

**DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA DIGITAL PARA LA EVALUACIÓN DE  
LOS CRITERIOS DE DISEÑO Y DIMENSIONAMIENTO DE LOS SEPARADORES  
LODO / GAS EN OPERACIONES DE PERFORACIÓN, BAJO LOS  
REQUERIMIENTOS DE LA NORMA API STD 53 DE 2018**

**ANA MARÍA CLAVIJO NOVOA**

**LAURA VIVIANA GIRALDO CARDONA**

**Proyecto integral de grado para optar al título  
de Ingeniero de Petróleos**

**Director**

**Diego Camilo Araque Barrera**

**Ingeniero de Petróleos**

**Orientador**

**Nelson Fernández Barrero**

**Ingeniero Químico**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

**BOGOTÁ D.C.**

**2021**

**NOTA DE ACEPTACIÓN**

---

---

---

---

---

---

Nombre

Firma del Director

---

Nombre

Firma del Presidente Jurado

---

Adriana Milena Henao Bejarano

Firma del Jurado

---

Edinson Enrique Jiménez Bracho

Firma del Jurado

Bogotá D.C. Febrero de 2021

## **DIRECTIVOS DE LA UNIVERSIDAD**

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. MARIO POSADA GARCIA-PEÑA

Consejero Institucional

Dr. LUIS JAIME POSADA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Investigación

DRA. MARIA CLAUDIA APONTE GONZÁLEZ

Vicerrector Administrativo y Financiero

DR. RICARDO ALFONSO PEÑARANDA CASTRO

Secretaria General

DRA. ALEXANDRA MEJÍA GUZMÁN

Decano Facultad de Ingeniería

Ing. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI

Director Programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. JUAN CARLOS RODRÍGUEZ ESPARZA

## **AGRADECIMIENTOS**

Me gustaría dedicar este logro principalmente a mi núcleo familiar, por día a día brindarme fuerza cuando mi cansancio nublaba mi juicio, por enseñarme que todo requiere esfuerzo y que tarde o temprano te alcanzan los frutos y sin duda alguna por mantener mis pies en la tierra, pero siempre brindándome la posibilidad de que mis sueños sobrepasen el cielo, su esfuerzo y sacrificio para brindarme este logro, hoy son mi felicidad y orgullo, siempre estaré agradecida.

Adicionalmente a cada una de las personas que se cruzaron en mi camino durante esta trayectoria, me enseñaron que la empatía y la amistad transforma personas y remueve fronteras, siempre estaré agradecida por todo lo que hicieron por mí.

A mi compañera de trabajo de grado y director el Ingeniero Diego Araque quienes me brindaron más que la ayuda y apoyo que uno puede pedir, esto no sería posible sin ellos. Y por último a Lulú, que sus ladridos y mimos me acompañaron hasta el último punto de este documento.

Dedicado a mis padres, hermanos, sobrinos, amigos y Lulú

**Ana María Clavijo Novoa**

## **AGRADECIMIENTOS**

Gracias a mis padres y hermana por ser los principales promotores de mis sueños, gracias a mi madre por estar dispuesta a acompañarme cada larga noche de estudio, gracias a mi padre por siempre desear lo mejor para mi vida y gracias a mi hermana quien es y será siempre mi complemento.

También va dedicado a mi Angelita, quien fue luz en los días difíciles.

Gracias a Dios por la oportunidad de disfrutar cada etapa que esto conlleva y a la vida de permitirme tener y conocer a personas maravillosas en este camino.

Gracias al Ing. Diego Camilo Araque Barrera, director de tesis, por su valiosa asesoría, de igual manera, gracias al Ing. Nelson Fernández Barrero por toda la colaboración brindada como tutor durante la elaboración de este proyecto y por supuesto a mi gran compañera de trabajo de grado.

**Laura Viviana Giraldo Cardona**

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

## TABLA DE CONTENIDO

	pág.
RESUMEN	14
INTRODUCCIÓN	15
1. MARCO TEÓRICO	20
1.1. Generalidades separador lodo / gas	23
1.1.1. Entrada del separador	23
1.1.2. Deflectores	23
1.1.3. Línea de ventilación de gas	24
1.1.4. Línea de retorno de lodo	24
1.2. Clasificación separadores lodo / gas para operaciones de perforación	24
1.2.1. Separador de fondo cerrado	24
1.2.2. Separador de fondo abierto	25
1.2.3. Separador tipo flotante	26
1.3. Variables críticas en el diseño y dimensionamiento de separadores lodo / gas	27
1.3.1. Blow-Through	27
1.3.2. Caudal del flujo de gas	27
1.3.3. Presión en la línea de entrada	28
1.3.4. Presión de fricción en la línea de venteo	28
1.3.5. Columna sello líquido	28
1.3.6. Diámetro interno del separador	28
1.4. Consideraciones lodo base aceite	28
2. METODOLOGÍA Y DATOS	31
2.1. Identificación de variables y ecuaciones de diseño	33

2.1.1. Variables de diseño del separador lodo / gas	33
2.1.2. Clasificación de variables de entrada y salida - herramienta MGS Sizing Tool	36
2.2. Diseño de la herramienta MGS Sizing Tool	38
2.2.1. Diseño gráfico de la herramienta	38
2.2.2. Entrada de datos a la herramienta	44
2.2.3. Análisis operacional de la herramienta	47
2.2.4. Desarrollo algorítmico y resultados de la herramienta	47
2.3. Validación Herramienta MGS Sizing Tool	50
2.4. Análisis de sensibilidad de las variables críticas	51
3. RESULTADOS Y ANÁLISIS	52
3.1. Verificación del funcionamiento de la herramienta MGS Sizing Tool	52
3.1.1. Evaluación de los seis casos operativos herramienta MGS Sizing Tool	54
3.1.2. Validación casos operativos Aspen Hysys	71
3.2. Análisis de sensibilidad de las variables críticas	81
3.2.1. Densidad del lodo	83
3.2.2. Velocidad reducida de la bomba	86
3.2.3. Altura del sello líquido	88
3.2.4. Diámetro interno de la línea de venteo	89
4. CONCLUSIONES	92
BIBLIOGRAFIA	94
ANEXOS	97



## LISTA DE FIGURAS

	pág.
<b>Figura 1.</b> Separadores lodo / gas	22
<b>Figura 2.</b> Entrada del Separador	23
<b>Figura 3.</b> Separador de fondo cerrado	25
<b>Figura 4.</b> Separadores de fondo abierto	26
<b>Figura 5.</b> Separador tipo flotante	27
<b>Figura 6.</b> Separador Lodo / Gas	30
<b>Figura 7.</b> Esquema de secuencia para el desarrollo de la herramienta digital	32
<b>Figura 8.</b> Logo MGS Sizing Tool	38
<b>Figura 9.</b> MGS Sizing Tool	39
<b>Figura 10.</b> User Register	40
<b>Figura 11.</b> Welcome MGS Sizing Tool	41
<b>Figura 12.</b> About Us	42
<b>Figura 13.</b> HandBook	43
<b>Figura 14.</b> Sensibility Analysis	44
<b>Figura 15.</b> Input Data	45
<b>Figura 16.</b> Input_Data	46
<b>Figura 17.</b> Converter	46
<b>Figura 18.</b> Variable Specifications	47
<b>Figura 19.</b> Results MGS Sizing Tool	48
<b>Figura 20.</b> Results	49
<b>Figura 21.</b> Reporte de resultados	50
<b>Figura 22.</b> Datos de entrada Caso A	56
<b>Figura 23.</b> Resultados Caso A	57
<b>Figura 24.</b> Variación velocidad reducida de la bomba caso A	59
<b>Figura 25.</b> Resultados variación de la velocidad reducida de la bomba caso A	60
<b>Figura 26.</b> Variación diámetro de la línea de venteo caso A	61
<b>Figura 27.</b> Resultados variación del diámetro de la línea de venteo caso A	62
<b>Figura 28.</b> Variación de la velocidad reducida de la bomba caso E	63

<b>Figura 29.</b> Resultados variación de la velocidad reducida de la bomba caso E	64
<b>Figura 30.</b> Variación diámetro de la línea de venteo caso E	65
<b>Figura 31.</b> Resultados variación del diámetro de la línea de venteo caso E	66
<b>Figura 32.</b> Variación de la velocidad reducida de la bomba caso F	67
<b>Figura 33.</b> Resultados variación de la velocidad reducida de la bomba caso F	68
<b>Figura 34.</b> Variación diámetro de la línea de venteo caso F	69
<b>Figura 35.</b> Resultados variación del diámetro de la línea de venteo caso F	70
<b>Figura 36.</b> Proceso de simulación Aspen Hysys	71
<b>Figura 37.</b> Fluid Package	73
<b>Figura 38.</b> Component List caso A	74
<b>Figura 39.</b> Propiedades lodo caso A	75
<b>Figura 40.</b> Líneas del separador caso A	76
<b>Figura 41.</b> Capacidad del separador caso A	76
<b>Figura 42.</b> Dimensionamiento separador caso A	77
<b>Figura 43.</b> Condiciones de la línea de entrada caso A	78
<b>Figura 44.</b> Composición del influjo caso A	79
<b>Figura 45.</b> Resultados simulación caso A	80
<b>Figura 46.</b> Resultados composición líneas del separador caso A	80
<b>Figura 47.</b> Datos de entrada variación de densidad del lodo	83
<b>Figura 48.</b> Resultados variación de la densidad de lodo	84
<b>Figura 49.</b> Análisis de sensibilidad densidad del lodo	85
<b>Figura 50.</b> Análisis de sensibilidad velocidad reducida de la bomba	87
<b>Figura 51.</b> Análisis de sensibilidad altura sello líquido	89
<b>Figura 52.</b> Análisis de sensibilidad diámetro mínimo de la línea de venteo caso B	90

## LISTA DE TABLAS

	pág.
<b>Tabla 1.</b> Clasificación variables herramienta MGS Sizing Tool	37
<b>Tabla 2.</b> Valores de entrada escenarios operativos	53
<b>Tabla 3.</b> Resultados escenarios operativos	55
<b>Tabla 4.</b> Resultados casos No Suitables Aspen Hysys	72
<b>Tabla 5.</b> Resultados casos Suitables Aspen Hysys	72
<b>Tabla 6.</b> Rangos de operación análisis de sensibilidad	82
<b>Tabla 7.</b> Valores análisis de sensibilidad densidad del lodo caso B	85
<b>Tabla 8.</b> Valores análisis de la velocidad reducida de la bomba caso B	86
<b>Tabla 9.</b> Valores análisis altura sello liquido caso B	88
<b>Tabla 10.</b> Valores análisis de diámetro mínimo de la línea de venteo caso B	90

## ABREVIATURAS

**ds [in]:** diámetro interno del separador

**E:** coeficiente de rugosidad

**f:** factor de Fricción

**gml [psi/ft]:** gradiente de columna de fluido

**h<sub>ml</sub> [ft]:** altura columna de fluido

**H<sub>b</sub> [ft]:** altura influjo

**ID [in]:** diámetro interno de línea de venteo de gas

**K<sub>T</sub> [Bbls]:** kick tolerance

**L [ft]:** longitud de la línea de ventilación de gas

**Le [ft]:** longitud efectiva de la línea de venteo de gas

**Leq [ft]:** longitud equivalente de curvas

**P<sub>a</sub> [psi]:** presión de cierre en la tubería de perforación

**P<sub>f</sub> [psi/ft]:** gradiente de influjo

**P<sub>H</sub> [psi]:** presión hidrostática de la columna fluido

**P<sub>max</sub> [psi]:** máxima presión en superficie

**R<sub>gas</sub> [psi/ft]:** gradiente de lodo

**P<sub>r</sub> [psi]:** presión de yacimiento

**Q<sub>gas</sub> [MMSCFD]:** máximo caudal de separación

**Q<sub>operativo</sub> [MMSCFD]:** caudal operativo seguro de separación

**Q<sub>k</sub> [Bbls/min]:** caudal de matado

**Q<sub>slow</sub> [psi]:** velocidad reducida de la bomba

**R<sub>gas</sub>**: constante de gas

**t [min]**: tiempo de venteo de gas

**T<sub>sup</sub> [°R]**: temperatura de superficie

**V<sub>up</sub> [Bbl]**: volumen antes del *choke*

**V<sub>c</sub> [Bbl]**: volumen antes del *choke*

**Z<sub>std</sub>**: factor de compresibilidad estándar de gas

## RESUMEN

El desarrollo de una herramienta digital para la evaluación de los criterios de diseño y dimensionamiento de los separadores lodo / gas en operaciones de perforación, bajo los requerimientos de la norma API STD 53 de 2018, se encuentra determinada por la necesidad de equipos de separación eficientes y confiables, que garanticen seguridad y óptimo funcionamiento bajo escenarios reales de control de pozos contemplando la norma internacional API (*American Petroleum Institute*). Por medio de este proyecto de investigación se produce la identificación de variables y ecuaciones directamente implicadas en el diseño y dimensionamiento de separadores lodo / gas, así mismo, se diseña la secuencia lógica que la herramienta debe seguir, con el fin de determinar *Blow –Trough*, caudal del flujo de gas, columna sello líquido, diámetro interno del separador, presión en la línea de entrada y presión de fricción en la línea de venteo óptima. Una vez programada la herramienta MGS Sizing Tool, la validación y verificación se realiza mediante la simulación y reproducción de 6 escenarios operativos que permiten realizar el análisis de sensibilidad de las variables naturalmente críticas del equipo de control de pozos, haciendo uso de la herramienta digital diseñada.

Palabras Claves: Herramienta digital, Diseño, Dimensionamiento, Separadores, lodo / gas, API STD 53

## INTRODUCCIÓN

La perforación de un pozo implica hacer un agujero a partir de los movimientos rotatorios que se transmiten a la sarta de perforación dentro del pozo y la aplicación suficiente de peso a la broca para romper y penetrar la formación. De esta forma, las presiones asociadas a esta operación son de suma importancia para el éxito de la misma, tal como la presión hidrostática de un pozo, definida como la presión ejercida por la columna de lodo sobre las paredes del mismo, lo cual ayuda a evitar que formaciones inconsolidadas o sobre presionadas caigan dentro del pozo. Esta presión también ayuda a evitar patadas de pozo o reventones denominados eventos de control de pozos. [1]

Los eventos de control de pozos son sucesos que pocas veces se presentan, sin embargo, un flujo incontrolado de fluidos del yacimiento hacia el pozo puede terminar muchas veces de manera catastrófica [2]. En consecuencia, es indispensable implementar sistemas de control de pozos que garanticen las barreras de integridad necesarias para lograr contener el flujo indeseado de fluidos hacia la superficie. Los sistemas de control de pozos, típicamente, emplean separadores lodo / gas, los cuales se encuentran diseñados para ofrecer una separación efectiva de fases en eventos de influjo y/o gas proveniente de las formaciones mezclado con el fluido de perforación al interior del pozo.

La ausencia actual de una herramienta que permita realizar el diseño, dimensionamiento y evaluación de los separadores lodo / gas en operaciones de perforación según la normatividad vigente, puede generar posibles ineficiencias en el proceso de separación de fases, es decir, en la porción de separación lodo / gas que ofrece el equipo; teniendo en cuenta que las diferentes variables de dimensión son sensibles a cualquier cambio de las condiciones del influjo, la modificación drástica de las mismas ocasionaría múltiples tipos de riesgo en las operaciones de perforación, considerando como peor escenario la entrada de gas a las facilidades del taladro que podría propiciar generación de fuego y una catástrofe con implicaciones a la vida del personal y a las instalaciones del taladro; de esta forma, la mitigación de lo anterior puede llegar a causar sanciones económicas o destinación de recursos monetarios no contemplados para corregir daños provocados debido a las prácticas no recomendadas plasmadas en las normas y estándares actuales.

Bajo la premisa actual de operaciones eficientes, óptimas y que cumplan los tiempos prescritos y requeridos sin implicar riesgos de seguridad operacional, la importancia del diseño y selección correcta de los separadores lodo / gas utilizados en eventos de control de pozos ha aumentado. Teniendo en cuenta que el 100 % de las operaciones de perforación en la industria Oil & Gas requieren equipos de separación eficaces que permitan asegurar la capacidad de control que poseen compañías operadoras y prestadoras de servicios frente a eventos de surgencias y que el estado colombiano determina bajo el Decreto 1073 de 2015 que las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos convencionales continentales y costa afuera deberán observar los estándares y normas técnicas nacionales e internacionales y especialmente las recomendadas por el AGA, API, ASTM, NFPA, NTCICONTEC, RETIE o aquellas que las modifiquen o sustituyan [3], actualmente existe la oportunidad de asegurar la integridad y el éxito de control de tales incidentes mejorando el diseño y dimensionamiento del equipo, empleando la norma API STD 53 de 2018.

La norma API STD 53 de 2018 *Well Control Equipment Systems for Drilling Wells*, tiene como propósito proporcionar requisitos para la instalación y prueba de sistemas de equipos de prevención de reventones en plataformas de perforación terrestres y marinas. Los sistemas de equipos de control de pozos están diseñados con componentes que proporcionan control de la presión del pozo en apoyo de las operaciones del pozo. [4]

Lo anterior, ha introducido una serie de interrogantes sobre qué tan óptimos son el diseño y dimensionamiento de separadores lodo / gas para enfrentar un evento de control de pozos, por esta razón, un número importante de investigaciones han estado dirigidas a evaluar la exactitud de estos equipos y su óptimo funcionamiento frente a las necesidades operacionales. El presente proyecto de acuerdo con los antecedentes en materia de control de pozos, tomo como punto de partida cuatro documentos que profundizan en la importancia del dimensionamiento de los separadores lodo / gas y métodos de diseños algorítmicos respaldados por la norma, para ello es necesario mencionar escenarios específicos que en la historia de la industria Oil & Gas han sucedido por diferentes errores y consideraciones que no se han detallado cuidadosamente; para el tema que se tratará en el presente documento, se tuvo como antecedente principal, el incidente sucedido en la plataforma DEEPWATER HORIZON que perforo el pozo macondo de la operadora BP, donde aplica una



cadena de incidentes tal como lo explica su reporte [5]. Al igual que investigaciones desarrolladas por terceros que involucra información fundamental para la presente investigación, como lo son:

- *Advancing the Mud Gas Separator Sizing Calculation: The MPD Perspective*: Documenta una evaluación de la metodología planteada en el documento SPE-190008-MS; el cual proporciona información actualizada y regida por la normativa obligatoria tratada [6].
- *Surface Gas Handling System and Mud Gas Separator Design*: Provee información y guía en cálculos para el diseño y dimensionamiento de los separadores lodo/gas en operaciones de perforación y la sensibilidad al variar parámetros básicos para su funcionamiento. El estudio se encuentra realizado por el Departamento de Recursos Naturales y Minas del Estado de Queensland (Australia) [7].
- *Deepwater Horizon Accident Investigation Report*: El reporte es realizado por la empresa operadora BP documentando la investigación del incidente ocurrido en la plataforma Horizonte Profundo [5].
- *API 12J Specification For Oil And Gas Separator*: Describe los requisitos mínimos para el diseño, fabricación y las pruebas de separadores de petróleo - gas y/o separadores de petróleo – gas – agua utilizados en la producción de petróleo y/o gas. [8]
- *Mud/Gas Separator Sizing and Evaluation*: Documento base de la investigación y el cual es referenciado directamente por la norma API STD 53 de 2018 para el cálculo de las dimensiones correctas de los separadores lodo / gas en operaciones de perforación [9].

En la búsqueda de brindar solución a la problemática planteada, esta investigación tiene por objetivo general **desarrollar una herramienta digital para la evaluación de los criterios de diseño y dimensionamiento de los separadores lodo / gas en operaciones de perforación, bajo los requerimientos de la Norma API STD 53 de 2018**, lo que permitirá la generación de casos de comparación que determinen la funcionalidad del equipo en estudio, la formulación de recomendaciones estratégicas para mejorar la selección de estos equipos, así como proporcionar un mecanismo que mejorará la capacidad de las compañías para realizar la tarea del diseño y dimensionamiento de separadores lodo / gas, bajo el acercamiento a las condiciones reales de operación. De esta manera, la presente investigación se encuentra delimitada por los objetivos específicos que se presentan a continuación:

- Identificar las respectivas variables y ecuaciones referenciadas por la norma API STD 53 de 2018, para el diseño y dimensionamiento de los separadores lodo / gas en operaciones de perforación.
- Diseñar una herramienta digital que permita el cálculo del dimensionamiento para los separadores lodo / gas en operaciones de perforación cumpliendo con los requerimientos técnicos actuales de la norma API STD 53 de 2018.
- Verificar el funcionamiento correcto de la herramienta digital mediante la simulación de casos operativos reales.
- Analizar la sensibilidad de las variables críticas del dimensionamiento del separador lodo / gas en operaciones de perforación, haciendo uso de la herramienta digital diseñada.

La herramienta digital desarrollada denominada MGS Sizing Tool contara con ventanas emergentes generadas con el código de programación desarrollado en las plataformas de Microsoft Excel y Visual Basic. El aplicativo permitirá evaluar el dimensionamiento de los separadores lodo / gas en taladros de perforación que estén en operaciones, mediante la generación de cálculos de variables fundamentales para el mismo y del análisis de sensibilidad de las variables críticas del dimensionamiento del equipo, lo anterior efectuando prácticas basadas en los requerimientos de la norma API STD 53 de 2018; finalmente, permitiendo la verificación del cumplimiento de la normativa actual, predicción del óptimo funcionamiento interno del equipo y garantizando seguridad en las operaciones de control de pozos.

En síntesis, este trabajo de grado se conforma por un total de cuatro capítulos correspondientes a:

- **Marco Teórico**

Incluye generalidades de operaciones de control de pozos, información sobre influjos y su comportamiento, adicionalmente funcionamiento y tipos de separadores lodo / gas en operaciones de perforación.

- **Metodología de la Investigación y Datos**

Contiene la identificación de ecuaciones y variables pertinentes, al igual que una explicación detallada sobre el procedimiento continuo para diseñar la herramienta digital propuesta.

- **Resultado y Análisis de la Investigación**

Se presenta la información obtenida de la verificación del funcionamiento de la herramienta diseñada, en cuanto a la reproducción de escenarios operativos y los resultados del análisis de sensibilidad de las variables críticas.

- **Conclusiones de la Investigación**

## 1. MARCO TEÓRICO

Un influjo es el ingreso no deseado de fluido de formación al pozo, se produce cuando la presión de formación excede la presión de fondo (BHP) que ejerce el lodo de perforación, de esta forma, determinar el tipo de fluido invasor es fundamental para proceder a la operación de control de pozos; en caso de ser gas, la solubilidad de este, definida como la capacidad que tiene una sustancia para mezclarse en un líquido [10], juega un papel fundamental en el comportamiento del influjo en el pozo, especialmente en fluidos base aceite, adicionalmente se puede generar el fenómeno de migración del gas, producido por el efecto de las diferencias de densidad entre el gas proveniente de la formación y el lodo de perforación. Teniendo en cuenta los fenómenos anteriormente mencionados y afirmando que el influjo contiene gas, este se puede comportar de tres formas diferentes, tales como

- Migración sin control: Se genera al entrar fluido de la formación al pozo, permitiéndole al gas expandirse a medida que asciende hacia superficie como en un escenario de suabeo. El aumento de volumen de gas desplaza el fluido de perforación del pozo, provocando una condición de un mayor bajo balance, obteniendo el escenario más crítico, que en este caso se presentaría como el pozo saturado de gas.
- Migración sin expansión: Se forma cuando migra un influjo de gas en un pozo completamente cerrado, en consecuencia, el gas no podrá expandirse debido y migrará por diferencia de densidades; dicha migración generará un incremento paulatino en la presión de fondo y la presión de superficie, haciendo que en algún momento de la migración de la burbuja se fracture el pozo en su punto más débil que normalmente es la formación ubicada debajo del zapato.
- Migración controlada: Es el principio de todos los métodos de control (método del perforador, método volumétrico, método de esperar y pesar) se basa en mantener la presión de fondo constante mientras se circula y se expande el influjo de gas de fondo a superficie de forma controlada utilizando el *choke*.

Así, los eventos de influjo, pueden ser fácilmente detectados a partir de indicadores positivos o señales de advertencia como: Flujo con bombas apagadas, aumento en el caudal de retorno y nivel de los tanques, disminución de la presión de bomba, cambios drásticos en los parámetros de perforación, modificaciones en el tamaño y forma de los cortes, cambios en las propiedades del lodo de perforación y cambio del peso de la sarta generado por la disminución del factor de

flotabilidad; al confirmar el escenario operativo descrito, es necesario activar los procedimientos de control que permitan reestablecer las condiciones de balance del pozo, de esta forma, la activación de los procedimientos de control implican directamente un sistema de control de influjos el cual consiste en un conjunto de equipos diseñados bajo estándares como el API STD 53 de 2018 que como propósito principal busca suministrar los requerimientos para la instalación y prueba de equipos de control en taladros en tierra y costa afuera, donde, equipos de prevención hace directamente referencia a preventores (*BOP*), válvulas de restricción de flujo, estranguladores (*choke*), juego de válvulas de control de presión (*manifold*), separadores de fluidos (*poor boy*), y acumuladores [4].

Teniendo en cuenta lo anterior, contar con equipos que permitan controlar eventos inesperados en las operaciones de perforación es de carácter indispensable, siendo uno de ellos los separadores lodo / gas, que se encuentran diseñados para ofrecer una separación efectiva de fases en eventos de control de pozos y gas proveniente de las formaciones mezclado con el fluido de perforación que se tiene en el pozo, según las recomendaciones de la norma API STD 53 de 2018 para el equipo, los límites operativos seguros se determinarán en función de los requisitos específicos del pozo y del dimensionamiento del separador lodo / gas, destacando los siguientes apartados:

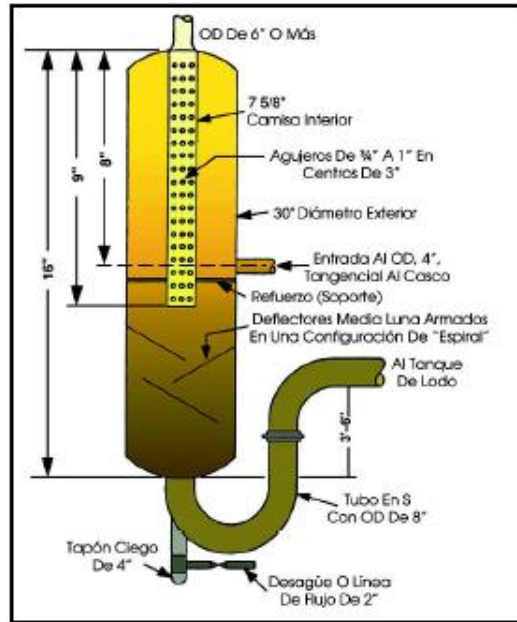
- Los separadores lodo / gas no se deben utilizar para operaciones de prueba o producción de pozos [4].
- El fluido del pozo enviado al separador lodo / gas deberá tener un flujo controlado [4].
- El mantenimiento y la inspección del separador lodo / gas deberán realizarse de acuerdo con el sistema de mantenimiento del propietario del equipo [4].

Acordando que los separadores lodo / gas desempeñan un papel fundamental en los eventos de control, actuando como una barrera secundaria del pozo, es necesario especificar que su composición consiste en un cuerpo cilíndrico de acero vertical con aperturas en la parte superior, lateral e inferior. La mezcla de fluido proveniente del pozo se alimenta por la entrada del separador ubicada en la parte lateral del mismo, en su interior cuenta con una placa plana de acero que se encuentra perpendicular al flujo, evitando de esta forma el desgaste erosivo que el fluido puede causar en las paredes internas y contribuyendo a la separación de fases, adicionalmente, reposan deflectores que aumentan la turbulencia dentro de la sección superior del cilindro reforzando la

separación de lodo / gas, de esta forma el gas separado sale por la línea de ventilación y el lodo por la apertura inferior del cilindro para retornar a los tanques; tal como se observa en la Figura 1 [9].

**Figura 1.**

*Separadores lodo / gas*



*Nota.* La figura representa la forma de los separadores lodo / gas. Tomado de: Long Beach City College (LBCC). *Petroleum 1 Well*, 2017.

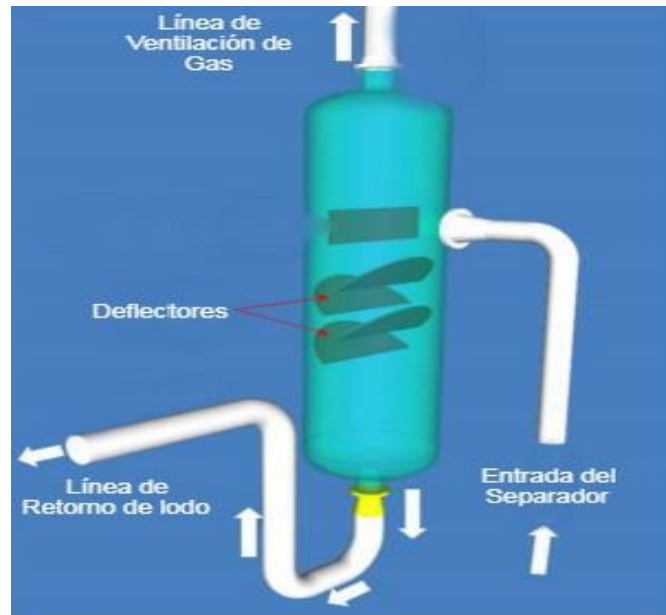
Para el funcionamiento óptimo del equipo se mantiene una columna de fluido en su interior, con un nivel específico en todo momento, siendo agua el fluido usual. La interacción entre las presiones internas en el cilindro es de suma importancia porque permiten separaciones efectivas, de esta forma, es relevante recalcar que la presión que ejerce la columna de fluido debe ser mayor que la presión de fricción del gas de ventilación; de suceder lo contrario se puede producir un *Blow-Through* que como resultado enviará lodo contaminado de gas a los tanques. [9]

## 1.1. Generalidades separador lodo / gas

Para abarcar todas las consideraciones pertinentes, es necesario tener en cuenta generalidades específicas para este equipo definidas a continuación y representadas en la Figura 2.

**Figura 2.**

*Entrada del Separador*



**Nota.** La figura representa las generalidades del separador lodo / gas. Tomado de: Patil, Deshpande, Lamar y Arnone, “Advancing the Mud Gas Separator Sizing Calculation: The MPD Perspective”, OnePetro. pp. 2, 2018. <https://www.onepetro.org/> [Acceso: junio 1, 2020]

### 1.1.1. Entrada del separador

Por medio de esta ingresa el fluido proveniente del pozo, se encuentra ubicada en la parte lateral inferior del cuerpo cilíndrico [9].

### 1.1.2. Deflectores

Dispositivos que permite desviar el fluido que ingresa al separador, generando turbulencia y reforzando la separación lodo / gas [9].

### ***1.1.3. Línea de ventilación de gas***

Permite generar el escape del gas que se separa del lodo, se encuentra ubicada en la parte superior del cilindro facilitando dirigir el gas al quemador del taladro de perforación [9].

### ***1.1.4. Línea de retorno de lodo***

Permite que el lodo sometido al proceso de separación retorne a los tanques de lodo, se encuentra ubicada en la parte inferior del separador [9].

## **1.2. Clasificación separadores lodo / gas para operaciones de perforación**

Para las operaciones de perforación existen tres tipos de separadores lodo / gas, tales como, separadores de fondo cerrado, de fondo abierto y tipo flotante. El proceso de separación se da idéntico en cada uno, las diferencias radican en el método de mantenimiento de la columna de lodo [9].

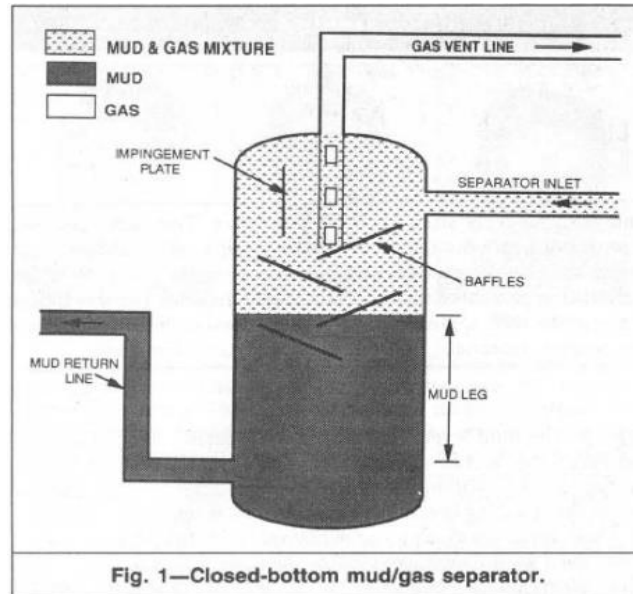
### ***1.2.1. Separador de fondo cerrado***

Como su nombre lo indica, el fondo del cilindro del separador se encuentra cerrado; la línea de retorno de lodo consiste en una instalación de curva en forma de V invertida que permite el retorno de lodo a los tanques. El nivel de fluido se puede ajustar disminuyendo la longitud de la curva en forma de V [9], como se evidencia en la Figura 3.



### Figura 3.

#### *Separador de fondo cerrado*



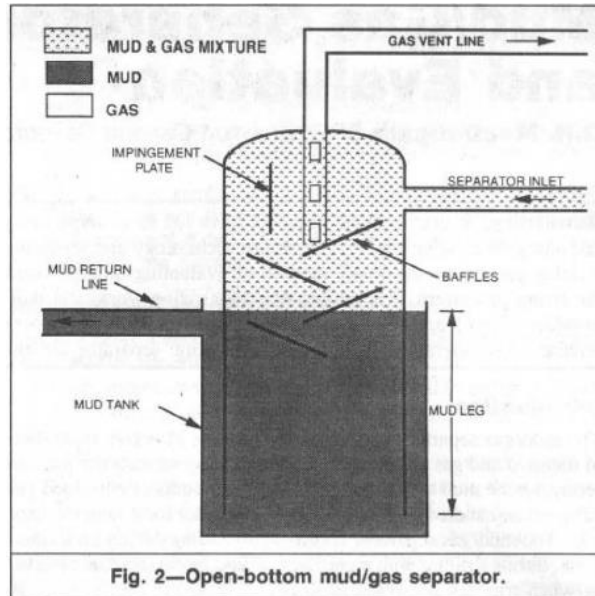
*Nota.* La figura representa los separadores de fondo cerrado. Tomado de: G.R. MacDougall, SPE, Chevron Canada Resources Ltd, “Mud/Gas Separator Sizing and Evaluation”, *OnePetro*. pp. 6,1991. <https://www.onepetro.org/> [Acceso: junio 1, 2020]

#### **1.2.2. Separador de fondo abierto**

Comúnmente llamado *Poor Boy*, consiste en montar el separador en un tanque de lodo con la parte inferior del cuerpo del cilindro sumergido en el lodo; la columna de fluido en el separador será controlada por movimientos ascendentes o descendentes dentro del tanque de lodo. Este tipo de separadores cuentan con una restricción de columna de fluido máxima, ligada al nivel que se pueda almacenar en el tanque de lodo [9], representado en la Figura 4.

## Figura 4.

### Separadores de fondo abierto



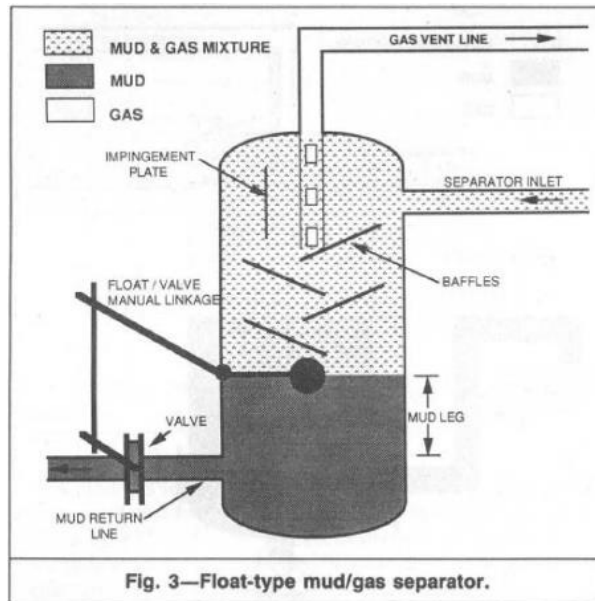
*Nota.* La figura representa los separadores de fondo cerrado. Tomado de: G.R. MacDougall, SPE, Chevron Canada Resources Ltd, “Mud/Gas Separator Sizing and Evaluation”, *OnePetro*. pp. 6,1991. <https://www.onepetro.org/> [Acceso: junio 1, 2020]

### 1.2.3. Separador tipo flotante

Consiste en el conjunto de un flotador y una válvula; el flotador abre o cierra la válvula en la línea de retorno de lodo para mantener la columna de fluido necesaria; la válvula puede ser operada por un sistema de enlace manual conectado desde el flotador a está o puede funcionar con aire suministrado por la plataforma [9], expuesto en la Figura 5.

**Figura 5.**

*Separador tipo flotante*



*Nota.* La figura representa los separadores de fondo cerrado. Tomado de: G.R. MacDougall, SPE, Chevron Canada Resources Ltd, “Mud/Gas Separator Sizing and Evaluation”, *OnePetro*. pp. 6,1991. <https://www.onepetro.org/> [Acceso: junio 1, 2020]

### **1.3. Variables críticas en el diseño y dimensionamiento de separadores lodo / gas**

#### **1.3.1. Blow-Through**

Se define como la separación ineficiente que resulta en una mezcla de lodo / gas retornando a los tanques de lodo, este evento ocurre cuando la presión de fricción en la línea de venteo excede la presión hidrostática de la columna de lodo al interior del separador. [9]

#### **1.3.2. Caudal del flujo de gas**

El tiempo crítico para la separación existe cuando se experimentan caudales máximos de flujo de gas; para estimar esta variable es necesario simular una patada de pozo “típica” dependiendo

de la ubicación, profundidad, proporciones y diferentes componentes naturales del pozo, los datos de la patada deberán estar basados en pozos anteriores y suministrar información del peor escenario posible. [9]

### **1.3.3. Presión en la línea de entrada**

Se define como la presión con la que el fluido proveniente del pozo ingresa al separador. [9]

### **1.3.4. Presión de fricción en la línea de venteo**

Se define como la presión que ejerce el gas cuando escapa de la línea superior del separador; es indispensable para el funcionamiento interno del equipo, pues esta debe ser menor a la presión hidrostática que ejerce la columna de fluido al interior del cilindro. [9]

### **1.3.5. Columna sello líquido**

Nivel específico de fluido al interior del separador, suele ser agua. La presión hidrostática mínima de la capa de lodo ocurre si se tiene una patada de pozo petróleo / gas y la columna de lodo es aceite con un gradiente de presión de 0,26 psi/ft, teniendo en cuenta lo anterior es indispensable evaluar los datos del pozo para establecer un gradiente mínimo que evite el *Blow-Through*. [9]

### **1.3.6. Diámetro interno del separador**

Determina el funcionamiento interno óptimo del separador, puesto que permite modelar el fenómeno de migración de gas hacia la parte superior del cilindro, para esto es fundamental que la velocidad de migración exceda la velocidad del líquido que desciende por el equipo, garantizando así un corte de separación del 100%. [9]

## **1.4. Consideraciones lodo base aceite [9]**

Los efectos del lodo base aceite sobre el funcionamiento del separador lodo / gas puede afectar significativamente los parámetros de diseño y dimensionamiento de este, tales como:

- Las descargas de gas en el lodo base aceite pueden acercarse a condiciones solubles mientras la patada circula desde el pozo.
- Patadas de gas que alcancen el punto de burbuja pueden experimentar valores mayores de  $P_{cmax}$  y  $V_{cmax}$  que los calculados inicialmente para una patada en un lodo base agua,

resultando en un pico mayor de caudal de gas a través del separador; requiriendo parámetros de diseño y dimensionamiento más estrictos.

- Patadas de gas que no alcancen el punto de burbuja hasta que este se encuentre aguas abajo del estrangulador afecta el tamaño y el diseño del separador lodo / gas. Los caudales máximos de gas pueden ser extremadamente altos en relación a los calculados con un lodo base agua.

Otro tipo de consideraciones a tener en cuenta frente al diseño y dimensionamiento de separadores lodo / gas son:

- Se recomienda para separadores de fondo cerrado un diámetro interno de 8 in, evitando de esta forma obstrucciones por sólidos en la línea, adicionalmente deben diseñarse con un sumidero mínimo de 1 ft de fondo previniendo asentamiento de sólidos que obstruyan la salida de la línea de retorno de lodo.
- La placa de impacto debe ser perpendicular a la línea de entrada del separador y de tipo reemplazable.
- Los deflectores al interior del separador deben ubicarse en la parte superior y continuar hacia la parte inferior del cuerpo cilíndrico, estos pueden ser sólidos o tener agujeros sin permitir la acumulación de fluido.
- Se debe ubicar una apertura y/o entrada en la parte superior del separador para permitir la inspección visual del interior de este.
- La vía de acceso del separador debe ser lo suficientemente grande para permitir la sustitución de la placa de impacto y debe estar equipada con un sello de goma reemplazable para evitar fugas.
- El separador debe contar con una entrada en la parte inferior que permita realizar la limpieza del sumidero y/o desinstalar la línea de retorno de lodo.
- El separador debe estar equipado con una válvula en la sección inferior para permitir que se bombee lodo de perforación en su interior.
- Todos los separadores deben construirse de acuerdo a la norma ASME y Standard NACE MROJ – 75 -8412 (Materiales y Soldadura).
- Los separadores nuevos deben probarse hidrostáticamente a 188 psi para dar una presión máxima de trabajo de 150 psi recomendado por la norma ASME.

- Las pruebas no destructivas periódicas deben incluir examen radiográfico del espesor de la pared y ultrasonido para verificar la continuidad de la soldadura.
- Se debe circular agua al máximo caudal posible para comprobar posibles fugas en las conexiones.
- Los separadores deben estar anclados y reforzados debidamente para evitar la vibración producida por la llegada del gas a superficie.

De esta forma los separadores lodo / gas tiene una apariencia física tal como se evidencia en la Figura 6.

**Figura 6.**

Separador Lodo / Gas



*Nota.* La figura representa un tipo de separador lodo / gas que existe para las operaciones de perforación. Tomado de: Long Beach City College (LBCC). *Petroleum 1 Well*, 2017.

## **2. METODOLOGÍA Y DATOS**

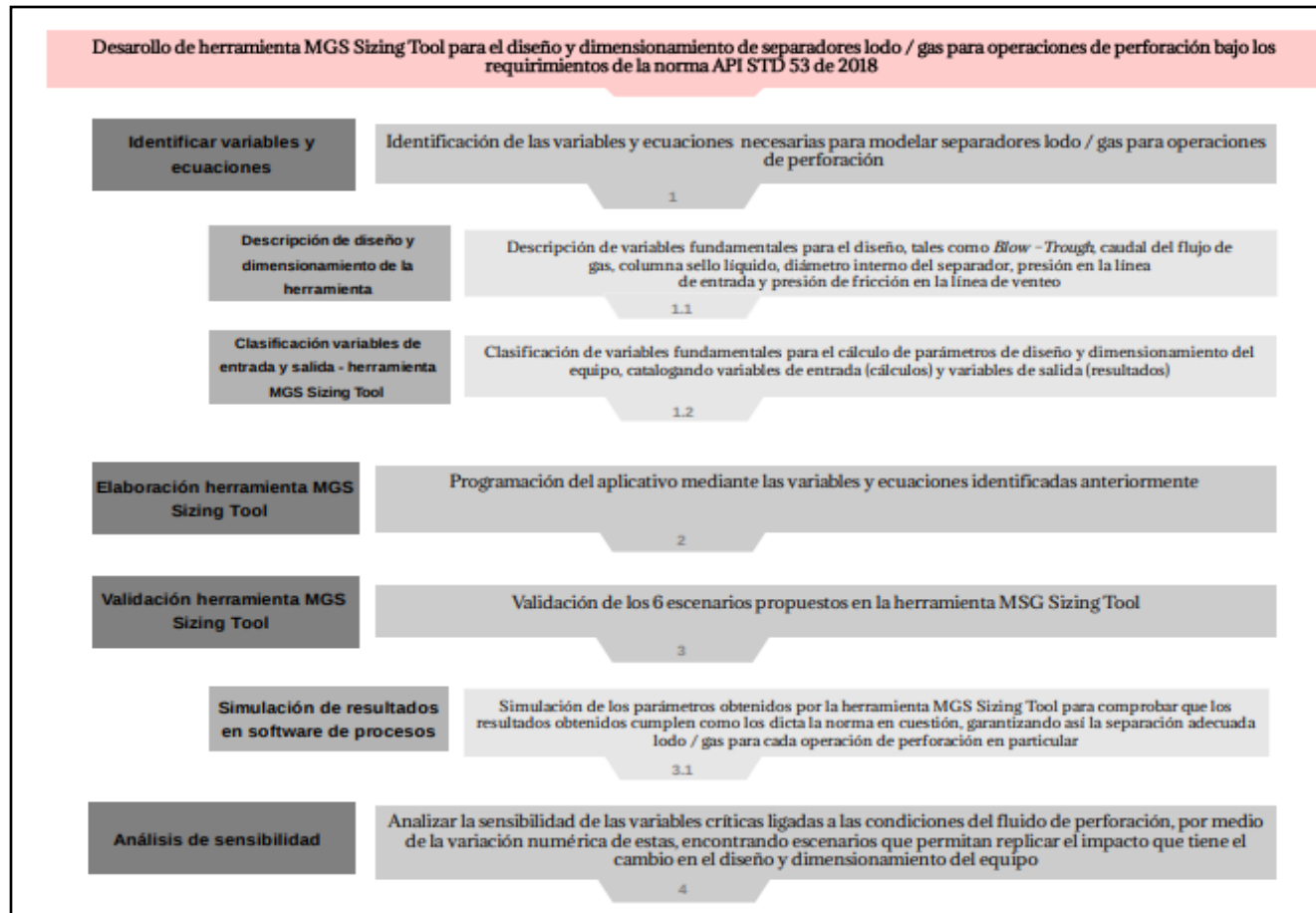
La herramienta MGS Sizing Tool es un instrumento digital que permite el cálculo de los parámetros de diseño y dimensionamiento de los separadores lodo / gas en operaciones de perforación de pozos petroleros.

Para el desarrollo y validación de la herramienta MGS Sizing Tool, es necesario ejecutar 4 pasos principales, los cuales permiten seguir una metodología acorde al objetivo principal de este trabajo, el cual es desarrollar una herramienta digital para la evaluación de los criterios de diseño y dimensionamiento de los separadores lodo / gas en operaciones de perforación, bajo los requerimientos de la Norma API STD 53 de 2018. A continuación, se explicarán los 4 pasos para dar cumplimiento a dicho objetivo.

Para una mejor explicación de dichos pasos, se presenta la Figura 7, donde se especifica la secuencia que se ejecuta para poder realizar el diseño de la herramienta MGS Sizing Tool.

**Figura 7.**

*Esquema de secuencia para el desarrollo de la herramienta digital*



**Nota.** La figura describe el desarrollo secuencial que se realizara para la elaboración de la herramienta MGS Sizing Tool



## 2.1. Identificación de variables y ecuaciones de diseño

Para diseñar un separador lodo / gas como dispositivo de separación efectivo, es necesario señalar que existen seis variables fundamentales que lo caracterizan como dispositivo único y útil en condiciones operativas específicas. Dichas variables corresponden a *Blow –Trough*, caudal de flujo de gas, columna sello líquido, diámetro interno del separador, presión en la línea de entrada y presión de fricción en la línea de venteo. Para determinar las variables anteriormente mencionadas, es necesario describir una serie de ecuaciones que permiten el modelamiento del equipo en condiciones reales y teniendo en cuenta todos los parámetros que dicta la norma API STD 53 de 2018, la referencia como guía el documento SPE-20430-PA, *Mud/Gas Separator Sizing and Evaluation*.

Adicionalmente con el fin de asegurar veracidad en los resultados obtenidos por la herramienta digital, se realizó el estudio exhaustivo del documento recomendado SPE-20430-PA encontrando diferentes incongruencias en data y datos asumidos, tales como, valores obtenidos por softwares en el momento ya obsoletos y variables ideales que no reproducen la operación de surgencia. Debido a lo anterior se recurre a la norma API 12J de 2008 la cual se encuentra más actualizada en algunos parámetros necesarios.

### 2.1.1. Variables de diseño del separador lodo / gas

Como se ha indicado anteriormente, existen variables que determinan el diseño y dimensionamiento de los separadores lodo / gas en operaciones de perforación, es decir, al modelar matemáticamente dichas variables, se encuentran las especificaciones técnicas necesarias para el equipo de control de pozo óptimo para unas condiciones operativas específicas.

**2.1.1.a. Máxima presión en superficie.** Expuesta en la siguiente ecuación [8]

$$p_{max} = \frac{[(p_d + \{\rho_m TVD\}) - TVD\rho_m - (\rho_f H_b)]}{2} + \left[ \frac{(\{p_d + (\rho_m TVD)\} - TVD\rho_m - (\rho_f H_b))^2}{4} + \frac{\{p_d + (\rho_m TVD)\}\rho_m Z_s T_s H_b}{Z_b T_b} \right]^{1/2}$$

**2.1.1.b. Volumen antes del choke.** Representado por la ecuación a continuación,

$$V_{up} = \frac{P_r K_T}{P_{max}}$$

**2.1.1.c. Volumen después del choke.** Expuesto a continuación,

$$V_c = \frac{P_{max} V_{up}}{14,7}$$

**2.1.1.d. Máximo caudal de separación [9]**

$$Q_{max} = \frac{V_c}{t} * 8085,6$$

**2.1.1.e. Caudal operativo seguro de separación.** Determinado por la ecuación [8]

$$Q_{operative} = \frac{Q_{max}}{1,25}$$

**2.1.1.f. Tiempo necesario para ventear el gas.** Se estima bajo la ecuación [9]

$$t = \frac{V_{up}}{q_k}$$

**2.1.1.g. Presión hidrostática de la columna de fluido.** Se calcula mediante la ecuación

$$P_H = 0,052 * \rho_f * h_{ml}$$

**2.1.1.h. Presión hidrostática crítica de la columna de fluido.** Se encuentra presentada a continuación [9]

$$P_{ml} = h_{ml} * 0,26$$

**2.1.1.i. Factor de fricción en la línea de venteo [8]**

$$f = \left( -4.0 \log_{10} \left( \frac{\varepsilon}{3.7D} \right) \right)^{-2}$$

**2.1.1.j. Presión en la línea de venteo.** Obtenida por la siguiente ecuación [8]

$$P_f = \left( P_1^2 + \left[ \frac{100.6 Q_{gas}^2 f R_{gas} Q_{max} Z_{std} T_s}{D^5} \right] \right)^{0.5}$$

**2.1.1.k. Presión del separador.** Determinada por la siguiente formula [8]

$$P_{sep} = P_2 + \left[ \frac{1.06 T_s \rho_{gas} Q_{max}^2}{P_2 D^4} \right]$$

**2.1.1.l. Blow-Through.** Dicho parámetro se encuentra determinado por la ecuación planteada a continuación [9]

$$\text{Blow} - \text{Through} = P_{ml} > P_f$$

**2.1.1.m. Diámetro Interno del Separador.** Se encuentra expuesto en la siguiente ecuación [9]

$$ID = 15,56 * \sqrt{q_{slow}}$$

Además, existen algunas variables que determinan las funciones internas del dispositivo, como se describe a continuación

**2.1.1.n. Caudal de líquido a través del separador.** Determinado mediante la ecuación [9]

$$Q_{ls} = 2 * q_k$$

**2.1.1.o. Velocidad del gas en el separador.** Se puede obtener mediante la siguiente fórmula [9]

$$V_L = \frac{2 * q_k}{C_{sp}}$$

## **2.1.2. Clasificación de variables de entrada y salida - herramienta MGS Sizing Tool**

Para el diseño de un equipo óptimo que se adecue a la operación, es indispensable determinar las variables necesarias y requeridas para que el código de programación de la herramienta este en la capacidad de realizar los cálculos correctos del separador lodo / gas. De igual forma es necesario precisar las variables de salida que tendrá el usuario frente al diseño y dimensionamiento del equipo, dichas variables se presentan en la Tabla 1.

**Tabla 1.***Clasificación variables herramienta MGS Sizing Tool*

<b>Variables Herramienta MGS Sizing Tool</b>				
<b>Variable</b>		<b>Tipo</b>		
		<b>Entrada</b>	<b>Intermedias</b>	<b>Salida</b>
Reservoir Pressure [psi]	Presión de Yacimiento [psi]	x		
Lower Capacity [Bbls]	Capacidad Anular Inferior [Bbls]	x		
Kick Tolerance [Bbls]	Tolerancia del Influj - KT [Bbls]	x		
Kick Intensity [ppg]	Intensidad del Influj - KI [ppg]	x		
Vent line internal diameter [in]	Diámetro interno de la línea de venteo [in]	x		
Vent line length [ft]	Longitud de la línea de venteo [ft]	x		
Height of liquid seal [ft]	Altura del sello líquido [ft]	x		
Slow Pump Rate [stk/min]	Velocidad Reducida de la Bomba [stk/min]	x		
Pump Capacity [Bbl/min]	Capacidad de la Bomba [Bbl/min]	x		
Old Mud Weight [lbm/gal]	Densidad Lodo Anterior [lbm/gal]	x		
True Vertical Depth [ft]	TVD [ft]	x		
Initial Shut-in Drillpipe Pressure [psi]	Presión de Cierre en la Tubería de Perforación [psi]		x	
Maximun Surface Pressure [psi]	Presión Maxima en Superficie [psi]			x
Volume of Gas Upstream of Choke [psi]	Volumen Aguas Arriba del Estrangulador [psi]			x
Volume of Gas Downstream of Choke [Bbl]	Volumen Aguas Abajo del Estrangulador [Bbl]			x
Maximum Separation Flow Rate [MMSFCD]	Caudal Máximo de Separación [MMSFCD]			x
Safe operating Flow Rate [MMSFCD]	Caudal Operativo Seguro de Separación [MMSFCD]			x
Time to Pump Gas Out [Min]	Tiempo Necesario de Venteo [Min]			x
Mud-leg Hydrostatic Pressure [psi]	Presión Hidrostatica de la Columna de Fluido [psi]			x
Mud Leg Hydrostatic Pressure Critical [psi]	Presión Hidrostática Crítica de la Columna de Lodo [psi]			x
Vent Line Friction Factor	Factor de Fricción de la Línea de Venteo			x
Vent Line Pressure [psi]	Presión en la Línea de Venteo [psi]			x
Separator Pressure [psi]	Presión del Separador [psi]			x
Blow-Through	Blow-Through			x
Minimum Separator ID [in]	Diámetro Mínimo Interno del Separador [in]			x
Gas Velocity in the Mud/Gas Separator [ft/min]	Velocidad del Gas en el Separador [ft/min]			x
Liquid Flow Through the Separator [Bbl / min]	Caudal de líquido a través del Separador [Bbl/min]			x

**Nota.** Esta tabla representa la clasificación de las variables necesarias para el desarrollo algorítmico de la Herramienta MGS Sizing Tool

## 2.2. Diseño de la herramienta MGS Sizing Tool

La herramienta digital MGS Sizing Tool, la cual establece los parámetros de diseño y dimensionamiento de los separadores lodo / gas en operaciones de perforación según la norma API STD 53 de 2018; se programó mediante los esquemas algorítmicos y el lenguaje de programación que ofrecen las plataformas de Microsoft Excel y Visual Basic.

La cual requirió cuatro esquemas básicos secuenciales denominados: Diseño gráfico de la herramienta, entrada de datos, análisis operacional y desarrollo algorítmico, presentados a continuación

### 2.2.1. Diseño gráfico de la herramienta

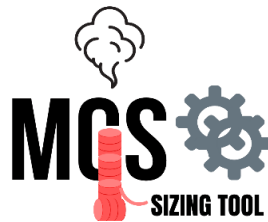
En esta etapa, se diseñó una interfaz gráfica, creando la identificación visual de la herramienta y todo el desarrollo secuencial que la comprende. El desarrollo del aplicativo se encuentra realizado en el idioma Ingles, teniendo en cuenta que es el dominante en la industria Oil & Gas.

#### 2.2.1.a. Logo

Se determinó un logo que permite la identificación de la herramienta digital y la estrategia de posicionamiento de marca como se evidencia en la Figura 8.

**Figura 8.**

*Logo MGS Sizing Tool*



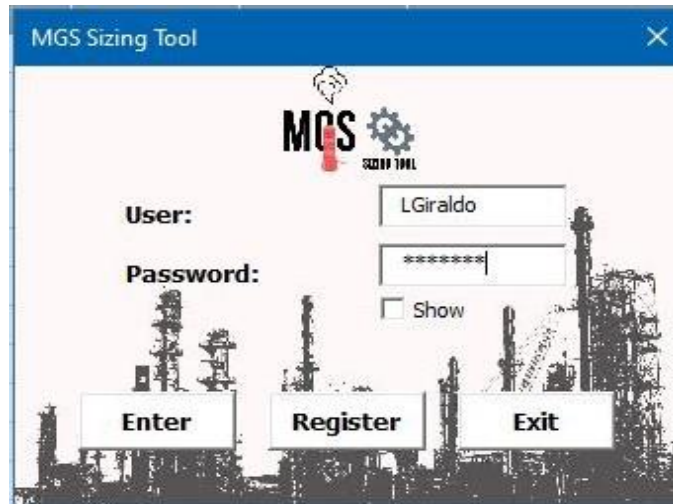
*Nota.* La figura describe el diseño gráfico que representa la identidad de la herramienta

### 2.2.1.b. Login

Con el fin de ofrecer confiabilidad de los datos a los usuarios, se diseñó un sistema de ingreso personalizado como se observa en la Figura 9.

**Figura 9.**

*MGS Sizing Tool*



**Nota.** La figura representa la ventana de ingreso de la herramienta

### 2.2.1.c. User Register

Teniendo en cuenta la elaboración reciente de la herramienta, las compañías que intenten acceder a ella, no cuentan con un registro en la base de datos de la misma, de esta forma, se programa un sistema de registro para dichos usuarios nuevos como se evidencia en la Figura 10.

**Figura 10.**

*User Register*

The image shows a software window titled "User Register". At the top left is the logo for "MCS SIZING TOOL", which includes a lightbulb, a red pencil, and gears. To the right of the logo is a cartoon illustration of a man and a woman. Below the logo and illustration are several input fields: "Name:" with a small cursor in the first field, "Last Name:", "Company:", "User:", "Password:", and "Password Confirmation:". There is a checkbox labeled "Show Passwords" next to the "Password Confirmation" field. At the bottom of the window are two buttons: "Register" and "Cancel". In the bottom right corner, there is a small icon of an oil rig.

*Nota.* La figura representa la interfaz para realizar el registro de los nuevos usuarios, denominada *User Register*

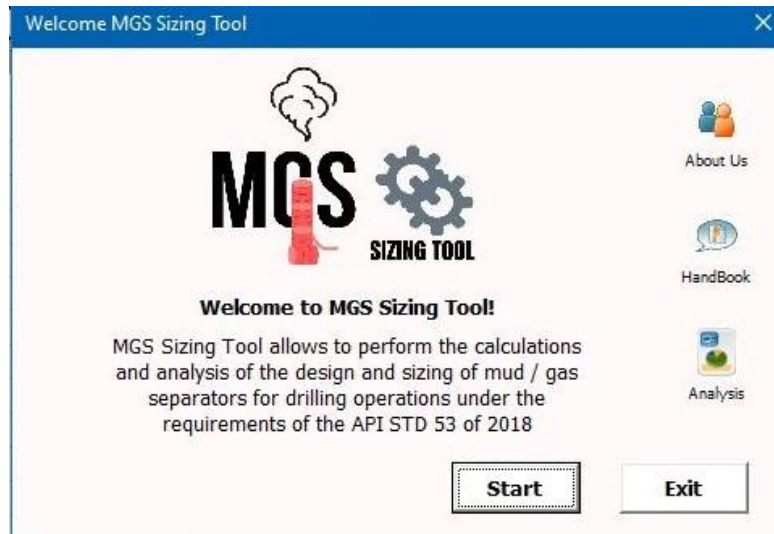
#### **2.2.1.d. Welcome**

Para generar un sistema amigable con el usuario desde la herramienta, se creó una ventana principal donde este contara con la información necesaria para la identificación y manejo de la misma. Contando con la noción de uso, el usuario se podrá dirigir al botón de Start para iniciar el proceso de cálculo y diseño del equipo como se evidencia la Figura 11.



**Figura 11.**

*Welcome MGS Sizing Tool*



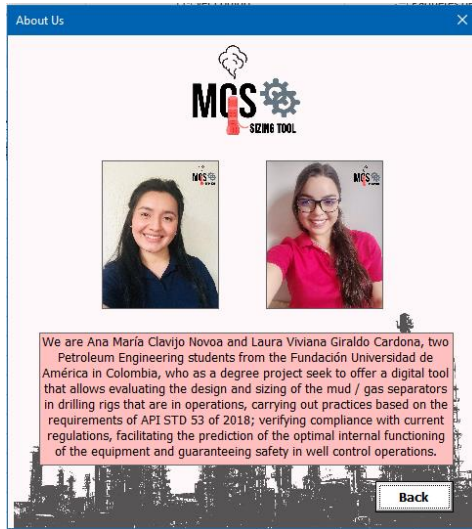
**Nota.** La figura representa la ventana denominada *Welcome*

*Adicionalmente en la ventana Welcome el usuario cuenta con acceso a:*

- *About Us:* Descripción de las autoras de la herramienta, presentado en la Figura 12.
- *Handbook:* Manual de uso de la herramienta, tal como se evidencia en la Figura 13.
- *Sensibility Analysis:* Análisis de sensibilidad de las variables críticas del separador lodo / gas, presentado en la Figura 14.

**Figura 12.**

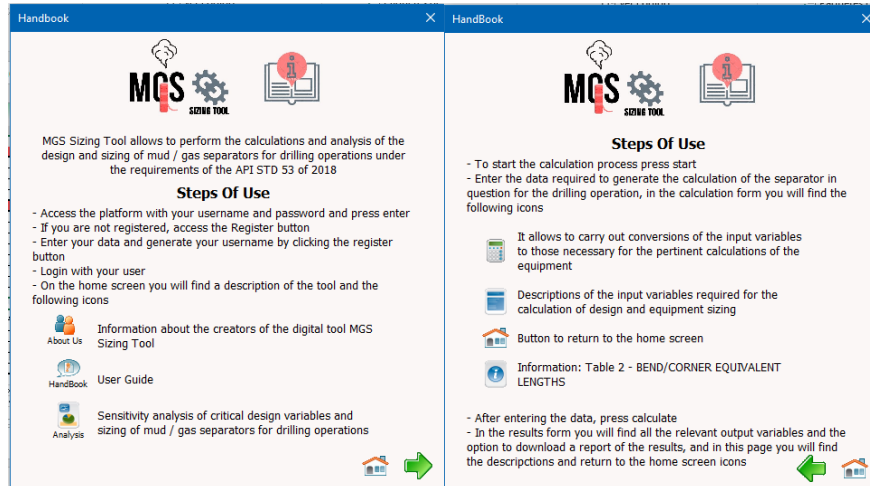
*About Us*



**Nota.** La figura representa la interfaz sobre los autores de la herramienta MGS Sizing Tool

**Figura 13.**

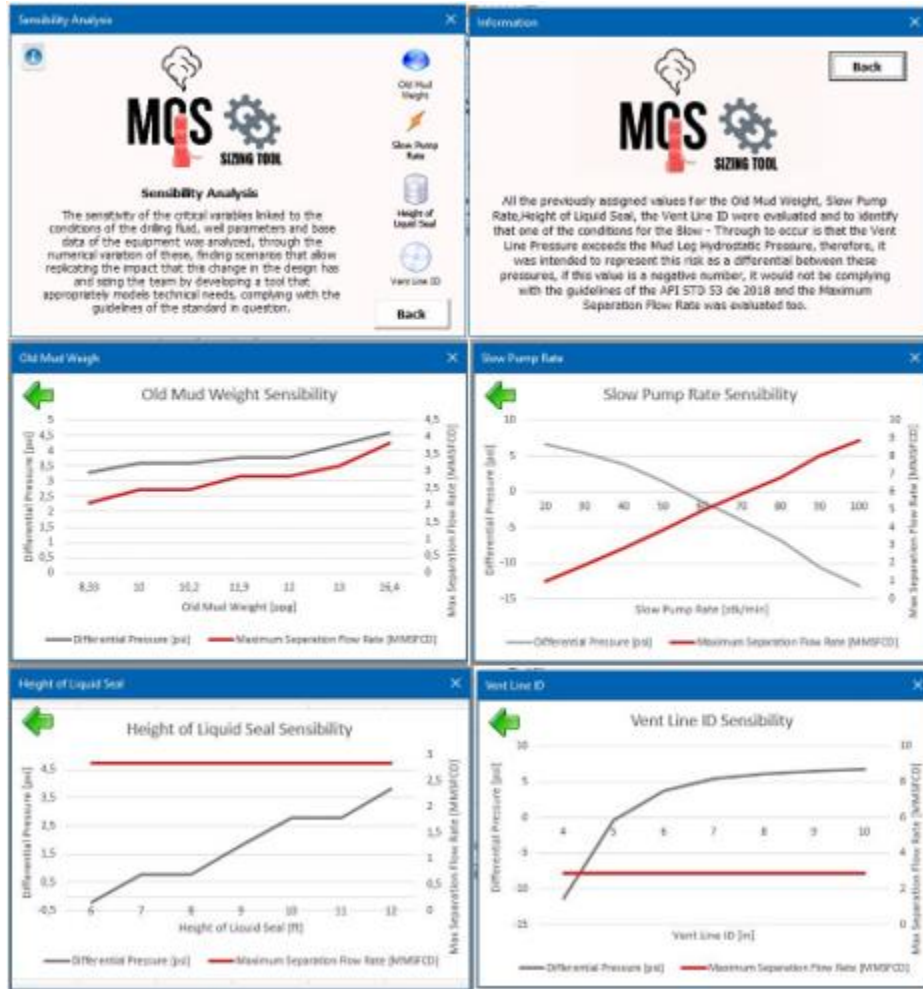
*HandBook*



**Nota.** La figura representa el manual de uso de la herramienta, denominada *Handbook*

Figura 14.

*Sensibility Analysis*



**Nota.** La figura representa el análisis de sensibilidad de las variables críticas en el diseño del separador lodo / gas, denominada *Sensibility Analysis*

**2.2.2. Entrada de datos a la herramienta**

En esta etapa, se diseñó una interfaz de entrada de datos identificada como *Input Data*, mediante las funciones de Visual Basic, que permiten al usuario ingresar los datos generales, al igual que, los datos requeridos para el cálculo de los parámetros de diseño y dimensionamiento del equipo, tal y como se muestra en el Figura 15. Una vez, estos datos sean diligenciados, el código se

programó para que los valores de entrada sean insertados en las celdas correspondientes del libro de Excel en la hoja *Input\_Data*, tal y como se presenta en el Figura 16.

**Figura 15.**

*Input Data*

The screenshot shows a software window titled "Input Data" with a blue header bar. The window contains three main sections of input fields:

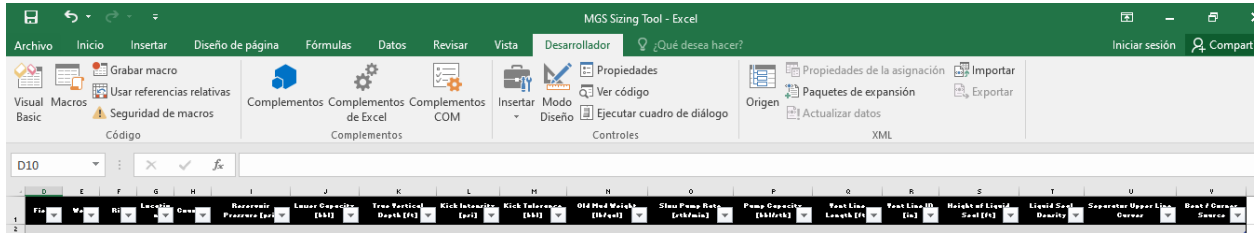
- General Data:** Fields for Name, Date (13/11/2020), Company, Field, Well, Rig Name, Location, and Country.
- Well Data:** Fields for Reservoir Pressure (psi), Lower Capacity (Bbl), True Vertical Depth (ft), Kick Intensity (ppg), Kick Tolerance (Bbl), and Old Mud Weight (ppg).
- Input Data:** Fields for Slow Pump Rate (stk/min), Pump Capacity (Bbl/stk), Vent Line Length (ft), Vent Line ID (in), Height of Liquid Seal (ft), Liquid Seal Density (ppg), Separator Upper Line Curves, and Bend / Corner Source (with a "Select Source" dropdown menu).

At the bottom of the window, there are three buttons: "Calculate", "New", and "Back".

**Nota.** La figura representa la ventana de los datos de entrada requeridos para el cálculo del equipo

**Figura 16.**

*Input\_Data*



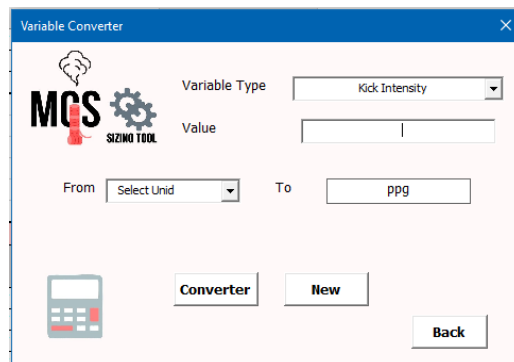
**Nota.** La Figura representa el libro de Excel denominado *Input\_Data* donde se almacenan los datos de entrada de la herramienta MGS Sizing Tool

Igualmente se cuenta con recursos como:

- *Converter*: En caso tal que se requiera realizar la conversión de las variables de entrada, esta opción permitirá hacer los cálculos pertinentes, presentado en la Figura 17.
- *Descriptions*: Claridad sobre las variables de entrada requeridas para el cálculo y diseño del equipo, se evidencia en la Figura 18.
- *Home*: Permite volver a la ventana principal denominada *Welcome*

**Figura 17.**

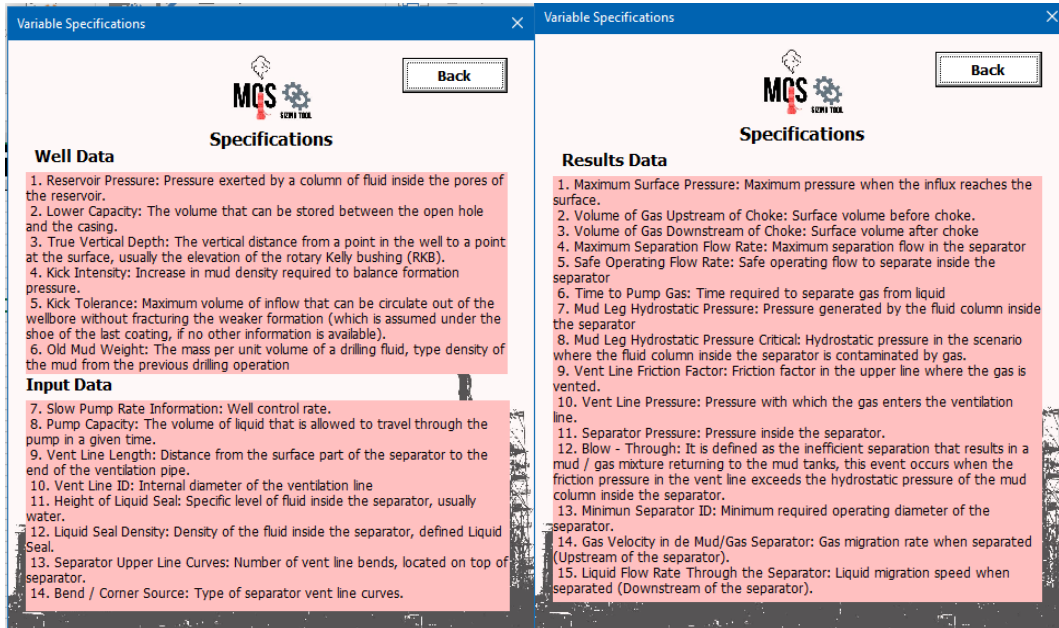
*Converter*



**Nota.** La figura representa la interfaz de conversión

**Figura 18.**

### *Variable Specifications*



**Nota.** La figura representa la ventana que contiene las descripciones de las variables de entrada, denominada *Variable Specifications*

### **2.2.3. Análisis operacional de la herramienta**

En esta sección del diseño de la herramienta digital se especificaron las condiciones operacionales del separador lodo / gas en operaciones de perforación, a partir de las cuales se llevó a cabo el diseño. Para ello es de suma importancia identificar variables intermedias de cómputo que son necesarias para realizar los cálculos posteriores de diseño y dimensionamiento, presentadas en la Tabla 1 (Clasificación de variables de entrada y salida - herramienta MGS Sizing Tool) y a continuación:

- Presión de cierre en la tubería de perforación (SIDPP): Presión hidrostática de la tubería faltante para estar en balance con la presión de formación.

### **2.2.4. Desarrollo algorítmico y resultados de la herramienta**

En esta sección se describe el cuerpo principal del funcionamiento de la herramienta digital. Donde se desarrollan todos los cálculos principales que permiten encontrar los parámetros que

modelan el diseño y dimensionamiento de los separadores lodo / gas. Para realizar los cálculos de diseño se desprecian variables de materiales y construcción de los mismos que son evaluados por la norma ASME 101-36

A continuación, se describe el procedimiento necesario para llegar a el diseño y dimensionamiento del separador lodo / gas optimo con base en los datos de entrada de la segunda sección y el cálculo de las variables intermedias de la tercera sección.

Mediante los esquemas algorítmicos y el lenguaje de programación que ofrecen las plataformas de Microsoft Excel y Visual Basic se desarrolló un código mediante el cual se evaluaron las variables y ecuaciones necesarias descritas anteriormente, donde la herramienta toma las variables de entrada procesándolas por medio de este código y proyecta en la ventana de resultados óptimos las variables de salida como se ilustra en la Figura 19 y las almacena en el libro de Excel denominado *Results\_Data* como se evidencia en el Figura 20.

**Figura 19.**

*Results MGS Sizing Tool*

The screenshot shows a software window titled "Results" with a close button in the top right corner. The window contains the "MGS SIZING TOOL" logo at the top center. Below the logo, there is a section titled "Results" containing a grid of 18 output parameters, each with a text input field and its corresponding unit. The parameters are arranged in two columns. At the bottom of the window, there are two buttons: "Report" and "Back".

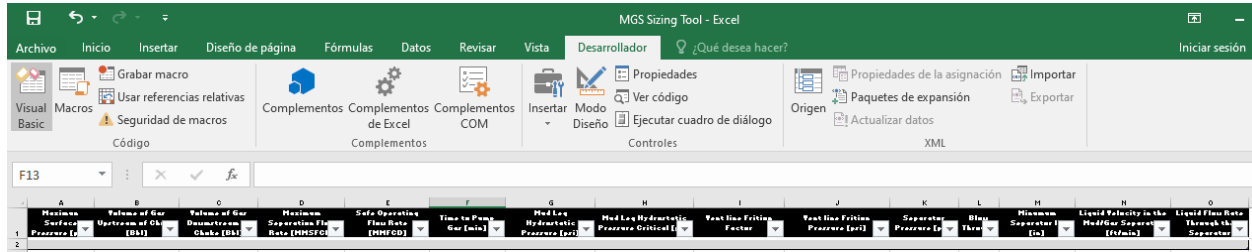
Parameter	Unit
Maximum Surface Pressure	psi
Volume of Gas Upstream of Choke	Bbl
Volume of Gas Downstream of Choke	Bbl
Maximum Separation Flow Rate	MMSFCD
Safe Operating Flow Rate	MMSFCD
Time to Pump Gas	min
Mud Leg Hydrostatic Pressure	psi
Mud Leg Hydrostatic Pressure Critical	psi
Vent Line Friction Factor	
Vent Line Pressure	psi
Separator Pressure	psi
Blow - Through	
Minimum Separator ID	in
Gas Velocity in the Mud/Gas Separator	ft/min
Liquid Flow Rate Through the Separator	Bbl/min

**Nota.** La figura representa la interfaz de la ventana de resultados de la herramienta MGS Sizing Tool



**Figura 20.**

*Results*




*Nota.* La Figura representa el libro de Excel denominado *Results* donde se almacenan los datos de salida de la herramienta MGS Sizing Tool

Adicionalmente se cuenta con recursos como:

- *Report:* La herramienta permite generar un reporte final en pdf, el cual se puede guardar en el equipo en el que se esté usando el aplicativo, un ejemplo de lo anterior se puede evidenciar en la Figura 21.
- *Home:* Permite volver a la ventana principal denominada *Welcome*

**Figura 21.**

*Reporte de resultados*

 <b>REPORT</b>		MGS Sizing Tool (+57) 314 6764116 (+57) 301 7210382 <a href="mailto:mgsinformation@gmail.com">mgsinformation@gmail.com</a>	
General Data			
Name		Well	
Date		Rig Name	
Company		Location	
Field		Country	
Result Data			
Maximum Surface Pressure			psi
Volume of Gas Downstream of Choke			Bbl
Volume of Gas Upstream of Choke			Bbl
Maximum Separation Flow Rate			MMSFCD
Safe Operating Flow Rate			MMSFCD
Time to Pump Gas Out of Well			min
Mud Leg Hydrostatic Pressure			psi
Mud Leg Hydrostatic Pressure Critical			psi
Vent Line Friction Factor			
Vent Line Friction Pressure			psi
Separator Pressure			psi
Blow - Through			
Minimum Separator ID			in
Liquid Velocity in the Mud/Gas Separator			ft/min
Liquid Flow Rate Through the Separator			Bbl/min

\*Este reporte es de carácter informativo y se reserva todos los derechos de autor.  
 Si presenta alguna duda y/o sugerencia comuníquese con nosotros.

**Nota.** La figura representa el diseño del reporte final que ofrece la herramienta MGS Sizing Tool, denominado *Report*

### 2.3. Validación Herramienta MGS Sizing Tool

La validación frente al funcionamiento de la herramienta diseñada se realizó por medio de la evaluación de las variables de diseño en 6 equipos que se encuentran en campo y en operación de las compañías Nabors y/o Tuscany, apoyando lo anterior mediante la simulación en un software de procesos, donde se buscó comprobar que los resultados obtenidos cumplen los parámetros como lo son Blow –Trough, caudal del flujo de gas, columna sello líquido, diámetro interno del separador, presión en la línea de entrada y presión de fricción en la línea de venteo como lo dicta la norma en cuestión, garantizando así la separación adecuada lodo / gas para cada operación de

perforación en particular. El anterior procedimiento se encuentra detallado en el capítulo de Discusión y Análisis de Resultados.

#### **2.4. Análisis de sensibilidad de las variables críticas**

Se analizó la sensibilidad de las variables críticas ligadas a las condiciones del fluido de perforación, parámetros del pozo y datos base del equipo, por medio de la variación numérica de estas, encontrando escenarios que permiten replicar el impacto que tiene este cambio en el diseño y dimensionamiento del equipo desarrollando una herramienta que modele apropiadamente las necesidades técnicas, cumpliendo los lineamientos de la norma en cuestión. El anterior procedimiento se encuentra detallado en el capítulo de Discusión y Análisis de Resultados.

### **3. RESULTADOS Y ANÁLISIS**

Considerando la sección anterior sobre la metodología desarrollada para la programación de la herramienta MGS Sizing Tool, se procedió a la verificación de la misma por medio de la evaluación de las variables de diseño en 6 casos reales que se encontraban en operación bajo las compañías Nabors y/o Tuscany. Adicionalmente, se realizó la representación de cada escenario en el software Aspen Hysys; por medio de diferentes simulaciones se buscó comprobar que los resultados obtenidos por la herramienta MGS Sizing Tool cumplen los parámetros dictados por la norma API STD 53 de 2018, garantizando así la separación adecuada lodo / gas para cada operación de perforación en particular.

Para cumplir con los requisitos anteriores, las variables de entrada de operación se ingresaron en la herramienta MGS Sizing Tool, con los resultados obtenidos se realizó una simulación en el software de procesos, con el fin de verificar la veracidad de la herramienta programada y así dando cumplimiento a la norma API STD 53 de 2018. Por lo tanto, los parámetros de diseño del equipo, especificados en la herramienta digital permitieron validar la efectividad del separador lodo / gas en operaciones de perforación; en los escenarios donde se encontró un equipo no efectivo, se modificaron las variables críticas, con el fin de asegurar la efectividad del equipo y así generar algunas recomendaciones para cada plan de operación.

#### **3.1. Verificación del funcionamiento de la herramienta MGS Sizing Tool**

Para la verificación de la herramienta digital se ingresaron los valores enmarcados en la Tabla 2, donde se encuentran individualmente los 6 seis casos operativos.

**Tabla 2.***Valores de entrada escenarios operativos*

Escenarios Operativos							
Variables Herramienta MGS Sizing Tool		CASO A	CASO B	CASO C	CASO D	CASO E	CASO F
Reservoir Pressure [psi]	Presión de Yacimiento [psi]	13583	6450	3715	14340	8819	2621
Lower Capacity [Bbls]	Capacidad Anular Inferior [Bbls]	0,012142996	0,02914319	058104235	058104235	0,03004903	0,020400233
Kick Tolerance [Bbls]	Tolerancia del Influj - KT [Bbls]	10	25	25	50	25	18
Kick Intensity [ppg]	Intensidad del Influj - KI [ppg]	3,54	0,5	0,5	1	0,5	0,5
Vent line internal diameter [in]	Diámetro interno de la línea de venteo [in]	6	6	6	6	6	4
Vent line length [ft]	Longitud de la línea de venteo [ft]	150	150	170	175	150	100
Height of liquid seal [ft]	Altura del sello líquido [ft]	6,79	12	10	12	12	10
Slow Pump Rate [stk /min]	Velocidad Reducida de la Bomba [stk /min]	55	30	45	30	50	60
Pump Capacity [Bbl/min]	Capacidad de la Bomba [Bbl/min]	0,099	0,105	0,143	0,088	0,143	0,127
Old Mud Weight [lbm/gal]	Densidad Lodo Anterior [lbm/gal]	12	11,9	10,2	16,4	13	10
True Vertical Depth [ft]	TVD [ft]	16800	9990	6721	15840	12565	4800

**Nota.** La tabla representa los valores de los seis casos operativos evaluados

Los resultados obtenidos con el código de programación de la herramienta MGS Sizing Tool hacen referencia a variables necesarias para el diseño y dimensionamiento del separador lodo / gas, de igual forma representan como operará en un evento de control de pozo y si cumplirá en dicha operación. Las especificaciones de los parámetros de salida de la herramienta digital se explican a continuación:

- Presión máxima de superficie: Hace referencia a la presión máxima que se obtendrá cuando el influj alcanza la superficie
- Volumen de gas aguas arriba del estrangulador: Volumen en superficie antes del estrangulador
- Volumen de gas aguas abajo del estrangulador: Volumen en superficie después del estrangulador
- Caudal máximo de separación: Caudal de separación máximo en el separador
- Caudal operativo seguro de separación: Caudal operativo seguro de separación teniendo en cuenta el factor de seguridad del 25% referenciado por la norma API 12 J
- Tiempo necesario de venteo: Tiempo necesario para separar el gas del líquido
- Presión hidrostática de la columna de lodo: Presión generada por la columna de fluido al interior del separador
- Presión hidrostática crítica de la columna de lodo: Presión hidrostática en el escenario critico en que la columna de fluido dentro del separador se contamine por gas

- Factor de fricción de la línea de ventilación: Factor de fricción en la línea superior donde se ventila el gas
- Presión de la línea de ventilación: Presión con la que el gas ingresa a la línea de ventilación.
- Presión del separador: Presión al interior del separador
- Diámetro mínimo interno del separador: Diámetro operativo mínimo requerido del separador
- Velocidad del gas en el separador lodo / gas: Velocidad de migración del gas cuando se está separado
- Caudal de líquido a través del separador: Velocidad de migración del líquido cuando se separa del gas

### ***3.1.1. Evaluación de los seis casos operativos herramienta MGS Sizing Tool***

En la siguiente sección se presenta la evaluación de los casos operativos propuestos, dando cumplimiento a la verificación de la herramienta MGS Sizing Tool, dichos resultados se encuentran expuestos en la Tabla 3. Adicionalmente se detalla el caso A, evidenciando paso a paso el proceso replicado en los 5 casos restantes, así como recomendaciones y datos relevantes en cada uno de los escenarios, para ello, la presentación y análisis de los resultados se encuentran divididos de la siguiente manera

- *Suitable*: Escenario clave para el funcionamiento del separador lodo / gas, mediante este se confirma el control del fenómeno *Blow – Through* en el equipo y la separación efectiva de fases. Los casos en estudio asociados al estado *Suitable* son los casos B, C y D
- *No Suitable*: Esta condición genera una alta probabilidad de no lograr contener el fenómeno *Blow – Through* en el separador, inexactitud en la separación lodo – gas y posible presencia de gas en las *shakers*. Los casos asociados al estado *No Suitable* son los casos A, E y F

**Tabla 3.**

*Resultados escenarios operativos*

<b>Resultados Escenarios Operativos</b>							
<b>Variables Herramienta MGS Sizing Tool</b>		<b>CASO A</b>	<b>CASO B</b>	<b>CASO C</b>	<b>CASO D</b>	<b>CASO E</b>	<b>CASO F</b>
Maximun Surface Pressure [psi]	Presión Maxima en Superficie [psi]	4109	1625	835	3088	1975	928
Volume of Gas Upstream of Choke [psi]	Volumen Aguas Arriba del Estrangulador [psi]	33	99	111	232	111	50
Volume of Gas Downstream of Choke [Bbl]	Volumen Aguas Abajo del Estrangulador [Bbl]	9224	10943	6305	48735	14913	3156
Maximum Separation Flow Rate [MMSFCD]	Caudal Máximo de Separación [MMSFCD]	12,43	2,85	3	4,53	8,04	4,25
Safe operating Flow Rate [MMSFCD]	Caudal Operativo Seguro de Separación [MMSFCD]	9,94	2,28	2,4	3,62	6,43	3,4
Time to Pump Gas Out [Min]	Tiempo Necesario de Venteo [Min]	6	31	17	87	15	6
Mud-leg Hydrostatic Pressure [psi]	Presión Hidrostatica de la Columna de Fluido [psi]	4	7	5	10	8	5
Mud Leg Hydrostatic Pressure Critical [psi]	Presión Hidrostática Crítica de la Columna de Lodo [psi]	1	3	2	3	3	2
Vent Line Friction Factor	Factor de Fricción de la Línea de Venteo	0,0067	0,0067	0,0067	0,0067	0,0067	0,0076
Vent Line Pressure [psi]	Presión en la Línea de Venteo [psi]	32,2	3,2	3,7	7,6	17,6	29
Separator Pressure [psi]	Presión del Separador [psi]	33,2	3,3	3,8	7,9	18,3	29,7
Blow-Through	Blow-Through	No Suitable	Suitable	Suitable	Suitable	No Suitable	No Suitable
Minimum Separator ID [in]	Diámetro Mínimo Interno del Separador [in]	36	27	39	25	41	42
Gas Velocity in the Mud/Gas Separator [ft/min]	Velocidad del Gas en el Separador [ft/min]	1,1	2,8	5,4	1,5	2,2	4,5
Liquid Flow Through the Separator [Bbl / min]	Caudal de Líquido a través del Separador [Bbl/min]	11	6,3	12,9	5,3	14,3	15,2

**Nota.** La tabla representa los resultados obtenidos por la herramienta MGS Sizing Tool para los seis casos operativos evaluados

Posteriormente y con base en la tabla anterior, se describen los escenarios *Suitable* y *No Suitable* acompañados del proceso de ejecución del código de programación.

- Escenarios *No Suitable*

**3.1.1.a. Caso A.** En este escenario operativo se reprodujeron los cálculos de parámetros de diseño y dimensionamiento para un separador lodo / gas. Para ello se introdujeron los valores necesarios en la herramienta MGS Sizing Tool (Tabla 2). La visualización de los datos de entrada en la herramienta digital se presenta en la Figura 22.

**Figura 22.**

*Datos de entrada Caso A*

The screenshot shows the 'Input Data' window of the MGS Sizing Tool. The window is titled 'Input Data' and features the MGS Sizing Tool logo at the top. It is divided into three main sections: General Data, Well Data, and Input Data. Each section contains several input fields with their respective units and values.

General Data			
Name	Caso A	Well	A1
Date	19/11/2020	Rig Name	A
Company	MGS	Location	A
Field	A	Country	Colombia

Well Data			
Reservoir Pressure	13583	Kick Intensity	3,54
	psi		ppg
Lower Capacity	0,01299	Kick Tolerance	10
	Bbl		Bbl
True Vertical Depth	16800	Old Mud Weight	12
	ft		ppg

Input Data			
Slow Pump Rate	55	Height of Liquid Seal	6,79
	stk/min		ft
Pump Capacity	0,0997272	Liquid Seal Density	12
	Bbl/stk		ppg
Vent Line Length	150	Separator Upper Line Curves	3
	ft		
Vent Line ID	6	Bend / Corner Source	Bend-Right, Sharp
	in		

At the bottom of the window, there are three buttons: 'Calculate', 'New', and 'Back'. There are also small icons for a calculator and a printer.

**Nota.** La figura representa los datos de entrada del caso A ingresados en la herramienta MGS Sizing Tool

Como se evidencia anteriormente, los datos solicitados hacen referencia a parámetros estructurales y de planeación de pozo, como a valores base intrínsecos al equipo de control. Una vez estos datos han sido ingresados, la herramienta MGS Sizing Tool se ejecuta y muestra los siguientes resultados como parámetros de diseño para el caso A en la Figura 23



**Figura 23.**

*Resultados Caso A*

The screenshot shows a software window titled "Results" with the MCS SIZING TOOL logo at the top. The window contains a table of results with two columns of parameters and their corresponding values and units. At the bottom, there are navigation icons and buttons for "Report" and "Back".

Parameter	Value	Unit
Maximum Surface Pressure	4109	psi
Volume of Gas Upstream of Choke	33	Bbl
Volume of Gas Downstream of Choke	9224	Bbl
Maximum Separation Flow Rate	12,43	MMSFCD
Safe Operating Flow Rate	9,94	MMSFCD
Time to Pump Gas	6	min
Mud Leg Hydrostatic Pressure	4	psi
Mud Leg Hydrostatic Pressure Critical	1	psi
Vent Line Friction Factor	0,0067	
Vent Line Pressure	32,2	psi
Separator Pressure	33,2	psi
Blow - Through	No Suitable	
Minimum Separator ID	36	in
Gas Velocity in the Mud/Gas Separator	1,1	ft/min
Liquid Flow Rate Through the Separator	11,0	Bbl/min

**Nota.** La figura representa los resultados obtenidos para el Caso A

Al presentar los resultados de la reproducción del escenario A y con base en la Norma API STD 53 de 2018, se evidenció que con los datos suministrados no se asegura un funcionamiento óptimo del equipo de control debido a que podría ocurrir el fenómeno *Blow – Through*, lo anterior debido a que el valor de la presión ejercida por la columna de fluido al interior del separador es superada por la presión de la línea de venteo, teniendo como escenarios el retorno de la mezcla a línea ubicada antes del *choke* y como riesgo crítico la salida de gas a las *shakers*.

Teniendo en cuenta que el escenario A supone un influjo de 10 Bbls, la expansión de gas puede llegar a producir una presión máxima en superficie de 4109 psi que se verán reflejados como 33 Bbls antes del *choke* y por expansión después del mismo se obtendrán 9224 Bbls, dando como

resultado un caudal máximo de separación de 12,43 MMSFCD, sin embargo, teniendo en cuenta el factor de seguridad del 25% referenciado por la norma API 12 J, el caudal operativo seguro de separación sería de 9,94 MMSFCD; de esta forma al equipo le tomaría 6 min aproximadamente generar una separación lodo – gas efectiva.

También podemos evidenciar en la tabla de resultados que la presión ejercida por la columna de fluido genera 4 psi y 1 psi para el escenario más crítico que resultaría en la contaminación de gas a la columna de fluido. Con el escenario descrito, la presión con la que el gas ingresaría a la línea de venteo sería igual a 32,2 psi, siendo inferior a la presión del separador la cual es 33,2 psi, corroborando así los parámetros descritos por la norma, la cual sugiere que la presión del separador siempre debe ser superior a la presión que existe en la línea de venteo.

Por último, el diámetro del separador sugerido por la herramienta para el caso A es de 36 in, para lograr garantizar una velocidad de migración del gas de 1,1 ft/min manteniendo siempre está por debajo a la velocidad del fluido en el separador, en este caso 11 Bbls/min.

Teniendo en cuenta lo anterior y el riesgo que presenta el separador lodo / gas de un posible *Blow – Through*, se sugieren las siguientes variaciones en parámetros críticos que alteran la estabilidad del equipo: Disminución en el valor de la velocidad reducida de la bomba de 55 stk/min a 10 stk/min evitando alterar el escenario operativo de control, lo cual se muestra en la Figura 24 y 25, adicionalmente se presenta la opción de aumentar el diámetro de la línea de venteo de 6 in a 11 in representado en la Figura 26 y 27; la variación de estos parámetros críticos ayudarían a disminuir la presión de la línea de venteo mitigando el riesgo que se tiene en este caso en particular. Dichas recomendaciones se obtienen gracias a las simulaciones realizadas previamente en la herramienta digital, buscando mitigar el riesgo representado por el *Blow – Through*.

**Figura 24.**

*Variación velocidad reducida de la bomba caso A*

The screenshot shows a software window titled "Input Data" with a blue header and a close button. The window contains three main sections of input fields:

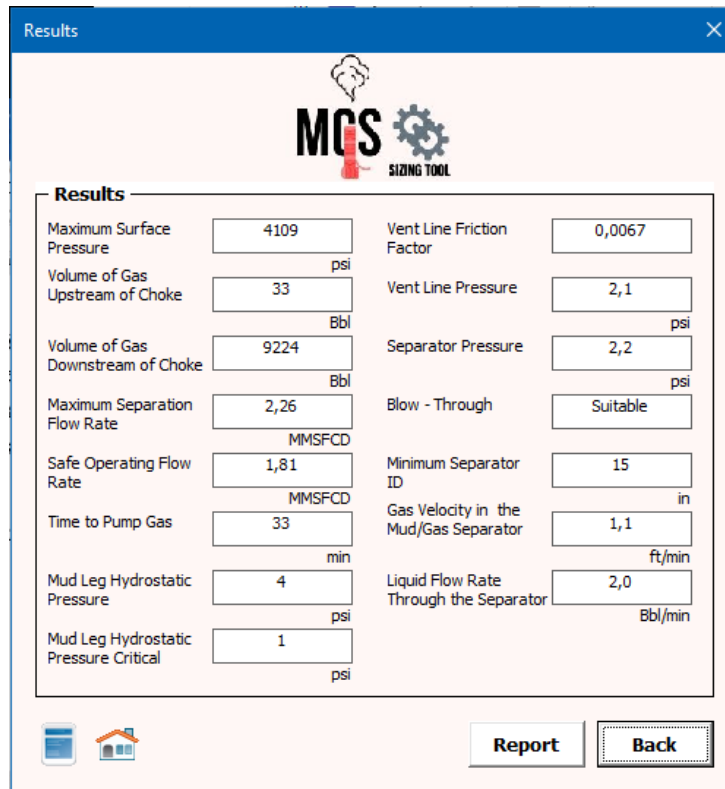
- General Data:** Name (Caso A), Well (A1), Date (24/11/2020), Rig Name (A), Company (MGS), Location (A), Field (A), and Country (Colombia).
- Well Data:** Reservoir Pressure (13583 psi), Kick Intensity (3,54 ppg), Lower Capacity (0,01299 Bbl), Kick Tolerance (10 Bbl), True Vertical Depth (16800 ft), and Old Mud Weight (12 ppg).
- Input Data:** Slow Pump Rate (10 stk/min), Height of Liquid Seal (6,79 ft), Pump Capacity (0,0997272 Bbl/stk), Liquid Seal Density (12 ppg), Vent Line Length (150 ft), Separator Upper Line Curves (3), Vent Line ID (6 in), and Bend / Corner Source (Bend-Right, Sharp).

At the bottom of the window, there are three buttons: "Calculate", "New", and "Back".

*Nota.* La figura representa la variación recomendada para la velocidad reducida de la bomba en el caso A

**Figura 25.**

*Resultados variación de la velocidad reducida de la bomba caso A*



The screenshot shows a software window titled "Results" with the MCS SIZING TOOL logo. The window displays a list of results for a pump velocity reduction case. The results are organized into two columns, with each parameter name on the left, its value in a text box, and its unit on the right. At the bottom of the window, there are navigation icons and two buttons: "Report" and "Back".

Parameter	Value	Unit
Maximum Surface Pressure	4109	psi
Volume of Gas Upstream of Choke	33	Bbl
Volume of Gas Downstream of Choke	9224	Bbl
Maximum Separation Flow Rate	2,26	MMSFCD
Safe Operating Flow Rate	1,81	MMSFCD
Time to Pump Gas	33	min
Mud Leg Hydrostatic Pressure	4	psi
Mud Leg Hydrostatic Pressure Critical	1	psi
Vent Line Friction Factor	0,0067	
Vent Line Pressure	2,1	psi
Separator Pressure	2,2	psi
Blow - Through	Suitable	
Minimum Separator ID	15	in
Gas Velocity in the Mud/Gas Separator	1,1	ft/min
Liquid Flow Rate Through the Separator	2,0	Bbl/min

**Nota.** La figura representa los resultados obtenidos al usar el dato recomendado de la velocidad de la bomba reducida para el caso A

**Figura 26.**

*Variación diámetro de la línea de venteo caso A*

**Input Data**

**General Data**

Name	Caso A	Well	A1
Date	24/11/2020	Rig Name	A
Company	MGS	Location	A
Field	A	Country	Colombia

**Well Data**

Reservoir Pressure	13583	Kick Intensity	3,54
	psi		ppg
Lower Capacity	0,01299	Kick Tolerance	10
	Bbl		Bbl
True Vertical Depth	16800	Old Mud Weight	12
	ft		ppg

**Input Data**

Slow Pump Rate	55	Height of Liquid Seal	6,79
	stk/min		ft
Pump Capacity	0,0997272	Liquid Seal Density	12
	Bbl/stk		ppg
Vent Line Length	150	Separator Upper Line Curves	3
	ft		
Vent Line ID	11	Bend / Corner Source	Bend-Right, Sharp
	in		

Calculate New Back

**Nota.** La figura representa la variación recomendada para el diámetro de la línea de venteo en el caso A

**Figura 27.**

*Resultados variación del diámetro de la línea de venteo caso A*

The screenshot shows the 'Results' window of the MCS Sizing Tool. The window title is 'Results' and it features the MCS Sizing Tool logo at the top. The results are displayed in a grid format with labels, input fields, and units. At the bottom, there are navigation icons and buttons for 'Report' and 'Back'.

Parameter	Value	Unit
Maximum Surface Pressure	4109	psi
Volume of Gas Upstream of Choke	33	Bbl
Volume of Gas Downstream of Choke	9224	Bbl
Maximum Separation Flow Rate	12,43	MMSFCD
Safe Operating Flow Rate	9,94	MMSFCD
Time to Pump Gas	6	min
Mud Leg Hydrostatic Pressure	4	psi
Mud Leg Hydrostatic Pressure Critical	1	psi
Vent Line Friction Factor	0,0057	
Vent Line Pressure	2,7	psi
Separator Pressure	2,9	psi
Blow - Through	Suitable	
Minimum Separator ID	36	in
Gas Velocity in the Mud/Gas Separator	1,1	ft/min
Liquid Flow Rate Through the Separator	11,0	Bbl/min

**Nota.** La figura representa los resultados obtenidos al usar el dato recomendado del diámetro de la línea de venteo para el caso A

**3.1.1.b. Caso E.** Una vez ejecutado el código de cálculo de la herramienta MGS Sizing Tool se muestran los resultados del escenario E; en los cuales se pudo evidenciar el riesgo de un funcionamiento inoperante del equipo de control de pozo, llegando a presentar una separación ineficiente lodo – gas y donde no se lograría controlar el fenómeno del Blow – Through o el flujo de gas hasta las Shakers.

Con base en lo anterior y teniendo en cuenta el impacto de las variables críticas, se presentaron dos posibles escenarios de mitigación, la reducción en la velocidad reducida de la bomba a 10 Stk/min expuesto en las Figuras 28 y 29, o el incremento del diámetro de la línea de venteo a 8 in representado en las Figuras 30 y 31, los cuales generan estabilidad en las condiciones de operación.

**Figura 28.**

*Variación de la velocidad reducida de la bomba caso E*

The screenshot shows a software window titled "Input Data" with a blue header and a close button. The window contains three main sections of input fields:

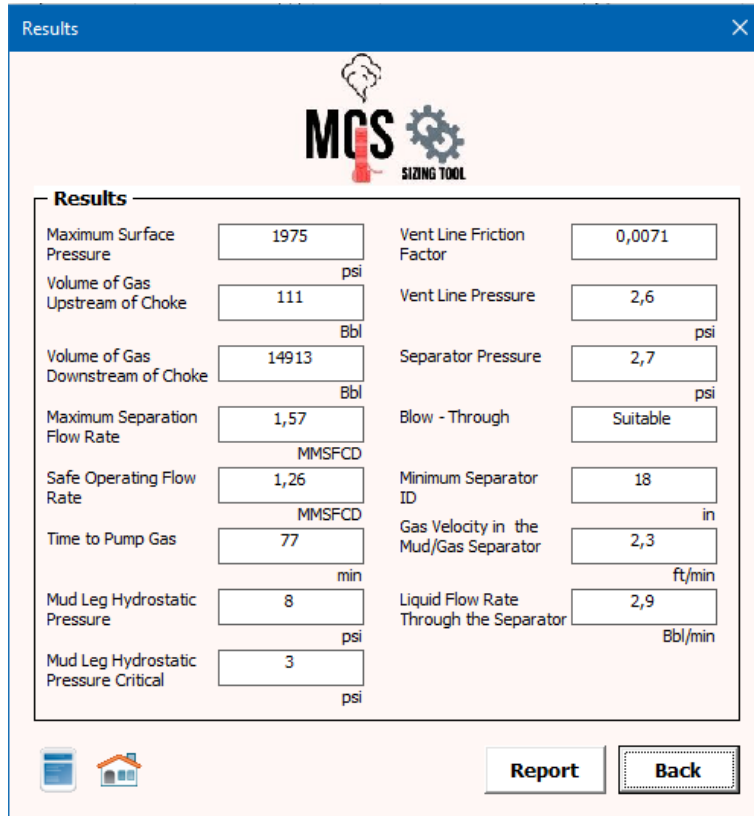
- General Data:** Name (Caso E), Well (E1), Date (24/11/2020), Rig Name (E), Company (MGS), Location (E), Field (E), and Country (Colombia).
- Well Data:** Reservoir Pressure (8819 psi), Kick Intensity (0,5 ppg), Lower Capacity (0,03004903 Bbl), Kick Tolerance (25 Bbl), True Vertical Depth (12565 ft), and Old Mud Weight (13 ppg).
- Input Data:** Slow Pump Rate (10 stk/min), Height of Liquid Seal (12 ft), Pump Capacity (0,143 Bbl/stk), Liquid Seal Density (13 ppg), Vent Line Length (150 ft), Separator Upper Line Curves (3), Vent Line ID (5 in), and Bend / Corner Source (Bend-Right, Sharp).

At the bottom of the window, there are icons for a calculator and a smartphone, and three buttons: "Calculate", "New", and "Back".

**Nota.** La figura representa la variación recomendada para la velocidad reducida de la bomba en el caso E

**Figura 29.**

*Resultados variación de la velocidad reducida de la bomba caso E*



The screenshot shows a software window titled "Results" with the MCS SIZING TOOL logo. The window displays a list of results in a two-column format, each with a text label, a numerical value in a text box, and a unit. At the bottom, there are navigation icons and two buttons: "Report" and "Back".

Parameter	Value	Unit
Maximum Surface Pressure	1975	psi
Volume of Gas Upstream of Choke	111	Bbl
Volume of Gas Downstream of Choke	14913	Bbl
Maximum Separation Flow Rate	1,57	MMSFCD
Safe Operating Flow Rate	1,26	MMSFCD
Time to Pump Gas	77	min
Mud Leg Hydrostatic Pressure	8	psi
Mud Leg Hydrostatic Pressure Critical	3	psi
Vent Line Friction Factor	0,0071	
Vent Line Pressure	2,6	psi
Separator Pressure	2,7	psi
Blow - Through	Suitable	
Minimum Separator ID	18	in
Gas Velocity in the Mud/Gas Separator	2,3	ft/min
Liquid Flow Rate Through the Separator	2,9	Bbl/min

**Nota.** La figura representa los resultados obtenidos al usar el dato recomendado de la velocidad de la bomba reducida para el caso E



**Figura 30.**

*Variación diámetro de la línea de venteo caso E*

The screenshot shows the 'Input Data' window of the 'MGS SIZING TOOL'. The window title is 'Input Data'. The logo 'MGS SIZING TOOL' is at the top center. The interface is organized into three main sections:

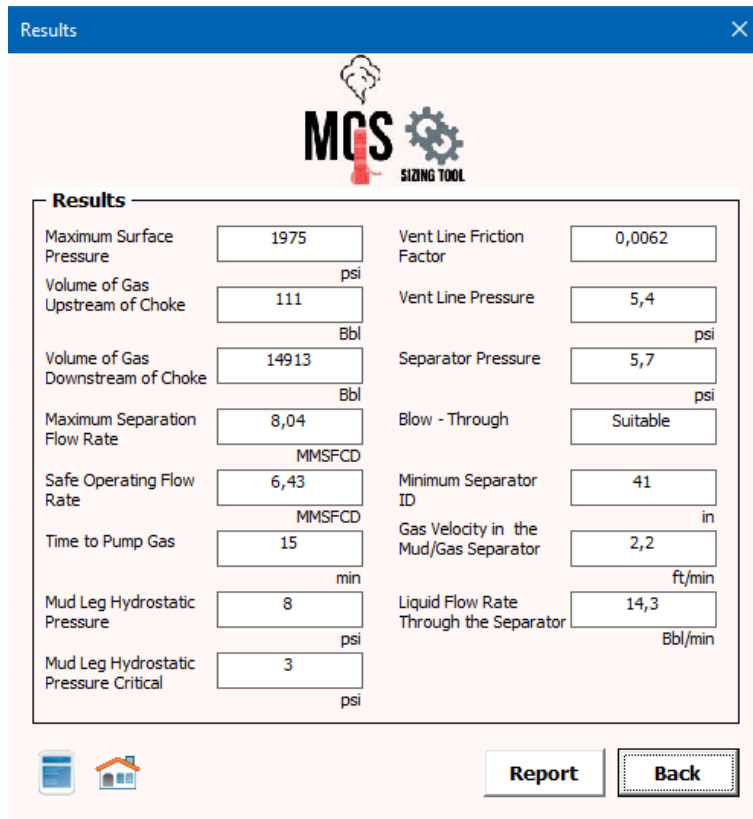
- General Data:** Fields include Name (Caso E), Well (E1), Date (24/11/2020), Rig Name (E), Company (MGS), Location (E), Field (E), and Country (Colombia).
- Well Data:** Fields include Reservoir Pressure (8819 psi), Kick Intensity (0,5 ppg), Lower Capacity (0,03004903 Bbl), Kick Tolerance (25 Bbl), True Vertical Depth (12565 ft), and Old Mud Weight (13 ppg).
- Input Data:** Fields include Slow Pump Rate (50 stk/min), Height of Liquid Seal (12 ft), Pump Capacity (0,143 Bbl/stk), Liquid Seal Density (13 ppg), Vent Line Length (150 ft), Separator Upper Line Curves (3), Vent Line ID (8 in), and Bend / Corner Source (Bend-Right, Sharp).

At the bottom of the window, there are three buttons: 'Calculate', 'New', and 'Back'. There are also small icons for a smartphone and a calculator on the left side of the bottom bar.

*Nota.* La figura representa la variación recomendada para el diámetro de la línea de venteo en el caso E

**Figura 31.**

*Resultados variación del diámetro de la línea de venteo caso E*



**Nota.** La figura representa los resultados obtenidos al usar el dato recomendado del diámetro de la línea de venteo para el caso E

**3.1.1.c. Caso F.** Este escenario se encuentra descrito en la Tabla 2 y de acuerdo a los parámetros establecidos por la Norma API STD 53 de 2018 los datos que se obtuvieron de la herramienta digital sugieren que el separador no cumple con los requerimientos; haciendo latentes los riesgos de presentar flujo de gas en las shakers y no controlar el fenómeno del Blow – Through.

Teniendo en cuenta los resultados y el análisis realizado, para este caso se recomienda tener una velocidad reducida de la bomba de 20 Stk/min representada en las Figuras 32 y 33, y un diámetro de la línea de venteo de 7 in, expuesto en las Figuras 34 y 35.

**Figura 32.**

*Variación de la velocidad reducida de la bomba caso F*

The screenshot shows the 'Input Data' window for the MCS software. The window is titled 'Input Data' and has a blue header bar. The MCS logo is centered at the top. The interface is divided into three main sections:

- General Data:** Fields include Name (Caso F), Date (24/11/2020), Company (MGS), Field (F), Well (F1), Rig Name (F), Location (F), and Country (Colombia).
- Well Data:** Fields include Reservoir Pressure (2621 psi), Lower Capacity (0,02040023 Bbl), True Vertical Depth (4800 ft), Kick Intensity (0,5 ppg), Kick Tolerance (18 Bbl), and Old Mud Weight (10 ppg).
- Input Data:** Fields include Slow Pump Rate (20 stk/min), Pump Capacity (0,127 Bbl/stk), Vent Line Length (100 ft), Vent Line ID (4 in), Height of Liquid Seal (10 ft), Liquid Seal Density (10 ppg), Separator Upper Line Curves (3), and Bend / Corner Source (Bend-Right, Sharp).

At the bottom of the window, there are icons for a smartphone and a calculator, and three buttons: 'Calculate', 'New', and 'Back'.

*Nota.* La figura representa la variación recomendada para la velocidad reducida de la bomba en el caso F

**Figura 33.**

*Resultados variación de la velocidad reducida de la bomba caso F*

The screenshot shows the 'Results' window of the MCS Sizing Tool. The window title is 'Results' and it features the MCS Sizing Tool logo at the top center. Below the logo, the word 'Results' is displayed in bold. The results are presented in two columns of input fields with their corresponding values and units. At the bottom of the window, there are two buttons: 'Report' and 'Back'.

Parameter	Value	Unit
Maximum Surface Pressure	928	psi
Volume of Gas Upstream of Choke	50	Bbl
Volume of Gas Downstream of Choke	3156	Bbl
Maximum Separation Flow Rate	1,34	MMSFCD
Safe Operating Flow Rate	1,07	MMSFCD
Time to Pump Gas	19	min
Mud Leg Hydrostatic Pressure	5	psi
Mud Leg Hydrostatic Pressure Critical	2	psi
Vent Line Friction Factor	0,0076	
Vent Line Pressure	4,9	psi
Separator Pressure	5,1	psi
Blow - Through	Suitable	
Minimum Separator ID	24	in
Gas Velocity in the Mud/Gas Separator	4,7	ft/min
Liquid Flow Rate Through the Separator	5,1	Bbl/min

**Nota.** La figura representa los resultados obtenidos al usar el dato recomendado de la velocidad de la bomba reducida para el caso F

**Figura 34.**

*Variación diámetro de la línea de venteo caso F*

The screenshot shows a software window titled "Input Data" with a blue header and a close button. The window contains three main sections of input fields:

- General Data:** Name (Caso F), Well (F1), Date (24/11/2020), Rig Name (F), Company (MGS), Location (F), Field (F), and Country (Colombia).
- Well Data:** Reservoir Pressure (2621 psi), Kick Intensity (0,5 ppg), Lower Capacity (0,02040023 Bbl), Kick Tolerance (18 Bbl), True Vertical Depth (4800 ft), and Old Mud Weight (10 ppg).
- Input Data:** Slow Pump Rate (60 stk/min), Height of Liquid Seal (10 ft), Pump Capacity (0,127 Bbl/stk), Liquid Seal Density (10 ppg), Vent Line Length (100 ft), Separator Upper Line Curves (3), Vent Line ID (7 in), and Bend / Corner Source (Bend-Right, Sharp).

At the bottom of the window, there are icons for a smartphone and a calculator, and three buttons: "Calculate", "New", and "Back".

**Nota.** La figura representa la variación recomendada para el diámetro de la línea de venteo en el caso F

**Figura 35.**

*Resultados variación del diámetro de la línea de venteo caso F*

The screenshot shows a software window titled "Results" with the MCS SIZING TOOL logo at the top. The window contains a table of results with two columns of parameters and their corresponding values and units. At the bottom, there are navigation icons and two buttons: "Report" and "Back".

Results	
Maximum Surface Pressure	928 psi
Volume of Gas Upstream of Choke	50 Bbl
Volume of Gas Downstream of Choke	3156 Bbl
Maximum Separation Flow Rate	4,25 MMSFCD
Safe Operating Flow Rate	3,40 MMSFCD
Time to Pump Gas	6 min
Mud Leg Hydrostatic Pressure	5 psi
Mud Leg Hydrostatic Pressure Critical	2 psi
Vent Line Friction Factor	0,0064
Vent Line Pressure	2,8 psi
Separator Pressure	3,0 psi
Blow - Through	Suitable
Minimum Separator ID	42 in
Gas Velocity in the Mud/Gas Separator	4,5 ft/min
Liquid Flow Rate Through the Separator	15,2 Bbl/min

**Nota.** La figura representa los resultados obtenidos al usar el dato recomendado del diámetro de la línea de venteo para el caso F

Las recomendaciones anteriores son de carácter informativo y dependerán de la condición actual de la operación del escenario en estudio.

- Escenarios *Suitable*

Teniendo en cuenta los resultados para los casos B, C y D sustentados en la Tabla 3. La ejecución de los escenarios operativos con base en la Norma API STD 53 de 2018, representan el funcionamiento óptimo del equipo de control evitando el fenómeno *Blow – Through*, este último indispensable para la eficiencia del separador; lo anterior permite sugerir mantener las condiciones

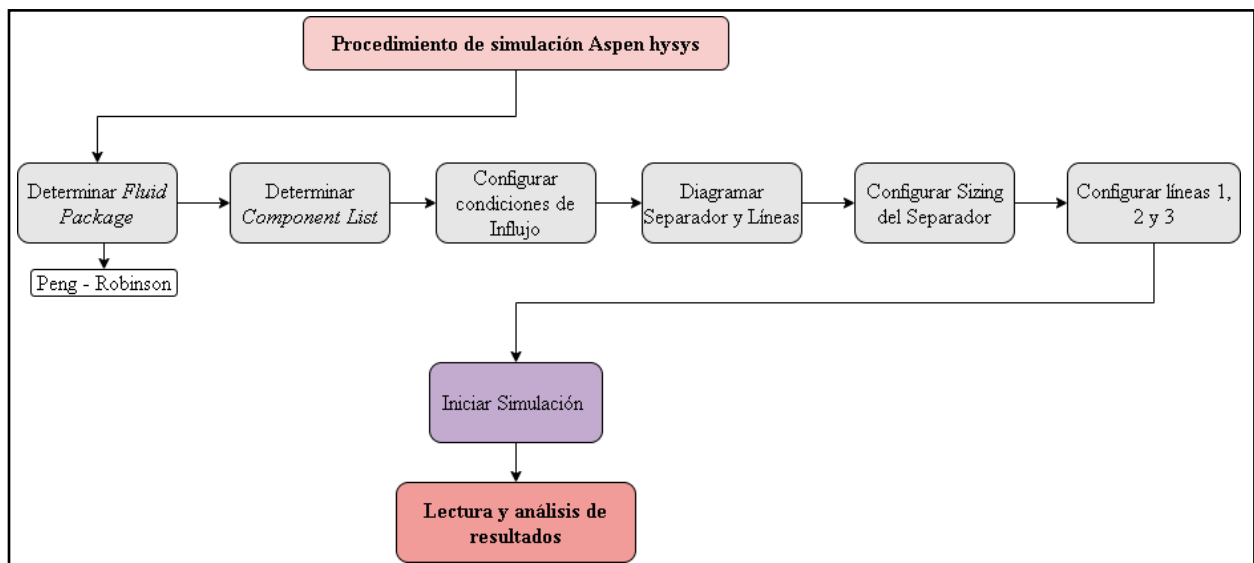
de operación y los datos base del separador lodo / gas para su diseño y dimensionamiento manteniendo su estabilidad.

### 3.1.2. Validación casos operativos Aspen Hysys

Para verificar el funcionamiento óptimo de la herramienta MGS Sizing Tool y de esta manera lograr recomendar un equipo adecuado para cada operación, fue necesario seguir el proceso de simulación representado en la Figura 36.

**Figura 36.**

*Proceso de simulación Aspen Hysys*



**Nota.** La figura representa el diagrama de proceso para la simulación implementado en los casos de estudio

Para lograr validar los 6 casos operativos representados en la herramienta digital por medio del simulador de procesos Aspen Hysys, se hace una comparación de los resultados brindados por el código de programación con los resultados dados en la simulación; estos últimos se encuentran en las tablas 4 y 5; en las cuales se encuentra la línea número 1 con los datos de entrada, la línea 2 indica las condiciones en la línea de venteo y por último en la línea 3 se tienen los resultados del retorno a los tanques de lodo.

Adicionalmente se detalla el caso A, evidenciando paso a paso el proceso replicado en los 5 casos restantes, así como datos relevantes en cada uno de los escenarios, para ello, la presentación y análisis de los resultados se encuentran divididos de la siguiente manera

**Tabla 4.**

*Resultados casos No Suitables Aspen Hysys*

Resultados NO SUITABLES Escenarios Operativos												
Variables Aspen Hysys		CASO A				CASO E				CASO F		
		1	2	3	0	1	2	3	0	1	2	3
Vapour	Vapor	0,9272	1	0	0,95	1	0	0,9304	1	0		
Temperature [°C]	Temperatura [°C]	37,96	37,96	37,96	37,96	37,96	37,96	37,96	37,96	37,96	37,96	37,96
Pressure [kPa]	Presión [kPa]	228,9	228,9	228,9	126,2	126,2	126,2	204,8	204,8	204,8		
Mass Flow [kg/h]	Flujo de Masa [kg/h]	4,81E+06	4,43E+06	3,89E+05	3,12E+06	2,95E+06	1,73E+05	1,64E+06	1,51E+06	1,26E+05		
Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	Caudal [m3/h]	1,47E+04	1,44E+04	270,4	9486	9375	111	5014	4909	105,5		
Methane	Metano	0,9	0,9707	0	0,9	0,9473	0	0,9	0,9673	0		
Mud	Lodo	0,1	0,0293	1	0,1	0,0527	1	0,1	0,0327	1		

**Nota.** La tabla representa los resultados obtenidos por el simulador de procesos Aspen Hysys para los casos No Suitables

**Tabla 5.**

*Resultados casos Suitables Aspen Hysys*

Resultados SUITABLES Escenarios Operativos												
Variables Aspen Hysys		CASO B				CASO C				CASO D		
		1	2	3	0	1	2	3	0	1	2	3
Vapour	Vapor	1	1	0	1	1	0	1	1	1	0	
Temperature [°C]	Temperatura [°C]	37,96	37,96	37,96	37,96	37,96	37,96	37,96	37,96	37,96	37,96	37,96
Pressure [kPa]	Presión [kPa]	22,75	22,75	22,75	26,2	26,2	26,2	54,47	54,47	54,47		
Mass Flow [kg/h]	Flujo de Masa [kg/h]	1,10E+06	1,10E+06	0,00E+00	1,16E+06	1,16E+06	0	1,77E+06	1,77E+06	0		
Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	Caudal [m3/h]	3363	3363	0	3540	3540	0	5345	5345	0		
Methane	Metano	0,9	0,9	0	0,9	0,9	0	0,9	0,9	0		
Mud	Lodo	0,1	0,1	1	0,1	0,1	1	0,1	0,1	1		

**Nota.** La tabla representa los resultados obtenidos por el simulador de procesos Aspen Hysys para los casos Suitables

Con base en los resultados expresados en las tablas anteriores, acerca de las simulaciones realizadas en Aspen Hysys, las cuales permitieron comprobar los resultados entregados por la herramienta en cuestión. Se describen los escenarios *Suitable* y *No Suitable* acompañados del proceso de simulación.



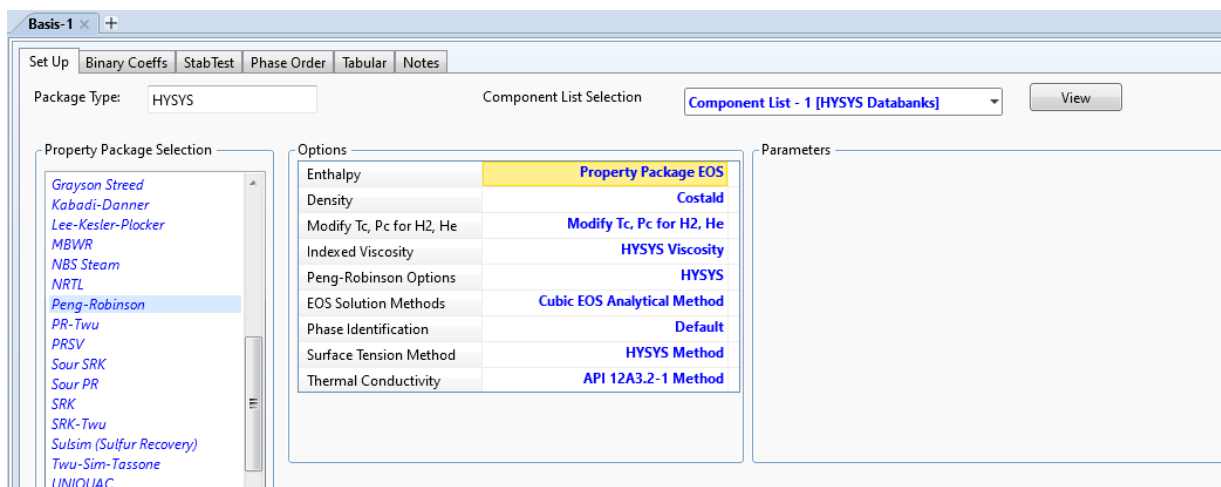
- Escenarios Suitable:

**3.1.2.a. Caso A.** En este escenario operativo se reprodujeron los cálculos obtenidos por la herramienta MGS Sizing Tool, para ello se suministraron los valores necesarios en el simulador de procesos acatando el diagrama de procesos de la Figura 36. A continuación se describe la secuencia mediante figuras captadas desde el simulador.

En la sección denominada *Fluid Package* se representa el modelo de simulación que mejor se acople al proceso químico deseado, de esta forma para los 6 casos en estudio se tendrá como base la ecuación de estado de Peng – Robinson debido a que permite evaluar simultáneamente las propiedades termodinámicas del líquido – vapor cuando existen las dos fases, lo anterior se presenta en la Figura 37

**Figura 37.**

### *Fluid Package*



**Nota.** La figura representa la programación del modelo de simulación denominada *Fluid Package*

La caracterización del influjo se genera desde la variación de las propiedades de las fases gas y líquido, donde el gas fue representado como metano teniendo en cuenta su alta presencia en un evento de surgencia; el líquido fue caracterizado como un lodo base agua, modificando las propiedades intrínsecas del mismo, de la siguiente manera:

- Temperatura de ebullición: 100 °C para todos los casos

- Peso Molecular: 18,01528 g/mol
- Densidad: Densidad del lodo para cada caso en particular
- Presión crítica: 373,946 °C
- Temperatura crítica: 217,7 atm

Las propiedades de temperatura de ebullición, peso molecular, presión crítica y temperatura crítica, se asumieron con valores referentes al agua y la densidad se varió acorde al peso del lodo de perforación para cada caso operativo en cuestión. Dichas modificaciones se evidencian en las Figuras 38 y 39.

**Figura 38.**

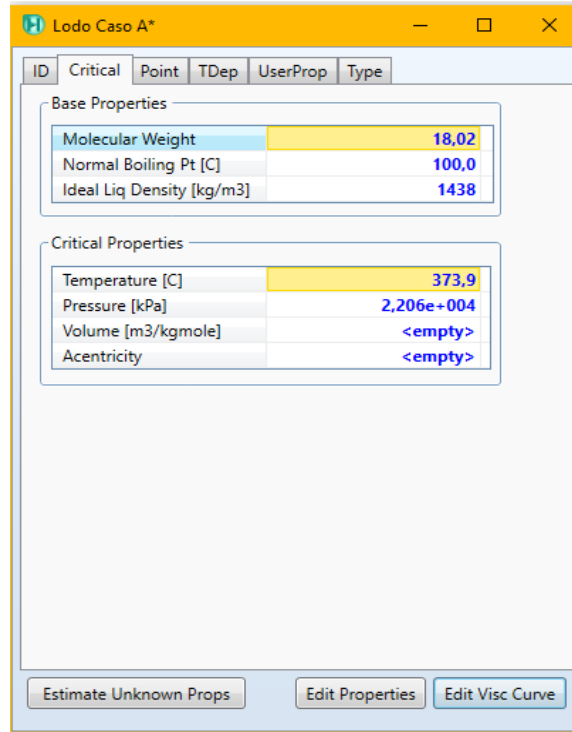
*Component List caso A*

Component	Type	Group
Methane	Pure Component	
Lodo Caso A*	User Defined Hypothe...	HypoGroup2

**Nota.** La figura representa la programación del influjo en la sección *Component List*

**Figura 39.**

*Propiedades lodo caso A*

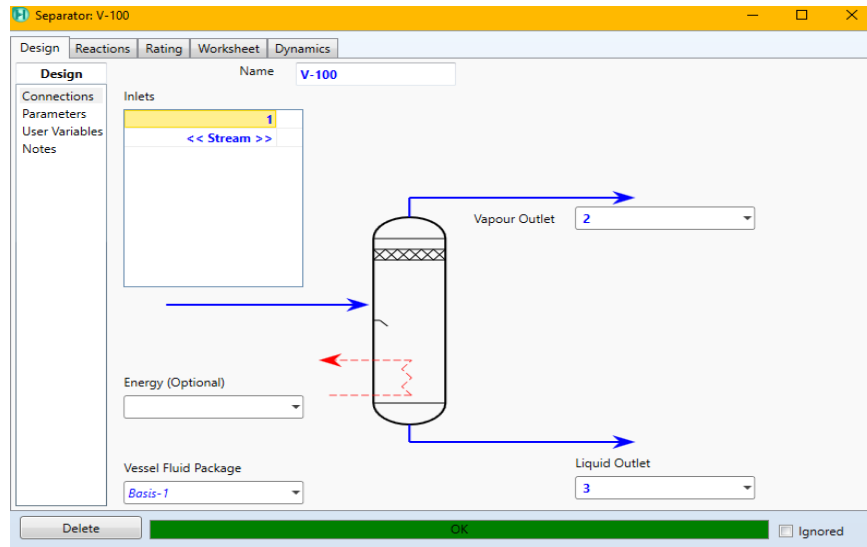


**Nota.** La figura representa la programación del lodo para el caso A

Se genero la definición de las líneas y su capacidad representados en las Figuras 40 y 41.

**Figura 40.**

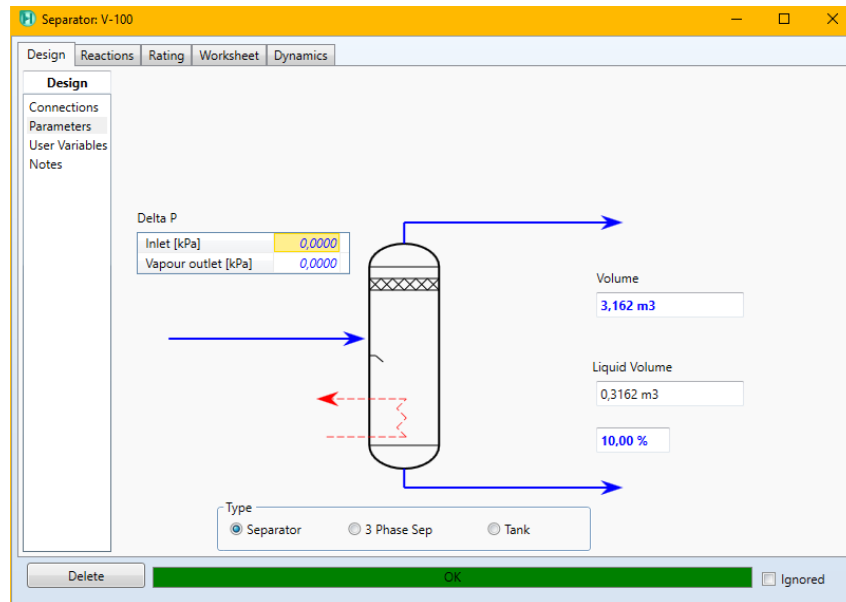
*Líneas del separador caso A*



**Nota.** La figura representa las propiedades del lodo para el caso A

**Figura 41.**

*Capacidad del separador caso A*

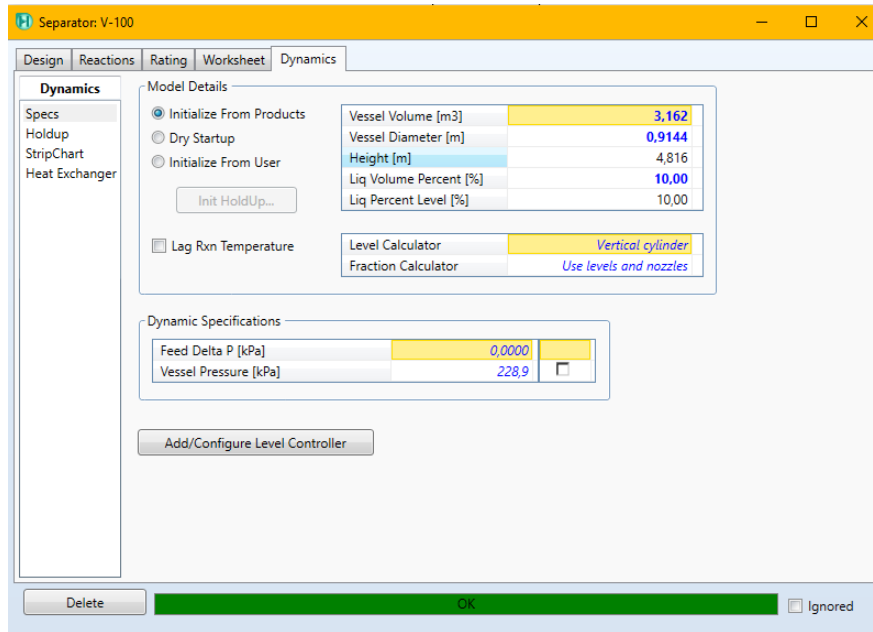


**Nota.** La figura representa la capacidad del lodo para el caso A

Para el dimensionamiento del equipo se ingresaron los datos de diámetro mínimo interno del separador y porcentaje de líquido de separación; el anterior definido como 10%, con el fin de simular el escenario más crítico de operación, como se evidencia en la siguiente figura.

**Figura 42.**

*Dimensionamiento separador caso A*

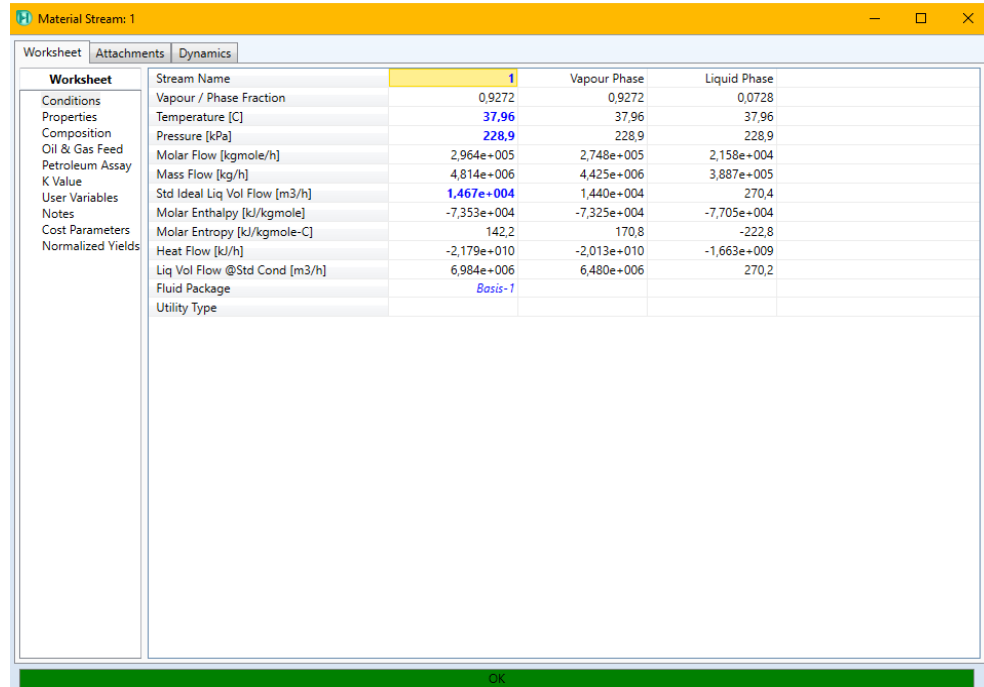


**Nota.** La figura representa la configuración de dimensionamiento para el separador del caso A

En la Figura 43 se evidencia la determinación de las condiciones de la línea de entrada, como lo son temperatura, presión de entrada y caudal máximo de separación determinados por la herramienta MGS Sizing Tool.

**Figura 43.**

*Condiciones de la línea de entrada caso A*



Worksheet	Stream Name	1	Vapour Phase	Liquid Phase
Conditions	Vapour / Phase Fraction	0,9272	0,9272	0,0728
Properties	Temperature [C]	37,96	37,96	37,96
Composition	Pressure [kPa]	228,9	228,9	228,9
Oil & Gas Feed	Molar Flow [kgmole/h]	2,964e+005	2,748e+005	2,158e+004
Petroleum Assay	Mass Flow [kg/h]	4,814e+006	4,425e+006	3,887e+005
K Value	Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	1,467e+004	1,440e+004	270,4
User Variables	Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-7,353e+004	-7,325e+004	-7,705e+004
Notes	Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	142,2	170,8	-222,8
Cost Parameters	Heat Flow [kJ/h]	-2,179e+010	-2,013e+010	-1,663e+009
Normalized Yields	Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h]	6,984e+006	6,480e+006	270,2
	Fluid Package	Basis-1		
	Utility Type			

**Nota.** La figura representa las condiciones de la línea de entrada al separador para el caso A

Se determino la composición del influjo asumiendo un 90% de metano y 10% de líquido con el fin de simular el comportamiento en el escenario más crítico al que se enfrentaría el separador como se muestra en la Figura 44.

**Figura 44.**

*Composición del influjo caso A*

The screenshot shows a software window titled 'Material Stream: 1'. On the left is a 'Worksheet' sidebar with a tree view containing: Conditions, Properties, Composition, Oil & Gas Feed, Petroleum Assay, K Value, User Variables, Notes, Cost Parameters, and Normalized Yields. The main area displays a table with the following data:

	Mole Fractions	Vapour Phase	Liquid Phase
Methane	0.9000	0.9707	0.0000
Lodo Caso A*	0.1000	0.0293	1.0000

Below the table, there is a 'Total' field with the value '1,00000' and three buttons: 'Edit...', 'View Properties...', and 'Basis...'. At the bottom center, there is an 'OK' button.

**Nota.** La figura representa las composiciones del influjo para el caso A

Para finalizar, en las Figuras 45 y 46 podemos evidenciar los resultados de la simulación del caso A, los cuales hacen referencia a las condiciones específicas de las 3 líneas del separador explicadas anteriormente; lo anterior permitió ratificar condiciones de *Blow – Through*, temperaturas, presiones, caudales y composiciones referentes al proceso de separación de fases que ofrece el separador resultante y recomendado por la herramienta MGS Sizing Tool.

**Figura 45.**

*Resultados simulación caso A*

Name	1	3	2
Vapour	0,9272	0,0000	1,0000
Temperature [C]	37,96	37,96	37,96
Pressure [kPa]	228,9	228,9	228,9
Molar Flow [kgmole/h]	2,964e+005	2,158e+004	2,748e+005
Mass Flow [kg/h]	4,814e+006	3,887e+005	4,425e+006
Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	1,467e+004	270,4	1,440e+004
Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-7,353e+004	-7,705e+004	-7,325e+004
Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	142,2	-222,8	170,8
Heat Flow [kJ/h]	-2,179e+010	-1,663e+009	-2,013e+010

**Nota.** La figura representa los resultados de la simulación para el caso A

**Figura 46.**

*Resultados composición líneas del separador caso A*

	1	3	2
Methane	0,9000	0,0000	0,9707
Lodo Caso A*	0,1000	1,0000	0,0293

**Nota.** La figura representa los resultados de la composición de las líneas



En vista de la descripción del proceso de simulación para el caso A y replicado para todos los casos en estudio, se identificaron características específicas para los escenarios *No Suitable* que se identifican por no generar la separación solicitada dentro de los parámetros estipulados en la simulación, lo cual se refleja principalmente en la composición de salida en las líneas de gas y fluido, a pesar de que la línea 3 no presenta salida de gas, estos escenarios muestran en la línea 2, fracción de líquido, lo que indica que la separación que ofrece el equipo no es efectiva y generaría un posible flujo de gas a las *shakers*, de igual forma el caudal de salida en la línea de retorno se ve directamente afectado por la efectividad y capacidad de separación que ofrece el equipo de control.

**3.1.2.b. Escenarios Suitable.** Verificando los resultados expuestos en la tabla 5, para los casos B, C y D es evidente la efectividad que ofrece el equipo por los datos de salida que arroja el proceso de simulación, donde, la línea 2 no presenta salida de fluido y la línea 3 representa la fracción total de influjo a operar en un evento de control, garantizando que los parámetros arrojados por la herramienta MGS Sizing Tool favorecen directamente el proceso de separación.

### **3.2. Análisis de sensibilidad de las variables críticas**

Se analizó la sensibilidad de las variables críticas ligadas a las condiciones de operación, como lo son densidad del lodo, velocidad reducida de bomba, altura de sello líquido y diámetro de la línea de venteo; por medio de la variación numérica de estas se evidencio el impacto que genera el cambio en el diseño y dimensionamiento del equipo en variables como lo son caudal máximo y el diferencial de presiones de la presión hidrostática del sello liquido con respecto a la presión de la línea de venteo. De esta manera se resalta la importancia del cumplimiento de la norma en cuestión.

Inicialmente se generaron rangos coherentes de operación para cada una de las variables críticas los cuales se pueden evidenciar en la tabla 6; con el fin de reproducir un caso en específico generando la variación alterna de cada una de las variables críticas dentro del rango establecido.

**Tabla 6.**

Rangos de operación análisis de sensibilidad

<i>Valores Operativos</i>	<i>Valores Operativos</i>	<i>Valores Operativos</i>	<i>Valores Operativos</i>
Slow Pump Rate [stk /min]	Old Mud Weight [lbm/gal]	Height of liquid seal [ft]	Vent line ID [in]
Velocidad Reducida de la Bomba [stk /min]	Densidad Lodo Anterior [lbm/gal]	Altura del sello líquido [ft]	Diámetro de la línea de venteo [in]
10		6	4
20	8,33	7	5
30	10	8	6
40	10,2	9	7
50	11,9	10	8
60	12	11	9
70	13	12	10
80			
90			
100	16,4		

**Nota.** La tabla representa los valores operativos para cada una de las variables críticas en estudio

Este análisis se enfocó en uno de los casos de estudio, como lo fue el Caso B y buscaba dejar en evidencia la importancia de tener en cuenta la sensibilidad de cada una de las variables críticas dentro del diseño y dimensionamiento de separadores lodo / gas en operaciones de perforación y como impactan directamente su comportamiento y funcionamiento en un evento de control, así, a continuación, se presenta detalladamente los procesos de variación de dichas variables.

### 3.2.1. Densidad del lodo

Teniendo en cuenta los valores operativos se inicia con la variación de esta para dicho escenario en la herramienta MGS Sizing Tool; mostrando como referencia la primera alteración de esta variable en la Figura 47.

**Figura 47.**

*Datos de entrada variación de densidad del lodo*

General Data			
Name	Caso B	Well	B1
Date	24/11/2020	Rig Name	B
Company	MGS	Location	B
Field	B	Country	Colombia

Well Data			
Reservoir Pressure	6450	Kick Intensity	0,5
	psi		ppg
Lower Capacity	0,02914319	Kick Tolerance	25
	Bbl		Bbl
True Vertical Depth	9990	Old Mud Weight	8,33
	ft		ppg

Input Data			
Slow Pump Rate	30	Height of Liquid Seal	12
	stk/min		ft
Pump Capacity	0,105	Liquid Seal Density	8,33
	Bbl/stk		ppg
Vent Line Length	150	Separator Upper Line Curves	3
	ft		
Vent Line ID	6	Bend / Corner Source	Bend-Right, Sharp
	in		

**Nota.** La figura representa la variación en la densidad del lodo para el Caso B

Para la generación de la gráfica y el análisis de sensibilidad se tuvieron en cuenta los resultados del caudal máximo, la presión hidrostática del sello líquido y la presión de la línea de venteo evidenciados en la Figura 48, puesto que, como se ha mencionado anteriormente se debe tener en cuenta el riesgo latente del fenómeno del *Blow – Through* que se puede llegar a presentar en las operaciones de separación.

**Figura 48.**

*Resultados variación de la densidad de lodo*

The screenshot shows a software window titled "Results" with the MCS SIZING TOOL logo. The window displays a list of results in a two-column format, each with a text label, a numerical value in a text box, and a unit. At the bottom, there are navigation icons and two buttons: "Report" and "Back".

Parameter	Value	Unit
Maximum Surface Pressure	1174	psi
Volume of Gas Upstream of Choke	137	Bbl
Volume of Gas Downstream of Choke	10941	Bbl
Maximum Separation Flow Rate	2,06	MMSFCD
Safe Operating Flow Rate	1,65	MMSFCD
Time to Pump Gas	43	min
Mud Leg Hydrostatic Pressure	5	psi
Mud Leg Hydrostatic Pressure Critical	3	psi
Vent Line Friction Factor	0,0067	
Vent Line Pressure	1,7	psi
Separator Pressure	1,8	psi
Blow - Through	Suitable	
Minimum Separator ID	27	in
Gas Velocity in the Mud/Gas Separator	3,8	ft/min
Liquid Flow Rate Through the Separator	6,3	Bbl/min

**Nota.** La figura representa los resultados obtenidos al variar el dato recomendado de la densidad de lodo para el caso B

Con base en lo anterior se evaluaron todos los valores asignados anteriormente para la densidad del lodo y teniendo en cuenta que una de las condiciones para que se presente el fenómeno mencionado es que la presión de la línea de venteo supere la presión del sello líquido, se buscó representar este riesgo a manera de diferencial entre dichas presiones y así tener claridad en las magnitudes obtenidas, donde, sí el número es negativo no se estaría cumpliendo con los lineamientos de la norma actual y si es positivo estaría ofreciendo parámetros de separación estables y adecuados, al igual se tuvo presente el comportamiento del caudal máximo de separación, como se muestra en la tabla 7.

**Tabla 7.**

*Valores análisis de sensibilidad densidad del lodo caso B*

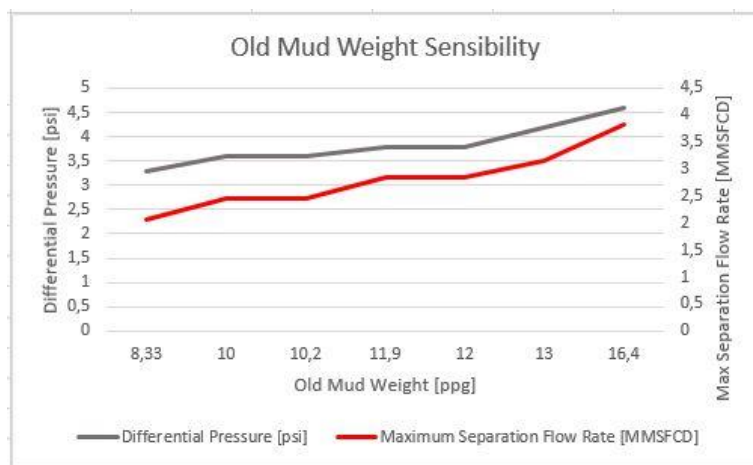
Old Mud Weight Sensibility				
Old Mud Weight [ppg]	Mud Leg Hydrostatic Pressure [psi]	Vent Line Pressure [psi]	Differential Pressure [psi]	Maximum Separation Flow Rate [MMSFCD]
8,33	5	1,7	3,3	2,06
10	6	2,4	3,6	2,45
10,2	6	2,4	3,6	2,46
11,9	7	3,2	3,8	2,85
12	7	3,2	3,8	2,85
13	8	3,8	4,2	3,15
16,4	10	5,4	4,6	3,83

**Nota.** La tabla representa los resultados de la variación de la densidad de lodo en el caso B.

Y de esta manera se pudo realizar un análisis grafico haciendo referencia a la variación de la efectividad que podría presentar dicho caso como si se cambiara el valor de la densidad del lodo, como se puede observar en la figura 49.

**Figura 49.**

*Análisis de sensibilidad densidad del lodo*



**Nota.** La figura representa la variación del diferencial de presiones y el máximo caudal de separación a diferentes densidades de lodo para el caso B

A partir de la anterior figura se identifica que, al aumentar paulatinamente los valores de la densidad del lodo dentro de rangos operativos, el diferencial de presión estudiado y el caudal máximo de separación incrementan levemente, manteniendo la estabilidad del separador lodo / gas dentro de los parámetros requeridos por la Norma API STD 53 de 2018.

### 3.2.2. *Velocidad reducida de la bomba*

Para esta variable se reprodujeron todos los valores asignados en la tabla 6, teniendo en cuenta que una de las condiciones para que se presente el fenómeno de Blow – Through es que la presión de la línea de venteo sea mayor a la presión del sello líquido, por ende, se quiso representar este riesgo de manera diferencial entre dichas presiones, al igual que se tuvo presente el comportamiento del caudal máximo de separación, como se muestra en la tabla 8.

**Tabla 8.**

*Valores análisis de la velocidad reducida de la bomba caso B*

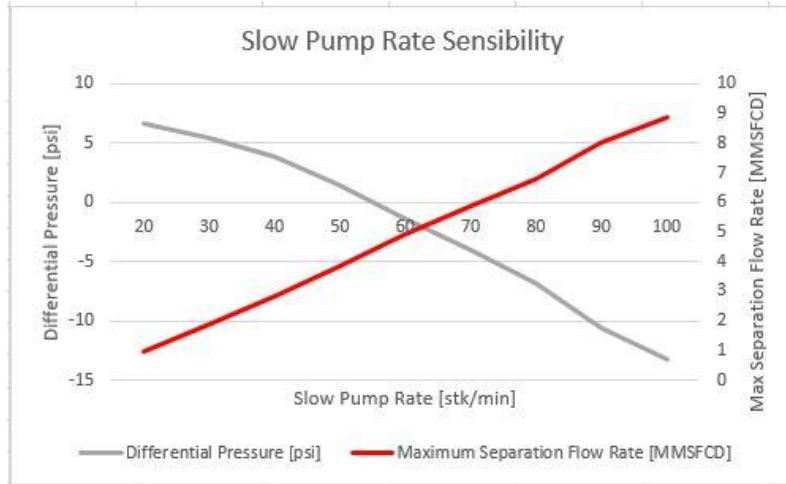
<i>Slow Pump Rate Sensibility</i>				
Slow Pump Rate [stk/min]	Mud Leg Hydrostatic Pressure [psi]	Vent Line Pressure [psi]	Differential Pressure [psi]	Maximum Separation Flow Rate [MMSFCD]
10	7	0,4	6,6	0,94
20	7	1,5	5,5	1,88
30	7	3,2	3,8	2,85
40	7	5,5	1,5	3,85
50	7	8,3	-1,3	4,92
60	7	11,1	-4,1	5,9
70	7	13,8	-6,8	6,81
80	7	17,6	-10,6	8,04
90	7	20,3	-13,3	8,85
100	7	23,5	-16,5	9,83

**Nota.** La tabla representa los resultados de la variación de la velocidad reducida de la bomba en el caso B.

Y con base en la información anterior se realizó un análisis grafico haciendo referencia a la variación de la efectividad que podría presentar dicho caso al presentar cambio en el valor de la velocidad reducida de la bomba, como se evidencia en la figura 50.

**Figura 50.**

*Análisis de sensibilidad velocidad reducida de la bomba*



**Nota.** La figura representa la variación del diferencial de presiones y el máximo caudal de separación a diferentes velocidades reducidas de la bomba para el caso B

Analizando la Figura 50, se identifica que al elevar la velocidad reducida de la bomba por encima de 60 stk/min, se presenta los riesgos de *Blow – Through* y retorno de gas a las *shakers*; al igual que, el aumento con tendencia lineal del máximo caudal de separación.

### 3.2.3. Altura del sello líquido

Teniendo presente los valores operativos asignados anteriormente se inicia con el cambio numérico de esta variable para dicho escenario en la herramienta MGS Sizing Tool; obteniendo como resultados los mostrados en la Tabla 9.

**Tabla 9.**

*Valores análisis altura sello liquido caso B*

<i>Height of Liquid Seal Sensibility</i>				
Height of Liquid Seal [ft]	Mud Leg Hydrostatic Pressure [psi]	Vent Line Pressure [psi]	Differential Pressure [psi]	Maximum Separation Flow Rate [MMSFCD]
6	3	3,2	-0,2	2,85
7	4	3,2	0,8	2,85
8	4	3,2	0,8	2,85
9	5	3,2	1,8	2,85
10	6	3,2	2,8	2,85
11	6	3,2	2,8	2,85
12	7	3,2	3,8	2,85

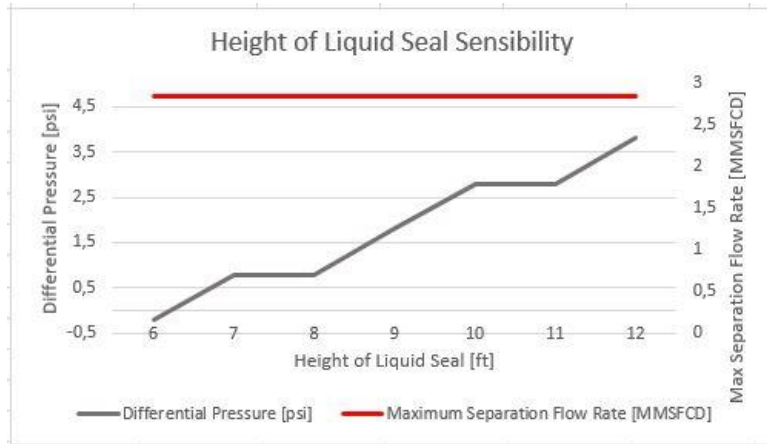
**Nota.** La tabla representa los resultados de la variación de la altura del sello líquido en el caso B.

Para la generación de la gráfica y el análisis se tuvieron en cuenta los resultados del caudal máximo, la presión hidrostática del sello líquido y la presión de la línea de venteo evidenciados en la Figura 51, puesto que, como se ha mencionado anteriormente se debe tener en cuenta el riesgo latente del fenómeno del *Blow – Through* que se puede llegar a presentar en las operaciones de perforación.



**Figura 51.**

*Análisis de sensibilidad altura sello líquido*



**Nota.** La figura representa la variación del diferencial de presiones y el máximo caudal de separación a diferentes alturas de sello líquido para el caso B

Para el análisis de sensibilidad de la altura sello líquido, se nota que el caudal en estudio no depende de esta variable crítica, por el contrario, el diferencial de presión llega a presentar escenarios donde se pierde la estabilidad del equipo de control.

#### **3.2.4. Diámetro interno de la línea de venteo**

En el caso de esta variable se reproducen cada uno de los valores recomendados dentro del rango de operación y teniendo en cuenta que se debe evitar el fenómeno del Blow – Through, se presenta el análisis a manera de diferencial entre las presiones mencionadas y el comportamiento del caudal máximo de separación, como se muestra en la tabla 10.

**Tabla 10.**

*Valores análisis de diámetro mínimo de la línea de venteo caso B*

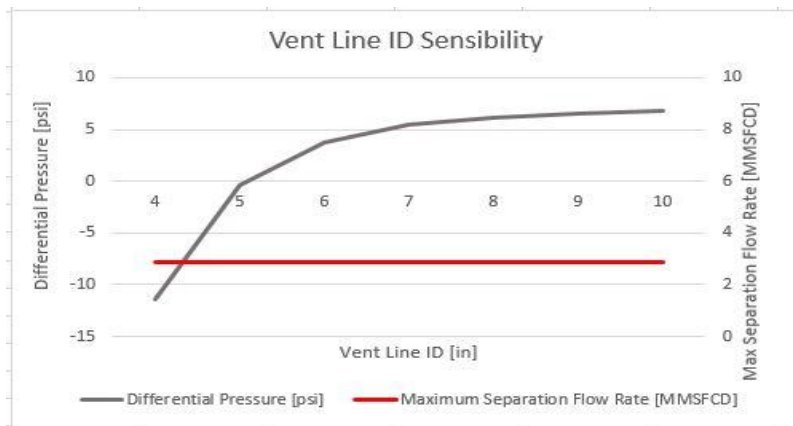
<b>Vent Line Sensibility</b>				
Vent Line ID [in]	Mud Leg Hydrostatic Pressure [psi]	Vent Line Pressure [psi]	Differential Pressure [psi]	Maximum Separation Flow Rate [MMSFCD]
4	7	18,4	-11,4	2,85
5	7	7,4	-0,4	2,85
6	7	3,2	3,8	2,85
7	7	1,5	5,5	2,85
8	7	0,8	6,2	2,85
9	7	0,4	6,6	2,85
10	7	0,2	6,8	2,85

**Nota.** La tabla representa los resultados de la variación del diámetro de la línea de venteo en el caso B.

Y con respecto a lo anterior se logró un análisis grafico haciendo referencia a la variación de la efectividad que podría presentar el equipo en operaciones de este caso en específico, como se puede observar en la figura 52.

**Figura 52.**

*Análisis de sensibilidad diámetro mínimo de la línea de venteo caso B*



**Nota.** La figura representa la variación del diferencial de presiones y el máximo caudal de separación a diferentes diámetros de línea de venteo para el caso B

En la Figura 52, se evidencia que, implementando los diámetros de menor magnitud establecidos en el rango, no generan efectividad en la separación de fases en un evento de control de pozo, a partir de un diámetro interno de 6 in se logra mitigar este riesgo; para el caudal de separación no existe afectación por esta variable.

#### 4. CONCLUSIONES

En lo que concierne a la validación de la herramienta MGS Sizing Tool, de manera generalizada, se observó que la reproducción de los seis (6) escenarios operativos fue exitosa; puesto que en el 100% de la comparación con los resultados cualitativos brindados por Aspen Hysys se encontraban alineados por los datos arrojados por la herramienta digital. Por tal motivo, se concluyó que la herramienta es apta para la implementación en operaciones de perforación.

Dentro de la validación, se hizo notable el 50% de los casos (A, E y F), donde se encontraron diseños de separadores lodo / gas no adecuados para las operaciones de perforación llevadas a cabo en cada uno de estos escenarios, incumplimiento la norma API STD 53 de 2018 y de esta manera aumentado la probabilidad de contar con el fenómeno de Blow – Through. Por lo que se concluye que la herramienta MGS Sizing Tool tiene más exactitud, dando más confianza a la exposición de los resultados de los parámetros de diseño del equipo.

Abordar el problema mediante la elaboración de una herramienta digital (MGS Sizing Tool), elaborada a partir de cálculos referenciados en la norma API STD 53 de 2018, permite alcanzar el objetivo de obtener parámetros acertados de diseño y dimensionamiento de separadores lodo / gas en operaciones de perforación. Esto se evidencia, en la validación de diseños de equipos en escenarios reales. Allí se observó, que, el 50% de los casos estudiados están obviando la norma actual causando una posible separación ineficiente al interior del equipo.

Debido a la naturaleza de los parámetros de diseño de los casos analizados por la herramienta MGS Sizing Tool, y debido a la desviación que existe entre algunos de los datos actuales y los requeridos por la norma API STD 53 de 2018; específicamente la velocidad reducida de la bomba y el diámetro interno de la línea de venteo, se concluyó que por limitaciones técnicas de cada caso se podría dificultar la separación de fases dentro del equipo incumpliendo los porcentajes requeridos por dicha norma, respectivamente el 80% de separación efectiva, de esta forma mediante los diferentes análisis se generan recomendaciones para la modificación de parámetros críticos en el diseño y dimensionamiento del equipo sin afectar la operación de control.

Se concluyó por medio de la alteración de las 4 variables críticas definidas y estudiadas en la herramienta MGS Sizing Tool la sensibilidad que cada una de estas tiene, lo cual fue un factor importante a la hora de buscar alteraciones en el diseño actual del 100% de los casos no eficientes presentes en el documento, donde se lograron recrear escenarios óptimos y con esto generar recomendaciones para una operación segura de control de pozos dentro de los parámetros que dicta la norma API STD 53 del 2018.

En lo que respecta al análisis de sensibilidad, en especial se notó gran variación en el comportamiento de los resultados efectuados por los cambios en el 50% de variables críticas estudiadas, respectivamente, la velocidad reducida de la bomba y el diámetro interno de la línea de venteo, es por esto que, se debe hacer un seguimiento al diseño y dimensionamiento de estos equipos para cada caso en particular, que aseguren el correcto funcionamiento siguiendo lo recomendado en la norma en estudio y así lograr mitigar riesgos latentes en las operaciones de perforación.

## BIBLIOGRAFIA

- [1] , Manual de perforación procedimientos y operaciones en el pozo, Calgary, Canada: , 3030 9th St SE, 2001.
- [2] Schlumberger Glossary, «Schlumberger Glossary,» [En línea]. Available: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es>. [Último acceso: 2020].
- [3] M. d. M. y. Energía, *Decreto 1073 de 2015 Sector Administrativo de Minas y Energía*, Colombia : Departamento Administrativo de la Función Pública, 2015.
- [4] American Petroleum Institute (API), *API STD 53 Well Control Equipment Systems for Drilling Wells*, Washington, DC: API Publishing Services, 2018.
- [5] British Petrolwum (BP), «Deepwater Horizon Accident Investigation Report,» 2016.
- [6] D. L. y. A. Patil, «Advancing the Mud Gas Separator Sizing Calculation: The MPD Perspective,» *OnePetro*, nº SPE-190008-MS, p. 11, 2018.
- [7] Departamento de Recursos de Naturales y Minas Estado de Queensland (Australia), «Surface Gas Handling System and Mud Gas Separator Desing,» Queensland, 2016.
- [8] American Petroleum Institute (API), *API 12 J - Specifications for Oil and Gas Separators*, Washington, DC: API Publishing Services , 2008.
- [9] G.R. MacDougall, SPE y Chevron Canada Resources Ltd., *Mud / Gas Separator Sizing*, SPE, 1991, p. 6.
- [10] Long Beach City College, *Petroleum 1 Well Control*, LBCCC, 2017.

## GLOSARIO

**Aguas Abajo:** relativo a equipamiento, instalaciones o sistemas ubicados en el pozo después del estrangulador de superficie

**Aguas Arriba:** relativo a equipamiento, instalaciones o sistemas ubicados en el pozo antes del estrangulador de superficie

**“Blow –Trough”:** se define como la separación ineficiente que resulta en una mezcla de lodo/gas que retorna a los tanques de lodo, este evento ocurre cuando la presión de fricción en la línea de venteo excede la presión hidrostática de la columna de lodo al interior del separador.

**Caudal:** cantidad de fluido que circula a través de un ducto

**Capacidad De Separación:** facultad del separador para realizar la separación entre lodo de perforación y gas presente en este en un evento de control de pozo

**Columna Sello Líquido:** nivel específico de fluido al interior del separador, suele ser agua

**Deflectores:** dispositivos que permite desviar el fluido que ingresa al separador, generando turbulencia y reforzando la separación lodo / gas.

**Densidad:** masa por unidad de volumen

**Estrangulador:** dispositivo provisto de un orificio, utilizado para controlar la tasa de flujo de fluido o la presión del sistema aguas abajo

**Fluido Invasor:** fluido indeseado proveniente del pozo en un evento de control de pozos

**Gas De Influj:** gas arrastrado en el fluido de perforación durante una maniobra

**Influj:** ingreso no deseado de fluido de formación al pozo, se produce cuando la presión de formación excede la presión hidrostática que ejerce el lodo de perforación

**Línea De Entrada:** es por donde ingresa el fluido proveniente del pozo y se encuentra ubicada en la parte lateral inferior.

**Línea De Retorno:** permite que el lodo sometido al proceso de separación retorne a los tanques de lodo y se encuentra ubicada en la parte inferior del separador.

**Línea De Venteo:** permite generar el escape del gas que se separa del lodo y se encuentra ubicada en la parte superior del cilindro y dirigiendo el gas al quemador del taladro de perforación

**Lodo:** sinónimo de fluido de perforación y que abarca la mayoría de los fluidos utilizados en las operaciones de perforación de hidrocarburos, en especial los fluidos que contienen cantidades significativas de sólidos en suspensión, agua emulsionada o aceite

**Migración De Gas:** rutas posibles para que el gas separado del lodo de perforación escape por la línea de venteo

**Presión De Fricción:** pérdida de carga hidráulica debida a la fricción del contacto entre la tubería y el fluido que viaja a través de ella

**Presión De Cierre De Tubería De Perforación (SIDPP):** presión que le falta a la presión hidrostática por tubería para estar en balance con la presión de formación

**Presión De Cierre En Casing (SICP):** presión que le falta a la presión hidrostática sobre el influjo para compensar la presión del influjo

**Separador:** equipos diseñados para ofrecer una separación efectiva de fases en eventos de control de pozos y gas proveniente de las formaciones mezclado con el fluido de perforación que se tiene en el pozo

**Solubilidad:** cantidad máxima de una sustancia que se disolverá en una cantidad dada de solvente a una temperatura y presión dadas, o el grado al cual se disolverá una sustancia en un solvente en particular

**Tiempo Necesario De Venteo:** tiempo requerido para que el volumen aguas arriba de influjo sea liberado por la línea de venteo

**Volumen De Ganancia:** aumento en el nivel de los tanques de retorno



## **ANEXOS**

## ANEXO 1.

### CASOS EVALUADOS EN LA HERRAMIENTA MGS SIZING TOOL

A continuación, se presenta la evaluación de cada uno de los casos en la herramienta MGS Sizing Tool, para la verificación de su funcionamiento correcto.

#### Caso B

The screenshot displays the MGS Sizing Tool interface, divided into two main panels: 'Input Data' and 'Results'.

**Input Data Panel:**

- General Data:**
  - Name: Caso B
  - Well: B1
  - Date: 19/11/2020
  - Rig Name: B
  - Company: MGS
  - Location: B
  - Field: B
  - Country: Colombia
- Well Data:**
  - Reservoir Pressure: 6450 psi
  - Kick Intensity: 0,5 ppg
  - Lower Capacity: 0,02914319 Bbl/stk
  - Kick Tolerance: 25 ppg
  - True Vertical Depth: 9990 ft
  - Old Mud Weight: 11,9 ppg
- Input Data:**
  - Slow Pump Rate: 30 stk/min
  - Height of Liquid Seal: 12 ft
  - Pump Capacity: 0,105 Bbl/stk
  - Liquid Seal Density: 11,9 ppg
  - Vent Line Length: 150 ft
  - Separator Upper Line Curves: 3
  - Vent Line ID: 6 in
  - Bend / Corner Source: Bend-Right, Sharp

**Results Panel:**

- Results:**
  - Maximum Surface Pressure: 1625 psi
  - Vent Line Friction Factor: 0,0067
  - Volume of Gas Upstream of Choke: 99 Bbl
  - Vent Line Pressure: 3,2 psi
  - Volume of Gas Downstream of Choke: 10943 Bbl
  - Separator Pressure: 3,3 psi
  - Maximum Separation Flow Rate: 2,85 MMSFCD
  - Blow - Through: Suitable
  - Safe Operating Flow Rate: 2,28 MMSFCD
  - Minimum Separator ID: 27 in
  - Time to Pump Gas: 31 min
  - Gas Velocity in the Mud/Gas Separator: 2,8 ft/min
  - Mud Leg Hydrostatic Pressure: 7 psi
  - Liquid Flow Rate Through the Separator: 6,3 Bbl/min
  - Mud Leg Hydrostatic Pressure Critical: 3 psi

Buttons at the bottom include 'Calculate', 'New', 'Back', 'Report', and 'Back'.

## Caso C

Input Data				Results			
<b>General Data</b>							
Name	Caso C	Well	C1				
Date	19/11/2020	Rig Name	C				
Company	MGS	Location	C				
Field	C	Country	Colombia				
<b>Well Data</b>							
Reservoir Pressure	3715	Kick Intensity	0,5				
Lower Capacity	0,05810423	Kick Tolerance	25				
True Vertical Depth	6721	Old Mud Weight	10,2				
<b>Input Data</b>							
Slow Pump Rate	45	Height of Liquid Seal	10				
Pump Capacity	0,143	Liquid Seal Density	10,2				
Vent Line Length	170	Separator Upper Line Curves	3				
Vent Line ID	6	Bend / Corner Source	Bend-Right, Sharp				
<input type="button" value="Calculate"/> <input type="button" value="New"/> <input type="button" value="Back"/>							
<b>Results</b>							
Maximum Surface Pressure	835	Vent Line Friction Factor	0,0067				
Volume of Gas Upstream of Choke	111	Vent Line Pressure	3,7				
Volume of Gas Downstream of Choke	6305	Separator Pressure	3,8				
Maximum Separation Flow Rate	3,00	Blow - Through	Suitable				
Safe Operating Flow Rate	2,40	Minimum Separator ID	39				
Time to Pump Gas	17	Gas Velocity in the Mud/Gas Separator	5,4				
Mud Leg Hydrostatic Pressure	5	Liquid Flow Rate Through the Separator	12,9				
Mud Leg Hydrostatic Pressure Critical	2						
<input type="button" value="Report"/> <input type="button" value="Back"/>							

## Caso D

Input Data				Results			
<b>General Data</b>							
Name	Caso D	Well	D1				
Date	20/11/2020	Rig Name	D				
Company	MGS	Location	D				
Field	D	Country	Colombia				
<b>Well Data</b>							
Reservoir Pressure	14340	Kick Intensity	1				
Lower Capacity	0,05810423	Kick Tolerance	50				
True Vertical Depth	15840	Old Mud Weight	16,4				
<b>Input Data</b>							
Slow Pump Rate	30	Height of Liquid Seal	12				
Pump Capacity	0,088	Liquid Seal Density	16,4				
Vent Line Length	175	Separator Upper Line Curves	3				
Vent Line ID	6	Bend / Corner Source	Bend-Right, Sharp				
<input type="button" value="Calculate"/> <input type="button" value="New"/> <input type="button" value="Back"/>							
<b>Results</b>							
Maximum Surface Pressure	3088	Vent Line Friction Factor	0,0067				
Volume of Gas Upstream of Choke	232	Vent Line Pressure	7,6				
Volume of Gas Downstream of Choke	48735	Separator Pressure	7,9				
Maximum Separation Flow Rate	4,53	Blow - Through	Suitable				
Safe Operating Flow Rate	3,62	Minimum Separator ID	25				
Time to Pump Gas	87	Gas Velocity in the Mud/Gas Separator	1,5				
Mud Leg Hydrostatic Pressure	10	Liquid Flow Rate Through the Separator	5,3				
Mud Leg Hydrostatic Pressure Critical	3						
<input type="button" value="Report"/> <input type="button" value="Back"/>							

## Caso E

Input Data		Results	
<b>General Data</b>			
Name	Caso E	Well	E1
Date	20/11/2020	Rig Name	E
Company	MGS	Location	E
Field	E	Country	Colombia
<b>Well Data</b>			
Reservoir Pressure	8819	Kick Intensity	0,5
Lower Capacity	0,03004903	Kick Tolerance	25
True Vertical Depth	12565	Old Mud Weight	13
<b>Input Data</b>			
Slow Pump Rate	50	Height of Liquid Seal	12
Pump Capacity	0,143	Liquid Seal Density	13
Vent Line Length	150	Separator Upper Line Curves	3
Vent Line ID	6	Bend / Corner Source	Bend-Right, Sharp
<input type="button" value="Calculate"/> <input type="button" value="New"/> <input type="button" value="Back"/>			
<b>Results</b>			
Maximum Surface Pressure	1975	Vent Line Friction Factor	0,0067
Volume of Gas Upstream of Choke	111	Vent Line Pressure	17,6
Volume of Gas Downstream of Choke	14913	Separator Pressure	18,3
Maximum Separation Flow Rate	8,04	Blow - Through	No Suitable
Safe Operating Flow Rate	6,43	Minimum Separator ID	41
Time to Pump Gas	15	Gas Velocity in the Mud/Gas Separator	2,2
Mud Leg Hydrostatic Pressure	8	Liquid Flow Rate Through the Separator	14,3
Mud Leg Hydrostatic Pressure Critical	3		
<input type="button" value="Report"/> <input type="button" value="Back"/>			

## Caso F

Input Data		Results	
<b>General Data</b>			
Name	Caso F	Well	F1
Date	20/11/2020	Rig Name	F
Company	MGS	Location	F
Field	F	Country	Colombia
<b>Well Data</b>			
Reservoir Pressure	2621	Kick Intensity	0,5
Lower Capacity	0,02040023	Kick Tolerance	18
True Vertical Depth	4800	Old Mud Weight	10
<b>Input Data</b>			
Slow Pump Rate	60	Height of Liquid Seal	10
Pump Capacity	0,127	Liquid Seal Density	10
Vent Line Length	100	Separator Upper Line Curves	3
Vent Line ID	4	Bend / Corner Source	Bend-Right, Sharp
<input type="button" value="Calculate"/> <input type="button" value="New"/> <input type="button" value="Back"/>			
<b>Results</b>			
Maximum Surface Pressure	928	Vent Line Friction Factor	0,0076
Volume of Gas Upstream of Choke	50	Vent Line Pressure	29,0
Volume of Gas Downstream of Choke	3156	Separator Pressure	29,7
Maximum Separation Flow Rate	4,25	Blow - Through	No Suitable
Safe Operating Flow Rate	3,40	Minimum Separator ID	42
Time to Pump Gas	6	Gas Velocity in the Mud/Gas Separator	4,5
Mud Leg Hydrostatic Pressure	5	Liquid Flow Rate Through the Separator	15,2
Mud Leg Hydrostatic Pressure Critical	2		
<input type="button" value="Report"/> <input type="button" value="Back"/>			

## ANEXO 2.

### CASOS EVALUADOS ASPEN HYSYS

En el anexo B, se encuentran los resultados de la simulación de los casos en estudio.

#### Caso B

Worksheet	1	3	2
Conditions	1,0000	0,0000	1,0000
Properties	37,96	37,96	37,96
Composition	22,75	22,75	22,75
PF Specs			
Molar Flow [kgmole/h]	6,795e-004	0,0000	6,795e-004
Mass Flow [kg/h]	1,103e-006	0,0000	1,103e-006
Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	3363	0,0000	3363
Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-7,027e-004	-7,705e-004	-7,027e-004
Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	171,4	-222,0	171,4
Heat Flow [kJ/h]	-4,775e-009	-0,0000	-4,775e-009

Worksheet	1	3	2
Conditions	0,9000	0,0000	0,9000
Properties			
Composition	0,1000	1,0000	0,1000
PF Specs			

#### Caso C

Worksheet	1	3	2
Conditions	1,0000	0,0000	1,0000
Properties	37,96	37,96	37,96
Composition	26,20	26,20	26,20
PF Specs			
Molar Flow [kgmole/h]	7,122e-004	0,0000	7,122e-004
Mass Flow [kg/h]	1,157e-006	0,0000	1,157e-006
Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	3540	0,0000	3540
Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-7,027e-004	-7,700e-004	-7,027e-004
Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	171,9	-204,9	171,9
Heat Flow [kJ/h]	-5,005e-009	-0,0000	-5,005e-009

Worksheet	1	3	2
Conditions	0,9000	0,0000	0,9000
Properties			
Composition	0,1000	1,0000	0,1000
PF Specs			

## Caso D

Two screenshots of the Aspen Plus Separator V-100 worksheet for Case D. The left window shows a 3x3 matrix of properties for Vapour, and the right window shows a 3x3 matrix for Lodo Caso D'.

Worksheet	1	3	2
Name			
Conditions	1,0000	0,0000	1,0000
Properties	37,96	37,96	37,96
Composition	54,47	54,47	54,47
PF Specs			
Molar Flow [kgmole/h]	1,088e+005	0,0000	1,088e+005
Mass Flow [kg/h]	1,766e+006	0,0000	1,766e+006
Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	5345	0,0000	5345
Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-7,029e+004	-7,712e+004	-7,029e+004
Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	161,3	-250,1	161,3
Heat Flow [kJ/h]	-7,645e+009	-0,0000	-7,645e+009

Worksheet	1	3	2
Name			
Conditions	0,9000	0,0000	0,9000
Properties		1,0000	0,1000
Composition	0,1000		
PF Specs			

## Caso E

Two screenshots of the Aspen Plus Separator V-100 worksheet for Case E. The left window shows a 3x3 matrix of properties for Vapour, and the right window shows a 3x3 matrix for Lodo Caso E'.

Worksheet	1	3	2
Name			
Conditions	0,9500	0,0000	1,0000
Properties	37,96	37,96	37,96
Composition	126,2	126,2	126,2
PF Specs			
Molar Flow [kgmole/h]	1,921e+005	9597	1,825e+005
Mass Flow [kg/h]	3,120e+006	1,729e+005	2,947e+006
Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	9486	111,0	9375
Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-7,250e+004	-7,707e+004	-7,226e+004
Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	149,3	-230,6	169,3
Heat Flow [kJ/h]	-1,393e+010	-7,396e+008	-1,319e+010

Worksheet	1	3	2
Name			
Conditions	0,9000	0,0000	0,9473
Properties		1,0000	0,0527
Composition	0,1000		
PF Specs			

# Caso F

The image displays two screenshots of the Separator V-100 software interface, showing the 'Worksheet' tab for three different streams (1, 3, and 2).

**Left Screenshot: Separator V-100 Worksheet**

Worksheet		1	3	2
Conditions	Vapour	0,9304	0,0000	1,0000
Properties	Temperature [C]	37,96	37,96	37,96
Composition	Pressure [kPa]	204,8	204,8	204,8
PF Specs	Molar Flow [kgmole/h]	1,008e+005	7014	9,382e+004
	Mass Flow [kg/h]	1,638e+006	1,264e+005	1,511e+006
	Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	5014	105,5	4909
	Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-7,338e+004	-7,699e+004	-7,310e+004
	Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	145,5	-202,5	171,6
	Heat Flow [kJ/h]	-7,399e+009	-5,401e+008	-6,859e+009

**Right Screenshot: Separator V-100 Worksheet (Zoomed)**




Worksheet		1	3	2
Conditions	Methane	0,9000	0,0000	0,9673
Properties	Lodo Caso F*	0,1000	1,0000	0,0327
Composition				
PF Specs				

## ANEXO 3. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Posteriormente, se encuentran los resultados de la alteración de las variables críticas dentro de los rangos operativos.

### Variación densidad de lodo

8,33 ppg

Input Data	Results																																																																
																																																																	
<b>General Data</b> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td>Name</td><td>Caso B</td><td>Well</td><td>B1</td></tr> <tr> <td>Date</td><td>24/11/2020</td><td>Rig Name</td><td>B</td></tr> <tr> <td>Company</td><td>MGS</td><td>Location</td><td>B</td></tr> <tr> <td>Field</td><td>B</td><td>Country</td><td>Colombia</td></tr> </table>	Name	Caso B	Well	B1	Date	24/11/2020	Rig Name	B	Company	MGS	Location	B	Field	B	Country	Colombia																																																	
Name	Caso B	Well	B1																																																														
Date	24/11/2020	Rig Name	B																																																														
Company	MGS	Location	B																																																														
Field	B	Country	Colombia																																																														
<b>Well Data</b> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td>Reservoir Pressure</td><td>6450</td><td>Kick Intensity</td><td>0,5</td></tr> <tr> <td></td><td>psi</td><td></td><td>ppg</td></tr> <tr> <td>Lower Capacity</td><td>0,02914319</td><td>Kick Tolerance</td><td>25</td></tr> <tr> <td></td><td>Bbl</td><td></td><td>Bbl</td></tr> <tr> <td>True Vertical Depth</td><td>9990</td><td>Old Mud Weight</td><td>8,33</td></tr> <tr> <td></td><td>ft</td><td></td><td>ppg</td></tr> </table>	Reservoir Pressure	6450	Kick Intensity	0,5		psi		ppg	Lower Capacity	0,02914319	Kick Tolerance	25		Bbl		Bbl	True Vertical Depth	9990	Old Mud Weight	8,33		ft		ppg																																									
Reservoir Pressure	6450	Kick Intensity	0,5																																																														
	psi		ppg																																																														
Lower Capacity	0,02914319	Kick Tolerance	25																																																														
	Bbl		Bbl																																																														
True Vertical Depth	9990	Old Mud Weight	8,33																																																														
	ft		ppg																																																														
<b>Input Data</b> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td>Slow Pump Rate</td><td>30</td><td>Height of Liquid Seal</td><td>12</td></tr> <tr> <td></td><td>stk/min</td><td></td><td>ft</td></tr> <tr> <td>Pump Capacity</td><td>0,105</td><td>Liquid Seal Density</td><td>8,33</td></tr> <tr> <td></td><td>Bbl/stk</td><td></td><td>ppg</td></tr> <tr> <td>Vent Line Length</td><td>150</td><td>Separator Upper Line Curves</td><td>3</td></tr> <tr> <td></td><td>ft</td><td></td><td></td></tr> <tr> <td>Vent Line ID</td><td>6</td><td>Bend / Corner Source</td><td>Bend-Right, Sharp</td></tr> <tr> <td></td><td>in</td><td></td><td></td></tr> </table>	Slow Pump Rate	30	Height of Liquid Seal	12		stk/min		ft	Pump Capacity	0,105	Liquid Seal Density	8,33		Bbl/stk		ppg	Vent Line Length	150	Separator Upper Line Curves	3		ft			Vent Line ID	6	Bend / Corner Source	Bend-Right, Sharp		in																																			
Slow Pump Rate	30	Height of Liquid Seal	12																																																														
	stk/min		ft																																																														
Pump Capacity	0,105	Liquid Seal Density	8,33																																																														
	Bbl/stk		ppg																																																														
Vent Line Length	150	Separator Upper Line Curves	3																																																														
	ft																																																																
Vent Line ID	6	Bend / Corner Source	Bend-Right, Sharp																																																														
	in																																																																
																																																																	
<b>Results</b> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td>Maximum Surface Pressure</td><td>1174</td><td>Vent Line Friction Factor</td><td>0,0067</td></tr> <tr> <td></td><td>psi</td><td></td><td></td></tr> <tr> <td>Volume of Gas Upstream of Choke</td><td>137</td><td>Vent Line Pressure</td><td>1,7</td></tr> <tr> <td></td><td>Bbl</td><td></td><td>psi</td></tr> <tr> <td>Volume of Gas Downstream of Choke</td><td>10941</td><td>Separator Pressure</td><td>1,8</td></tr> <tr> <td></td><td>Bbl</td><td></td><td>psi</td></tr> <tr> <td>Maximum Separation Flow Rate</td><td>2,06</td><td>Blow - Through</td><td>Suitable</td></tr> <tr> <td></td><td>MMSFCD</td><td></td><td></td></tr> <tr> <td>Safe Operating Flow Rate</td><td>1,65</td><td>Minimum Separator ID</td><td>27</td></tr> <tr> <td></td><td>MMSFCD</td><td></td><td>in</td></tr> <tr> <td>Time to Pump Gas</td><td>43</td><td>Gas Velocity in the Mud/Gas Separator</td><td>3,8</td></tr> <tr> <td></td><td>min</td><td></td><td>ft/min</td></tr> <tr> <td>Mud Leg Hydrostatic Pressure</td><td>5</td><td>Liquid Flow Rate Through the Separator</td><td>6,3</td></tr> <tr> <td></td><td>psi</td><td></td><td>Bbl/min</td></tr> <tr> <td>Mud Leg Hydrostatic Pressure Critical</td><td>3</td><td></td><td></td></tr> <tr> <td></td><td>psi</td><td></td><td></td></tr> </table>		Maximum Surface Pressure	1174	Vent Line Friction Factor	0,0067		psi			Volume of Gas Upstream of Choke	137	Vent Line Pressure	1,7		Bbl		psi	Volume of Gas Downstream of Choke	10941	Separator Pressure	1,8		Bbl		psi	Maximum Separation Flow Rate	2,06	Blow - Through	Suitable		MMSFCD			Safe Operating Flow Rate	1,65	Minimum Separator ID	27		MMSFCD		in	Time to Pump Gas	43	Gas Velocity in the Mud/Gas Separator	3,8		min		ft/min	Mud Leg Hydrostatic Pressure	5	Liquid Flow Rate Through the Separator	6,3		psi		Bbl/min	Mud Leg Hydrostatic Pressure Critical	3				psi		
Maximum Surface Pressure	1174	Vent Line Friction Factor	0,0067																																																														
	psi																																																																
Volume of Gas Upstream of Choke	137	Vent Line Pressure	1,7																																																														
	Bbl		psi																																																														
Volume of Gas Downstream of Choke	10941	Separator Pressure	1,8																																																														
	Bbl		psi																																																														
Maximum Separation Flow Rate	2,06	Blow - Through	Suitable																																																														
	MMSFCD																																																																
Safe Operating Flow Rate	1,65	Minimum Separator ID	27																																																														
	MMSFCD		in																																																														
Time to Pump Gas	43	Gas Velocity in the Mud/Gas Separator	3,8																																																														
	min		ft/min																																																														
Mud Leg Hydrostatic Pressure	5	Liquid Flow Rate Through the Separator	6,3																																																														
	psi		Bbl/min																																																														
Mud Leg Hydrostatic Pressure Critical	3																																																																
	psi																																																																
																																																																	



### MCS SIZING TOOL

**Input Data**

<b>General Data</b>			
Name	Caso B	Well	B1
Date	24/11/2020	Rig Name	B
Company	MGS	Location	B
Field	B	Country	Colombia

<b>Well Data</b>			
Reservoir Pressure	6450	Kick Intensity	0,5
Lower Capacity	0,02914319	Kick Tolerance	25
True Vertical Depth	9990	Old Mud Weight	10


<b>Input Data</b>			
Slow Pump Rate	30	Height of Liquid Seal	12
Pump Capacity	0,105	Liquid Seal Density	10
Vent Line Length	150	Separator Upper Line Curves	3
Vent Line ID	6	Bend / Corner Source	Bend-Right, Sharp

### MCS SIZING TOOL

**Results**

Maximum Surface Pressure	1385	Vent Line Friction Factor	0,0067
Volume of Gas Upstream of Choke	116	Vent Line Pressure	2,4
Volume of Gas Downstream of Choke	10929	Separator Pressure	2,5
Maximum Separation Flow Rate	2,45	Blow - Through	Suitable
Safe Operating Flow Rate	1,96	Minimum Separator ID	27
Time to Pump Gas	36	Gas Velocity in the Mud/Gas Separator	3,2
Mud Leg Hydrostatic Pressure	6	Liquid Flow Rate Through the Separator	6,3
Mud Leg Hydrostatic Pressure Critical	3		

# 10,2 ppg



**General Data**

Name	Caso B	Well	B 1
Date	24/11/2020	Rig Name	B
Company	MGS	Location	B
Field	B	Country	Colombia


**Well Data**

Reservoir Pressure	6450	Kick Intensity	0,5
Lower Capacity	0,02914319	Kick Tolerance	25
True Vertical Depth	9990	Old Mud Weight	10,2

**Input Data**

Slow Pump Rate	30	Height of Liquid Seal	12
Pump Capacity	0,105	Liquid Seal Density	10,2
Vent Line Length	150	Separator Upper Line Curves	3
Vent Line ID	6	Bend / Corner Source	Bend-Right, Sharp

Calculate New Back



**Results**

Maximum Surface Pressure	1410	Vent Line Friction Factor	0,0067
Volume of Gas Upstream of Choke	114	Vent Line Pressure	2,4
Volume of Gas Downstream of Choke	10934	Separator Pressure	2,6
Maximum Separation Flow Rate	2,46	Blow - Through	Suitable
Safe Operating Flow Rate	1,97	Minimum Separator ID	27
Time to Pump Gas	36	Gas Velocity in the Mud/Gas Separator	3,2
Mud Leg Hydrostatic Pressure	6	Liquid Flow Rate Through the Separator	6,3
Mud Leg Hydrostatic Pressure Critical	3		

Report Back

11,9 ppg

### MCS SIZING TOOL

**Input Data**

**General Data**

Name	Caso B	Well	B1
Date	24/11/2020	Rig Name	B
Company	MGS	Location	B
Field	B	Country	Colombia

**Well Data**

Reservoir Pressure	6450	Kick Intensity	0,5
	psi		ppg
Lower Capacity	0,02914319	Kick Tolerance	25
	Bbl		Bbl
True Vertical Depth	9990	Old Mud Weight	11,9
	ft		ppg

**Input Data**


Slow Pump Rate	30	Height of Liquid Seal	12
	stk/min		ft
Pump Capacity	0,105	Liquid Seal Density	11,9
	Bbl/stk		ppg
Vent Line Length	150	Separator Upper Line Curves	3
	ft		
Vent Line ID	6	Bend / Corner Source	Bend-Right, Sharp
	in		

### MCS SIZING TOOL

**Results**

Maximum Surface Pressure	1625	Vent Line Friction Factor	0,0067
	psi		
Volume of Gas Upstream of Choke	99	Vent Line Pressure	3,2
	Bbl		psi
Volume of Gas Downstream of Choke	10943	Separator Pressure	3,3
	Bbl		psi
Maximum Separation Flow Rate	2,85	Blow - Through	Suitable
	MMSFCD		
Safe Operating Flow Rate	2,28	Minimum Separator ID	27
	MMSFCD		in
Time to Pump Gas	31	Gas Velocity in the Mud/Gas Separator	2,8
	min		ft/min
Mud Leg Hydrostatic Pressure	7	Liquid Flow Rate Through the Separator	6,3
	psi		Bbl/min
Mud Leg Hydrostatic Pressure Critical	3		
	psi		

### Input Data



**General Data**

Name	Caso B	Well	B1
Date	24/11/2020	Rig Name	B
Company	MGS	Location	B
Field	B	Country	Colombia

**Well Data**


Reservoir Pressure	6450	Kick Intensity	0,5
Lower Capacity	0,02914319	Kick Tolerance	25
True Vertical Depth	9990	Old Mud Weight	11,9

**Input Data**

Slow Pump Rate	30	Height of Liquid Seal	12
Pump Capacity	0,105	Liquid Seal Density	11,9
Vent Line Length	150	Separator Upper Line Curves	3
Vent Line ID	6	Bend / Corner Source	Bend-Right, Sharp

Calculate New Back

### Results



**Results**

Maximum Surface Pressure	1625	Vent Line Friction Factor	0,0067
Volume of Gas Upstream of Choke	99	Vent Line Pressure	3,2
Volume of Gas Downstream of Choke	10943	Separator Pressure	3,3
Maximum Separation Flow Rate	2,85	Blow - Through	Suitable
Safe Operating Flow Rate	2,28	Minimum Separator ID	27
Time to Pump Gas	31	Gas Velocity in the Mud/Gas Separator	2,8
Mud Leg Hydrostatic Pressure	7	Liquid Flow Rate Through the Separator	6,3
Mud Leg Hydrostatic Pressure Critical	3		

Report Back

16,4 ppg

### MGS SIZING TOOL

**Input Data**

**General Data**

Name	Caso B	Well	B1
Date	24/11/2020	Rig Name	B
Company	MGS	Location	B
Field	B	Country	Colombia

**Well Data**

Reservoir Pressure	6450	Kick Intensity	0,5
	psi		ppg
Lower Capacity	0,02914319	Kick Tolerance	25
	Bbl/stk		Bbl
True Vertical Depth	9990	Old Mud Weight	16,4
	ft		ppg

**Input Data**

Slow Pump Rate	30	Height of Liquid Seal	12
	stk/min		ft
Pump Capacity	0,105	Liquid Seal Density	16,4
	Bbl/stk		ppg
Vent Line Length	150	Separator Upper Line Curves	3
	ft		
Vent Line ID	6	Bend / Corner Source	Bend-Right, Sharp
	in		


### MGS SIZING TOOL

**Results**

Maximum Surface Pressure	2194	Vent Line Friction Factor	0,0067
	psi		
Volume of Gas Upstream of Choke	73	Vent Line Pressure	5,4
	Bbl		psi
Volume of Gas Downstream of Choke	10895	Separator Pressure	5,7
	Bbl		psi
Maximum Separation Flow Rate	3,83	Blow - Through	Suitable
	MMSFCD		
Safe Operating Flow Rate	3,06	Minimum Separator ID	27
	MMSFCD		in
Time to Pump Gas	23	Gas Velocity in the Mud/Gas Separator	2,1
	min		ft/min
Mud Leg Hydrostatic Pressure	10	Liquid Flow Rate Through the Separator	6,3
	psi		Bbl/min
Mud Leg Hydrostatic Pressure Critical	3		
	psi		

# Variación velocidad reducida de la bomba

10 stk/min




**General Data**


Name	Caso B	Well	B1
Date	24/11/2020	Rig Name	B
Company	MGS	Location	B
Field	B	Country	Colombia


**Well Data**

Reservoir Pressure	6450	Kick Intensity	0,5
	psi		ppg
Lower Capacity	0,02914319	Kick Tolerance	25
	Bbl		Bbl
True Vertical Depth	9990	Old Mud Weight	11,9
	ft		ppg

**Input Data**


Slow Pump Rate	10	Height of Liquid Seal	12
	stk/min		ft
Pump Capacity	0,105	Liquid Seal Density	11,9
	Bbl/stk		ppg
Vent Line Length	150	Separator Upper Line Curves	3
	ft		
Vent Line ID	6	Bend / Corner Source	
	in		Bend-Right, Sharp


Calculate
New
Back




**Results**

Maximum Surface Pressure	1625	Vent Line Friction Factor	0,0067
	psi		
Volume of Gas Upstream of Choke	99	Vent Line Pressure	0,4
	Bbl		psi
Volume of Gas Downstream of Choke	10943	Separator Pressure	0,4
	Bbl		psi
Maximum Separation Flow Rate	0,94	Blow - Through	No Suitable
	MMSFCD		
Safe Operating Flow Rate	0,75	Minimum Separator ID	15
	MMSFCD		in
Time to Pump Gas	94	Gas Velocity in the Mud/Gas Separator	2,8
	min		ft/min
Mud Leg Hydrostatic Pressure	7	Liquid Flow Rate Through the Separator	2,1
	psi		Bbl/min
Mud Leg Hydrostatic Pressure Critical	3		
	psi		


Report
Back

20 stk/min

### Input Data



**General Data**

Name	<input type="text" value="Caso B"/>	Well	<input type="text" value="B1"/>
Date	<input type="text" value="24/11/2020"/>	Rig Name	<input type="text" value="B"/>
Company	<input type="text" value="MGS"/>	Location	<input type="text" value="B"/>
Field	<input type="text" value="B"/>	Country	<input type="text" value="Colombia"/>


**Well Data**

Reservoir Pressure	<input type="text" value="6450"/>	Kick Intensity	<input type="text" value="0,5"/>
Lower Capacity	<input type="text" value="0,02914319"/>	Kick Tolerance	<input type="text" value="25"/>
True Vertical Depth	<input type="text" value="9990"/>	Old Mud Weight	<input type="text" value="11,9"/>

**Input Data**

Slow Pump Rate	<input type="text" value="20"/>	Height of Liquid Seal	<input type="text" value="12"/>
Pump Capacity	<input type="text" value="0,105"/>	Liquid Seal Density	<input type="text" value="11,9"/>
Vent Line Length	<input type="text" value="150"/>	Separator Upper Line Curves	<input type="text" value="3"/>
Vent Line ID	<input type="text" value="6"/>	Bend / Corner Source	<input type="text" value="Bend-Right, Sharp"/>

### Results




**Results**

Maximum Surface Pressure	<input type="text" value="1625"/>	Vent Line Friction Factor	<input type="text" value="0,0067"/>
Volume of Gas Upstream of Choke	<input type="text" value="99"/>	Vent Line Pressure	<input type="text" value="1,5"/>
Volume of Gas Downstream of Choke	<input type="text" value="10943"/>	Separator Pressure	<input type="text" value="1,5"/>
Maximum Separation Flow Rate	<input type="text" value="1,88"/>	Blow - Through	<input type="text" value="Suitable"/>
Safe Operating Flow Rate	<input type="text" value="1,50"/>	Minimum Separator ID	<input type="text" value="22"/>
Time to Pump Gas	<input type="text" value="47"/>	Gas Velocity in the Mud/Gas Separator	<input type="text" value="2,8"/>
Mud Leg Hydrostatic Pressure	<input type="text" value="7"/>	Liquid Flow Rate Through the Separator	<input type="text" value="4,2"/>
Mud Leg Hydrostatic Pressure Critical	<input type="text" value="3"/>		

30 stk/min

### Input Data



**General Data**


Name	Caso B	Well	B1
Date	24/11/2020	Rig Name	B
Company	MGS	Location	B
Field	B	Country	Colombia

**Well Data**


Reservoir Pressure	6450	Kick Intensity	0,5
	psi		ppg
Lower Capacity	0,02914319	Kick Tolerance	25
	Bbl		Bbl
True Vertical Depth	9990	Old Mud Weight	11,9
	ft		ppg

**Input Data**

Slow Pump Rate	30	Height of Liquid Seal	12
	stk/min		ft
Pump Capacity	0,105	Liquid Seal Density	11,9
	Bbl/stk		ppg
Vent Line Length	150	Separator Upper Line Curves	3
	ft		
Vent Line ID	6	Bend / Corner Source	Bend-Right, Sharp
	in		



Calculate
New
Back

### Results



**Results**


Maximum Surface Pressure	1625	Vent Line Friction Factor	0,0067
	psi		
Volume of Gas Upstream of Choke	99	Vent Line Pressure	3,2
	Bbl		psi
Volume of Gas Downstream of Choke	10943	Separator Pressure	3,3
	Bbl		psi
Maximum Separation Flow Rate	2,85	Blow - Through	Suitable
	MMSFCD		
Safe Operating Flow Rate	2,28	Minimum Separator ID	27
	MMSFCD		in
Time to Pump Gas	31	Gas Velocity in the Mud/Gas Separator	2,8
	min		ft/min
Mud Leg Hydrostatic Pressure	7	Liquid Flow Rate Through the Separator	6,3
	psi		Bbl/min
Mud Leg Hydrostatic Pressure Critical	3		
	psi		


Report
Back



40 stk/min

Input Data



**General Data**

Name	Caso B	Well	B1
Date	24/11/2020	Rig Name	B
Company	MGS	Location	B
Field	B	Country	Colombia

**Well Data**


Reservoir Pressure	6450	Kick Intensity	0,5
	psi		ppg
Lower Capacity	0,02914319	Kick Tolerance	25
	Bbl		Bbl
True Vertical Depth	9990	Old Mud Weight	11,9
	ft		ppg

**Input Data**

Slow Pump Rate	40	Height of Liquid Seal	12
	stk/min		ft
Pump Capacity	0,105	Liquid Seal Density	11,9
	Bbl/stk		ppg
Vent Line Length	150	Separator Upper Line Curves	3
	ft		
Vent Line ID	6	Bend / Corner Source	<span style="border: 1px solid #ccc; padding: 1px;">Bend-Right, Sharp</span>
	in		

Calculate
New
Back

Results



**Results**


Maximum Surface Pressure	1625	Vent Line Friction Factor	0,0067
	psi		
Volume of Gas Upstream of Choke	99	Vent Line Pressure	5,5
	Bbl		psi
Volume of Gas Downstream of Choke	10943	Separator Pressure	5,7
	Bbl		psi
Maximum Separation Flow Rate	3,85	Blow - Through	Suitable
	MMSFCD		
Safe Operating Flow Rate	3,08	Minimum Separator ID	31
	MMSFCD		in
Time to Pump Gas	23	Gas Velocity in the Mud/Gas Separator	2,7
	min		ft/min
Mud Leg Hydrostatic Pressure	7	Liquid Flow Rate Through the Separator	8,4
	psi		Bbl/min
Mud Leg Hydrostatic Pressure Critical	3		
	psi		

Report
Back

113

50 stk/min

### Input Data



**General Data**


Name	Caso B	Well	B1
Date	24/11/2020	Rig Name	B
Company	MGS	Location	B
Field	B	Country	Colombia

**Well Data**


Reservoir Pressure	6450	Kick Intensity	0,5
	psi		ppg
Lower Capacity	0,02914319	Kick Tolerance	25
	Bbl		Bbl
True Vertical Depth	9990	Old Mud Weight	11,9
	ft		ppg

**Input Data**

Slow Pump Rate	50	Height of Liquid Seal	12
	stk/min		ft
Pump Capacity	0,105	Liquid Seal Density	11,9
	Bbl/stk		ppg
Vent Line Length	150	Separator Upper Line Curves	3
	ft		
Vent Line ID	6	Bend / Corner Source	<span style="font-size: 1em;">i</span>
	in		Bend-Right, Sharp



Calculate
New
Back

### Results




**Results**

Maximum Surface Pressure	1625	Vent Line Friction Factor	0,0067
	psi		
Volume of Gas Upstream of Choke	99	Vent Line Pressure	8,3
	Bbl		psi
Volume of Gas Downstream of Choke	10943	Separator Pressure	8,6
	Bbl		psi
Maximum Separation Flow Rate	4,92	Blow - Through	No Suitable
	MMSFCD		
Safe Operating Flow Rate	3,94	Minimum Separator ID	35
	MMSFCD		in
Time to Pump Gas	18	Gas Velocity in the Mud/Gas Separator	2,7
	min		ft/min
Mud Leg Hydrostatic Pressure	7	Liquid Flow Rate Through the Separator	10,5
	psi		Bbl/min
Mud Leg Hydrostatic Pressure Critical	3		
	psi		


Report
Back

60 stk/min

### Input Data



**General Data**

Name	Caso B	Well	B1
Date	24/11/2020	Rig Name	B
Company	MGS	Location	B
Field	B	Country	Colombia

**Well Data**


Reservoir Pressure	6450	Kick Intensity	0,5
	psi		ppg
Lower Capacity	0,02914319	Kick Tolerance	25
	Bbl		Bbl
True Vertical Depth	9990	Old Mud Weight	11,9
	ft		ppg

**Input Data**

Slow Pump Rate	60	Height of Liquid Seal	12
	stk/min		ft
Pump Capacity	0,105	Liquid Seal Density	11,9
	Bbl/stk		ppg
Vent Line Length	150	Separator Upper Line Curves	3
	ft		
Vent Line ID	6	Bend / Corner Source	Bend-Right, Sharp
	in		

Calculate   New   Back

### Results




**Results**

Maximum Surface Pressure	1625	Vent Line Friction Factor	0,0067
	psi		
Volume of Gas Upstream of Choke	99	Vent Line Pressure	11,1
	Bbl		psi
Volume of Gas Downstream of Choke	10943	Separator Pressure	11,5
	Bbl		psi
Maximum Separation Flow Rate	5,90	Blow - Through	No Suitable
	MMSFCD		
Safe Operating Flow Rate	4,72	Minimum Separator ID	39
	MMSFCD		in
Time to Pump Gas	15	Gas Velocity in the Mud/Gas Separator	2,7
	min		ft/min
Mud Leg Hydrostatic Pressure	7	Liquid Flow Rate Through the Separator	12,6
	psi		Bbl/min
Mud Leg Hydrostatic Pressure Critical	3		
	psi		

Report   Back

70 stk/min

### Input Data



**General Data**


Name	Caso B	Well	B1
Date	24/11/2020	Rig Name	B
Company	MGS	Location	B
Field	B	Country	Colombia

**Well Data**


Reservoir Pressure	6450	Kick Intensity	0,5
Lower Capacity	0,02914319	Kick Tolerance	25
True Vertical Depth	9990	Old Mud Weight	11,9

**Input Data**

Slow Pump Rate	70	Height of Liquid Seal	12
Pump Capacity	0,105	Liquid Seal Density	11,9
Vent Line Length	150	Separator Upper Line Curves	3
Vent Line ID	6	Bend / Corner Source	Bend-Right, Sharp



**Calculate**
**New**
**Back**

### Results




**Results**

Maximum Surface Pressure	1625	Vent Line Friction Factor	0,0067
Volume of Gas Upstream of Choke	99	Vent Line Pressure	13,8
Volume of Gas Downstream of Choke	10943	Separator Pressure	14,3
Maximum Separation Flow Rate	6,81	Blow - Through	No Suitable
Safe Operating Flow Rate	5,45	Minimum Separator ID	42
Time to Pump Gas	13	Gas Velocity in the Mud/Gas Separator	2,7
Mud Leg Hydrostatic Pressure	7	Liquid Flow Rate Through the Separator	14,7
Mud Leg Hydrostatic Pressure Critical	3		


**Report**
**Back**


80 stk/min


### Input Data




General Data			
Name	Caso B	Well	B1
Date	24/11/2020	Rig Name	B
Company	MGS	Location	B
Field	B	Country	Colombia

Well Data			
Reservoir Pressure	6450	Kick Intensity	0,5
	psi		ppg
Lower Capacity	0,02914319	Kick Tolerance	25
	Bbl		Bbl
True Vertical Depth	9990	Old Mud Weight	11,9
	ft		ppg


Input Data			
Slow Pump Rate	80	Height of Liquid Seal	12
	stk/min		ft
Pump Capacity	0,105	Liquid Seal Density	11,9
	Bbl/stk		ppg
Vent Line Length	150	Separator Upper Line Curves	3
	ft		
Vent Line ID	6	Bend / Corner Source	
	in		Bend-Right, Sharp


Calculate
New
Back

### Results




Results			
Maximum Surface Pressure	1625	Vent Line Friction Factor	0,0067
	psi		
Volume of Gas Upstream of Choke	99	Vent Line Pressure	17,6
	Bbl		psi
Volume of Gas Downstream of Choke	10943	Separator Pressure	18,3
	Bbl		psi
Maximum Separation Flow Rate	8,04	Blow - Through	No Suitable
	MMSFCD		
Safe Operating Flow Rate	6,43	Minimum Separator ID	45
	MMSFCD		in
Time to Pump Gas	11	Gas Velocity in the Mud/Gas Separator	2,6
	min		ft/min
Mud Leg Hydrostatic Pressure	7	Liquid Flow Rate Through the Separator	16,8
	psi		Bbl/min
Mud Leg Hydrostatic Pressure Critical	3		
	psi		


Report
Back

90 stk/min

### Input Data




**General Data**



Name	Caso B	Well	B1
Date	24/11/2020	Rig Name	B
Company	MGS	Location	B
Field	B	Country	Colombia

**Well Data**


Reservoir Pressure	6450	Kick Intensity	0,5
	psi		PPG
Lower Capacity	0,02914319	Kick Tolerance	25
	Bbl		Bbl
True Vertical Depth	9990	Old Mud Weight	11,9
	ft		PPG

**Input Data**

Slow Pump Rate	90	Height of Liquid Seal	12
	stk/min		ft
Pump Capacity	0,105	Liquid Seal Density	11,9
	Bbl/stk		PPG
Vent Line Length	150	Separator Upper Line Curves	3
	ft		
Vent Line ID	6	Bend / Corner Source	
	in		Bend-Right, Sharp





Calculate
New
Back

### Results



**Results**

Maximum Surface Pressure	1625	Vent Line Friction Factor	0,0067
	psi		
Volume of Gas Upstream of Choke	99	Vent Line Pressure	20,3
	Bbl		psi
Volume of Gas Downstream of Choke	10943	Separator Pressure	21,0
	Bbl		psi
Maximum Separation Flow Rate	8,85	Blow - Through	No Suitable
	MMSFCD		
Safe Operating Flow Rate	7,08	Minimum Separator ID	47
	MMSFCD		in
Time to Pump Gas	10	Gas Velocity in the Mud/Gas Separator	2,7
	min		ft/min
Mud Leg Hydrostatic Pressure	7	Liquid Flow Rate Through the Separator	18,9
	psi		Bbl/min
Mud Leg Hydrostatic Pressure Critical	3		
	psi		



Report
Back

100 stk/min

### MCS SIZING TOOL

**Input Data**

<b>General Data</b>			
Name	Caso B	Well	B1
Date	24/11/2020	Rig Name	B
Company	MGS	Location	B
Field	B	Country	Colombia

<b>Well Data</b>			
Reservoir Pressure	6450	Kick Intensity	0,5
	psi		ppg
Lower Capacity	0,02914319	Kick Tolerance	25
	Bbl		Bbl
True Vertical Depth	9990	Old Mud Weight	11,9
	ft		ppg

<b>Input Data</b>			
Slow Pump Rate	100	Height of Liquid Seal	12
	stk/min		ft
Pump Capacity	0,105	Liquid Seal Density	11,9
	Bbl/stk		ppg
Vent Line Length	150	Separator Upper Line Curves	3
	ft		
Vent Line ID	6	Bend / Corner Source	
	in		Bend-Right, Sharp

Calculate
New
Back

### MCS SIZING TOOL


**Results**

Maximum Surface Pressure	1625	Vent Line Friction Factor	0,0067
	psi		
Volume of Gas Upstream of Choke	99	Vent Line Pressure	23,5
	Bbl		psi
Volume of Gas Downstream of Choke	10943	Separator Pressure	24,3
	Bbl		psi
Maximum Separation Flow Rate	9,83	Blow - Through	No Suitable
	MMSFCD		
Safe Operating Flow Rate	7,86	Minimum Separator ID	50
	MMSFCD		in
Time to Pump Gas	9	Gas Velocity in the Mud/Gas Separator	2,7
	min		ft/min
Mud Leg Hydrostatic Pressure	7	Liquid Flow Rate Through the Separator	21,0
	psi		Bbl/min
Mud Leg Hydrostatic Pressure Critical	3		
	psi		

Report
Back

# Variación de la altura del sello líquido

6 ft



**General Data**


Name	Caso B	Well	B1
Date	24/11/2020	Rig Name	B
Company	MGS	Location	B
Field	B	Country	Colombia

**Well Data**

Reservoir Pressure	6450	Kick Intensity	0,5
	psi		ppg
Lower Capacity	0,02914319	Kick Tolerance	25
	Bbl		Bbl
True Vertical Depth	9990	Old Mud Weight	11,9
	ft		ppg

**Input Data**

Slow Pump Rate	30	Height of Liquid Seal	6
	stk/min		ft
Pump Capacity	0,105	Liquid Seal Density	11,9
	Bbl/stk		ppg
Vent Line Length	150	Separator Upper Line Curves	3
	ft		
Vent Line ID	6	Bend / Corner Source	Bend-Right, Sharp
	in		



**Results**

Maximum Surface Pressure	1625	Vent Line Friction Factor	0,0067
	psi		
Volume of Gas Upstream of Choke	99	Vent Line Pressure	3,2
	Bbl		psi
Volume of Gas Downstream of Choke	10943	Separator Pressure	3,3
	Bbl		psi
Maximum Separation Flow Rate	2,85	Blow - Through	No Suitable
	MMSFCD		
Safe Operating Flow Rate	2,28	Minimum Separator ID	27
	MMSFCD		in
Time to Pump Gas	31	Gas Velocity in the Mud/Gas Separator	2,8
	min		ft/min
Mud Leg Hydrostatic Pressure	3	Liquid Flow Rate Through the Separator	6,3
	psi		Bbl/min
Mud Leg Hydrostatic Pressure Critical	1		
	psi		



7 ft

### MCS SIZING TOOL

**Input Data**

**General Data**

Name	Caso B	Well	B1
Date	24/11/2020	Rig Name	B
Company	MGS	Location	B
Field	B	Country	Colombia

**Well Data**

Reservoir Pressure	6450	Kick Intensity	0,5
	psi		PPG
Lower Capacity	0,02914319	Kick Tolerance	25
	Bbl		Bbl
True Vertical Depth	9990	Old Mud Weight	11,9
	ft		PPG

**Input Data**

Slow Pump Rate	30	Height of Liquid Seal	7
	stk/min		ft
Pump Capacity	0,105	Liquid Seal Density	11,9
	Bbl/stk		PPG
Vent Line Length	150	Separator Upper Line Curves	3
	ft		
Vent Line ID	6	Bend / Corner Source	
	in		Bend-Right, Sharp


### MCS SIZING TOOL

**Results**

Maximum Surface Pressure	1625	Vent Line Friction Factor	0,0067
	psi		
Volume of Gas Upstream of Choke	99	Vent Line Pressure	3,2
	Bbl		psi
Volume of Gas Downstream of Choke	10943	Separator Pressure	3,3
	Bbl		psi
Maximum Separation Flow Rate	2,85	Blow - Through	Suitable
	MMSFCD		
Safe Operating Flow Rate	2,28	Minimum Separator ID	27
	MMSFCD		in
Time to Pump Gas	31	Gas Velocity in the Mud/Gas Separator	2,8
	min		ft/min
Mud Leg Hydrostatic Pressure	4	Liquid Flow Rate Through the Separator	6,3
	psi		Bbl/min
Mud Leg Hydrostatic Pressure Critical	1		
	psi		

8 ft

### Input Data




**General Data**


Name	Caso B	Well	B1
Date	24/11/2020	Rig Name	B
Company	MGS	Location	B
Field	B	Country	Colombia

**Well Data**


Reservoir Pressure	6450	Kick Intensity	0,5
	psi		ppg
Lower Capacity	0,02914319	Kick Tolerance	25
	Bbl		Bbl
True Vertical Depth	9990	Old Mud Weight	11,9
	ft		ppg

**Input Data**

Slow Pump Rate	30	Height of Liquid Seal	8
	stk/min		ft
Pump Capacity	0,105	Liquid Seal Density	11,9
	Bbl/stk		ppg
Vent Line Length	150	Separator Upper Line Curves	3
	ft		
Vent Line ID	6	Bend / Corner Source	
	in		Bend-Right, Sharp



**Calculate**
**New**
**Back**

### Results




**Results**

Maximum Surface Pressure	1625	Vent Line Friction Factor	0,0067
	psi		
Volume of Gas Upstream of Choke	99	Vent Line Pressure	3,2
	Bbl		psi
Volume of Gas Downstream of Choke	10943	Separator Pressure	3,3
	Bbl		psi
Maximum Separation Flow Rate	2,85	Blow - Through	Suitable
	MMSFCD		
Safe Operating Flow Rate	2,28	Minimum Separator ID	27
	MMSFCD		in
Time to Pump Gas	31	Gas Velocity in the Mud/Gas Separator	2,8
	min		ft/min
Mud Leg Hydrostatic Pressure	4	Liquid Flow Rate Through the Separator	6,3
	psi		Bbl/min
Mud Leg Hydrostatic Pressure Critical	2		
	psi		


**Report**
**Back**

9 ft




**General Data**


Name	Caso B	Well	B1
Date	24/11/2020	Rig Name	B
Company	MGS	Location	B
Field	B	Country	Colombia

**Well Data**

Reservoir Pressure	6450	Kick Intensity	0,5
	psi		ppg
Lower Capacity	0,02914319	Kick Tolerance	25
	Bbl		Bbl
True Vertical Depth	9990	Old Mud Weight	11,9
	ft		ppg



**Input Data**

Slow Pump Rate	30	Height of Liquid Seal	9
	stk/min		ft
Pump Capacity	0,105	Liquid Seal Density	11,9
	Bbl/stk		ppg
Vent Line Length	150	Separator Upper Line Curves	3
	ft		
Vent Line ID	6	Bend / Corner Source	
	in		Bend-Right, Sharp



**Results**



Maximum Surface Pressure	1625	Vent Line Friction Factor	0,0067
	psi		
Volume of Gas Upstream of Choke	99	Vent Line Pressure	3,2
	Bbl		psi
Volume of Gas Downstream of Choke	10943	Separator Pressure	3,3
	Bbl		psi
Maximum Separation Flow Rate	2,85	Blow - Through	Suitable
	MMSFCD		
Safe Operating Flow Rate	2,28	Minimum Separator ID	27
	MMSFCD		in
Time to Pump Gas	31	Gas Velocity in the Mud/Gas Separator	2,8
	min		ft/min
Mud Leg Hydrostatic Pressure	5	Liquid Flow Rate Through the Separator	6,3
	psi		Bbl/min
Mud Leg Hydrostatic Pressure Critical	2		
	psi		

Calculate

New

Back


Report

Back

123

10 ft

### Input Data



**General Data**


Name	Caso B	Well	B1
Date	24/11/2020	Rig Name	B
Company	MGS	Location	B
Field	B	Country	Colombia

**Well Data**


Reservoir Pressure	6450	Kick Intensity	0,5
Lower Capacity	0,02914319	Kick Tolerance	25
True Vertical Depth	9990	Old Mud Weight	11,9

**Input Data**

Slow Pump Rate	30	Height of Liquid Seal	10
Pump Capacity	0,105	Liquid Seal Density	11,9
Vent Line Length	150	Separator Upper Line Curves	3
Vent Line ID	6	Bend / Corner Source	Bend-Right, Sharp



Calculate
New
Back

### Results



**Results**

Maximum Surface Pressure	1625	Vent Line Friction Factor	0,0067
Volume of Gas Upstream of Choke	99	Vent Line Pressure	3,2
Volume of Gas Downstream of Choke	10943	Separator Pressure	3,3
Maximum Separation Flow Rate	2,85	Blow - Through	Suitable
Safe Operating Flow Rate	2,28	Minimum Separator ID	27
Time to Pump Gas	31	Gas Velocity in the Mud/Gas Separator	2,8
Mud Leg Hydrostatic Pressure	6	Liquid Flow Rate Through the Separator	6,3
Mud Leg Hydrostatic Pressure Critical	2		


Report
Back

11 ft

The screenshot displays the MCS SIZING TOOL software interface, divided into two main windows: "Input Data" and "Results".

**Input Data Window:**

- General Data:**
  - Name: Caso B
  - Well: B1
  - Date: 24/11/2020
  - Rig Name: B
  - Company: MGS
  - Location: B
  - Field: B
  - Country: Colombia
- Well Data:**
  - Reservoir Pressure: 6450 psi
  - Kick Intensity: 0,5 ppg
  - Lower Capacity: 0,02914319 Bbl
  - Kick Tolerance: 25 Bbl
  - True Vertical Depth: 9990 ft
  - Old Mud Weight: 11,9 ppg
- Input Data:**
  - Slow Pump Rate: 30 stk/min
  - Height of Liquid Seal: 11 ft
  - Pump Capacity: 0,105 Bbl/stk
  - Liquid Seal Density: 11,9 ppg
  - Vent Line Length: 150 ft
  - Separator Upper Line Curves: 3
  - Vent Line ID: 6 in
  - Bend / Corner Source: Bend-Right, Sharp

**Results Window:**

- Results:**
  - Maximum Surface Pressure: 1625 psi
  - Vent Line Friction Factor: 0,0067
  - Volume of Gas Upstream of Choke: 99 Bbl
  - Vent Line Pressure: 3,2 psi
  - Volume of Gas Downstream of Choke: 10943 Bbl
  - Separator Pressure: 3,3 psi
  - Maximum Separation Flow Rate: 2,85 MMSFCD
  - Blow - Through: Suitable
  - Safe Operating Flow Rate: 2,28 MMSFCD
  - Minimum Separator ID: 27 in
  - Time to Pump Gas: 31 min
  - Gas Velocity in the Mud/Gas Separator: 2,8 ft/min
  - Mud Leg Hydrostatic Pressure: 6 psi
  - Liquid Flow Rate Through the Separator: 6,3 Bbl/min
  - Mud Leg Hydrostatic Pressure Critical: 2 psi

Buttons at the bottom include "Calculate", "New", "Back", "Report", and "Back".

12 ft

### MGS SIZING TOOL

**Input Data**

**General Data**

Name	Caso B	Well	B1
Date	24/11/2020	Rig Name	B
Company	MGS	Location	B
Field	B	Country	Colombia

**Well Data**

Reservoir Pressure	6450	Kick Intensity	0,5
Lower Capacity	0,02914319	Kick Tolerance	25
True Vertical Depth	9990	Old Mud Weight	11,9

**Input Data**

Slow Pump Rate	30	Height of Liquid Seal	12
Pump Capacity	0,105	Liquid Seal Density	11,9
Vent Line Length	150	Separator Upper Line Curves	3
Vent Line ID	6	Bend / Corner Source	Bend-Right, Sharp


### MGS SIZING TOOL

**Results**

Maximum Surface Pressure	1625	Vent Line Friction Factor	0,0067
Volume of Gas Upstream of Choke	99	Vent Line Pressure	3,2
Volume of Gas Downstream of Choke	10943	Separator Pressure	3,3
Maximum Separation Flow Rate	2,85	Blow - Through	Suitable
Safe Operating Flow Rate	2,28	Minimum Separator ID	27
Time to Pump Gas	31	Gas Velocity in the Mud/Gas Separator	2,8
Mud Leg Hydrostatic Pressure	7	Liquid Flow Rate Through the Separator	6,3
Mud Leg Hydrostatic Pressure Critical	3		

# Variación de diámetro interno de la línea de venteo

4 in



**General Data**


Name: <input type="text" value="Caso B"/>	Well: <input type="text" value="B1"/>
Date: <input type="text" value="24/11/2020"/>	Rig Name: <input type="text" value="B"/>
Company: <input type="text" value="MGS"/>	Location: <input type="text" value="B"/>
Field: <input type="text" value="B"/>	Country: <input type="text" value="Colombia"/>

**Well Data**

Reservoir Pressure: <input type="text" value="6450"/> psi	Kick Intensity: <input type="text" value="0,5"/> ppg
Lower Capacity: <input type="text" value="0,02914319"/> Bbl	Kick Tolerance: <input type="text" value="25"/> Bbl
True Vertical Depth: <input type="text" value="9990"/> ft	Old Mud Weight: <input type="text" value="11,9"/> ppg

**Input Data**

Slow Pump Rate: <input type="text" value="30"/> stk/min	Height of Liquid Seal: <input type="text" value="12"/> ft
Pump Capacity: <input type="text" value="0,105"/> Bbl/stk	Liquid Seal Density: <input type="text" value="11,9"/> ppg
Vent Line Length: <input type="text" value="150"/> ft	Separator Upper Line Curves: <input type="text" value="3"/>
Vent Line ID: <input type="text" value="4"/> in	Bend / Corner Source: <input type="text" value="Bend-Right, Sharp"/>




**Results**

Maximum Surface Pressure: <input type="text" value="1625"/> psi	Vent Line Friction Factor: <input type="text" value="0,0076"/>	
Volume of Gas Upstream of Choke: <input type="text" value="99"/> Bbl	Vent Line Pressure: <input type="text" value="18,4"/> psi	
Volume of Gas Downstream of Choke: <input type="text" value="10943"/> Bbl	Separator Pressure: <input type="text" value="18,8"/> psi	
Maximum Separation Flow Rate: <input type="text" value="2,85"/> MMSFCD	Blow - Through: <input type="text" value="No Suitable"/>	
Safe Operating Flow Rate: <input type="text" value="2,28"/> MMSFCD	Minimum Separator ID: <input type="text" value="27"/> in	
Time to Pump Gas: <input type="text" value="31"/> min	Gas Velocity in the Mud/Gas Separator: <input type="text" value="2,8"/> ft/min	
Mud Leg Hydrostatic Pressure: <input type="text" value="7"/> psi	Liquid Flow Rate Through the Separator: <input type="text" value="6,3"/> Bbl/min	
Mud Leg Hydrostatic Pressure Critical: <input type="text" value="3"/> psi		

127

5 in

### Input Data




**General Data**


Name	Caso B	Well	B1
Date	24/11/2020	Rig Name	B
Company	MGS	Location	B
Field	B	Country	Colombia

**Well Data**


Reservoir Pressure	6450	Kick Intensity	0,5
	psi		ppg
Lower Capacity	0,02914319	Kick Tolerance	25
	Bbl		Bbl
True Vertical Depth	9990	Old Mud Weight	11,9
	ft		ppg

**Input Data**

Slow Pump Rate	30	Height of Liquid Seal	12
	stk/min		ft
Pump Capacity	0,105	Liquid Seal Density	11,9
	Bbl/stk		ppg
Vent Line Length	150	Separator Upper Line Curves	3
	ft		
Vent Line ID	5	Bend / Corner Source	
	in		Bend-Right, Sharp



Calculate
New
Back

### Results



**Results**


Maximum Surface Pressure	1625	Vent Line Friction Factor	0,0071
	psi		
Volume of Gas Upstream of Choke	99	Vent Line Pressure	7,4
	Bbl		psi
Volume of Gas Downstream of Choke	10943	Separator Pressure	7,6
	Bbl		psi
Maximum Separation Flow Rate	2,85	Blow - Through	No Suitable
	MMSFCD		
Safe Operating Flow Rate	2,28	Minimum Separator ID	27
	MMSFCD		in
Time to Pump Gas	31	Gas Velocity in the Mud/Gas Separator	2,8
	min		ft/min
Mud Leg Hydrostatic Pressure	7	Liquid Flow Rate Through the Separator	6,3
	psi		Bbl/min
Mud Leg Hydrostatic Pressure Critical	3		
	psi		


Report
Back



6 in

### Input Data




**General Data**


Name	Caso B	Well	B1
Date	24/11/2020	Rig Name	B
Company	MGS	Location	B
Field	B	Country	Colombia

**Well Data**


Reservoir Pressure	6450	Kick Intensity	0,5
	psi		ppg
Lower Capacity	0,02914319	Kick Tolerance	25
	Bbl		Bbl
True Vertical Depth	9990	Old Mud Weight	11,9
	ft		ppg

**Input Data**

Slow Pump Rate	30	Height of Liquid Seal	12
	stk/min		ft
Pump Capacity	0,105	Liquid Seal Density	11,9
	Bbl/stk		ppg
Vent Line Length	150	Separator Upper Line Curves	3
	ft		
Vent Line ID	6	Bend / Corner Source	
	in		Bend-Right, Sharp



**Calculate**
**New**
**Back**

### Results




**Results**

Maximum Surface Pressure	1625	Vent Line Friction Factor	0,0067
	psi		
Volume of Gas Upstream of Choke	99	Vent Line Pressure	3,2
	Bbl		psi
Volume of Gas Downstream of Choke	10943	Separator Pressure	3,3
	Bbl		psi
Maximum Separation Flow Rate	2,85	Blow - Through	Suitable
	MMSFCD		
Safe Operating Flow Rate	2,28	Minimum Separator ID	27
	MMSFCD		in
Time to Pump Gas	31	Gas Velocity in the Mud/Gas Separator	2,8
	min		ft/min
Mud Leg Hydrostatic Pressure	7	Liquid Flow Rate Through the Separator	6,3
	psi		Bbl/min
Mud Leg Hydrostatic Pressure Critical	3		
	psi		


**Report**
**Back**

7 in

### Input Data




**General Data**



Name	Caso B	Well	B1
Date	24/11/2020	Rig Name	B
Company	MGS	Location	B
Field	B	Country	Colombia

**Well Data**


Reservoir Pressure	6450	Kick Intensity	0,5
	psi		ppg
Lower Capacity	0,02914319	Kick Tolerance	25
	Bbl		Bbl
True Vertical Depth	9990	Old Mud Weight	11,9
	ft		ppg

**Input Data**

Slow Pump Rate	30	Height of Liquid Seal	12
	stk/min		ft
Pump Capacity	0,105	Liquid Seal Density	11,9
	Bbl/stk		ppg
Vent Line Length	150	Separator Upper Line Curves	3
	ft		
Vent Line ID	7	Bend / Corner Source	
	in		Bend-Right, Sharp





**Calculate**
**New**
**Back**

### Results




**Results**

Maximum Surface Pressure	1625	Vent Line Friction Factor	0,0064
	psi		
Volume of Gas Upstream of Choke	99	Vent Line Pressure	1,5
	Bbl		psi
Volume of Gas Downstream of Choke	10943	Separator Pressure	1,6
	Bbl		psi
Maximum Separation Flow Rate	2,85	Blow - Through	Suitable
	MMSFCD		
Safe Operating Flow Rate	2,28	Minimum Separator ID	27
	MMSFCD		in
Time to Pump Gas	31	Gas Velocity in the Mud/Gas Separator	2,8
	min		ft/min
Mud Leg Hydrostatic Pressure	7	Liquid Flow Rate Through the Separator	6,3
	psi		Bbl/min
Mud Leg Hydrostatic Pressure Critical	3		
	psi		



**Report**
**Back**

8 in

### Input Data



**General Data**


Name	Caso B	Well	B1
Date	24/11/2020	Rig Name	B
Company	MGS	Location	B
Field	B	Country	Colombia

**Well Data**


Reservoir Pressure	6450	Kick Intensity	0,5
	psi		ppg
Lower Capacity	0,02914319	Kick Tolerance	25
	Bbl		Bbl
True Vertical Depth	9990	Old Mud Weight	11,9
	ft		ppg

**Input Data**

Slow Pump Rate	30	Height of Liquid Seal	12
	stk/min		ft
Pump Capacity	0,105	Liquid Seal Density	11,9
	Bbl/stk		ppg
Vent Line Length	150	Separator Upper Line Curves	3
	ft		
Vent Line ID	8	Bend / Corner Source	<span style="font-size: 1em;">i</span>
	in		Bend-Right, Sharp



Calculate
New
Back

### Results



**Results**

Maximum Surface Pressure	1625	Vent Line Friction Factor	0,0062
	psi		
Volume of Gas Upstream of Choke	99	Vent Line Pressure	0,8
	Bbl		psi
Volume of Gas Downstream of Choke	10943	Separator Pressure	0,8
	Bbl		psi
Maximum Separation Flow Rate	2,85	Blow - Through	Suitable
	MMSFCD		
Safe Operating Flow Rate	2,28	Minimum Separator ID	27
	MMSFCD		in
Time to Pump Gas	31	Gas Velocity in the Mud/Gas Separator	2,8
	min		ft/min
Mud Leg Hydrostatic Pressure	7	Liquid Flow Rate Through the Separator	6,3
	psi		Bbl/min
Mud Leg Hydrostatic Pressure Critical	3		
	psi		


Report
Back

9 in

### MCS SIZING TOOL

**Input Data**

**General Data**

Name	Caso B	Well	B1
Date	24/11/2020	Rig Name	B
Company	MGS	Location	B
Field	B	Country	Colombia

**Well Data**

Reservoir Pressure	6450	Kick Intensity	0,5
	psi		ppg
Lower Capacity	0,02914319	Kick Tolerance	25
	Bbl		Bbl
True Vertical Depth	9990	Old Mud Weight	11,9
	ft		ppg

**Input Data**

Slow Pump Rate	30	Height of Liquid Seal	12
	stk/min		ft
Pump Capacity	0,105	Liquid Seal Density	11,9
	Bbl/stk		ppg
Vent Line Length	150	Separator Upper Line Curves	3
	ft		
Vent Line ID	9	Bend / Corner Source	Bend-Right, Sharp
	in		

### MCS SIZING TOOL

**Results**

Maximum Surface Pressure	1625	Vent Line Friction Factor	0,0060
	psi		
Volume of Gas Upstream of Choke	99	Vent Line Pressure	0,4
	Bbl		psi
Volume of Gas Downstream of Choke	10943	Separator Pressure	0,5
	Bbl		psi
Maximum Separation Flow Rate	2,85	Blow - Through	Suitable
	MMSFCD		
Safe Operating Flow Rate	2,28	Minimum Separator ID	27
	MMSFCD		in
Time to Pump Gas	31	Gas Velocity in the Mud/Gas Separator	2,8
	min		ft/min
Mud Leg Hydrostatic Pressure	7	Liquid Flow Rate Through the Separator	6,3
	psi		Bbl/min
Mud Leg Hydrostatic Pressure Critical	3		
	psi		

10 in

### MGS SIZING TOOL

**Input Data**

<b>General Data</b>			
Name	Caso B	Well	B1
Date	24/11/2020	Rig Name	B
Company	MGS	Location	B
Field	B	Country	Colombia

<b>Well Data</b>			
Reservoir Pressure	6450	Kick Intensity	0,5
	psi		ppg
Lower Capacity	0,02914319	Kick Tolerance	25
	Bbl		Bbl
True Vertical Depth	9990	Old Mud Weight	11,9
	ft		ppg

<b>Input Data</b>			
Slow Pump Rate	30	Height of Liquid Seal	12
	stk/min		ft
Pump Capacity	0,105	Liquid Seal Density	11,9
	Bbl/stk		ppg
Vent Line Length	150	Separator Upper Line Curves	3
	ft		
Vent Line ID	10	Bend / Corner Source	Bend-Right, Sharp
	in		

### MGS SIZING TOOL

**Results**

Maximum Surface Pressure	1625	Vent Line Friction Factor	0,0058
	psi		
Volume of Gas Upstream of Choke	99	Vent Line Pressure	0,2
	Bbl		psi
Volume of Gas Downstream of Choke	10943	Separator Pressure	0,3
	Bbl		psi
Maximum Separation Flow Rate	2,85	Blow - Through	Suitable
	MMSFCD		
Safe Operating Flow Rate	2,28	Minimum Separator ID	27
	MMSFCD		in
Time to Pump Gas	31	Gas Velocity in the Mud/Gas Separator	2,8
	min		ft/min
Mud Leg Hydrostatic Pressure	7	Liquid Flow Rate Through the Separator	6,3
	psi		Bbl/min
Mud Leg Hydrostatic Pressure Critical	3		
	psi		

## ANEXO 4

### RECOMENDACIONES

- Se recomienda elaborar planes de acción para las operaciones de perforación actuales en Colombia con el fin de realizar una actualización de los separadores lodo / gas, puesto que en este proyecto se evidencio que algunos de ellos aún incumplen la norma vigente como se observe en la reproducción de diferentes escenarios en la herramienta MGS Sizing Tool.
- Se recomienda elaborar un modelo más detallado de las propiedades del lodo de perforación base para la simulación realizada en Aspen Hysys, con el fin de disminuir la incertidumbre de las condiciones del fluido y por ende su comportamiento en la separación de fases.
- Se recomienda realizar una transición de los separadores lodo / gas empleados en Colombia que aseguren, de manera exacta, el requerimiento de control en operaciones de surgencia. De igual manera, se recomienda dimensionar los equipos respecto a la operación de perforación en ejecución, generando certeza de un óptimo funcionamiento.
- Es recomendable fortalecer la programación generada para el formato de almacenamiento de datos, principalmente en los datos ingresados y resultados correspondientes a cada caso. Adicionalmente reforzar el ingreso programado y posible consulta de anteriores resultados generados, es decir, generar un historial de los mismos.
- Se recomienda realizar la transición de la herramienta a una programación de inteligencia artificial y por medio de esta construir un aplicativo para dispositivos celulares y/o manejo en línea, con el fin de facilitar el desarrollo de la herramienta y la acción de evaluación del equipo en operación.