámetros de diseño del separador ANSI 600 utilizados durante la simulación.

4.1.4 Simulación del scrubber

Los scrubber son definidos de igual forma que los separadores, solo que estos al ser vasijas verticales deben ser definidos de esta forma en la opción “Connections” del cuadro “Desing”. Los scrubber utilizados en la prueba son iguales y los parámetros de diseños fueron descritos en el numeral 3.3.5 de este trabajo. En la figura 33 se puede observar los parámetros de diseño incorporados al simulador para describir los scrubber. Una vez se describen los separadores y scrubber termina el diseño de las vasijas utilizadas para simular la prueba.

Figura 33

Descripción de parámetros de diseño de los scrubber



Nota: En la figura se puede observar los parámetros de diseño de los scrubber ANSI 300 utilizados.

4.1.5 Simulación de las válvulas del proceso

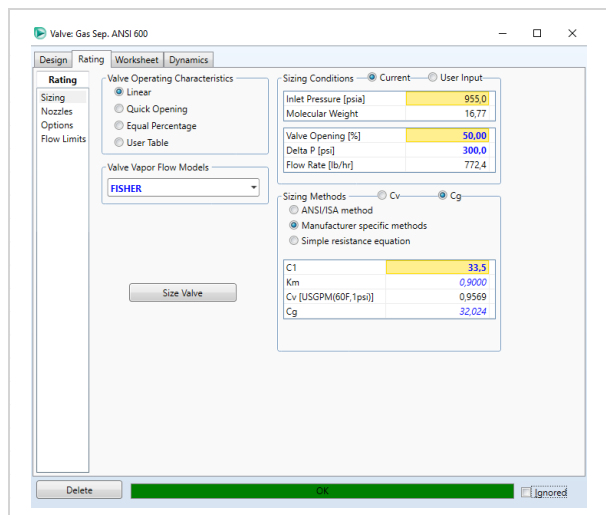
Por último, hace falta definir las válvulas de control dentro del proceso, estas serán las encargadas de regular y simular las caídas de presión y el control de flujo de fluidos dentro del sistema. Durante la prueba en campo, las válvulas de entrada y salida de los separadores y scrubber eran válvulas de control marca Fisher. Estas válvulas son configuradas para controlar el caudal y presión a un valor determinado con el fin de mantener estabilizado continuamente el sistema. Todas las caídas de presión descritas en el simulador son las mismas que se registraron durante la

prueba en campo y que pueden ser observadas en el apéndice A, donde se relacionan los registros de producción del desarrollo de la prueba en campo.

El procedimiento para definir las válvulas en el simulador es el mismo para todas, por lo cual como ejemplo se define solo una y se deberá seguir el mismo procedimiento para las demás. Primero se debe seleccionar la válvula, una vez se despliega la ventana, en la opción “Connections” se describe el nombre y las corrientes de entrada y salida que intervienen en este equipo, posteriormente en la opción “Parameters”, se define la caída de presión en el recuadro “Delta P”. Por último, como se muestra en la figura 34 se debe seleccionar la pestaña “Rating”, en el recuadro “Sizing Methods” se selecciona la opción “Manufacturer specific methods” y en la lista desplegable se elige la marca de la válvula, la cual para este caso es Fisher, inmediatamente el separador definirá los parámetros de la válvula con los datos del fabricante.

Figura 34

Descripción de las válvulas de control del proceso



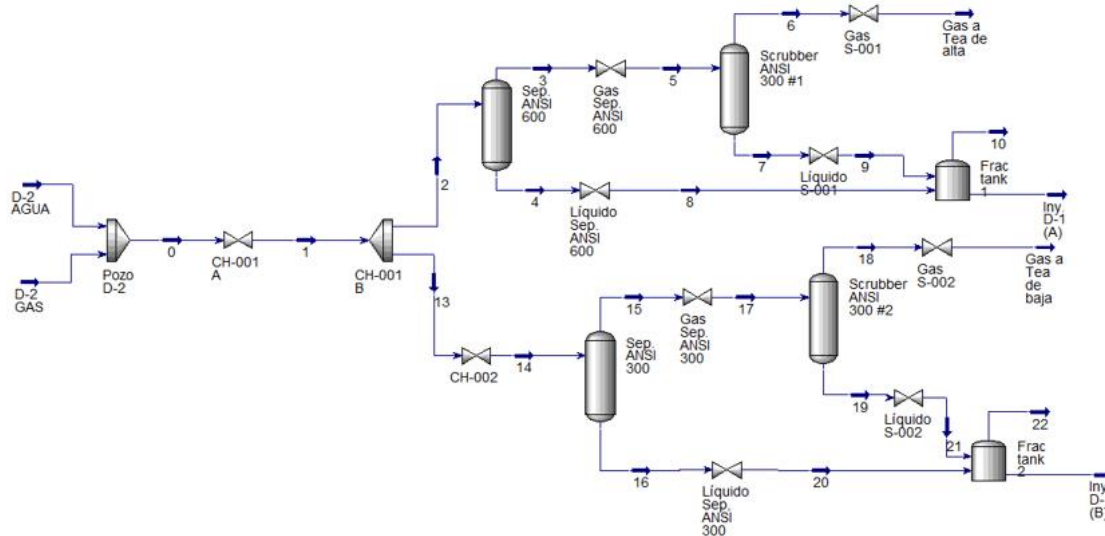
Nota: En la figura se puede observar cómo se describen las válvulas de control de los equipos que interactúan en el proceso.

Se repite el proceso para cada una de las válvulas de entrada y salida de los separadores, scrubber y frac tank.

Ya realizada la configuración de todos los equipos, se puede determinar el esquema del proceso dentro del simulador como se muestra en la figura 35.

Figura 35

Esquema del proceso en el simulador



Nota: En la figura se puede observar el esquema de la simulación a realizar de la prueba al pozo de gas una vez definidos todos los equipos.

A continuación, en la tabla 20 se muestra un resumen de los parámetros más relevantes de cada corriente con el fin de poder establecer un comportamiento en el proceso una vez analizados los datos y valores obtenidos a través de la simulación. El reporte completo de la simulación puede ser visualizado en el apéndice B.

Tabla 20*Resumen de parámetros de la simulación de la prueba realizada en campo*

Nodo	No. Corriente	Descripción	Presión (psia)	Temperatura (°F)	Flujo gas (MMSCFD)	Flujo líquido (BPD)
Cabeza de pozo D-2	D-2 GAS	Caudal de gas	1325	124	0.83860	1.9
	D-2 AGUA	Caudal de agua	1325	124	0.03590	4800.0
	0	Combinación de corrientes simulando flujo total del pozo	1325	124	0.87450	4801.9
	1	Salida Choke manifold 001, Delta P de 350 psi y división de fluidos al 50%	975	109	0.83720	5037.0
Corrientes de alta presión	2	Salida de choke manifold 001 a separador ANSI 600	975	109	0.41860	2518.5
	3	Salida de gas separador ANSI 600	955	108.2	0.41722	169.9
	4	Salida de líquido separador ANSI 600	955	108.2	0.00138	2348.9
	5	Entrada de gas a scrubber ANSI 300 #1	655	94.38	0.41722	169.8
	6	Salida gas Scrubber ANSI 300 #1	635	93.38	0.41830	0.3
	7	Salida líquido Scrubber ANSI 300 #1	635	93.38	0.00007	169.6
	8	Salida separador ANSI 600 - entrada líquido frac tank 001	55	109.1	0.00023	2348.9
	9	Salida líquido Scrubber ANSI 300 #1 - Entrada frac tank #1	15	85.89	0.00007	169.6
	10	Salida gas Frac tank #1 a la atmósfera	15	106.6	0.00025	0.0
	Gas a tea de alta	Gas para quemar en tea de alta	635	93.38	0.41830	0.3
Iny. D-1 (A)	Líquido para inyección en pozo D-1	15	106.6	0.00005	2518.2	
Corrientes de baja presión	13	Salida de choke manifold 001 a choke manifold 002	975	109	0.41860	2518.5
	14	Salida choke manifold 002 a separador ANSI 300 simulando caída de presión de 300 psi	675	96.52	0.41840	2424.6
	15	Salida de gas separador ANSI 300	655	95.62	0.41667	108.6
	16	Salida de líquido separador ANSI 300	655	95.62	0.00173	2316.0
	17	Entrada de gas a scrubber ANSI 300 #2	355	79.27	0.41710	201.5
	18	Salida gas Scrubber ANSI 300 #2	335	79.27	0.41820	1.0
	19	Salida líquido Scrubber ANSI 300 #2	355	79.27	0.00010	200.5
	20	Salida separador ANSI 300 - entrada líquido frac tank 002	55	96.1	0.00173	2316.0
	21	Salida líquido Scrubber ANSI 300 #2 - Entrada frac tank #2	15	76.11	0.00010	107.8
	22	Salida gas Frac tank #2 a la atmósfera	15	94.72	0.00034	0.0
Gas a tea de baja	Gas para quemar en tea de baja	335	79.27	0.41820	1.0	
Iny. D-1 (B)	Líquido para inyección en pozo D-1	15	94.72	0.00006	2316.0	

Nota: En la tabla se observa el resumen de presión, temperatura y caudales de cada una de las corrientes después de analizado y emitido el informe de la simulación.

4.2 Comparación de la prueba realizada en campo y simulación en software comercial

Una vez se observan los resultados de la simulación, se puede comparar con los resultados obtenidos durante la ejecución de la prueba en campo con el fin de determinar qué tan cercanos son los resultados entre estos dos. En la tabla 21 se puede observar la comparación de presión, temperatura y flujo de las corrientes de la prueba en campo vs el proceso en el simulador. Los datos completos de la prueba en campo pueden ser observados en el apéndice A y los datos de la simulación en el apéndice B como se ha mencionado a lo largo de este capítulo.

Para la comparación se tiene en cuenta las siguientes consideraciones:

- Se toman los datos de los dos últimos días, ya que es el momento en el cual se estabilizaron los fluidos y parámetros de la prueba en campo.
- El volumen producido de líquido y gas por el pozo D-2 durante la prueba en campo es determinado mediante la medición realizada en los dos separadores y en los dos scrubber, esta cantidad de fluido es la almacenada en tanques y quemado en tea respectivamente.
- Las caídas de presión suministradas para desarrollar el proceso en el software son las mismas registradas durante las pruebas del pozo D-2.
- Las temperaturas suministradas para desarrollar el proceso en el software son las mismas registradas durante las pruebas del pozo D-2.
- Los equipos y dimensiones utilizadas en el software son las mismas que se utilizaron para realizar la prueba al pozo.

Tabla 21*Comparación prueba en campo vs simulación en Hysys*

Parametro	Unidades	Prueba en campo	Simulación en Hysys	Diferencia
Presión en cabeza de pozo	PSI	1325	1325	0.0%
Temperatura en cabeza de pozo	°F	124	124	0.0%
Presión Sep. ANSI 600	PSI	951	955	0.4%
Temperatura Sep. ANSI 600	°F	110	108.2	1.7%
Vol. gas Sep. ANSI 600	MMSCFPD	0.41771	0.41722	0.1%
Vol. liquido Sep. ANSI 600	BPD	2200.5	2348.9	6.3%
Presión Sep. ANSI 300	PSI	647	655	1.2%
Temperatura Sep. ANSI 300	°F	102	95.62	6.7%
Vol. gas Sep. ANSI 300	MMSCFPD	0.41762	0.41667	0.2%
Vol. liquido Sep. ANSI 300	BPD	2250	2316	2.8%
Presión Scrubber ANSI 300 #1	PSI	633	635	0.3%
Temperatura Scrubber ANSI 300 #1	°F	101	93.38	8.2%
Vol. gas ANSI 300 #1	MMSCFPD	0.417708	0.4183	0.1%
Vol. liquido ANSI 300 #1	BPD	174.5	169.6	3%
Presión Scrubber ANSI 300 #2	PSI	350	335	4%
Temperatura Scrubber ANSI 300 #2	°F	82	79.27	3%
Vol. gas ANSI 300 #2	MMSCFPD	0.4176	0.4182	0%
Vol. liquido ANSI 300 #2	BPD	178	205	13%
Vol. Gas total producido	MMSCFPD	0.83532	0.83487	0%
Vol. Liquido total producido	BPD	4803	5039.5	5%

Nota: En la tabla se observa la comparación de las variables presión, temperatura y flujo entre la prueba ya realizada en campo y la simulación de esta en el software comercial.

Como se puede observar en la tabla las diferencias de la prueba realizada en campo en comparación con la simulación en las corrientes de entrega de fluidos y en los volúmenes de producción de los diferentes fluidos del pozo no superan el 5% lo cual indica que se puede confiar en los datos otorgados por la simulación para tener una idea de cómo se puede desarrollar una prueba previa su operación.

5. Propuesta de diseño técnico para el montaje de facilidades tempranas

Para determinar los equipos que se pueden utilizar para establecer diferentes opciones para el montaje de las facilidades tempranas, se procederá a su diseño con el fin de determinar los requisitos mínimos que deben cumplir para su correcto funcionamiento. Se busca que con estos requisitos mínimos se pueda disminuir la cantidad de equipos en la prueba, evitar un sobre o infra dimensionamiento de los equipos y establecer una metodología o punto de partida para la planeación de futuras pruebas.

A continuación, se describe el procedimiento de diseño para determinar los requisitos mínimos que deben cumplir equipos como separadores, scrubber, tea, bombas y UBH para la prueba a un pozo de gas.

5. 1. Dimensionamiento del Separador

Para el caso puntual de los separadores, se observó que durante la prueba se utilizaron dos, uno ANSI 600 y otro ANSI 300. Lo anterior por dos factores que deben ser tenidos en cuenta para el diseño de una mejor propuesta técnica, la presión del sistema y la capacidad de caudal de agua que debe manejar. El separador planteado para la prueba es ANSI 600, por lo general al multiplicar el ANSI por 2,4 indica su presión de diseño, por lo cual, y como se mencionó en el capítulo 3, la presión de diseño de este separador es de 1440 psi, pero se debe contar con un factor de seguridad del 15% como se menciona en la norma ASME sección VIII división 1, por lo cual la presión máxima de operación de este equipo es de 1224 psi. Si se considera que la presión en cabeza es de aproximadamente 1325, un separador ANSI 600 serviría siempre y cuando el pozo sea chocado

(crear un delta de presión con el fin de disminuir su presión) mediante el choque ajustable en cabeza de pozo o mediante un choke manifold, o la combinación de estos dos.

Ahora bien, teniendo en cuenta que se puede continuar con un separador ANSI 600 se procederá a diseñar el separador con el fin de que este pueda trabajar con un caudal igual al manejado durante la prueba y adicional que pueda trabajar con la información que en su momento compartió el equipo de subsuelo de la compañía operadora que sería el escenario más crítico que se puede presentar.

5.1.1 Diseño del separador:

Se diseña un separador horizontal y no vertical, ya que estos primeros manejan un alto GOR, el mantenimiento e inspección es más fácil y accesible, además su facilidad para transporte e instalación en pruebas cortas de producción es mayor. El diseño del separador horizontal bifásico se hará bajo la norma API 12J y se tendrá en cuenta las siguientes consideraciones:

- Caudal de gas (Q_g) = 1 MMSCFD
- Caudal de líquido (Q_l) = 5800 BPD
- Densidad del agua (ρ_{H_2O}) = 62,43 lb/ft³.
- Gravedad específica del gas (SG_g) = 0,59
- Temperatura de operación (°F) = 124
- Presión de operación = 1325 psia
- Tiempo de retención del líquido = 3 min
- Viscosidad del gas = 0,0144 cP.
- Factor de compresibilidad = 0,89
- Tamaño de la gota de líquido a retirar: 100 micras

A continuación, se describen los pasos para el diseño del separador:

Paso 1: Se debe calcular la densidad del gas y el líquido, para este caso como el 99% del fluido es agua se tomará como valor de densidad $62,43 \text{ lb/ft}^3$ como se observa en las consideraciones anteriores. La densidad del gas se obtiene a partir de la gravedad específica como se muestra en la ecuación 1.

Ecuación 1

Ecuación de densidad

$$\rho_g = 2,70 \frac{SP}{TZ}$$

Nota: ecuación para cálculo de densidad del gas (Ribon, 2019, diapositiva 37).

Según la ecuación 2 reemplazando los valores en la ecuación de densidad se obtiene el siguiente valor:

Ecuación 2

Densidad del gas

$$\rho_g = 2,70 \left(\frac{0,59 * 1325 \text{ psia}}{584^\circ R * 0,89} \right) = 4,06 \text{ lb/ft}^3$$

Nota: Elaborado por el autor

Paso 2: Para calcular el coeficiente de arrastre (CD) se utilizarán las ecuaciones 3, 4 y 5, donde se asumirá un CD inicial y se realizarán iteraciones hasta que este no varíe en los tres primeros decimales, el diámetro de gota a retirar es de 100 micras ya que “de la experiencia en campo se ha observado que si las gotas de 100 micras son removidas en esta sección, el extractor

de niebla no se inundará y será capaz de realizar su trabajo de remover las gotas entre 10 y 100 micras de diámetro” (Santos, 2019, p. 105).

Ecuación 3

Velocidad de asentamiento gota de líquido en la fase de gas

$$V_t = 0,0119 \left[\left(\frac{\rho_L - \rho_g}{\rho_g} \right) \frac{d_m}{C_D} \right]^{1/2}$$

Nota: ecuación requeridas para el cálculo de la velocidad de asentamiento de la gota de líquido dispersa en la fase continua del gas (Santos, 2019, p. 105).

Ecuación 4

Determinación número de Reynolds

$$Re = 0,0049 \frac{\rho_g d_m V}{\mu}$$

Nota: ecuaciones para el cálculo del número de Reynolds (Santos, 2019, p. 105).

Ecuación 5

Coefficiente de arrastre

$$C_D = \frac{24}{Re} + \frac{3}{Re^{1/2}} + 0,34$$

Nota: ecuación para el cálculo del coeficiente de arrastre (Santos, 2019, p. 105).

Realizando las iteraciones se obtienen los valores reportados en la tabla 22:

Tabla 22*Iteraciones para determinar el coeficiente de arrastre del separador*

Iteración	Vt	Re	Cd
1	0,8238	113,8093	0,8321
2	0,4946	68,3366	1,0541
3	0,4395	60,7149	1,1203
4	0,4263	58,8940	1,1384
5	0,4229	58,4232	1,1433
6	0,4220	58,2990	1,1446
7	0,4218	58,2660	1,1449
8	0,4217	58,2573	1,1450
9	0,4217	58,2550	1,1450
10	0,4217	58,2544	1,1450

Nota: En la tabla se puede observar que se requiere de diez (10) iteraciones para determinar el coeficiente de arrastre del separador.

Paso 3: Se debe calcular el mínimo diámetro requerido por capacidad de gas, para esto se utilizan las ecuaciones 6 y 7.

Ecuación 6*Longitud efectiva del separador por capacidad de gas*

$$L_{eff} * d = 420 \frac{TZQ_g}{P} \left[\frac{\rho_g}{\rho_l - \rho_g} \frac{C_D}{d_m} \right]^{1/2}$$

Nota: Ecuación requerida para el cálculo de la longitud efectiva del separador donde ocurre a separación por capacidad de gas (Arnold, 1999, p. 126).

Ecuación 7*Longitud de junta a junta por capacidad de gas*

$$L_{ss} = L_{eff} + \frac{d}{12}$$

Nota: Ecuación para el cálculo de la longitud de junta a junta (distancia entre cordones de soldadura) por capacidad de gas (Arnold, 1999, p. 126).

Al resolver las ecuaciones se obtienen los valores reportados en la tabla 23:

Tabla 23

Iteración para obtener diámetro mínimo por capacidad de gas

d (in)	Leff (ft)	Lss (ft)
30	0,247	2,747
48	0,155	4,155
36	0,206	3,206
42	0,177	3,677

Nota: en la tabla se puede observar que se realizan iteraciones con diámetros comerciales de 30" a 42" para determinar cuál es el diámetro mínimo requerido por capacidad de gas.

Variando el diámetro se determina la longitud efectiva del separador en donde ocurre la separación (L_{eff}), posteriormente se calcula el L_{ss} para los diámetros anteriormente seleccionados, teniendo este registro se procede a realizar el cálculo por capacidad de líquido. El diámetro mínimo por capacidad de gas es de 36 in como se observa en la tabla 23.

Paso 4: Se debe realizar el cálculo del diámetro del separador por capacidad de líquido, en ese paso se utilizan las ecuaciones 8 y 9 relacionadas a continuación.

Ecuación 8

Longitud efectiva del separador por capacidad de líquido

$$d^2 L_{eff} = \frac{t_r Q_l}{0,7}$$

Nota: Ecuación requerida para el cálculo de la longitud efectiva del separador por capacidad de líquido (Arnold, 1999, p. 126).

Ecuación 9

Longitud de junta a junta por capacidad de líquido

$$L_{ss} = \frac{4}{3}L_{eff}$$

Nota: Ecuación para el cálculo de la longitud de junta a junta (distancia entre cordones de soldadura) por capacidad de líquido (Arnold, 1999, p. 126).

Se determina un tiempo de residencia de 3 minutos que está dentro del rango para el separador ya que la mayoría del fluido a separar es agua la cual tiene una gravedad API de 10, como se muestra en la tabla 24.

Tabla 24

Tiempo de retención sugerido dependiendo API del fluido

Tipo de líquido	Tiempo de retención (minutos)
> 35°API	1
20° < API < 35°	1 – 2
10° < API < 20°	2 - 4

Nota: tabla adaptada (Santos, 2019, p. 107).

Por último, se debe “seleccionar un tamaño de diámetro y longitud razonables. Relaciones de esbeltez ($SR = 12L_{ss}/d$) del orden de 3 y 4 son comunes, no se debe de exceder este rango” (Arnold, 1999, p. 126).

Resolviendo las ecuaciones se obtienen los resultados relacionados en la tabla 25.

Tabla 25*Determinación de diámetro del separador*

d (in)	L_{eff} (ft)	L_{ss} (ft)	12L_{ss}/d
30	27,62	36,83	14,73
36	19,18	25,57	8,52
48	10,79	14,38	3,60
42	14,09	18,79	5,37

Nota: en la tabla se puede observar cómo se calcula la relación de esbeltez del separador en función del diámetro.

“Para hacer la selección final, siempre es más económico escoger un separador con dimensiones estándar. Los diámetros a partir de 24 pulgadas se incrementan cada 6 pulgadas. La longitud entre cordones de soldadura, L_{ss}, es expandida en segmentos de 2.5 pies (750 mm) y generalmente tiene una longitud total entre 5 y 10 pies (1500 mm hasta 3000 mm)” (Santos, 2019, p. 125).

Las dimensiones del separador a proponer son 48 pulgadas de diámetro interno y 15 pies de longitud de costura a costura.

5.2 Diseño del scrubber

Para la remoción del líquido remanente del gas antes de ingresar a la tea se utilizará un scrubber, se debe recordar que los scrubber “están diseñados para manejar corrientes de gas con muy poco líquido” (Santos, 2019, p. 65). Este equipo será diseñado según la normal API12J para separadores bifásicos verticales, y se debe recordar que “las ecuaciones de diseño de capacidad de gas de estos equipos están basados para la remoción de gotas de 100 micras, aunque pueden ser diseñados para la remoción de gotas del orden de 500 micras sin temor a inundar sus extractores de niebla” (Santos, 2019, p. 106).

Como se mencionó el tiempo de retención para la separación de fluidos como el agua es de 2 a 4 minutos, por lo tanto, este equipo será diseñado con un tiempo de retención de 3 minutos.

Al ser un separador ANSI 300 el que será diseñado, su presión de diseño soportará máximo 720 psia, por lo cual cuando el fluido ingrese a este equipo durante el proceso su presión debe ser mucho menor, por lo menos un 15% menos como factor de seguridad.

Las bases de diseño son las siguientes:

- Caudal de gas (Q_g) = 1 MMSCFD
- Caudal de líquido (Q_l) = 300 BPD
- Densidad del agua (ρ_{H_2O}) = 62,43 lb/ft³.
- Gravedad específica del gas (SG_g) = 0,59
- Temperatura de operación (°F) = 124
- Presión de operación = 720 psia
- Tiempo de retención del líquido = 3 min
- Viscosidad del gas = 0,0144 cP
- Factor de compresibilidad = 0,89

A continuación, se describen los pasos para el diseño del separador:

Paso 1: Como se mencionó los scrubber están diseñados para manejar corrientes de gas con muy poco líquido, por lo tanto se considera que en los procesos de separación anteriores a este, se ha retirado el 90% del agua proveniente del pozo; por lo tanto de los 5800 barriles que el área de subsuelo de la compañía operadora informó que produciría el pozo como máximo, 5220

barriles de estos ya habrán sido retirados, por lo tanto la cantidad de fluido líquido a retirar en el scrubber es de 580 BPD. El caudal de gas máximo es de 1MMSCFD.

Al no tener una cantidad alta de condensado, se entiende que se debe retirar es la cantidad de agua remanente del gas, por lo tanto, la densidad del líquido es igual a la densidad del agua como también ocurrió en los separadores.

El tiempo de residencia es de 3 minutos, ya que se requiere retirar agua y no condensados, esto basado en la información de la tabla 24.

La presión de operación es igual a la presión de diseño, la cual es la máxima presión soportada por el equipo, al ser un separador ANSI 300, esta presión es de 720 psia.

Los parámetros como factor de compresibilidad, gravedad específica, viscosidad y temperatura serán los utilizados anteriormente para el diseño de los separadores ya que no se consideran grandes cambios que puedan afectar el funcionamiento de este equipo. La densidad del gas será calculada nuevamente a la presión de diseño de este equipo.

Paso 2: Para calcular la densidad del gas se utiliza la ecuación descrita en la ecuación 1 de este capítulo, solo que se reemplaza el valor de presión por 720 psia. Por lo cual la densidad el gas para el diseño de este equipo es 2,20 lb/ft³.

Paso 3: Al igual que para el diseño del separador, se debe calcular el coeficiente de arrastre (CD), por lo cual se utilizan las ecuaciones 3, 4 y 5 mencionadas anteriormente, asumiendo un CD inicial que para este caso es 0,3, el resultado de las iteraciones se observa en la tabla 26.

Tabla 26*Iteraciones para determinar el coeficiente de arrastre del scrubber*

Iteración	Vt	Re	Cd
1	1,1368	85,1016	0,9472
2	0,6398	47,8932	1,2746
3	0,5515	41,2866	1,3882
4	0,5285	39,5615	1,4236
5	0,5219	39,0663	1,4343
6	0,5199	38,9203	1,4375
7	0,5193	38,8769	1,4385
8	0,5191	38,8639	1,4388
9	0,5191	38,8601	1,4388
10	0,5191	38,8589	1,4389

Nota: En la tabla se puede observar que se requiere de diez (10) iteraciones para determinar el coeficiente de arrastre del scrubber.

Paso 4: Se procede a calcular la restricción por capacidad de gas, para esto se utiliza la ecuación 10; el resultado obtenido y el cual está relacionado en la ecuación 11 será el diámetro mínimo a considerar o superar al calcular la restricción por capacidad de líquido.

Ecuación 10*Diámetro mínimo requerido por capacidad de gas*

$$d^2 = 5040 * \frac{TZQ_g}{P} \left[\left(\frac{\rho_g}{\rho_l - \rho_g} \right) \frac{CD}{d_m} \right]^{\frac{1}{2}}$$

Nota: figura adaptada. (Santos, 2019, p. 121).

Ecuación 11*Cálculo diámetro requerido por capacidad de gas*

$$d^2 = 5040 * \frac{584^\circ F * 0,89 * 1MMSCFD}{720 \text{ psia}} * \left[\left(\frac{2,20 \text{ lb}/ft^3}{62,43 \text{ lb}/ft^3 - 2,20 \text{ lb}/ft^3} \right) \frac{1,4389}{100 \text{ micras}} \right]^{\frac{1}{2}} = 83,40 \text{ in}^2$$

$$d = 9,13 \text{ in}$$

Nota: Cálculo realizado por el autor.

Paso 5: se procede a calcular la restricción por capacidad de líquido del scrubber, para esto se debe computar h para varios diámetros asumidos utilizando la ecuación 12 hasta que la relación de esbeltez se encuentre entre 3 y 4; para el cálculo del L_{ss} se debe utilizar la ecuación 13 según corresponda.

Ecuación 12*Diámetro requerido por capacidad de líquido en separadores bifásicos verticales*

$$d^2 h = \frac{t_r Q_l}{0,12}$$

Nota: ecuación para el cálculo del diámetro requerido por capacidad de líquido para separadores bifásicos verticales.

Ecuación 13*Longitud entre cordones de soldadura para separadores bifásicos verticales*

$$L_{ss} = \frac{(h + 76)}{12} \text{ (Para diámetros } \leq 36\text{")}$$

$$L_{ss} = \frac{(h + d + 40)}{12} \text{ (Para diámetros } > 36\text{")}$$

Nota: figura adaptada. (Santos, 2019, p. 121)

Tabla 27*Determinación del diámetro de los scrubber*

d	h	Lss	SR
24	25,17	8,43	4,22
30	16,11	7,68	3,07
36	11,19	7,27	2,42

Nota: en la tabla se puede observar cómo se calcula la relación de esbeltez del scrubber en función del diámetro.

Como se relaciona en la tabla 27 se puede determinar que las dimensiones mínimas para el scrubber de esta operación son de 30 pulgadas de diámetro por 10 ft de longitud de junta a junta con un tiempo de residencia de 3 minutos y una relación de esbeltez de 3,07.

5.3 Diseño de la tea:

El diseño de la tea se basará en las normas API 520, API 521, API 537 y la norma EPA 452, estas establecen los procedimientos para el diseño y construcción de los sistemas de quema de gas a través de los diferentes tipos de teas que existen. Para el diseño de la tea requerida para esta prueba se tomará como base los lineamientos y parámetros descritos en la norma API 521. A continuación en la tabla 28, se relacionan las bases o parámetros de diseño:

Tabla 28*Parámetros de diseño para la tea*

Parámetro	Símbolo	Valor	Unidades
Flujo de gas	Q _g	1	MMSCFD
PM del gas de tea	M _j	17,05	lb/lbmol
Peso molecular del aire	M _∞	28,96	lb/lbmol
Temperatura del gas de tea	T _j	584	°R
Temperatura del aire	T _∞	555	°R
Factor de compresibilidad	Z	0,89	
Valor calorífico del gas	LHV	985,67	BTU/SCF
Relación de calores específicos	k	1,475	
Presión de la tea	P _j	14,7	psia
Velocidad del viento	U _∞	20	ft/sec
Humedad relativa	¥	72	%
Numero Mach		0,2	
Máxima radiación permitida	K	300	BTU/hr/ft ²
Fracción de intensidad de calor transmitida	tao	1	
Fracción de calor radiado	F	0,3	

Nota: información tomada del manual del proceso de well testing (Hidrowell, 2016, p. 9)

Se considera un número mach de 0,2, este valor es establecido para teas de alta presión y flujo constante según la norma API 521 en el numeral 5.4.3.1.1.

- La fracción de calor radiado (F) se toma como un valor estándar 0,3, de acuerdo a la norma API 521 numeral 4.4.2.3.3 y C.3.6 en el cual refiere a este como una fracción estándar de calor liberado transferido por radiación.
- El valor (K) de máxima radiación permitida se determina por el numeral 4.4.2.3.1 de la norma API521, en el cual establece un rango que esta entre 250 y 330 BTU/H, por lo cual se toma un valor intermedio de 300 BTU/H
- La fracción de intensidad de calor transmitida (τ -tao) es tomada como 1 según lo descrito en la sección C.3.6 de la norma API 521, este valor solo debe ser corregido cuando se tenga presencia de H₂ y H₂S en el gas a quemar.

A continuación, se describen los pasos para el diseño de la tea.

Paso 1: Se debe determinar el diámetro de la tea, para esto se convierte el caudal de gas de días a horas, luego se determina la velocidad sónica, V_s , mediante la ecuación 14, posteriormente se halla la velocidad a la salida del gas, U_j , utilizando la ecuación 15, después se halla el flujo actual de la chimenea (flow) mediante la ecuación 16 y por último se calcula el diámetro resolviendo la ecuación 17.

Ecuación 14

Determinación velocidad sónica

$$\text{Velocidad sónica} = 223 \left(\frac{kT_j}{M_j} \right)^{0,5}$$

Nota: Ecuación adaptada (API, 1997, p. 93).

Ecuación 15

Determinación velocidad del gas a la salida de la tea

$$U_j = \text{número Mach} * \text{velocidad sónica}$$

Nota: Ecuación adaptada. (API, 1997, p. 93).

Ecuación 16

Determinación flujo actual de la tea

$$\text{Flujo} = \frac{Q_g(\text{MMSCFH}) * 1\text{MM}^3 * R \left(\frac{\text{psia} * \text{ft}^3}{\text{lbmol} * ^\circ\text{R}} \right) * T_j(^{\circ}\text{R})}{(379,5 * 3600 * P_j(\text{psia}))}$$

Nota: Ecuación adaptada. (API, 1997, p. 89).

Ecuación 17*Determinación diámetro de la tea*

$$U_j = \frac{\text{Flujo}}{\frac{(\pi d^2)}{4}}$$

Nota: ecuación adaptada. (API, 1997, p. 89).

A continuación, en la tabla 29 se relacionan los valores correspondientes a las ecuaciones anteriormente mencionadas.

Tabla 29*Cálculo del diámetro de la tea*

Variable	Símbolo	Valor	Unidades
Velocidad sónica	Vs	1585,06	ft/sec
Velocidad a la salida del gas	Uj	317,01	ft/sec
Flujo actual de gas en la chimenea	Flow	13,00	acfs
Diámetro	d	0,23	ft
Diámetro	d	2,74	pulg

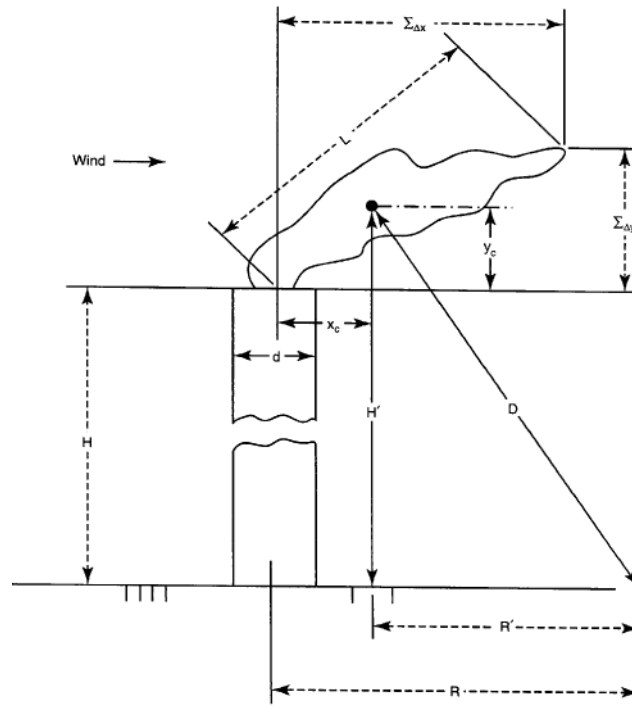
Nota: En la tabla se puede observar la determinación del diámetro de la tea mediante los cálculos realizados con las ecuaciones relacionadas en las figuras 41, 42, 43 y 44.

Como se observa en la tabla 29, se determina que el diámetro mínimo de la tea es 2,74 pulgadas, acercando este valor al diámetro comercial siguiente, se establece que el diámetro mínimo de la tea es 3 pulgadas.

Paso 2: se debe determinar la localización del centro de la llama. En la figura 36 se puede observar la distribución de los diferentes puntos a calcular para determinar la altura de la tea y el por qué se debe calcular la localización del centro de la llama, la cual se debe determinar como se explica a continuación.

Figura 36

Referencias adimensionales para el diseño de la tea



Nota: Figura adaptada. (API, 1997, p. 91).

Primero se debe determinar el límite inferior explosivo de la mezcla (CL), esto se realiza a partir de la división de la fracción molar y del límite inferior explosivo de cada componente del gas como se menciona en el numeral C.3.6 de la norma API 521, en la tabla 30 se puede observar el límite inferior explosivo para cada componente del gas y el límite inferior explosivo de la mezcla.

Tabla 30*Límite inferior explosivo de la mezcla*

Compuesto	Fracción molar (Yi)	Fracción (CLi)	Yi/CLi
Dióxido de carbono	0,003	0	0,000
Nitrógeno	0,014	0	0,000
Metano	0,9677	0,05	19,354
Etano	0,0059	0,029	0,203
Propano	0,0016	0,02	0,080
i-Butano	0,002	0,018	0,111
n-Butano	0,0004	0,015	0,027
22-Mpropano	0,0001	0,014	0,007
i-Pentano	0,0004	0,013	0,031
n-Pentano	0,0001	0,014	0,007
n-Hexano	0,0005	0,011	0,045
Ciclo pentano	0,0003	0,01	0,030
Ciclo hexano	0,0001	0,013	0,008
n-Heptano	0,0005	0,01	0,050
Ciclo hexano	0,0003	0,012	0,025
Tolueno	0,0001	0,011	0,009
n-Octano	0,0004	0,008	0,050
Benceno	0,0001	0,012	0,008
p-Xileno	0,0002	0,011	0,018
o-Xileno	0,0001	0,009	0,011
n-Nonano	0,0006	0,007	0,086
n-Decano	0,0012	0,007	0,171
n-Undecano	0,0004	0,006	0,067
TOTAL	1		20,399
		CL	0,049

Nota: En la tabla se puede observar el cálculo del límite inferior explosivo de la mezcla a partir de límite inferior explosivo de cada componente de esta. Los datos han sido tomados de (https://www.engineeringtoolbox.com/explosive-concentration-limits-d_423.html)

Una vez se conoce el límite inferior explosivo de la mezcla se procede a realizar el cálculo del parámetro de concentración del límite inferior explosivo del gas, \underline{CL} , mediante la ecuación 18 y posteriormente se debe calcular el parámetro de empuje del gas y del viento, djR , con la ecuación 19. Por último, se procede a determinar las distancias horizontales (X_c) y verticales (Y_c) desde la punta de la flama hasta el centro de esta mediante las figuras 37 y 38 respectivamente.

Ecuación 18

Parámetro de concentración del límite inferior explosivo del gas

$$\bar{C}_L = C_L \left(\frac{U_j}{U_\infty} \right) \left(\frac{M_j}{M_\infty} \right)$$

Nota: ecuación adaptada. (API, 1997, p. 93).

Ecuación 19

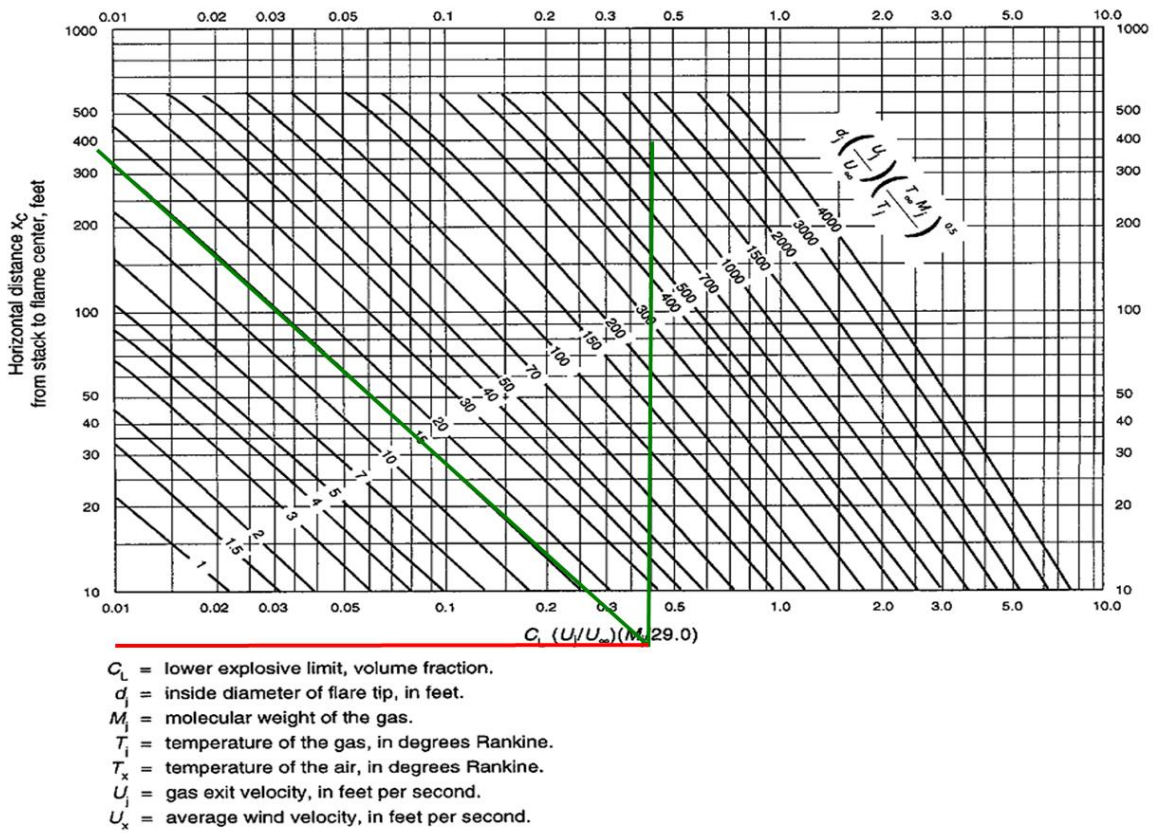
Parámetro de empuje del gas y del viento

$$d_j R = d_j \left(\frac{U_j}{U_\infty} \right) \left(\frac{T_\infty M_j}{T_j} \right)^{0,5}$$

Nota: ecuación adaptada. (API, 1997, p. 93).

Figura 37

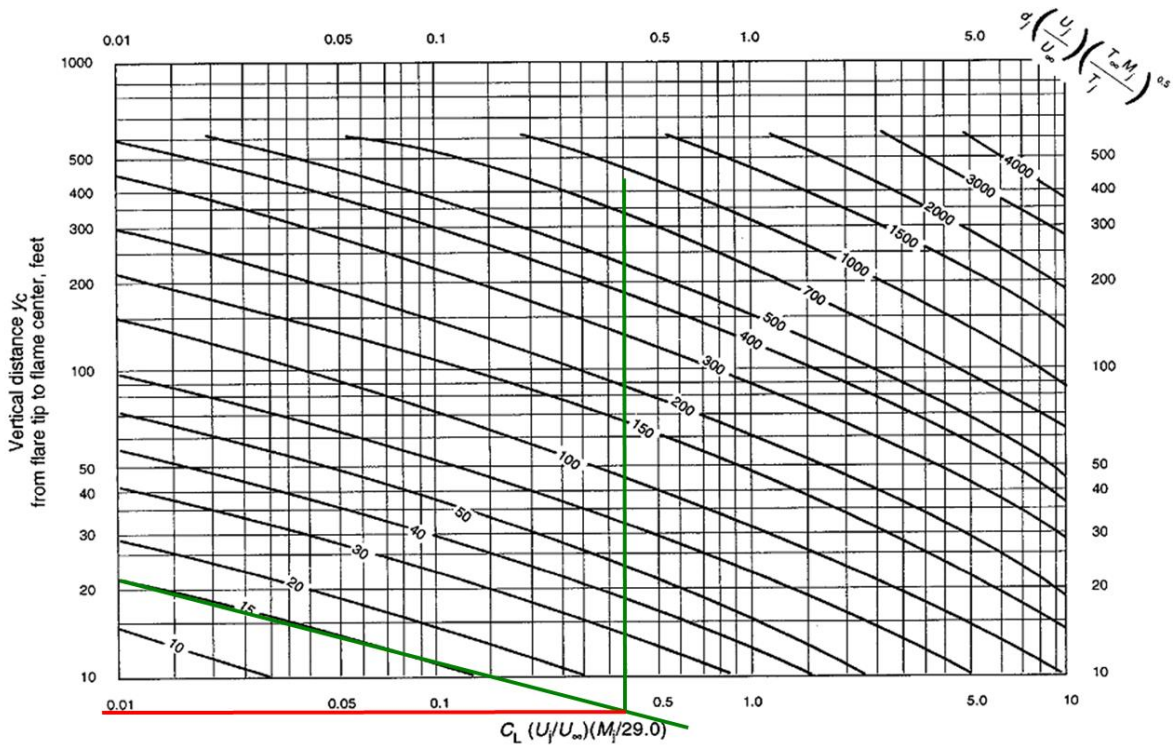
Determinación de la distancia horizontal de la punta de la flama hasta el centro



Nota: figura adaptada. (API, 1997, p. 96).

Figura 38

Determinación de la distancia vertical de la punta de la flama hasta el centro



- C_L = lower explosive limit, volume fraction.
- d_i = inside diameter of flare tip, in feet.
- M_i = molecular weight of the gas.
- T_i = temperature of the gas, in degrees Rankine.
- T_x = temperature of the air, in degrees Rankine.
- U_i = gas exit velocity, in feet per second.
- U_x = average wind velocity, in feet per second.

Nota: figura adaptada. (API, 1997, p. 97).

En la tabla 31 se relacionan los valores obtenidos de las ecuaciones y figuras anteriormente mencionadas.

Tabla 31

Relación cálculos determinación de distancias horizontales y verticales de la flama

Variable	Símbolo	Valor	Unidades
Límite inferior explosivo de la mezcla	Cl	20,40	
Parámetro de concentración	<u>CL</u>	190,36	
Parámetro de empuje del gas y el viento	djR	14,58	
Distancia horizontal	Xc	7,00	ft
Distancia vertical	Yc	8,00	ft

Nota: En la tabla se puede observar el resumen de los calculas para determinar la distancia horizontal y vertical desde la punta de la flama hasta el centro de esta.

Paso 3: se debe calcular la distancia desde el centro de la llama hasta el objeto, “para esto primero se debe calcular el calor liberado por la llama, el cual se obtiene mediante la multiplicación del flujo de gas por hora, por el valor calorífico del gas y esto multiplicado por un millón, es decir, $Q=LHV*Qg*1000000$ ” (API, 1997, p. 93), posteriormente se determina la distancia con la ecuación 20.

Ecuación 20

Determinación distancia desde el centro de la llama hasta el objeto

$$D = \sqrt{\frac{\tau F Q}{4\pi K}}$$

Nota: ecuación adaptada. (API, 1997, p. 94).

Los resultados obtenidos se relacionan en la tabla 32.

Tabla 32

Resumen cálculos determinación distancia del centro de la llama hasta el objeto

Variable	Símbolo	Valor	Unidades
Calor liberado	Q	41.069.583,33	BTU/hora
Distancia desde el centro de la llama al objeto	D	57,17	ft

Nota: en la tabla se puede observar el resumen de los cálculos que se realizan para determinar la distancia desde el centro de la llama hasta el objeto.

Paso 4: Para finalizar el diseño de la tea se debe calcular la altura requerida, para esto simplemente se reemplazan los valores obtenidos anteriormente en la ecuación 21.

Ecuación 21

Determinación altura de la tea

$$H = D - y_c$$

Nota: ecuación adaptada. (API, 1997, p. 94).

Como se observa en la tabla 33, reemplazando los valores en la ecuación, la altura mínima de la tea es:

Tabla 33

Altura mínima de la tea

Variable	Símbolo	Valor	Unidades
Altura de la tea	H	49,17	Ft
Altura de la tea	H	14,99	M

Nota: En la tabla se observan los valores de la altura mínima de la tea en pies y metros.

Acercándolo al valor entero más cercano se puede determinar que la altura mínima de la tea es 15 metros.

Finalizando el diseño de la tea, se determina que el diámetro y la altura mínima requerida para para este equipo es 3 pulgadas y 15 metros respectivamente.

5.4 Selección de las bombas booster

Las bombas que se requieren para la operación se determinan a partir del volumen de líquido producido por el pozo, estas bombas deben ser capaces de desplazar la totalidad de este fluido. La producción de líquido del pozo es de 4800 barriles más lo recibido de la estación La Creciente, lo cual es aproximadamente 2000 barriles por día, por lo cual las bombas requeridas deben tener una capacidad de por lo menos 7000 barriles; sin embargo, en un principio la compañía operadora determinó que el volumen de líquido a producir por el pozo era de 5800 BPD, sumado a esto los 2000 BPD que provienen de la estación, por lo cual en un principio estas bombas deberían ser capaces de desplazar alrededor de 7800 BPD. Las bombas instaladas en la prueba de campo aplican para esta propuesta técnica, ya que tienen una capacidad para desplazar 10000 BPD a una presión máxima de 70 psi como se observa en la tabla 17 del numeral 3.3.9 de este trabajo.

5.5 selección de la unidad de bombeo hidráulico (UBH)

La unidad de bombeo hidráulico seleccionada para la prueba es una bomba quintuplex, este equipo puede ser optimizado en el proceso al ser cambiada por una bomba triplex, es decir, una más pequeña, el cambiar el equipo por uno más pequeño con menos partes móviles minimiza el riesgo de presentar fallas durante la ejecución de la operación, adicional minimiza el consumo de energía al contar con un motor más pequeño y ocupa un menor espacio en la locación de la prueba al ser más pequeña.

La unidad de bombeo hidráulico seleccionada para la propuesta técnica es la bomba triplex NOV JWS-340, en la tabla 34 se relacionan las características de este equipo y en la tabla 35 se describe el rendimiento de este equipo.

Tabla 34*Características UBH NOV JWS-340*

características	Descripción
Numero de pistones	3
Rango de velocidad. RPM	25 - 450
Eficiencia Mecánica	90%
Potencia del motor, HP	300
Conexión de succión	4" ANSI 150
Conexión de descarga	2" FIG 1502

Nota: tabla adaptada de la hoja de vida del UBH-002 JWS-340, (Hidrowell S.A, 2015, p. 23).

Tabla 35*Tabla de rendimiento UBH NOV JWS-340*

Diámetro (IN)	2 3/4		3		3 1/2		4		4 1/2	
	RPM	PSI	BPD	PSI	BPD	PSI	BPD	PSI	BPD	PSI
450	3020	5947,2	2539	7047,4	1870	9633,6	1430	12585,6	0	0
400	3400	5284,8	2857	6294,2	2100	8568	1610	11188,8	0	0
350	3890	4622,4	3265	5508,0	2400	7502,4	1840	9792	0	0
300	4530	3960,0	3809	4721,8	2800	6422,4	2140	8395,2	0	0
250	5440	3312,0	4571	3934,1	3360	5356,8	2570	6998,4	0	0
225	6040	2980,8	5078	3541,0	3730	4824	2860	6292,8	2260	7963,2
200	6800	2649,6	5713	3147,8	4200	4276,8	3210	5601,6	2540	7084,8
100	10000	1324,8	8403	1573,9	6220	2145,6	4760	2793,6	3760	3542,4
50	10000	662,4	8403	786,2	6220	1065,6	4760	1396,8	3760	1771,2
25	10000	331,2	8403	393,1	6220	532,8	4760	705,6	3760	878,4

Nota: tabla adaptada de la hoja de vida del UBH-002 JWS-340, (Hidrowell S.A, 2015, p. 23).

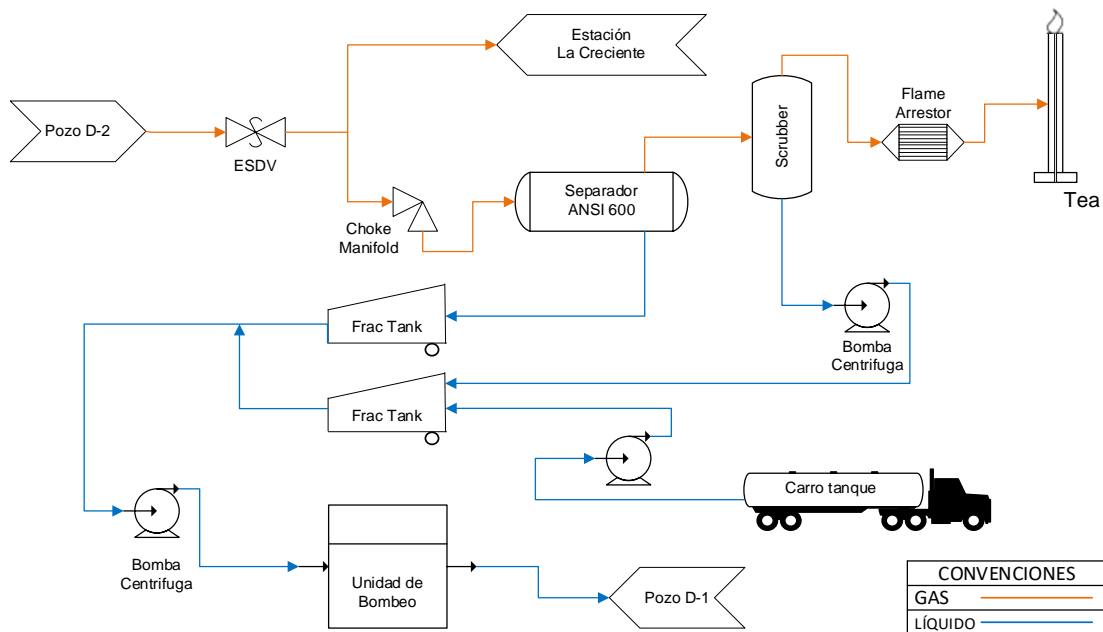
Como se observa en tabla 35 existen diferentes tipos de configuraciones que aplican para las condiciones de la prueba, por lo cual para el funcionamiento de esta bomba se selecciona el juego de pistones de 3 ½" operando entre 350 y 450 RPM, el caudal de inyección de la bomba se encontraría en un rango de 7502 y 9633 barriles por día, la máxima presión de inyección oscila entre 1870 y 2400 psi la cual no supera la presión de fractura de la formación.

5.6 Simulación de la propuesta técnica

Una vez definidos los requerimientos mínimos de los equipos que se quieren utilizar en la propuesta técnica para el desarrollo de la prueba del pozo de gas, se establece la filosofía operacional como se muestra en la figura 39, posteriormente a partir de esta información se construirá el modelo a simular en el software comercial.

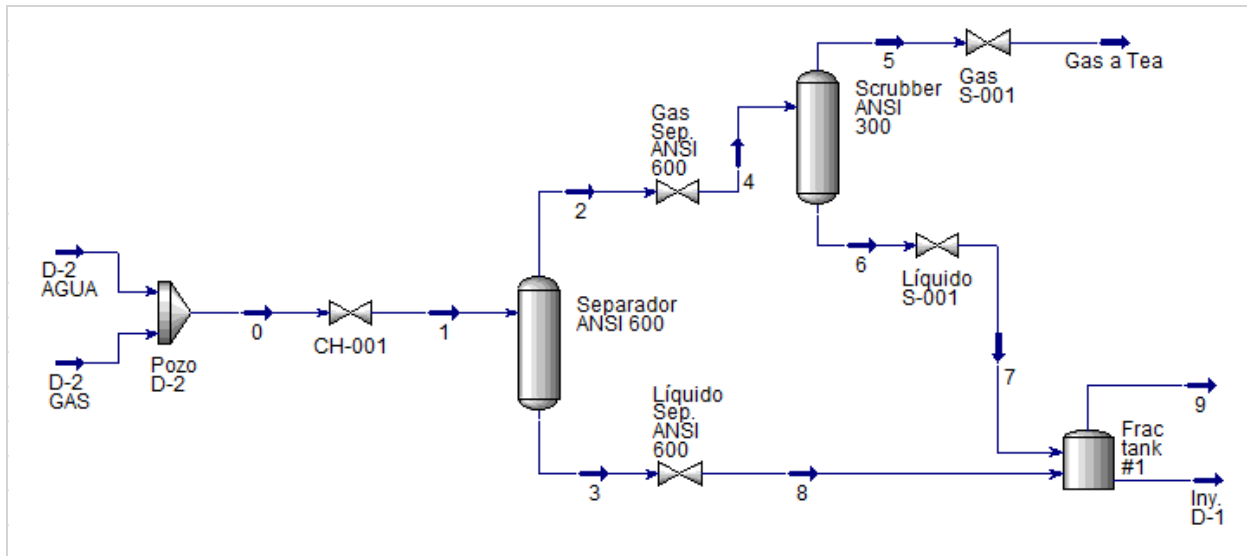
Figura 39

Filosofía operacional propuesta técnica



Nota: Diseño realizado por el autor.

El procedimiento para realizar la simulación se hará de la misma forma como se realizó para el modelo base en el capítulo 4 de este trabajo. Una vez descritos todos los detalles en el simulador, como corrientes, válvulas, equipos, dimensiones y características, se puede observar en la figura 40 como se representa la filosofía operacional en el simulador.

Figura 40*Esquema simulación propuesta técnica*

Nota: Esquema del proceso de la propuesta técnica a simular realizado en el software comercial

Una vez se desarrolla la simulación y se analiza el reporte emitido por el simulador, el cual se relaciona en el apéndice C, se puede observar en la tabla 36 el resumen de los parámetros más relevantes como caudal, presión y temperatura de cada corriente.

Tabla 36*Resumen de parámetros simulación de la propuesta técnica*

Nodo	No. Corriente	Descripción	Presión (psia)	Temperatura (°F)	Flujo gas (MMSCFD)	Flujo líquido (BPD)
Cabeza de pozo D-2	D-2 GAS	Caudal de gas	1325	124	0.83860	1.88
	D-2 AGUA	Caudal de agua	1325	124	0.03590	4800.00
	0	Combinación de corrientes simulando flujo total del pozo - entrada CHK-001	1325	124	0.87450	4801.88
Separador	1	Salida Choke manifold 001 - delta P de 350 psi - entrada separador ANSI 600	975	109	0.8744	4801.88
	2	Salida de gas separador ANSI 600	955	108.2	0.83710	339.70
	3	Salida de líquido separador ANSI 600	955	108.2	0.03730	4462.18
	4	Entrada de gas a scrubber ANSI 300	655	92.1	0.83710	339.70
Scrubber	5	Salida gas Scrubber ANSI 300	635	93.38	0.8365	0.17
	6	Salida líquido Scrubber ANSI 300	635	93.38	0.00060	339.53
Frac tank	7	Salida líquido Scrubber ANSI 300 - Entrada frac tank	15	85.89	0.0006	339.53
	8	Salida separador ANSI 600 - entrada líquido frac tank	55	106.6	0.03730	4462.18
	9	Salida gas frac tank a la atmósfera	15	106.6	0.00091	0.00
Entrega de fluidos	Gas a tea	Gas para quemá en tea	635	93.38	0.8365	0.17
	Iny. D-1	Líquido para inyección en pozo D-1	15	106.6	0.002368	4801.71

Nota: En la tabla se observa el resumen de presión, temperatura y caudales de cada una de las corrientes después de analizado y emitido el informe de la simulación de la propuesta técnica.

5.7 Comparación de la propuesta técnica y la prueba en campo

Una vez realizada la descripción de las corrientes en la simulación como se realizó en el numeral anterior, se procede a realizar la comparación entre la propuesta técnica y la prueba en campo como se muestra en la tabla 37. Se realizó la comparación de volúmenes separados por áreas, es decir, el área separadores, el área de scrubbers y el volumen total de gas y líquido producido por el pozo, por lo cual se debe tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- En el área de separadores, se sumarán los volúmenes de gas y líquido separados por cada uno de los separadores durante la prueba en campo, y se comparan con los volúmenes de gas y líquido separados en el separador ANSI 600 de la propuesta técnica.
- En el área de scrubber, se sumarán los volúmenes de gas y líquido separados por cada scrubber durante la prueba en campo, y se comparan con los volúmenes de gas y líquido separados por el scrubber ANSI 300 de la propuesta técnica.

- El volumen total de gas y líquido producido por el pozo durante la prueba en campo es comparado con el volumen de gas que se envía a tea y el volumen de líquido que se envía a inyección, los cuales serían el volumen total de gas y líquido producido por el pozo en la propuesta técnica.

Tabla 37

Comparación de parámetros prueba de campo y propuesta técnica

Parámetro	Unidades	Prueba en campo	Propuesta técnica	Diferencia
Vol. gas en área de separador	MMSCFD	0,83532	0,8371	0,21%
Vol. líquido en área de separador	BPD	4450,50	4462,18	0,26%
Vol. gas en área de scrubber	MMSCFD	0,83532	0,8365	0,14%
Vol. líquido en área de scrubber	BPD	352,50	339,53	3,82%
Vol. gas total producido	MMSCFD	0,83532	0,8365	0,14%
Vol. líquido total producido	BPD	4803,00	4801,71	0,03%

Nota: En la tabla se puede observar las diferencias presentadas en los parámetros de presión, temperatura y caudal entre la prueba de campo y la propuesta técnica.

Como se puede observar en la tabla anterior la diferencia entre la propuesta técnica y la prueba realizada en campo en las áreas donde intervienen equipos de separación, los volúmenes de gas y líquido no supera el 1% y 4% respectivamente. En cuanto al volumen total de gas y líquido producido por el pozo las diferencias no exceden tampoco el 1%.

Con lo anterior se puede concluir que definir el diseño mínimo de los equipos para la prueba a pozos de gas y luego realizar la respectiva simulación con estos es una excelente metodología para determinar la mejor filosofía operacional y predecir el comportamiento de los fluidos durante las pruebas en campo.

Para este caso en especial no se requiere simular otras opciones de filosofías operacionales con diferentes equipos ya que la propuesta técnica planteada cumple a satisfacción al no contar con desviaciones mayores de 1%.

Establecer la filosofía operacional de una prueba a un pozo de gas con pocos equipos pero que cumplan a cabalidad su función y no se encuentren sobre o infra dimensionados es de vital importancia ya que durante la ejecución de la prueba en campo se minimizan los errores operacionales, se optimiza el espacio para la ubicación de equipos, minimiza los costos de movilización y se logra estabilizar más rápido los procesos ya que se debe verificar el funcionamiento de menos equipos durante el desarrollo de la prueba.

6. Conclusiones

- Se plantea un diseño técnico para el montaje de las facilidades tempranas de superficie para el desarrollo en pruebas de producción en pozos de gas, este, al compararlo con los resultados de la prueba realizada en campo no tiene diferencias mayores al 4% en el comportamiento de los fluidos en las diferentes etapas del proceso, por lo cual, es una mejor opción que el modelo base considerando que cuenta con menos equipos, lo que significa menos costos durante la movilización, menores tiempos de arme e instalación y reducción del riesgo de fallas operacionales en el sistema durante la operación y desarrollo de la prueba.
- Se identificaron las variables que impactan la selección de equipos en una prueba para un pozo de gas como lo son la presión, temperatura, caudal, composición de los fluidos, corte de agua, gravedad específica, gravedad API, ubicación de la prueba y puntos de entrega y despacho de los fluidos; además de la reglamentación técnica y legal vigente aplicable.
- Se definen cada uno de los equipos necesarios de las facilidades tempranas en superficie con sus respectivas características y parámetros de diseño, además de su aplicación dentro de la filosofía operacional para el desarrollo de una prueba de producción en pozos de gas.
- Se realiza la simulación del modelo base de la prueba a un pozo de gas ya ejecutada con equipos seleccionados por la experiencia de la compañía mediante el software Aspen Hysys; comparando los datos obtenidos con los resultados de campo se puede determinar que las

diferencias entre estos no supera el 5%, por lo cual realizar la simulación de diferentes propuestas técnicas y/o filosofías operacionales como punto de partida de los proyectos puede establecer el posible comportamiento de los equipos y fluidos durante la ejecución de las actividades en campo.

- Se Propone un diseño técnico para el montaje de facilidades tempranas de superficie para el desarrollo de una prueba de producción de pozos de gas a partir del diseño de los equipos requeridos según las variables identificadas para la ejecución de la prueba, al realizar la simulación del diseño técnico y compararlo con la prueba realizada en campo se establece que la diferencia entre ambas no supera el 4% por lo cual es una alternativa viable para su implementación.

7. Recomendaciones

- Realizar la simulación de modelos base de otras pruebas a pozos de gas con el fin de determinar el porcentaje de desviación entre las pruebas realizadas en campo y la simulación de estas.
- Definir como metodología el diseño de los equipos requeridos para las pruebas de producción a pozo con el fin de no realizar una selección equivocada de estos, además de la simulación previa de todos los procesos que se requieren desarrollar, para así minimizar costos en las operaciones y disminuir el riesgo de fallas o inconvenientes en el desarrollo de estas.
- Realizar la simulación de las diferentes filosofías operacionales propuestas antes del desarrollo de las pruebas a pozos de gas en campo con el fin de determinar cuál es la mejor opción y así mismo realizar una adecuada selección de equipos para estas.
- Incluir en simulaciones futuras los diferentes equipos rotativos requeridos en las pruebas a pozos como bombas centrifugas, compresores para aire de instrumentación, unidades de bombeo hidráulico y demás con el fin de determinar que energía se requiere para su funcionamiento.
- Establecer las diferentes filosofías operacionales a simular partiendo del diseño de los equipos, definiendo así los requisitos mínimos que estos deben cumplir con el fin de no sobre o infra dimensionarlos.

Referencias Bibliográficas

American Petroleum Institute [API]. (1997). Guide for pressure – relieving and depressuring systems. Norma API 521.

Arnold, Ken y Stewart, Maurice. (1999). Surface production operations segunda edición. Gulf Publishing Company.

Barberii, Efraín E. (1998). El pozo ilustrado cuarta edición. Fondo Editorial del Centro Internacional de Educación y Desarrollo (FONCIED).

Cadavid Hernández, Natalia Andrea. (2013). Incidencia de la selección del paquete termodinámico en la simulación para el diseño de procesos en la producción del formaldehído y estireno. (Tesis de pregrado). Universidad EAFIT. Colombia.

Cañipa Morales, Nora Katia. (2002). Caracterización de petróleos de México mediante cromatografía de gases y análisis de componentes principales. (Tesis de maestría). Universidad Autónoma del estado de Hidalgo. México.

Chávez Calderón, Jairo Leonel. (2015). Diseño y simulación de separadores horizontal y vertical de tres fases. (Tesis de pregrado) [Diapositivas PowerPoint]. Universidad de las Fuerzas Armadas. Ecuador.

Engineering ToolBox, (2003). Gases - Explosion and Flammability Concentration Limits. [online]

Available at: https://www.engineeringtoolbox.com/explosive-concentration-limits-d_423.html [consultado 24 de Julio de 2020].

Hidrowell S.A. (2015). Hojas de vida activos de la compañía: Hojas de vida equipos estáticos.

Hidrowell S.A. (2015). Hojas de vida activos de la compañía: Hojas de vida equipos rotativos.

Hidrowell S.A. (2016). Manual de proceso well testing pozos D-1 y D-2 campo La Creciente.

Informe para inicio de operaciones de well testing en campo.

Hidrowell S.A. (2016) Plan de calidad “proyecto well testing para la formación Ciénaga de oro en

los pozos D-1 y D-2 del campo La Creciente”.

Instituto argentino de petróleo y gas [LADS]. (2006). Guía sobre uniones de golpe.

http://www.ridsso.com/documentos/muro/207_1487891989_58af6e15e9a2f.pdf

Mott, Robert L. (2006). Mecánica de fluidos sexta edición. Pearson Educación.

Serway, Raymond A., y Faughn, Jerry S. (2005). Física sexta edición. Thomson editores.

Pacific Exploration and Production Corporation. Invitación a proponer “servicio de pruebas de producción bloque La Creciente”: Anexo 4 especificaciones técnicas.

Ribon, M. (2019). Propiedades del aceite. [Diapositiva de PowerPoint]. Clase propiedades de los hidrocarburos. Ingeniería de yacimientos.

Ribon, M. (2019). Propiedades del gas. [Diapositiva de PowerPoint]. Clase propiedades de los hidrocarburos. Ingeniería de yacimientos.

Santos Santos, Nicolas. (2019). Diseño y operación de plantas de tratamiento de gas. Universidad Industrial de Santander.

Schlumberger. (2020). Oilfield glossary in english of Schlumberger.

<https://www.glossary.oilfield.slb.com/>

Stewart, Maurice I. (2014) Surface production operations. Design of gas-handling systems and facilities third edition. Gulf Professional Publishing.