

**OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE POZOS DE GAS SECO,  
UTILIZANDO SARTAS DE VELOCIDAD**

**EDGARDO ANDRÉS OVIEDO DÍAZ  
RAFAEL JOSE MORENO RAMIREZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2016**

**OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE POZOS DE GAS SECO,  
UTILIZANDO SARTAS DE VELOCIDAD**

**EDGARDO ANDRÉS OVIEDO DÍAZ  
RAFAEL JOSE MORENO RAMIREZ**

**Trabajo de grado presentado para optar al título de  
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director:**

**MANUEL ENRIQUE CABARCAS SIMANCAS  
Ingeniero de Petróleos  
M.Sc. Ingeniero Químico**

**Codirector:**

**NAFIS DE JESÚS BADRÁN LIZARAZO  
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2016**

## DEDICATORIA

*A Dios todo poderoso por darme la vida y oportunidad de alcanzar todas las metas que me he propuesto Y nunca abandonarme.*

*A mis padres Edgardo y Sary, por siempre motivarme y apoyarme a seguir adelante sin importar las dificultades y tropiezos.*

*A mi hermano Juan Pablo, a mi familia y a mi novia por alentarme a continuar progresando profesionalmente y creer siempre en mí.*

*Y a todos mis amigos y compañeros que de una a otra manera colaboraron para que mi anhelo de ser ingeniero, hoy sea una realidad.*

***EDGARDO ANDRÉS OVIEDO.***

**DEDICATORIA**

*A mi hija,  
Elsa Sofía Moreno Mercado.*

*A Mamí Elí, Ma' Mona y Papí Hernán.*

***RAFAEL JOSE MORENO RAMIREZ.***

## **AGRADECIMIENTOS**

A nuestro director, el ingeniero Manuel Cabarcas, por su constante apoyo, motivación

A nuestro Codirector, Nafis Badrán, por la orientación que nos dedicó en cada aspecto de este trabajo.

A mis abuelos, tías y tíos porque cada uno con un consejo y apoyo constante motivaron de una u otra forma a la culminación de esta etapa con éxito.

**EDGARDO ANDRÉS OVIEDO**

## **AGRADECIMIENTOS**

Al Ingeniero Manuel Cabarcas.

A mis padres por ser valientes hace 26 años.

A mis tíos, Edgardo Mendoza e Ibeth Moreno, quienes me dieron ese “primer empujón” y no se quedaron en el camino, de los cuales siempre tuve un regaño, un consejo y apoyo.

A Ingrid López por llegar en el momento preciso.

Y demás familiares que estuvieron atentos a cada paso que daba en mi formación profesional para sumar y no restar.

**RAFAEL JOSE MORENO RAMMIREZ**

## TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>20</b>
<b>1. SARTA DE VELOCIDAD.....</b>	<b>21</b>
<b>1.1 FUNCIONAMIENTO .....</b>	<b>22</b>
<b>1.2 OTRAS UTILIDADES DEL COILED TUBING.....</b>	<b>23</b>
<b>1.3 PARTES DE LA UNIDAD DE COILED TUBING.....</b>	<b>25</b>
1.3.1 Carrete.....	25
1.3.2 Cabezal de inyección.....	26
1.3.3 Unidad de energía .....	27
1.3.4 Cabina de control .....	27
1.3.5 BOP.....	27
<b>1.4 DISEÑO DEL COILED TUBING.....</b>	<b>27</b>
<b>1.5 DISEÑO DE LA SARTA DE VELOCIDAD .....</b>	<b>29</b>
<b>2. CARGA DE LIQUIDOS .....</b>	<b>31</b>
<b>2.1 FLUJO MULTIFASICO.....</b>	<b>31</b>
<b>2.2 PATRONES DE FLUJO PARA FLUJO VERTICAL Y FUERTEMENTE INCLINADO .....</b>	<b>32</b>
2.2.1 Flujo burbuja .....	32
2.2.2 Flujo tapón o bache.....	32
2.2.3 Flujo transición.....	33
2.2.4 Flujo anular (niebla).....	34
<b>2.3 CORRELACIONES EMPÍRICAS DE FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS VERTICALES .....</b>	<b>34</b>
2.3.1 Correlación de Poettman & Carpenter.....	35
2.3.2 Correlación de Hagedorn & Brown.....	35
2.3.3 Correlación de Duns & Ros.....	36
2.3.4 Correlación de Orkiszewski.....	37
2.3.5 Correlación de Azis, Govier & Fogarasi.....	38
2.3.6 Correlación de Beggs & Brill .....	38
2.3.7 Correlación Gray.....	39

<b>2.4 CARGA DE LIQUIDOS.....</b>	<b>40</b>
2.4.1 Velocidad Crítica.....	40
2.4.2 Modelo de Turner.....	41
2.4.3 Determinación de un pozo con carga de líquidos. ....	41
2.4.4 Calculo de la Carga de Líquidos. ....	42
<b>3. ANALISIS NODAL .....</b>	<b>43</b>
<b>3.1 SISTEMA DE PRODUCCION.....</b>	<b>43</b>
<b>3.2 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (J).....</b>	<b>44</b>
<b>3.3 IPR (INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIPS) .....</b>	<b>45</b>
<b>3.4 ANALISIS NODAL .....</b>	<b>46</b>
3.4.1 Capacidad De Producción Del Sistema .....	46
3.4.2 Nodos Utilizados.....	47
<b>3.5 TUBING PERFORMANCE CURVE (TPC) .....</b>	<b>49</b>
3.5.1 Curvas De Oferta Y Demanda De Energía En El Fondo Del Pozo: Curvas VLP/IPR.....	50
3.5.2 Optimización Del Sistema De Producción. ....	50
<b>4 DISEÑO DE LA SARTA DE VELOCIDAD<sup>5</sup> .....</b>	<b>52</b>
<b>4.1 COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA DEL YACIMIENTO .....</b>	<b>52</b>
<b>4.2 COMPORTAMIENTO DE LA TUBERÍA.....</b>	<b>52</b>
<b>4.3 EVALUACIÓN Y DISEÑO .....</b>	<b>54</b>
<b>4.4 COMPARACIÓN DE DISEÑO .....</b>	<b>56</b>
<b>5. GENERALIDADES DEL CAMPO CUSIANA .....</b>	<b>57</b>
<b>5.1 LOCALIZACIÓN DE LA CUENCA .....</b>	<b>57</b>
<b>5.2 MARCO GEOLOGICO .....</b>	<b>58</b>
5.2.1 Litoestratigrafía de la cuenca de los Llanos Orientales <sup>6</sup> .....	59
<b>5.3 LOCALIZACIÓN CAMPO CUSIANA .....</b>	<b>62</b>
5.3.1 Características Del Campo Cusiana .....	62
5.3.2 Producción Campo Cusiana. ....	64
<b>6. METODOLOGIA PAR OPTIMIZAR UN POZO DE GAS CUANDO PRESENTA CARGA DE LIQUIDOS.....</b>	<b>66</b>

<b>6.1 PROCESO PARA MANTENER LOS POZOS DE GAS SIN CARGA DE LÍQUIDOS .....</b>	<b>68</b>
<b>6.2 DETERMINACION DEL DIAMETRO ÓPTIMO DE LA TUBERIA .....</b>	<b>68</b>
<b>6.3 DESARROLLO DE ANALISIS NODAL Y ANALISIS DE RESULTADOS .....</b>	<b>71</b>
6.3.1 Características del fluido de los pozos.....	71
6.3.2. Análisis Nodal .....	71
6.3.3. Diseño de la mejor opción de Velocity Strings para su optimización mediante análisis nodal. ....	77
<b>6.4 ANALISIS DE RESULTADOS.....</b>	<b>78</b>
<b>7. ANALISIS FINANCIERO DEL PROYECTO.....</b>	<b>81</b>
<b>7.1 CRITERIOS DE INVERSIÓN.....</b>	<b>81</b>
7.1.1 Valor presente neto (VPN): .....	81
7.1.2 Tasa interna de retorno (TIR) .....	82
7.1.3 Pay-Back .....	83
7.1.4 Relación Beneficio/Costo (R-B/C) .....	83
<b>7.2 DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN:.....</b>	<b>83</b>
7.2.1 Declinación exponencial.....	84
<b>7.3 ANÁLISIS FINANCIERO .....</b>	<b>88</b>
<b>8 CONCLUSIONES .....</b>	<b>93</b>
<b>9 RECOMENDACIONES.....</b>	<b>94</b>
<b>BIBLIOGRAFIA .....</b>	<b>95</b>
<b>ANEXOS.....</b>	<b>98</b>

## LISTA DE FIGURAS

Pág.

<b>Figura 1</b> Utilidades del Coiled tubing, a) Remoción de arena (Transporte de herramientas), b) Transporte de Fluidos (Arranque del pozo con N2), c) Limpieza de un empaque de grava (Terminación de pozos).....	24
<b>Figura 2</b> Unidad de coiled tubing.....	25
<b>Figura 3</b> Carrete .....	26
<b>Figura 4</b> Sistema inyector.....	26
<b>Figura 5</b> Puntos de deformación plástica. ....	28
<b>Figura 6</b> Curva de análisis nodal. Relación IPR-VLP .....	30
<b>Figura 7</b> Flujo burbuja en una tubería vertical .....	32
<b>Figura 8</b> Flujo bache o tapón en una tubería vertical. ....	33
<b>Figura 9</b> Flujo transición en una tubería vertical.....	33
<b>Figura 10</b> Flujo anular en una tubería vertical. ....	34
<b>Figura 11</b> Regiones Correlación Duns & Ros .....	37
<b>Figura 12</b> Modelo de Turner.....	41
<b>Figura 13</b> Declinación de la tasa de gas .....	42
<b>Figura 14</b> Partes del Sistema de Producción .....	43
<b>Figura 15</b> Perfil de Presión en el Sistema .....	44
<b>Figura 16</b> Principales Nodos utilizados en el Análisis Nodal.....	48
<b>Figura 17</b> Variación de la curva Outflow respecto al diámetro de la tubería .....	48
<b>Figura 18</b> Curva TPC (Tubing Performance Curve) .....	49
<b>Figura 19</b> IPR y OUTFLOW .....	50
<b>Figura 20</b> Optimización del Sistema de Producción.....	51
<b>Figura 21</b> Relación de comportamiento IPR .....	53
<b>Figura 22.</b> Curva de comportamiento en la tubería. ....	53
<b>Figura 23</b> Intersección a la derecha del gasto mínimo. ....	54
<b>Figura 24</b> Intersección entre el punto de inflexión y el gasto mínimo.....	55
<b>Figura 25</b> Curva IPR y Curva J sin intersección.....	55
<b>Figura 26</b> Comparación de la IPR con las curvas J para la tubería de producción con y sin sarta de velocidad.....	56
<b>Figura 27.</b> Localización Cuenca Llanos Orientales .....	58
<b>Figura 28</b> Columna estratigráfica Generalizada Cuenca Llanos Orientales .....	58
<b>Figura 29.</b> Localización Campo Cusiana.....	63
<b>Figura 30</b> Pozo con carga de líquidos.....	69
<b>Figura 31</b> Determinación de los Diámetros Óptimos.....	69
<b>Figura 32</b> Determinación de los Diámetros Óptimos.....	69
<b>Figura 33</b> Diagrama para mantener los pozos de gas sin carga de líquidos.....	70
<b>Figura 34</b> Configuración del Pozo UIS 1 .....	72
<b>Figura 35</b> Reservorio Pozo UIS 1.....	72
<b>Figura 36</b> Modelo de Fluido Pozo UIS 1 .....	73

<b>Figura 37</b> Tubería de Producción Pozo UIS 1.....	74
<b>Figura 38</b> Curva de Oferta y Demanda Pozo UIS 1 .....	75
<b>Figura 39</b> Curva Oferta y Demanda Pozo UIS 2 .....	75
<b>Figura 40</b> Curva Oferta y Demanda Pozo UIS 3 .....	76
<b>Figura 41</b> Curva Oferta y Demanda Con las Sensibilidades Pozo UIS 1. ....	77
<b>Figura 42</b> Curva Oferta y Demanda Con las Sensibilidades Pozo UIS 2. ....	77
<b>Figura 43</b> Curva Oferta y Demanda Con las Sensibilidades Pozo UIS 3. ....	78
<b>Figura 44</b> Declinación de la producción, Pozo UIS 1. ....	85
<b>Figura 45</b> Declinación de la producción, Pozo UIS 2. ....	86
<b>Figura 46</b> Declinación de la producción, Pozo UIS 3. ....	87
<b>Figura 47</b> Flujo de Caja Pozo UIS 1.....	88
<b>Figura 48</b> Flujo de Caja Pozo UIS 2.....	89
<b>Figura 49</b> Flujo de Caja Pozo UIS 3.....	90

## LISTA DE TABLAS

Pág.

<b>Tabla 1</b>	Carrete seleccionado respecto al diámetro del Coiled Tubing.....	29
<b>Tabla 2</b>	Predicción de Correlaciones.....	39
<b>Tabla 3</b>	Parámetro índice de productividad.....	44
<b>Tabla 4</b>	Información las Características del Campo Cusiana.....	65
<b>Tabla 5</b>	Información pozos Campo Cusiana al año 2012.....	65
<b>Tabla 6</b>	Producción Fiscalizada del año 2009 – 2012.....	65
<b>Tabla 7</b>	Características del Fluido.....	71
<b>Tabla 8</b>	Datos Tubería de Producción.....	73
<b>Tabla 9</b>	Comparación de Caudales a condición de tubería actual.....	76
<b>Tabla 10</b>	Resultados Pozo UIS 1.....	78
<b>Tabla 11</b>	Resultados Pozo UIS 2.....	79
<b>Tabla 12</b>	Resultados Pozo UIS 3.....	79
<b>Tabla 13</b>	<i>Declinación de la producción, Pozo UIS 1.....</i>	85
<b>Tabla 14</b>	Declinación de la producción, Pozo UIS 2.....	86
<b>Tabla 15</b>	Declinación de la producción, Pozo UIS 3.....	87
<b>Tabla 16</b>	Análisis financiero Pozo UIS 1.....	89
<b>Tabla 17</b>	Análisis financiero Pozo UIS 2.....	90
<b>Tabla 18</b>	Análisis financiero Pozo UIS 3.....	91
<b>Tabla 19</b>	Resumen Resultados Obtenidos.....	91

## LISTA DE ANEXOS

	Pág.
<b>Anexo A:</b> Características e información operacional de los pozos. ....	98
<b>Anexo B:</b> Historial de producción de los pozos.....	105

## RESUMEN

**TITULO:** OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE POZOS DE GAS SECO, UTILIZANDO SARTAS DE VELOCIDAD. \*

**AUTOR:** EDGARDO ANDRES OVIEDO DIAZ. \*\*  
RAFAEL JOSE MORENO RAMIREZ. \*\*

**PALABRAS CLAVES:** Carga de Líquidos, Análisis Nodal, Pozo Maduro, Velocidad Crítica, Sartas de Velocidad.

### DESCRIPCIÓN

Cuando el gas natural es producido de un yacimiento, componentes como el agua e hidrocarburos pueden condensar como líquidos dentro del pozo. A medida que la tasa de producción declina en un campo de gas maduro, el régimen de flujo cambia y la capacidad de la corriente de gas para levantar líquidos disminuye drásticamente. La tasa a la que ocurre este cambio en el patrón de flujo es llamada tasa de flujo crítica. Cuando el líquido no puede ser levantado hasta superficie, este se acumula en el fondo provocando con ello una reducción en la permeabilidad relativa al gas en la zona cercana al pozo y generando una contrapresión no deseada en la cara de la formación, la cual puede reducir severamente la producción e incluso matar al pozo. Las sartas de velocidad, el cual está basado en el principio de reducir el área de sección transversal dentro de la tubería usando una tubería más pequeña, esto permitiría aumentar la velocidad del gas para reducir la carga del líquido. En base a lo anteriormente expuesto, este proyecto tiene como objetivo hacer un análisis del diseño para mejorar la productividad de pozos en yacimientos maduros de gas, mediante la instalación de una Sarta de Velocidad.

---

\*Trabajo de investigación

\*\*Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Universidad Industrial de Santander. Director: M.Sc. Manuel Enrique Cabarcas Simancas. Codirector: Ing. Nafis de Jesús Badrán Lizarazo

## ABSTRACT

**TITLE:** DRY GAS WELLS PRODUCTION OPTIMIZATION, USING VELOCITY STRINGS. \*

**AUTHOR:** EDGARDO ANDRES OVIEDO DIAZ. \*\*

RAFAEL JOSE MORENO RAMIREZ. \*\*

**KEY WORDS:** Liquid Loading, Nodal Analysis, Mature Well, Critical Velocity, Velocity Strings.

### DESCRIPTION

When natural gas produced from a reservoir, components like the water and hydrocarbons can condense as liquid into the well. As the rate of production declines in mature gas field, the flow regime changes and capacity of the gas flow to raise liquids drops drastically. The rate than this change happens in flow pattern is critical flow rate. When the liquid does not lift to surface, it builds up at the bottom causing in this way a reduction in the gas relative permeability in the near wellbore zone and producing an unwanted backpressure on the face of the formation, which can decrease production severely and even kill the well. The velocity strings, it is based on the principle of reducing the cross-sectional area inside the pipeline using a smaller pipe, this would increase the gas velocity to reduce the liquid loading. Based on the above, this project aims make an analysis the design to improve the productivity of wells in mature gas fields, by installing a velocity string.

---

\*Research Project

\*\*Chemicals-Physic Engineering Faculty, Petroleum Engineer School, Universidad Industrial de Santander. Director: M.Sc. Manuel Enrique Cabarcas Simancas. Codirector: Ing. Nafis de Jesús Badrán Lizarazo

## INTRODUCCIÓN

En la industria petrolera la tecnología avanza, con el fin de mejorar los procesos de exploración, explotación y producción, todo con el fin de mejorar las tasas de producción y reducción de costos en las operaciones.

Este proyecto de investigación está basado en optimizar la producción de un pozo de gas que con el tiempo declina la presión en el reservorio y, por ende, la velocidad del fluido en la tubería de producción, lo que ocasiona una acumulación de líquidos, repercutiendo en la reducción de la tasa de producción de gas. A continuación, vamos a describir una de las formas de mejorar esa producción de pozos de gas usando un sistema de sartas de velocidad, el cual está basado en el principio de reducir el área de sección transversal dentro de la tubería usando una tubería más pequeña que aumentará la velocidad del gas logrando llevar a superficie la columna de líquido acumulada, incrementando así la producción del gas.

## 1. SARTA DE VELOCIDAD

En operaciones de mantenimiento y reacondicionamiento de pozos influye la vida productiva del mismo, en muchas circunstancias las operaciones de reacondicionamiento requieren la remoción y el remplazo de la tubería de producción posterior al montaje de los equipos requeridos – terminación y ahogo – en el proceso. Para evitar todo lo por menores, gasto de tiempo y costos adicionales que esta actividad implica, algunos operadores consideran más factible el uso de tecnología de tubería flexible en la remediación de pozos activos productivamente.

La utilización de tubería flexible<sup>1</sup> es conocida como sarta de velocidad, que consiste en un diseño simple con un estudio previo garantizando la continuidad de la producción y la vida útil del pozo. El diseño consiste en colocar la tubería flexible (Coiled tubing) por dentro del tubing existente en el diseño original, como ya se mencionó anteriormente con el pozo aún en producción evitando daños causado por la invasión de fluidos en la formación productora.

La aplicación de sarta de velocidad en las operaciones se ve beneficiada por la rapidez de movilización y montaje, menos personal operativo y de mantenimiento, el leve impacto ambiental y las reducciones en tiempos de viaje y la manipulación del equipo. Aunque el personal encargado de operaciones ha tenido que realizar un seguimiento continuo acerca de las posibles perturbaciones que se pueden presentar en el fondo del pozo, no ha sido de gran relevancia y mucho menos una problemática en la utilización de sarta de velocidad, ya que todas las operaciones de servicio por la naturaleza de las mismas desestabilizan el fondo del pozo con

---

<sup>1</sup> AL-ARNAOUT, Ibrahim. et al. La tubería flexible en todo su esplendor. Oilfield Review Artículo, primavera 2009.

cada de uno de los procedimientos mecánicos, utilización de agentes químicos que se requieran y la agitación de los fluidos que se encuentran presente en el pozo. Sobre todo, teniendo en cuenta que, dentro de los beneficios, por no decir quizá el más importante permite una producción dual: Operación normal de producción y operaciones de dewatering.

Las operaciones normales se dan en el anular entre la tubería flexible y el tubing optimizando el punto de operación, mientras que las operaciones de dewatering se realizan cuando el pozo presenta su primera señal de ahogo o carga excesiva de líquida, cerrando la válvula de producción en el anular y posteriormente.

permitiendo producción a través de la tubería flexible. Cabe destacar que los pozos que por lo general son candidatos para este tipo de proyectos tienen una geometría horizontal.

## **1.1 FUNCIONAMIENTO**

El principio de funcionamiento de una sarta de tubería flexible es ser de menor diámetro, reduciendo el área transversal de la tubería de producción permitiendo un aumento en la velocidad del gas que se encuentra en el fondo del pozo, permitiendo que se genere una mayor carga de energía llevando el líquido hasta la superficie evitando la acumulación del mismo y manteniendo la producción de forma continua. Como parte de la utilización adecuada de la sarta de velocidad se debe mantener la velocidad mínima requerida del gas – Como regla universal se tiene que en la mayoría de casos es de 10 ft/s – esto asegura a cualquier velocidad por encima de la establecida haya una producción sostenida.

En 1969 Turner et al. Presenta su teoría junto con un análisis sobre el régimen de flujo en la cual demuestra que, con el fin de evitar la carga de líquido en el fondo del pozo, se debe asegurar que el líquido se encuentre suspendido en forma de neblina, esto logrado con altas velocidades del gas. Investigación con la cual se sustenta la

utilización de la sarta de velocidad como medio de expulsión del líquido fuera de la tubería.

Aunque el principal objetivo del presente trabajo de investigación es mostrar el uso de Coiled Tubing como sarta de velocidad a fin de que mejore la producción de los pozos de gas evitando la acumulación de líquido en el mismo, actualmente tiene innumerables usos en la industria de los hidrocarburos que van desde mantener o mejorar la producción hasta la medición de las propiedades y características del pozo.

## **1.2 OTRAS UTILIDADES DEL COILED TUBING**

Cada vez es mayor la frecuencia con que se utiliza Coiled Tubing en operaciones de terminación y acondicionamiento de pozos con el fin de mejorar la capacidad productiva del pozo en conjunto con tratamientos de estimulación, operaciones de cañoneo, eliminación de incrustaciones y sedimentos en la tubería. En algunos pozos someros de gas, sirve como único mecanismo de producción y va en crecimiento el interés por su uso en algunas operaciones de perforación y cementación.

Son tres los campos de acción en que se agrupan las operaciones:

- Transporte de herramientas: Gracias a que el Coiled Tubing presenta gran rigidez y resistencia es el candidato perfecto para bajar o extraer herramientas y equipos que requieren ser transportado al fondo del pozo a través de obstrucciones o pozos con grandes ángulos de inclinación.

Igualmente permiten el empuje de obstrucciones presentes en la zona de interés, así como las herramientas necesarias para la explotación de las mismas, como son las pistolas utilizadas en la etapa de cañoneo.

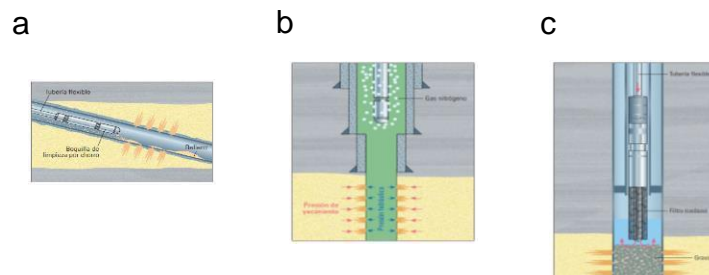
- Transporte y colocación de fluidos: La alta eficiencia que tiene el coiled Tubing hacen de él, el medio adecuado a la hora de circular fluidos en el pozo a la hora de realizar trabajos de limpieza, cementación, estimulación e incluso arranque.

El uso de Coiled Tubing en el arranque del pozo es uno de los roles más importante en cuanto a su uso se refiere, ya que debido a la rigidez que presenta resiste las grandes presiones a las que es sometido para vencer la presión hidrostática, la cual en ese momento es ligeramente mayor que la presión de formación impidiendo que el pozo fluya.

- Terminación de pozos: a la hora de realizar la terminación del pozo y el asentamiento del sistema de producción escogido, el Coiled Tubing es un buen aliado debido a que este se situara como sección permanente en el diseño y disminuirán los costos asociados a la prolongación de la vida del pozo.

El diseño que incluye Coiled Tubing o sarta de velocidad está constituidos por tubing patches y procedimientos de empaquetamiento con grava.

**Figura 1** Utilidades del Coiled tubing, a) Remoción de arena (Transporte de herramientas), b) Transporte de Fluidos (Arranque del pozo con N<sub>2</sub>), c) Limpieza de un empaque de grava (Terminación de pozos)



**Fuente:** AL-ARNAOUT, Ibrahim. et al. La tubería flexible en todo su esplendor. Artículo, primavera 2009.

### 1.3 PARTES DE LA UNIDAD DE COILED TUBING

Los equipos de Coiled Tubing se concentran en unidades que permiten una fácil manipulación de la sarta de tubería continua, lo que hace de este tipo de tecnologías eficaces durante su montaje y ejecución.

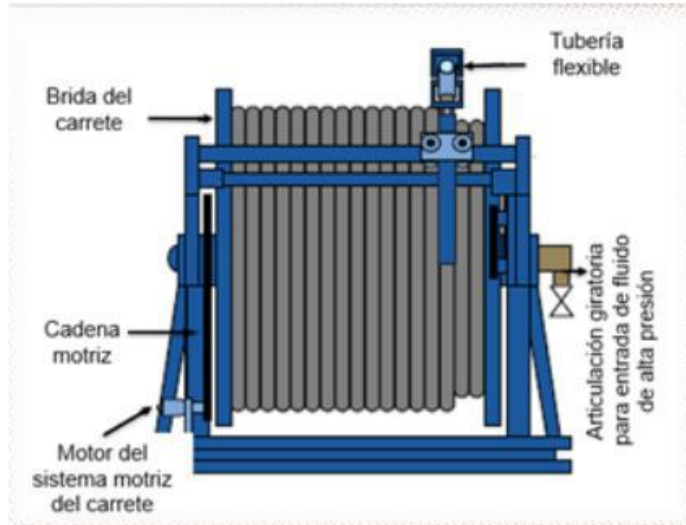
**Figura 2** Unidad de coiled tubing.



**Fuente:** AL-ARNAOUT, Ibrahim H. et al. La tubería flexible en todo su esplendor. Artículo, primavera 2009.

**1.3.1 Carrete.** El carrete es en sí un subconjunto de partes que sirven como medio de almacenaje para la tubería continua y permite que esta sea transportada con mucha más facilidad. Los componentes de carrete son el tambor, el sistema conductor; permite que el tambor gire mediante un motor hidráulico, ensamble nivelador; sirve como reductor en la deformación de la sarta evitando un posible daño mecánico, y finalmente tenemos la unión giratoria del carrete y manifold; componente a través del cual pasan los para llegar a la tubería mientras se ejecutan trabajos en el pozo.

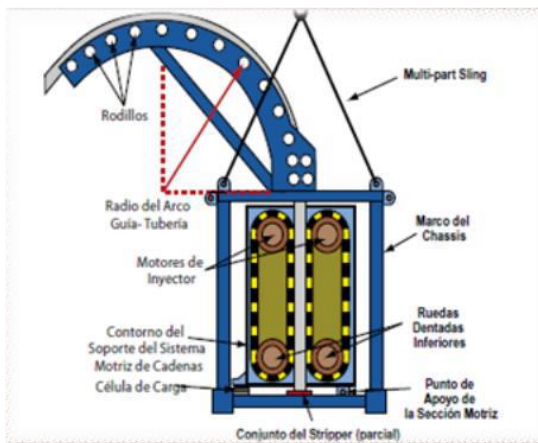
**Figura 3** Carrete



**Fuente:** ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS, UIS. Operaciones de servicio a pozos y Workover. Presentación 2015.

**1.3.2 Cabezal de inyección.** Entrega la fuerza requerida para bajar o sacar el Coiled Tubing hasta la zona a intervenir en el pozo. Este está conformado por un sistema de freno y corrida, sistema de tracción y tensión, cadena de montaje y un montaje en forma de arco que sirve como guía. Como sistema de apoyo consta de un indicador de peso y un sensor de profundidad.

**Figura 4** Sistema inyector.



**Fuente:** ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS, UIS. Operaciones de servicio a pozos y Workover. Presentación 2015.

**1.3.3 Unidad de energía.** Genera la energía hidráulica y neumática en la unidad de Coiled Tubing que son necesarias para la operación ininterrumpida del motor, las válvulas, el sistema que almacena el fluido hidráulico, filtros e intercambiadores de calor que la constituyen.

**1.3.4 Cabina de control.** Al igual que un equipo de perforación, los equipos de Coiled Tubing constan de una cabina en la cual se monitorea y controla el funcionamiento de la unidad asegurando un funcionamiento adecuado de cada uno de los componentes. Esta cabina puede estar ubicada en un camión permanente, junto a la unidad de potencia o en un contenedor separado. Esto dependiendo de las especificaciones del equipo y el proveedor.

**1.3.5 BOP.** Tanto en los equipos de perforación como en los de completamiento convencionales es necesario un sistema de BOP, que brinda la seguridad necesaria en caso de requerir el sellado rápido del pozo para su control. Aunque el sistema de Coiled Tubing es más simple en cuanto a componentes y funcionamiento, requiere este conjunto de válvulas especializadas durante su utilización en la intervención de un pozo.

## **1.4 DISEÑO DEL COILED TUBING**

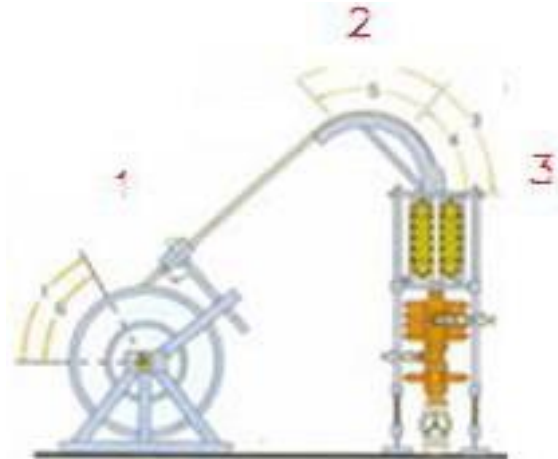
La longitud del Coiled Tubing<sup>2</sup> en el carrete va muy de la mano del diámetro, lo que se puede traducir que está en función de mismo. A modo de ejemplo esto se demuestra en la experiencia de cada uno de los operadores que con el tiempo han corroborado que un carrete pequeño puede contener 4000 pies de tubería con diámetro de 2 7/8 in, mientras que si la tubería es de 1 ½ in puede tener 15000 pies enrollada en él.

---

<sup>2</sup> KING, George. Coiled Tubing Introduction. Marzo 2009.

Debido a que el Coiled Tubing llega a su locación de ejecución enrollada, esta presenta fatiga debido a la deformación plástica a la que es sometida, lo que la hace en cierto modo especial en comparación con los otros tipos de tuberías usados en la industria.

**Figura 5** Puntos de deformación plástica.



**Fuente:** Desempeño de la Tubería Flexible. 2006.

<http://www.petrolnews.net/noticia.php?ID=921e2978655493a6447c67a90c0b7845&r=1996>.

En la figura anterior se muestra los tres puntos principales en los cuales se deforma plásticamente el Coiled Tubing. El primero de ellos es justo en el momento a la salida del carrete, seguido por el punto en el que se curva en el arco guía y por último cuando se endereza para ser desplazado hasta el cabezal de inyección.

Para que la sarta cumpla con los requerimientos, debe ser diseñada teniendo en cuenta:

- Suficiente resistencia mecánica.
- Rigidez adecuada para ser usada en el pozo hasta la zona de interés o de trabajo.

- Un peso que dentro de los parámetros se considere liviano para reducir costos y problemas de logística.
- Una máxima vida útil de operación

**Tabla 1** Carrete seleccionado respecto al diámetro del Coiled Tubing

Carrete para diferentes tamaños de CT				
CT diámetro (in)	Diámetro Carrete (in)	Arco Guía (in)	Ancho Carrete (in)	Capacidad Aprox. (ft)
0,75	48	48		
1	60	48-54		
1.25	72	48-72	117	17.500
1.5	84	(48)-72	128	15.000
1.75	96	72-96	148	18.000
2	96	72-96		
2.375	108	90-120		
2.875	108	90-120		
3.5	120	90-120		

**Fuente:** KING, George E. Coiled Tubing Introduction. Marzo 2009.

Actualmente las sargas de Colied Tubing están fabricadas con varias capas que sirven de barreras internas y externas, con el creciente aumento exponencial de las nuevas tecnologías se han colocado refuerzos de kevlar permitiendo una mayor resistencia a la tensión y explosiones, junto con capas de fibra de vidrio o de nylon; que siendo inerte al H<sub>2</sub>S, al CO<sub>2</sub> húmedo y los hidrocarburos presentes en el pozo evita el hinchamiento o que se suavice la tubería. Ofreciendo mayor resistencia a corrosión y pérdidas de presión.

## 1.5 DISEÑO DE LA SARTA DE VELOCIDAD

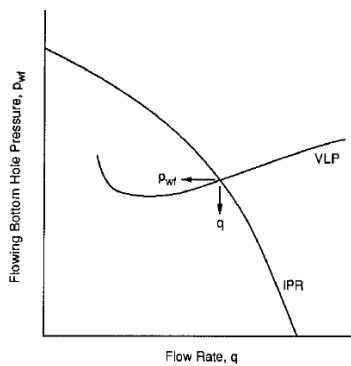
Para realizar un correcto diseño de sarta de velocidad es necesario el uso de algunos simuladores que se encuentran en el mercado como PIPESIM, WELLFLOW o PROSPER. La funcionalidad del diseño radica en encontrar un tamaño óptimo de tubería que se adapte a los requerimientos para el

restablecimiento de la producción teniendo en cuenta la profundidad de operación y que las pérdidas por fricción sean mínimas.

El uso de un simulador permite realizar un análisis nodal minucioso, analizando las condiciones a las cuales se encuentra el pozo teniendo en cuenta su comportamiento operativo y las posibles alternativas evaluadas para mejorar la productividad del mismo ayudando a conocer otros parámetros que no se conocían del pozo ajustando las condiciones que son más convenientes para el pozo en cuanto a producción y vida útil.

Durante el análisis nodal se evalúan las curvas de IPR y VLP, comparando alternativas distintas de mejoramiento en la tubería, accesorios del pozo o de superficie, completamiento, yacimiento o en los equipos de levantamiento artificial.

**Figura 6** Curva de análisis nodal. Relación IPR-VLP



**Fuente:** ECONOMIDES, Michael J. et al. Petroleum Production Systems. 1993.

El punto de intersección entre las dos curvas indica el punto de operación. Esto permite conocer el potencial de producción de un pozo y en caso de presentar inconvenientes con la producción provee la información necesaria para la evaluación del problema y posibles soluciones aplicables.

## 2. CARGA DE LIQUIDOS

### 2.1 FLUJO MULTIFASICO

En el flujo multifásico el gas y el líquido coexisten en una tubería, pero debido a distintas configuraciones de flujo, las cuales difieren unas de otras por la distribución espacial de la interface, se tienen características diferentes de flujo, tales como los perfiles de velocidad y carga.

Según Ricardo Maggiolo<sup>3</sup>, En un sistema bifásico (líquido, gas) se presentan las siguientes variables que rigen la existencia de los patrones de flujo

- Parámetros operacionales, (gastos de gas y líquido).
- Variables geométricas incluyendo diámetro de la tubería y ángulo de inclinación.
- Las propiedades físicas de las dos fases, tales como: densidades, viscosidades y tensiones superficiales del gas y del líquido.

La determinación de los patrones de flujo es un problema medular en el análisis de un sistema multifásico. Todas las variables de diseño son frecuentemente dependientes del patrón existente. Estas variables son: la caída de presión, el colgamiento de líquido, los coeficientes de transferencia de calor y masa, etc.

---

<sup>3</sup> MAGGILOLO Ricardo. Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal , 2009.

## 2.2 PATRONES DE FLUJO PARA FLUJO VERTICAL Y FUERTEMENTE INCLINADO

En este rango de ángulos de inclinación, el patrón estratificado desaparece y es observado un nuevo modelo de flujo: el flujo transición. Generalmente, los patrones de flujo son más simétricos alrededor de las direcciones axiales y menos dominadas por la gravedad.

**2.2.1 Flujo burbuja** La fase gaseosa está dispersa en pequeñas burbujas, teniendo una distribución aproximadamente homogénea a través de la sección transversal de la tubería.

**Figura 7** Flujo *burbuja* en una tubería vertical



**Fuente:** Maggiolo Ricardo. Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal, Lima, 2009.

**2.2.2 Flujo tapón o bache.** El patrón de flujo bache es simétrico alrededor del eje de la tubería. La mayoría de la fase gaseosa se encuentra en bolsas de gas, con forma de una gran bala llamada “burbuja de Taylor”, con un diámetro casi igual al diámetro de la tubería. El flujo consiste de una sucesión de burbujas separadas por baches de líquido. Una delgada película fluye contra la corriente entre la burbuja y

la pared de la tubería. La película penetra en el siguiente bache de líquido y crea una zona de mezcla aireada por pequeñas burbujas de gas.

**Figura 8** Flujo bache o tapón en una tubería vertical.



**Fuente:** Maggiolo Ricardo. Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal, Lima,2009.

**2.2.3 Flujo transición.** Es caracterizado por un movimiento oscilatorio, es similar al flujo bache y los límites no están muy claros entre las fases. Ocurre a mayores tasas de flujo de gas, donde el bache de líquido en la tubería llega a ser corto y espumoso.

**Figura 9** Flujo transición en una tubería vertical.



**Fuente:** MAGGIOLO Ricardo. Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal, Lima,2009.

**2.2.4 Flujo anular (niebla).** En tuberías verticales, debido a la simetría de flujo, el espesor de la película de líquido alrededor de la pared de la tubería es casi uniforme. Como en el caso horizontal, el flujo es caracterizado por un rápido movimiento de gas en el centro. La fase líquida se mueve más lenta, como una película alrededor de la pared de la tubería y como gotas arrastradas por el gas. La interface está altamente ondeada, resultando en un alto esfuerzo de corte interfacial. En el flujo vertical hacia abajo el patrón anular existe también a bajos gastos, con forma de una película descendente. El patrón de flujo bache fluyendo de manera descendente es similar al de flujo hacia arriba, excepto que generalmente la burbuja Taylor es inestable y está localizada excéntricamente al eje de la tubería. La burbuja de Taylor podría ascender o descender, dependiendo de los gastos de cada fase.

**Figura 10** Flujo anular en una tubería vertical.



**Fuente:** MAGGIOLO Ricardo. Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal, Lima,2009.

### **2.3 CORRELACIONES EMPÍRICAS DE FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS VERTICALES**

Las correlaciones empíricas son aquellas en las que sus autores proponen una serie de ajustes de datos experimentales para correlacionar una variable determinada. Estas correlaciones pueden considerar tanto el deslizamiento entre las fases como

la existencia de patrones de flujo; por tanto, requieren de métodos para determinar el patrón de flujo presente. Una vez que se ha determinado el patrón de flujo correspondiente a unas condiciones dadas, se determina la correlación apropiada para el cálculo del factor de fricción, así como para el colgamiento de líquido con o sin deslizamiento, las cuales, generalmente, son distintas dependiendo del patrón.

**2.3.1 Correlación de Poettman & Carpenter.** Poettman y Carpenter desarrollaron un método semiempírico el cual se incorpora a la ecuación general de energía. Usaron datos de 34 pozos fluentes y 15 pozos con bombeo neumático, con diámetros de tubería de 2, 2 ½ y 3 pulgadas. El aceite, gas y agua fueron considerados como fases simples, no intentaron establecer una correlación para el colgamiento e ignoraron los patrones de flujo. Todas las pérdidas de energía, incluyendo los efectos de resbalamiento, están consideradas dentro de un factor de pérdida de energía, el cual se tomó como constante en toda la longitud de la tubería. Asumieron que el flujo multifásico vertical del aceite, gas y agua, era totalmente turbulento.

**2.3.2 Correlación de Hagedorn & Brown.** Fue hecha por Hagedorn y Brown para determinar una correlación general, la cual incluye prácticamente todos los rangos de flujo, un amplio rango de relaciones gas-líquido, todos los tamaños de tubería usados ordinariamente y los efectos de las características de los fluidos. Los datos fueron tomados para diámetros de tubería a partir de 1 pulgada a 2.5 pulgadas. Esta es una correlación general para un amplio rango de condiciones. Los aspectos principales de dicha correlación son:

- I. La ecuación de gradiente de presión incluye el término de energía cinética y considera que existe resbalamiento entre las fases.
- II. No considera patrones de flujo.

III. El factor de fricción para flujo bifásico se calcula utilizando el diagrama de Moody.

IV. La viscosidad del líquido tiene un efecto importante en las pérdidas de presión en el flujo bifásico

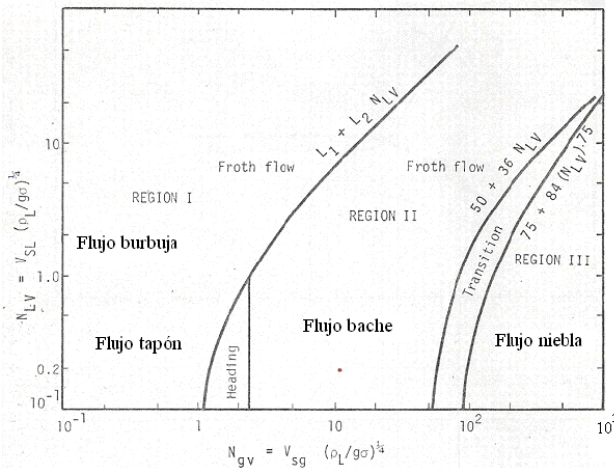
V. El colgamiento de líquido o fracción del volumen de la tubería ocupado por líquido es función de cuatro números adimensionales: número de velocidad del líquido, número de velocidad del gas, número del diámetro de la tubería y el número de la viscosidad del líquido (introducidos por Duns & Ros).

**2.3.3 Correlación de Duns & Ros.** Este método es el resultado de una investigación de laboratorio a gran escala con modificaciones y ajustes usando datos de campo. Duns & Ros eligieron un enfoque un poco diferente que la mayoría de los investigadores. El gradiente de presión es expresado como una fracción del gradiente hidrostático del líquido. Ellos definieron arbitrariamente el gradiente de presión estática como el peso del volumen por la densidad *in-situ* y desarrollaron correlaciones para la fricción en la pared de la tubería, de sus extensos datos de laboratorio, para cada una de las tres amplias regiones de flujo. Aunque usaron en un punto específico un balance de presión en lugar de un balance de energía, sus ecuaciones son un balance de energía termodinámico. El gradiente total incluye un gradiente estático, un gradiente de fricción y un gradiente por aceleración. Los efectos de resbalamiento entre el gas y el líquido son incorporados en el gradiente estático y se mantienen separados de los efectos debidos a la fricción. Los regímenes de flujo fueron definidos en función de números adimensionales. Ellos separaron el flujo dentro de tres tipos de regiones y prepararon correlaciones separadas para el resbalamiento y fricción en las tres. Las tres regiones son como se muestra en la Figura 11:

- *Región 1:* La fase líquida es continua, y el flujo burbuja, flujo tapón y parte del flujo bache existen en este régimen.

- *Región 2:* En esta región las fases de líquido y gas se alternan. La región por lo tanto cubre el patrón de flujo bache y el resto del flujo burbuja.
- *Región 3:* En esta región el gas es la fase continua por lo que en esta región se encuentra el flujo neblina.

**Figura 11** Regiones Correlación Duns & Ros



**Fuente:** Maggiolo Ricardo. Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal, Lima, 2009.

**2.3.4 Correlación de Orkiszewski.** El método de Orkiszewski es el resultado del análisis y comparación de muchos de los métodos publicados para determinar si, a través de alguno de ellos, se podía calcular las caídas de presión para un amplio rango de condiciones prevalecientes en los pozos utilizados en las pruebas. Orkiszewski enfatizó que el colgamiento del líquido fuera derivado del fenómeno físico observado y que el gradiente de presión fuera relacionado a la distribución geométrica de líquido y gas, por lo que se concluyó que la densidad de la mezcla se determinará mediante el colgamiento, considerando el resbalamiento entre fases. Ellos seleccionaron las correlaciones que consideraban más precisas para flujo burbuja y flujo niebla, y propusieron una nueva correlación para flujo bache. La correlación de flujo bache fue desarrollada usando la información de Hagedorn & Brown. Seleccionaron el método de Griffith & Walls para flujo burbuja y el método de Duns & Ros para flujo niebla. Estos métodos fueron clasificados basándose en

similitudes en los conceptos teóricos. Se establecieron los siguientes parámetros de clasificación:

- 1) Si el colgamiento de líquido es considerado en los cálculos de la densidad.
- 2) La manera como se manejan las pérdidas de presión por fricción.
- 3) Si se hace consideración de los patrones de flujo.

**2.3.5 Correlación de Azis, Govier & Fogarasi.** Azis y colaboradores propusieron un método, en 1972, el cual es dependiente de los regímenes de flujo y presenta nuevas correlaciones para el flujo burbuja y el flujo bache. Para el flujo niebla fue usado el método de Duns & Ros y también se usó el método de interpolación de Duns & Ros para el flujo de transición.

**2.3.6 Correlación de Beggs & Brill.** La correlación de Beggs & Brill fue desarrollada a partir de 548 pruebas tomadas con datos, obtenidos experimentalmente, de una prueba con un arreglo a pequeña escala. Esta correlación es aplicable para un amplio rango de condiciones de flujo. Las pruebas se hicieron en secciones de tuberías de acrílico de 1 y 1.5 pulgadas de diámetro y 90 pies de longitud, las cuales tenían un mecanismo que podía inclinar la tubería de horizontal a vertical y los fluidos utilizados fueron aire y agua. Beggs y Brill llevaron a cabo investigaciones sobre flujo bifásico, realizando una variación en el ángulo de inclinación de las tuberías empleadas en las pruebas, de  $-90^\circ$  a  $+90^\circ$ . Para cada diámetro de tubería, los gastos de líquido y gas variaban, por lo que se pudieron observar todos los patrones de flujo cuando la tubería estaba en posición horizontal.

Una vez establecido cada patrón de flujo, procedieron a variar el ángulo de inclinación, así que se pudo observar cómo el ángulo de inclinación afectaba el

colgamiento y el gradiente de presión. El colgamiento y el gradiente de presión fueron medidos en ángulos que variaban entre 5, 10, 15, 20, 35, 55, 75 y 90 grados, y se encontró que el colgamiento llegaba a su valor máximo en +50 grados y a su valor mínimo en -50 grados. El mapa de patrones de flujo original que obtuvieron Beggs y Brill fue ligeramente modificado para poder incluir la zona de transición entre el patrón de flujo segregado y el intermitente. Como resultado de los experimentos, obtuvieron una ecuación generalizada que puede ser utilizada para el cálculo de los gradientes de presión en tuberías verticales en las que exista flujo multifásico, siendo útil también para las tuberías horizontales.

**2.3.7 Correlación Gray.** La correlación fue desarrollada por "H. E Gray", de la compañía petrolera "Shell", para fases de gas, predominantemente para sistemas de gas y condensado en flujo multifásico vertical. Gray consideró una fase simple, asumiendo que el agua o condensado van adheridos en las paredes de la tubería en forma de gotas. La correlación es aplicada para casos en los que se considera que las velocidades para flujo vertical estén por debajo de 50 ft/s, que el tamaño de la tubería de producción sea menor de 3½-in y que las relaciones de condensado y agua estén por debajo de 50 bls/mmpcn y 5 bls/mmpcn, respectivamente.

**Tabla 2** Predicción de Correlaciones

Autor	ID	°API	RGL	%BS&W	Comentario
Duns & Ros	Sobre estima si: 1-3"	Buena predicción 13-56°	Error Incrementa RGL >5.000	< 10%	Mejor en Flujo Mixto
EPS Mechanistic	Mayor exactitud si: 1-1.5"	Sobre estima si: 13-25° y sub estima si: 40-56°	Sobre estima >5.000	Buena predicción amplio rango	Tapón
Orkiszewski	Buena si: 1-2". Sobre estima diámetro mayor	Sobre estima si: 13-30°	Muy buena >5.000	Buena predicción amplio rango	Buena en Crudos pesados
Beggs & Brill	Sobre estima si: ID>1.5"	Amplio Rango	Error Incrementa RGL >5.000	Muy buena predicción hasta 10%	Buena en Pozos Inclinaados, evitar condensados
Gray	3"	Gas Condensado	Buena >5.000	(-)	Usar flujo Anular - Mixto

Fuente: EQUIÓN ENERGÍA. Workshop Análisis Nodal. Presentación, julio de 2013.

## 2.4 CARGA DE LIQUIDOS

Es uno de los problemas más comunes en producción de pozos de gas<sup>4</sup>. En la producción el líquido no tiene la energía suficiente para ser llevado hacia superficie, este líquido se acumula en el fondo este proceso es conocido como “liquid loading” o carga de líquidos. A medida que el líquido se acumula, la presión dinámica de fondo se incrementa y por ende el caudal de gas se reduce. Esto

agrava aún más el proceso de acumulación de líquido que eventualmente terminará por matar el pozo si no se toman medidas.

**2.4.1 Velocidad Crítica.** Es la velocidad que debe cumplir o exceder para prevenir que se presente acumulación de líquidos en el fondo del pozo. Se habla de dos fuerzas que interactúan en pozos de gas:

La primera fuerza es la gravedad o peso de las gotas que actúa hacia el fondo del pozo. La segunda, es la fuerza de empuje del gas hacia superficie. Cuando la fuerza de gravedad sea igual a la fuerza de empuje, la velocidad del gas es crítica.

Por debajo de la velocidad crítica la gota cae, es decir, los líquidos se acumulan en el fondo de pozo.

Hay dos métodos muy populares para determinar la velocidad del gas mínima requerida: la primera es una medición en campo y la segunda es una correlación teórica realizada por Turner. La medición de campo le otorga un valor mínimo de la velocidad del gas como 10 pies/seg, así cuando la velocidad del gas en el fondo del pozo alcanza un valor por encima de éste, se dice que tiene energía suficiente para evitar acumulaciones de líquidos.

---

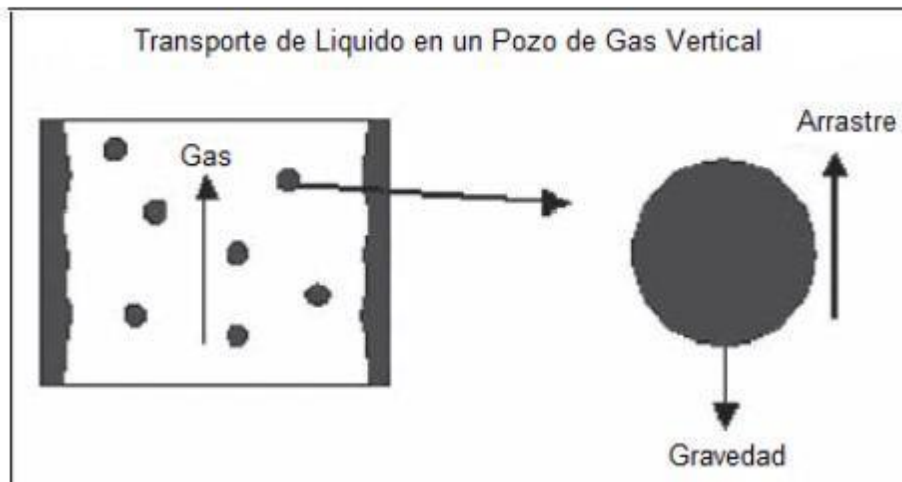
<sup>4</sup> LÓPEZ Fernando. Predicción de Liquid Loading. Schlumberger, 2011.

**2.4.2 Modelo de Turner.** La correlación presentada por Turner usa un análisis teórico del patrón de flujo. Con el fin de prevenir la acumulación de líquido en el fondo del pozo, el líquido en la tubería debe estar suspendido como una niebla (fracciones de gas por encima del 0.95) o el patrón de flujo en la tubería debe estar entre el flujo anular y el flujo niebla. En estos patrones de flujo, siempre y cuando la velocidad del gas exceda la velocidad de asentamiento de las burbujas de líquido, las altas velocidades de gas forzarán al líquido a subir a través de la tubería.

$$V_{\text{crit}} - T = \frac{1.593\sigma^{\frac{1}{3}}(\rho_l - \rho_g)^{\frac{1}{4}}}{\rho_g}$$

$\sigma$  = Tensión superficial (Lbf/ft)  
 $\rho_l$  = Densidad del líquido (Lbm/ft<sup>3</sup>)  
 $\rho_g$  = Densidad del gas (Lbm/ft<sup>3</sup>)

**Figura 12** Modelo de Turner



**Fuente:** LEA, James, et al. Gas Well Deliquification. 2 ed. 2008.

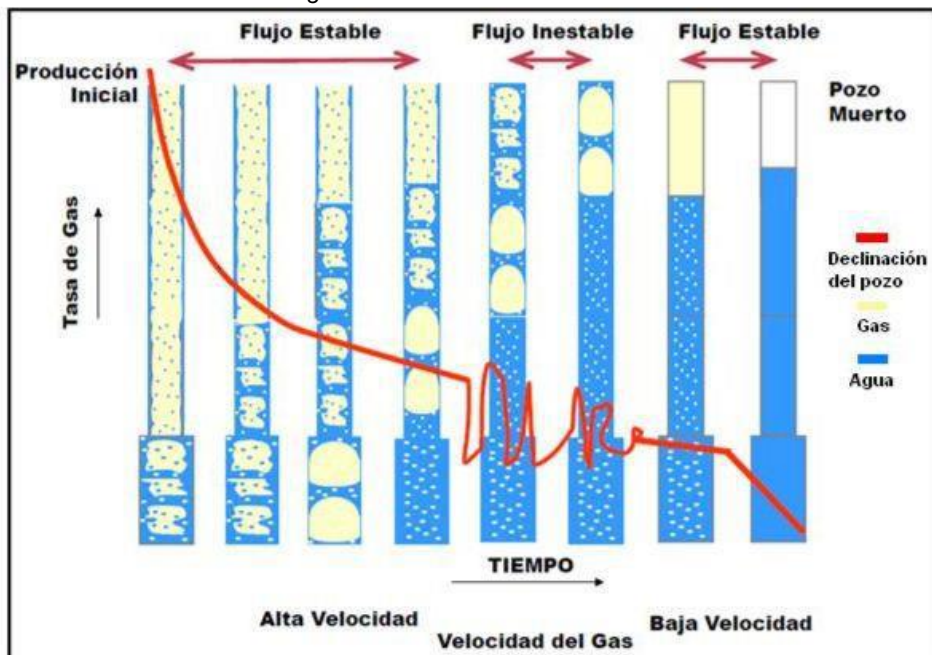
**2.4.3 Determinación de un pozo con carga de líquidos.** Para determinar si un pozo presenta carga de líquidos, se deben tener en cuenta ciertos parámetros que indicarían este problema, ya que el pozo aun con la acumulación de líquidos en el fondo puede seguir produciendo, los parámetros son:

- Taponos de líquidos en superficie.

- Caída drástica en la curva de declinación.
- Aumento en la diferencia de presión entre el tubing y casing.

La siguiente figura muestra cómo se disminuye la producción, los patrones de flujo que se presentan, la velocidad del gas y el aumento de la carga de líquidos de un pozo de gas, con el avance del tiempo.

**Figura 13** Declinación de la tasa de gas



Fuente: EQUION ENERGIA, Análisis Nodal, 2012.

**2.4.4 Calculo de la Carga de Líquidos.** Es la fracción de líquido definida como la razón del volumen de un segmento de tubería ocupado por el líquido con respecto al volumen total de la tubería. Varía a partir de cero, para flujo monofásico de gas, hasta uno, para cuando se tiene flujo de líquido únicamente.

$$HL = \frac{\text{Velocidad real del Liquido}}{\text{Velocidad de las fases presentes}}$$

FUENTE: MAGGILOLO Ricardo. Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal, Lima, 2009.

### 3. ANALISIS NODAL

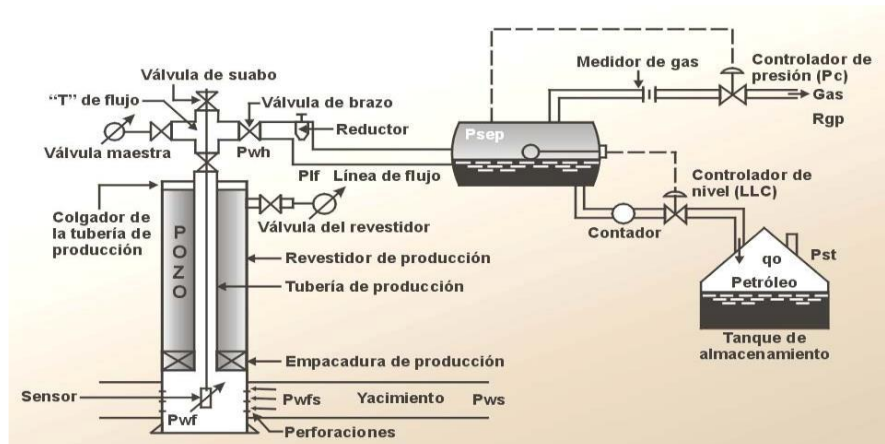
#### 3.1 SISTEMA DE PRODUCCION

Está formado por<sup>3</sup>

- El yacimiento.
- El completamiento
- El pozo
- Las líneas de flujo en la superficie.

En un proceso de producción, el recorrido de los fluidos va desde el radio de drenaje en el yacimiento hasta el separador de producción en la estación. Existe una presión de partida de los fluidos en dicho proceso que es la presión estática del yacimiento,  $P_{ws}$ , y una presión final o de entrega que es la presión del separador en la estación de flujo,  $P_{sep}$ . A continuación, se detallan los componentes del sistema, así como el perfil de presión en cada uno de ellos.

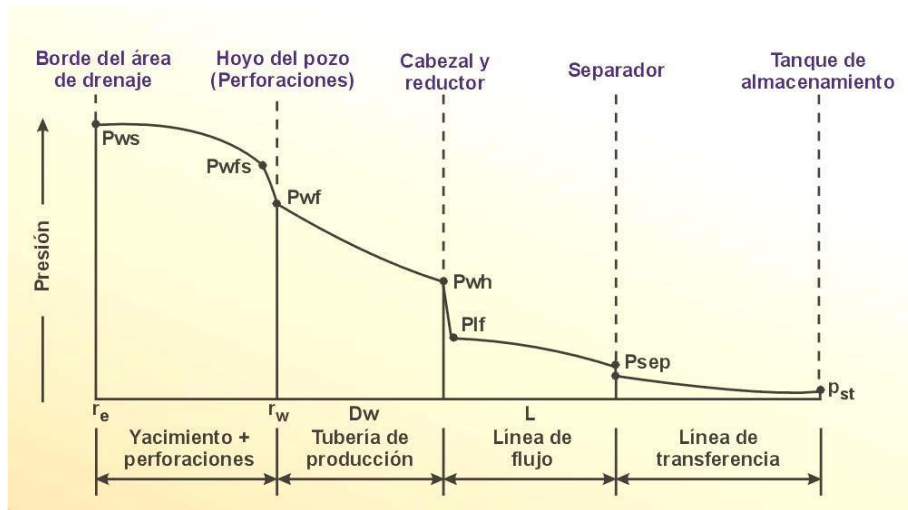
**Figura 14** Partes del Sistema de Producción



**Fuente:** MAGGIOLO Ricardo. Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal, Lima, 2009.

<sup>3</sup> MAGGIOLO, op. cit., p.8.

**Figura 15** Perfil de Presión en el Sistema



**Fuente:** Maggiolo Ricardo. Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal, Lima, 2009

### 3.2 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (J)

Es una relación que indica que tan buen productor es el pozo, relacionando la tasa de producción y el diferencial de presión.

$$J = \frac{Q_o}{(PR - P_{wf})} \text{ BPD/PSI}$$

Dónde:

J = índice de productividad.

Qo = producción diaria de aceite.

Pr = Presión de fondo estática, Cte.

Pwf = Presión de fondo fluyendo.

**Tabla 3** Parámetro índice de productividad.

Baja productividad	$J < 0.5$
Productividad media	$0.5 < J < 1.0$
Alta productividad	$1.0 < J < 2.0$
Excelente productividad	$J > 2.0$

### 3.3 IPR (INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIPS)

Es la capacidad de flujo que entrega el yacimiento de acuerdo al gradiente de presión, su grafica es una línea recta, lo que quiere decir que para cada Pwf existe una tasa de producción de líquido.

$$Q_o = J(PR - P_{wf})$$

Algunos autores lograron demostrar que el comportamiento de la producción no siempre es lineal, debido a que hay factores como el empuje por acuífero que al producir por debajo del punto de burbuja se liberara gas, afectando la productividad del pozo.

Esto se demostró mediante la creación y el uso de correlaciones que permiten la elaboración de las curvas IPR dependiendo las condiciones del yacimiento.

- M.V. Vogel (1968): Determino el comportamiento de la curva IPR utilizando variables como la caída de presión y las propiedades de la roca/fluido. Esto permitió describir un perfil de presión en yacimientos con empuje de gas de acuerdo a la variación de la saturación.

Esta correlación es aplicada solo en pozos que presentan un factor skin igual a cero. Para su utilización en pozos con daño, se utiliza una extensión de las curvas realizada por Standing.

$$\frac{Q_o}{Q_{max}} = \left[ 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{PR} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{PR} \right)^2 \right]$$

Dónde:

Qo = Caudal de producción a una Pwf

Qmax = Caudal máximo de producción, Pwf = 0.

- M.J. Fetkovich (1973): Su trabajo se centró en los pozos de aceite o de gas que producen por debajo del punto de burbuja, esto permitió demostrar que estos pozos tenían un comportamiento muy similar en términos de índice de productividad.

$$Q_o = C(P_R^2 - P_{wf}^2)^2$$

El coeficiente C y n, se determinan por medio de una prueba de presión, valiéndose de tres diámetros de estranguladores relacionados con su respectiva presión de fondo fluente, y conociendo la presión de fondo estática cuando el pozo está cerrado.

### 3.4 ANALISIS NODAL

Se realiza para determinar el comportamiento actual y futuro del pozo; el sistema de producción se divide en secciones o nodos que nos ayudan a monitorear las caídas de presión desde yacimiento hasta superficie y de esta forma determinar las curvas de afluencia y su debido potencial de producción del yacimiento.

**3.4.1 Capacidad De Producción Del Sistema.** La pérdida de energía en forma de presión a través de cada componente, depende de las características de los fluidos producidos y, especialmente, del caudal de flujo transportado, de tal manera que la capacidad de producción del sistema responde a un balance entre la capacidad de aporte de energía del yacimiento y la demanda de energía de la instalación para transportar los fluidos hasta la superficie<sup>3</sup>.

La suma de las pérdidas de energía en forma de presión de cada componente es

---

<sup>3</sup> MAGGIOLO, op. cit., p.9

igual a la pérdida total, es decir, a la diferencia entre la presión de partida,  $P_{ws}$ , y la presión final,  $P_{sep}$ :

$$P_{ws} - P_{sep} = \Delta P_y + \Delta P_c + \Delta P_p + \Delta P_l$$

Donde:

$\Delta P_y = P_{ws} - P_{wfs}$  = Caída de presión en el yacimiento, (IPR).

$\Delta P_c = P_{wfs} - P_{wf}$  = Caída de presión en la completación, (Jones, Blount & Glaze).

$\Delta P_p = P_{wf} - P_{wh}$  = Caída de presión en el pozo. (FMT vertical).

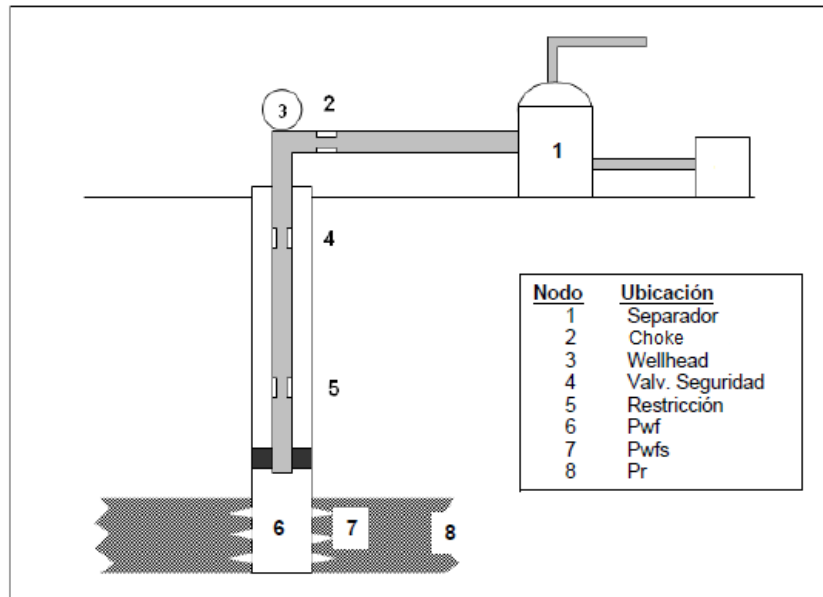
$\Delta P_l = P_{wh} - P_{sep}$  = Caída de presión en la línea de flujo. (FMT horizontal)

Tradicionalmente el balance de energía se realiza en el fondo del pozo, pero la disponibilidad actual de simuladores del proceso de producción permite establecer dicho balance en otros puntos (nodos) de la trayectoria del proceso de producción: cabezal del pozo, separador, etc.

**3.4.2 Nodos Utilizados.** Existen diferentes nodos que son generalmente utilizados para desarrollar el análisis Nodal, aunque, en teoría, el análisis Nodal puede ser utilizado en cualquier parte del sistema de producción.

Para desarrollar la optimización de un pozo para evitar la carga de líquidos se utilizan dos nodos en específico para analizar la tubería de producción, estos son los nodos 3 y 6, es decir, los nodos en la presión en cabeza de pozo y presión de wellbore fluyendo respectivamente, ya que, en estos dos nodos, es posible observar las variaciones en el potencial de producción del pozo al variar algún componente de la sarta de producción.

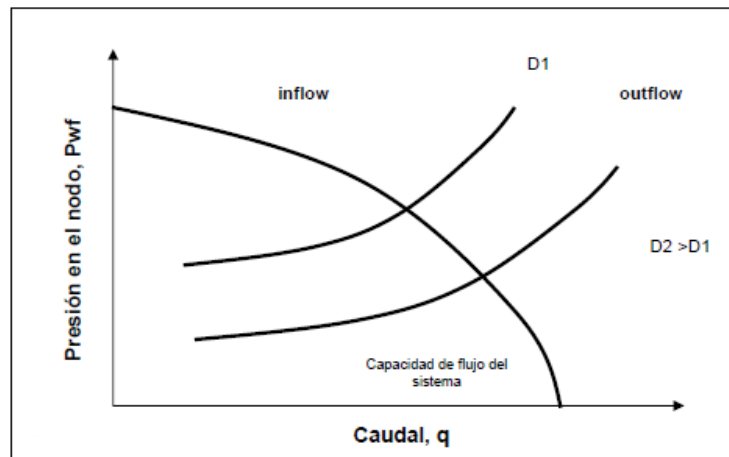
**Figura 16** Principales Nodos utilizados en el Análisis Nodal



**Fuente:** Modificado de HIRSCHFELDT, Marcelo. Análisis de un Sistema de Producción y Análisis Nodal. 2010.

Al variar el diámetro de la tubería de producción  $D_1$ , por una de mayor diámetro  $D_2$ , se modifica la curva de outflow y el pozo producirá a un caudal mayor, pero con una velocidad menor, luego es necesario determinar si el nuevo caudal producido es menor que el caudal crítico y necesario para evitar la carga de líquidos.

**Figura 17** Variación de la curva Outflow respecto al diámetro de la tubería



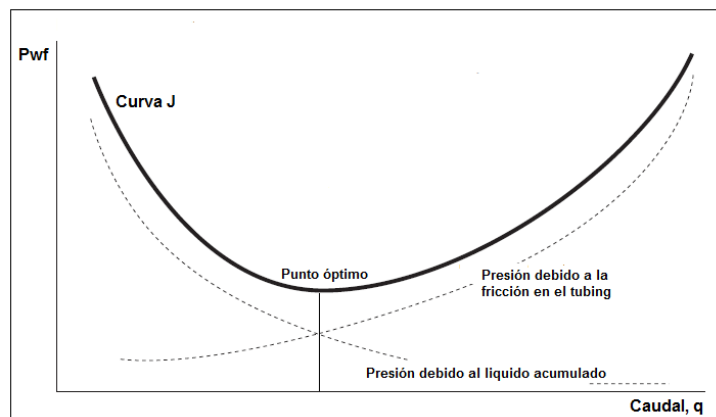
**Fuente:** Modificado de LEA, James, et al. Gas Well Deliquification. 2 ed. 2008.

### 3.5 TUBING PERFORMANCE CURVE (TPC)

Si se escoge el fondo del pozo como el nodo, entonces, en la gráfica de análisis Nodal, el *inflow* estará representado por el IPR y el outflow del sistema será TPC o también conocido como el VLP (“Vertical Lift Performance”). La caída de presión en el *tubing* o tubería de producción es la suma de la presión en superficie, la presión de la columna hidrostática, (la cual está compuesta por el líquido acumulado en la tubería y el peso del gas) y la pérdida de fricción ocasionada por el flujo de los fluidos a través del pozo desde el fondo hasta la superficie.

La figura 18 muestra el TPC, se pueden observar tres curvas, dos curvas punteadas que representan el cambio de presión debido a la fricción y a la carga de líquidos respectivamente y la curva en negrilla representa la suma de las presiones de las dos curvas punteadas, es decir las presiones debido a la fricción y a la carga de líquidos más la presión en superficie, esta curva es también conocida como curva J. En la curva de presión debido a la fricción, la presión va aumentando con el caudal después de cierto punto, debido a que va aumentando la velocidad de flujo y por ello aumentan las pérdidas de presión debido a la fricción a lo largo de la tubería de producción.

**Figura 18** Curva TPC (Tubing Performance Curve)

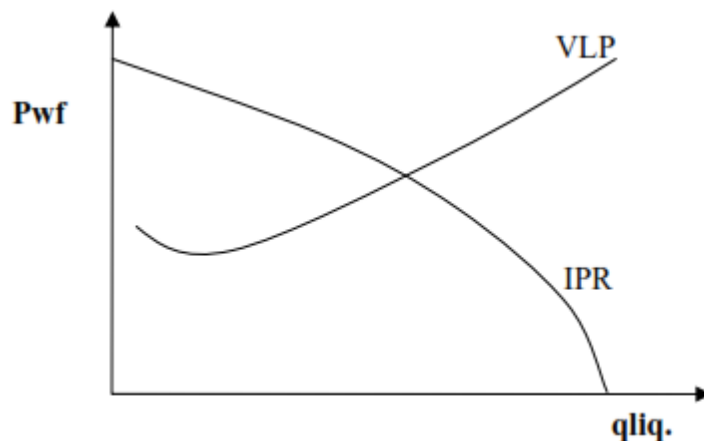


**Fuente:** Modificado de LEA, James, et al. Gas Well Deliquification. 2 ed. 2008.

En la curva de presión debido al líquido acumulado (*liquid holdup*), la presión va disminuyendo con el aumento del caudal debido a que a medida que aumenta el caudal, lo hace también la velocidad de flujo, al estar por encima de la velocidad crítica, cargará todo el líquido hasta la superficie y la columna hidrostática generada por el líquido acumulado irá desapareciendo, al igual que la presión ocasionada por esta columna de líquido.

**3.5.1 Curvas De Oferta Y Demanda De Energía En El Fondo Del Pozo: Curvas VLP/IPR.** La representación gráfica de la presión de llegada de los fluidos al nodo en función del caudal o tasa de producción se denomina Curva de Oferta de energía del yacimiento (Inflow Curve), y la representación gráfica de la presión requerida a la salida del nodo en función del caudal de producción se denomina Curva de Demanda de energía de la instalación (Outflow Curve). Si se elige el fondo del pozo como el nodo, la curva de oferta es la IPR (“Inflow Performance Relationships”) y la de demanda es la VLP (“Vertical Lift Performance”).

**Figura 19** IPR y OUTFLOW

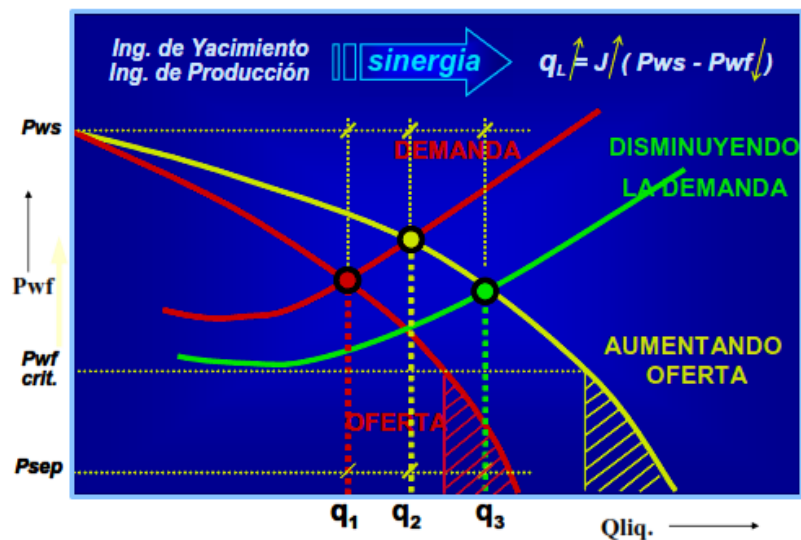


**Fuente:** MAGGIOLO Ricardo. Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal, Lima, 2009

**3.5.2 Optimización Del Sistema De Producción.** Una de las principales aplicaciones de los simuladores del proceso de producción es optimizar

globalmente el sistema lo cual consiste en eliminar o minimizar las restricciones al flujo tanto en superficie como en el subsuelo, para ello es necesario la realización de múltiples balances con diferentes valores de las variables más importantes que intervienen en el proceso, para luego, cuantificar el impacto que dicha variable tiene sobre la capacidad de producción del sistema<sup>3</sup>.

**Figura 20** Optimización del Sistema de Producción.



**Fuente:** Maggiolo Ricardo. Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal, Lima, 2009

La técnica puede usarse para optimizar la completación del pozo que aún no ha sido perforado, o en pozos que actualmente producen quizás en forma ineficiente. Para este análisis de sensibilidad la selección de la posición del nodo es importante ya que a pesar de que la misma no modifica la capacidad de producción del sistema.

<sup>3</sup> MAGGIOLO, op. cit., p.14

## **4 DISEÑO DE LA SARTA DE VELOCIDAD<sup>5</sup>**

Para diseñar la sarta de velocidad que reactivará la producción del pozo y saber durante cuánto tiempo se mantendrá dicha producción, se comparan dos curvas:

- La relación del comportamiento de afluencia del yacimiento (IPR), el cual describe al comportamiento de los fluidos entrando al pozo desde el yacimiento.
- La característica del comportamiento de la presión en la tubería (curva J), la cual describe el flujo de los fluidos a través de la tubería de producción.

### **4.1 COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA DEL YACIMIENTO**

La relación de la IPR muestra la relación que existe entre la presión de fondo fluyendo y el gasto de fluidos que entra al pozo proveniente del yacimiento. Como se muestra en la figura 21. Se debe tener en cuenta que la IPR es determinada por las propiedades del yacimiento, especialmente por la presión de yacimiento, y es independiente de la curva de comportamiento de la tubería.

### **4.2 COMPORTAMIENTO DE LA TUBERÍA**

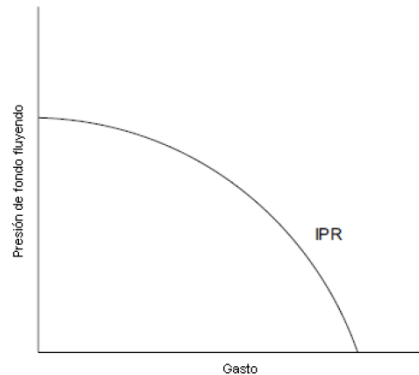
Como se muestra en la figura 22, la curva de comportamiento en la tubería describe el desempeño de un tamaño de tubería específico, diámetro elegido, profundidad y condiciones en la cabeza del pozo. Por lo tanto, está es diferente para cada diseño de sarta de velocidad.

---

<sup>5</sup> RAO, Bharat. Designing coiled tubing velocity strings.1999.

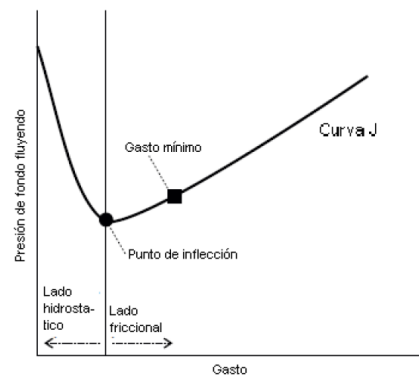
Esta curva muestra la relación entre la presión del fondo fluyendo y el gasto de fluido a través del pozo, es llamada “curva J” por su forma.

**Figura 21** Relación de comportamiento IPR



**Fuente:** RAO, Bharat. Designing coiled tubing velocity strings.

**Figura 22.** Curva de comportamiento en la tubería.



**Fuente:** RAO, Bharat. Designing coiled tubing velocity strings.

La curva J es dividida en dos partes por el punto de inflexión (carga), donde la pendiente se hace cero. A la izquierda está la contribución debida a la presión hidrostática y a la derecha la contribución por fricción en la tubería. El gasto mínimo correspondiente a la velocidad mínima (determinada por la regla de campo o la correlación de Turner et al.) también aparece en la curva J.

Existe una gran cantidad de modelos multifásicos disponibles para obtener la curva de comportamiento en la tubería, para pozos de gas y pozos de aceite, éstos modelos aplican para diferentes rangos de condiciones, por eso es necesario seleccionar el que se ajuste de manera más adecuada a las condiciones presentes en el pozo.

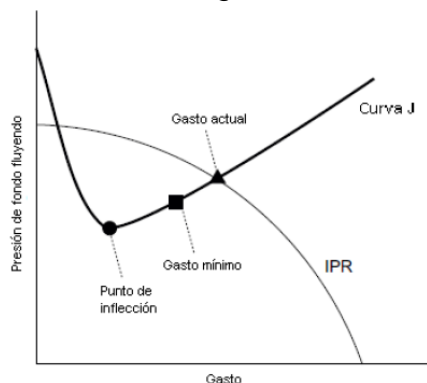
### 4.3 EVALUACIÓN Y DISEÑO

Un pozo en el cual se utiliza sarta de velocidad fluye al gasto donde se intercepta la curva J con la IPR. Se compara este punto de intersección con el gasto de gas mínimo en la curva J para ver cuál de las tres posibles situaciones se presentará.

- El pozo fluiría sin presentar líquidos.
- El pozo fluiría cargando líquidos y posteriormente dejará de producir.
- El pozo no fluiría.

Si el punto de intersección está a la derecha del gasto mínimo, el pozo fluiría más rápido que este gasto y no se presentará carga de líquido.

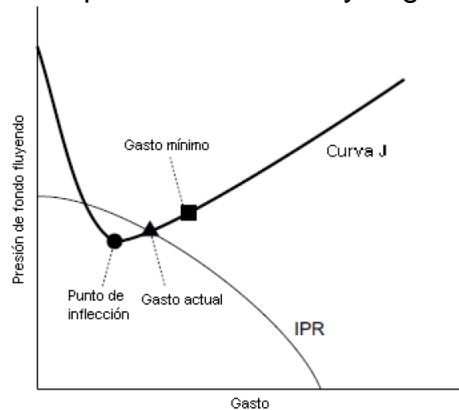
**Figura 23** Intersección a la derecha del gasto mínimo.



**Fuente:** RAO, Bharat. Designing coiled tubing velocity strings.

Si el punto de intersección está entre el punto de inflexión y el gasto mínimo de gas, el pozo fluiría cargando líquido y eventualmente se matará.

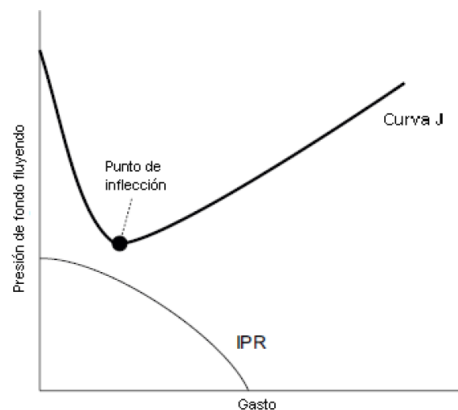
**Figura 24** Intersección entre el punto de inflexión y el gasto mínimo.



**Fuente:** RAO, Bharat. Designing coiled tubing velocity strings.

Si la IPR y la curva J no se interceptan, la presión de fondo fluyendo es demasiado baja para que exista flujo a través de la tubería, por lo tanto, se considera otro diseño de sarta de velocidad.

**Figura 25** Curva IPR y Curva J sin intersección

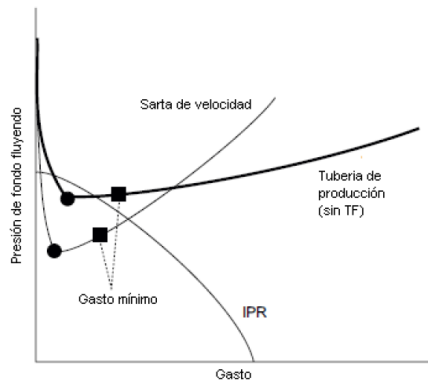


**Fuente:** RAO, Bharat. Designing coiled tubing velocity strings.

#### 4.4 COMPARACIÓN DE DISEÑO

Es importante hacer una evaluación del comportamiento de flujo a través del sistema de producción produciendo por sí mismo, esto es para justificar la instalación de una sarta de velocidad. Se evalúa la tubería de producción existente, sin sarta de velocidad, obteniendo su curva J y se compara con la IPR. Si se presenta una acumulación de líquido, se debe instalar la sarta de velocidad adecuada antes que se mate el pozo.

**Figura 26** Comparación de la IPR con las curvas J para la tubería de producción con y sin sarta de velocidad.



**Fuente:** RAO, Bharat. Designing coiled tubing velocity strings.

Como la presión de yacimiento seguirá cayendo, es importante asegurarse de que la sarta de velocidad diseñada mantenga el pozo produciendo el tiempo suficiente para recuperar la inversión de la instalación. Para observar el desempeño futuro de la sarta de velocidad, se debe crear la IPR correspondiente a la presión de yacimiento futura y compararla con la curva J de la sarta de velocidad. Asegurándose de que el punto de intersección entre la IPR y la curva J estará a la derecha del gasto mínimo. A menudo se utiliza un simulador hidráulico de fondo de pozo para estimar el comportamiento de la sarta de velocidad dentro de un rango de condiciones de operaciones esperadas. Esta simulación ayuda a diseñar una sarta de velocidad que incremente la producción del pozo.

## **5. GENERALIDADES DEL CAMPO CUSIANA**

El campo Cusiana es perteneciente a la cuenca Productora más grande del país la de los Llanos Orientales, a continuación, se hará una breve descripción de la cuenca y el campo en cuanto a su estratigrafía y localización.

### **5.1 LOCALIZACIÓN DE LA CUENCA**

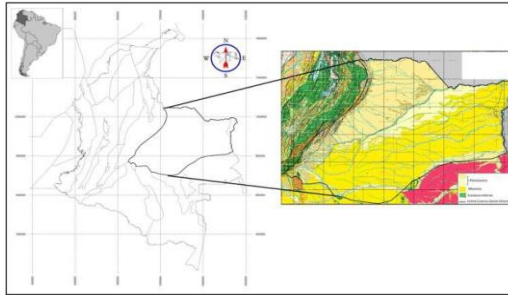
Según la ANH<sup>6</sup> La cuenca Llanos Orientales está localizada en el noreste de Colombia. Es una depresión topográfica plana, de orientación suroeste - noreste, con alturas que oscilan entre 200 y 500 metros, que se desarrolló en el flanco occidental del Escudo de Guyana. Cubre una extensión de 225.603 km. Sus límites geomorfológicos son la cuenca Apure - Barinas, al norte (de la cual se separa por el límite internacional de Colombia con Venezuela); la Serranía de La Macarena y el Arco del Vaupés, al sur; el sistema de fallas de Guaicáramo y la Cordillera Oriental, al oeste; y el Escudo de Guyana, al este. Está recubierta, en gran parte, por rocas del Terciario Superior y Cuaternario.

Desde el punto de vista hidrocarburífero, la cuenca Llanos Orientales ha sido dividida en tres sectores que muestran características geológicas propias: Arauca, Casanare y Meta. Estos coinciden aproximadamente con los límites políticos de los departamentos de Arauca, Casanare y Meta, respectivamente.

---

<sup>6</sup>ANH, Cuenca Llanos Orientales, Integración Geológica y Análisis de Núcleos. 2012

**Figura 27.** Localización Cuenca Llanos Orientales



**Fuente:** ANH, Cuenca Llanos Orientales, Integración Geológica y Análisis de Núcleos. 2012

## 5.2 MARCO GEOLOGICO

Se presenta la columna estratigráfica, descripción de formaciones geológicas y sistema petrolífero representado en la Cuenca de los Llanos Orientales.

**Figura 28** Columna estratigráfica Generalizada Cuenca Llanos Orientales

PERIODO	LITOESTRATIGRAFÍA	LITOLOGÍA	SISTEMA PETROLIFERO	
			ELEMENTOS	PROCESOS TRAMPAS MIGRACIÓN
NEÓGENO	Fm. NECESIDAD	[Litostratigraphic pattern]		
	Fm. GUAYABO	[Litostratigraphic pattern]		
	Fm. LEÓN	[Litostratigraphic pattern]	[S]	
PALEÓGENO	C1	[Litostratigraphic pattern]		
	C2	[Litostratigraphic pattern]		
	C3	[Litostratigraphic pattern]	[R]	
	C4	[Litostratigraphic pattern]	[R]	
	C5	[Litostratigraphic pattern]	[R]	
	C6	[Litostratigraphic pattern]	[R]	
	C7	[Litostratigraphic pattern]	[R]	
	C8	[Litostratigraphic pattern]	[R]	
	Fm. MIRADOR	[Litostratigraphic pattern]	[S]	
	Fm. LOS CUERVOS	[Litostratigraphic pattern]	[R]	
CRETÁCICO	Fm. BARICO	[Litostratigraphic pattern]	[R]	
	Fm. GUADALUPE	[Litostratigraphic pattern]	[R]	
	Fm. GACHETA	[Litostratigraphic pattern]	[S]	
	Fm. UNE	[Litostratigraphic pattern]	[R]	
JURÁSICO	BASAMENTO	[Litostratigraphic pattern]		

**Fuente:** ANH, Cuenca Llanos Orientales, Integración Geológica y Análisis de Núcleos. 2012

### 5.2.1 Litoestratigrafía de la cuenca de los Llanos Orientales<sup>6</sup>

**Formación Une** Litológicamente consiste, principalmente, de areniscas cuarzosas con intercalaciones menores de lutitas y de limolitas carbonosas. Su espesor aumenta, en general, hacia el Noroeste. Presenta valor de cero en el límite de erosión o no deposición en el oriente y sureste; de 50 a 350 pies, en promedio, en área del Meta; 300 a 600 pies en Arauca; y llega hasta 650 pies en el Piedemonte Llanero, con un valor máximo en los pozos Santa María-1, Casanare-1 y Tame1, cerca del frente de montaña. Es productora de aceite en el sector de los campos Apiay – Suria

**Formación Gachetá.** Representa la máxima transgresión del Cretáceo hacia el Oriente y Sureste, sobre el Escudo de Guyana. Esto implica que el límite de erosión o deposición oriental se localiza siempre más al este que los límites sedimentarios de las formaciones Une y Guadalupe. Está constituida por una secuencia de lutitas, de color gris a gris oscuro, con desarrollos menores de areniscas, con contenido variable de glauconita; presenta a veces pequeños niveles calcáreos. Esta formación se acuña o no está presente por erosión en el oriente y suroriente de la cuenca. El espesor aumenta hacia el noroccidente. Esta formación es productora en varios campos de la cuenca.

**Formación Guadalupe.** Consiste de una secuencia de areniscas masivas, con pequeñas intercalaciones de lutitas, a veces con pequeñas capas de carbón. Los datos palinológicos de algunos pozos indican una edad Campaniano. El espesor máximo observado en la cuenca Llanos Orientales se encuentra (600 pies), en el sector de Arauca, y al sur en, con más de 600 pies. En general, como las otras formaciones del Cretáceo, el espesor de esta formación aumenta hacia el piedemonte, pasando de cero en las cercanías del escudo guayanés, a más de 600 pies en el piedemonte. Esta formación es productora en la cuenca.

**Formaciones Barco y Los Cuervos.** Estas formaciones están ausentes en los sectores de Apiay – Ariari, en el sur, y Caño Limón, al norte, y están presentes únicamente en el borde occidental de la cuenca. En el sector de Casanare, los depósitos continentales de las formaciones Barco y Los Cuervos son areniscas masivas, pobremente clasificadas en la base, para la primera de ellas; suprayacidas por lutitas de color gris y gris verdoso, con intercalaciones locales de algunas capas delgadas de carbón y delgadas intercalaciones de areniscas en la Formación Los Cuervos. En el área de Arauca la Formación Barco consta de areniscas cuarzosas masivas de grano fino a grueso, con intercalaciones delgadas de lutitas. La secuencia sedimentaria de la Formación Los Cuervos corresponde a lutitas de color gris, intercaladas con areniscas de color parduzco, de grano muy fino a medio. Ambos contactos de estas rocas con las secuencias inferiores y superiores son discordantes. Los espesores de estas formaciones aumentan regular y rápidamente hacia el Occidente, y superan los 1.000 pies en los primeros corrimientos de la cordillera.

**Formación Mirador.** Hasta el presente, las areniscas de esta formación constituyen el reservorio más importante de la cuenca, las cuales poseen buenas propiedades petrofísicas. Se trata de un conjunto de areniscas masivas con diferentes granulometrías, generalmente grano-decrecientes de base a techo, compuestas por cuarzo, algunas veces feldespatos, materia orgánica leñosa y glauconita, hacia la parte superior de la secuencia.

Su límite basal coincide con una de las principales discordancias, mientras que el contacto superior con la Formación Carbonera es concordante en la mayor parte de los Llanos Orientales. Persisten aún problemas en su datación y existe la posibilidad de que la Formación Mirador, que aflora en la Cordillera Oriental y en los Andes de Mérida, no sea de la misma edad de la identificada en la cuenca de los Llanos Orientales. Esta formación se acuña hacia el sureste y este de la cuenca y su límite litológico, a veces es difícil de precisar, debido a que sin información bio-

estratigráfica se puede confundir con areniscas de la base de la Formación Carbonera. El espesor de la Formación Mirador aumenta hacia el Occidente.

**Formación Carbonera.** La Formación Carbonera es concordante con la con la Formación Mirador y la subyacente a la Formación León. Esta formación es del Eoceno Superior-Oligoceno. Se divide en ocho unidades o miembros informales denominados de techo a base C1 a C8, con un espesor aproximado de 720 metros. Las unidades de número impar son predominantemente arenosas, mientras las unidades pares son en su mayor parte litílicas. Esta formación es de influencia marina en donde hubo seis ciclos principales que señalan eventos de inundación durante la migración hacia el este del eje de subsidencia de la cuenca. Arcillas marinas se depositaron en el ciclo más bajo dando origen a esta formación.

**Formación León.** Representa la última invasión de los mares terciarios en la cuenca. Está compuesta por capas gruesas de lutitas grises en gran parte. Los máximos espesores observados se encuentran en los sectores de Chaparral-1 (más de 2.500 pies) y Arauca-1 (1.980 pies). En el sector suroeste de la cuenca, como ya se ha mencionado, este intervalo crono-estratigráfico se vuelve muy arenoso, por lo que es difícil diferenciarlo.

**Formación Guayabo.** Representa la última sedimentación de la cuenca. Es una secuencia espesa de más de 13.000 pies, en el piedemonte de la cordillera. Está constituido por una alternancia de arcillolitas de colores grises a pardo rojizos, muy solubles, y areniscas mal seleccionadas, finas a muy gruesas, a veces con niveles de conglomerados, ocasionalmente, hacia el tope presentan niveles carbonosos. Hacia la base tiene influencia marina y hacia el tope fluvial marino a continental.

En el sector de Arauca se tienen diferentes denominaciones para la secuencia de

---

<sup>6</sup> Ibid, p.48

rocas de la Formación Guayabo: Formación Isnotu, Formación Palmar y Formación Bejitoque, que fueron utilizadas en este sector por INTERCOL (Navas, 1985).

En la parte central de la cuenca, está representada por una sección de 2.000 a 8.000 pies, de arcillolitas varicoloreadas y areniscas masivas de grano grueso. En el área de Meta esta formación tiene mayor dominio continental. Regionalmente se adelgaza hacia el sur de la cuenca.

### **5.3 LOCALIZACIÓN CAMPO CUSIANA**

El Campo Cusiana se encuentra ubicado en el Departamento del Casanare en la Cuenca de la Cordillera Oriental a 240 Km al noroeste de Bogotá D.C. El Centro de Producción y Facilidades, se encuentra en el kilómetro 3 vía Tauramena.

Este municipio se localiza en la zona suroccidental del departamento, limitando al norte con Recetor y Aguazul. Se encuentra a 60 minutos por vía terrestre de la capital del departamento Yopal. Su altura sobre el nivel del mar varía entre 270 y 550 metros y tiene una extensión aproximada de 150 km<sup>2</sup>.

#### **5.3.1 Características Del Campo Cusiana**

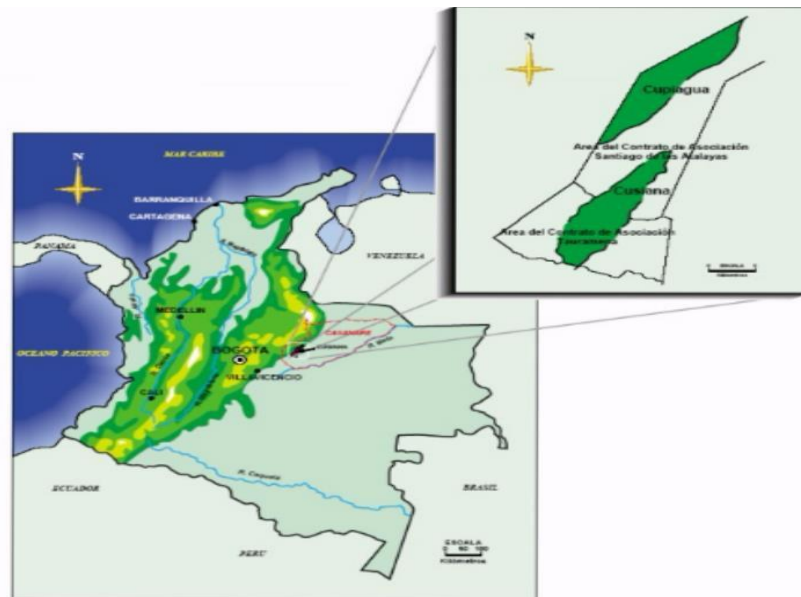
Localizado en la Cuenca de los Llanos Orientales, sobre el piedemonte de la cordillera Oriental. Produce de 3 Formaciones (Mirador, Barco, Guadalupe)

Fue descubierto en 1988 con el pozo Cusiana-1, "Este pozo probó la existencia de tasas de gas por encima de 6,1 MSCFGD y condensados en volúmenes mayores a 860 BOPD, provenientes del Eoceno Superior de la Formación Mirador."<sup>7</sup>

---

<sup>7</sup> CAZIER E. C. y HAYWARD A. B. Petroleum Geology of the Cusiana Field Llanos Basin Foothills, Colombia. En: The American Association of Petroleum Geologist. Paper AAPG Bulletin, V. 79, No 10 (October 1995), P.1444-1463.

**Figura 29.** Localización Campo Cusiana



**Fuente:** BP, Exploration Colombia

Según Darío Barrera<sup>8</sup>, en el libro de la ANH, describe en forma general los procesos del petróleo que se llevaron a cabo en esta cuenca y por ende en el campo Cusiana.

**Evidencia de hidrocarburo.** A través de cinco décadas de exploración en la cuenca, deja el descubrimiento de alrededor de 1.700 MBO, 2.0 TCFG y un total de 10 campos. Incluidos los grandes campos de Cusiana y Cupiagua, y el descubrimiento más grande de gas condensado, Gibraltar.

**Roca Fuente.** Dos secciones de condensado del Albiano y Turoniano, depositados durante eventos anóxicos a nivel mundial, fueron considerados la principal fuente. Adicionalmente, pero con menor importancia se cree que las rocas fuente estuvieron presentes en el Cretácico Inferior y Superior. Las formaciones correspondientes son Formación Gachetá, probablemente Formación Los Cuervos y Formación Carbonera C8.

---

<sup>8</sup> COLOMBIAN SEDIMENTARY BASINS. Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). 2007. P .71

**Roca Reservorio.** Las más importantes rocas reservorio fueron depositadas durante los tiempos Albiano y Cenomaniano, y unidades siliclasticas del Paleógeno con un rango amplio de propiedades petrofísicas: porosidades promedio entre 5-10% y permeabilidades en el orden de 4-100 mD. La roca reservorio corresponde a las Formaciones Guadalupe, Barco y Mirador.

**Migración.** El punto de generación o primer pulso, ocurrió durante el Cretácico Tardío, pero la mayoría de petróleo generado parece haberse perdido por la falta de trampas estructurales en ese momento. Un segundo pulso ocurrió desde el Mioceno a tiempos recientes, y es el responsable del llenado de las trampas gigantes en ambas estribaciones de la cuenca.

**Roca Sello.** Los sellos de las areniscas del Paleógeno consisten de lutitas interestratificadas. El sello regional de los reservorios del Cretácico son arcillas gruesas de origen marino, este sello corresponde a la base de la Formación Carbonera C8.

**Trampa.** Las principales características estructurales son basamentos rodeado por fallas inversas, resultantes de la inversión de fallas normales preexistentes, relacionando las fallas se presentan las contracciones por pliegues y estructuras dúplex.

**5.3.2 Producción Campo Cusiana.** En la Tabla 4, se describen de forma general las características del campo Cusiana.

**Tabla 4** Información las Características del Campo Cusiana

<b>Formaciones</b>	Mirador - Barco - Guadalupe		
<b>°API</b>	Mayor a 34 °API		
<b>Bajo Contenido</b>	Vanadio	Níquel	Azufre
<b>Temperatura de Yacimiento</b>	260°F – Formación Mirador 272°F – Formación Barco/Guadalupe		
<b>Presión</b>	5960 psia		
<b>Comportamiento</b>	Condensado Retrogrado		

**Fuente:** CAMPETROL. Cámara Colombiana de Servicios Petroleros. La producción de distintos tipos de crudo en Colombia 2009.

Producción y pozos

**Tabla 5** Información pozos Campo Cusiana al año 2012

<b>Campo Cusiana</b>	
Total de pozos	79
Pozos productores	34
Inyectores de gas	20
Pozos inyectores de agua	2
Pozos cerrados	22

**Fuente:** COLOMBIAN SEDIMENTARY BASINS. Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), 2012

**Tabla 6** Producción Fiscalizada del año 2009 – 2012

<b>FECHA</b>	<b>PRODUCCIÓN TOTAL DE GAS (MMPDC)</b>	<b>PRODUCCIÓN TOTAL DE PETRÓLEO (BPD)</b>
2009	11759,35	224797
2010	10000,97	184269
2011	10116,84	194411
2012	4809,11	90520

**Fuente:** MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Dirección de Hidrocarburos – Sistema de Información Energética.

## **6. METODOLOGIA PAR OPTIMIZAR UN POZO DE GAS CUANDO PRESENTA CARGA DE LIQUIDOS**

En los yacimientos de gas es muy común encontrar porciones de líquidos, ya sea generalmente agua o algunos componentes hidrocarburos condensados como consecuencia de la caída de presión una vez iniciada la etapa productiva del yacimiento. Para que el gas pueda ser llevado hasta la superficie desde el fondo del pozo debe cumplir con ciertos parámetros que permiten mantener una producción aceptada y satisfacer las expectativas con las cuales se inició el proyecto.

En algunos casos los parámetros deseados no son los obtenidos, esto se debe al comportamiento de los fluidos que se encuentran en el yacimiento, su composición y a la configuración del pozo, en conjunto con el sistema de producción y de levantamiento artificial escogido para obtener la producción conveniente satisfaciendo los intereses de la compañía productora.

Uno de los mayores problemas presentados en cuanto a relación con parámetros es la acumulación de líquidos en el fondo del pozo, que como ya se mencionó con anterioridad puede ser agua o condensado de los componentes pesados de los hidrocarburos, esta acumulación es debida a una baja velocidad del gas insuficiente para arrastrar las partículas de líquido suspendidas en él.

En los yacimientos de gas maduros o con una temprana problemática asociada a la irrupción de líquidos es frecuente encontrar una la restricción total o parcial de la producción, causada por la formación de un tapón de líquido por la velocidad del gas por debajo de las condiciones críticas requeridas para evitar dicha acumulación, este tapón de líquido se conoce como “carga de líquido” y aumenta la presión dinámica del fondo del pozo de forma progresiva hasta restringir el ingreso de los fluidos del yacimiento al pozo.

Debido a la importancia que están tomando actualmente los proyectos de optimización y a la maximización de la producción y recursos respectivamente en yacimientos de gas y condensados maduros, se ha profundizado en el estudio de distintas alternativas que permitan contrarrestar de manera eficiente las consecuencias implícitas en la acumulación de los líquidos en el fondo de un pozo productivo, ya que por presentarse un cambio en la presión y temperatura, el gas presente puede llegar a formar precipitados que afectaran de manera más severa la vida útil de pozo.

La carga de líquidos en el fondo de un pozo puede diagnosticarse, valga la analogía, como una enfermedad común presente en el organismo humano, ya que presenta algunos síntomas que permitirán una rápida actuación por parte del personal encargado de mantener la producción mínima requerida para hacer del proyecto rentable.

Los síntomas o parámetros de reconocimiento de un pozo cargado de líquido son:

- Picos abruptos o cambios con tendencia hacia abajo, en una curva típica de declinación de producción.
- Presencia de baches o tapones de líquidos fluyendo irregularmente en la superficie del pozo.
- Incremento en la diferencia de presiones en el tiempo, entre la presión de tubería y la presión del revestidor ( $P_c - P_t$ ), en el caso de pozos de gas completados sin empaques.
- Cambios de gradientes observados en un registro fluyente de presión.
- Ceses parciales de la producción de gas.
- Predicción de flujo inestable mediante análisis nodal

Teniendo en cuenta los puntos anteriores se hace uso del concepto de velocidad crítica, cuya comparación se hace mediante la aplicación de análisis nodal y la

comparación histórica en el comportamiento de la producción, el criterio utilizado como referencia es la velocidad mínima requerida en el fondo para transportar los líquidos desde el fondo a la superficie.

## **6.1 PROCESO PARA MANTENER LOS POZOS DE GAS SIN CARGA DE LÍQUIDOS**

Tener un pozo de gas descargado, esto es, sin carga de líquidos acumulándose en la tubería de producción es inevitable realizar un análisis Nodal para optimizar el sistema de producción.

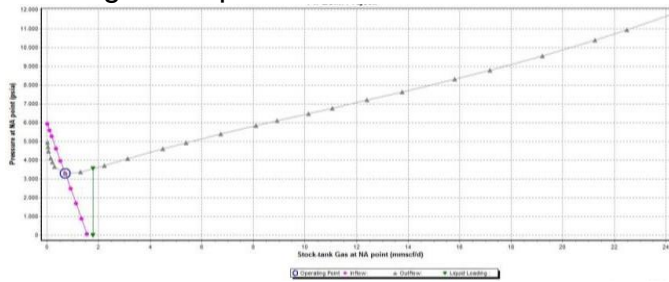
Sin embargo, esto no es siempre posible ya que dicho análisis está limitado a los diámetros de tubería que hay disponible en la industria, es entonces cuando se hace necesario el utilizar alguna tecnología para mantener a los pozos descargado y de esta forma evitar la carga de líquidos, nosotros en este proyecto usaremos la variación del diámetro (Velocity strings) para aumentar la velocidad del gas y mantener la producción por encima de la velocidad crítica. Para lograr esto, hemos desarrollado una metodología para determinar si un pozo puede presentar problemas de carga de líquidos y si este es el caso, entonces optimizar las líneas de flujo

En la figura 30 se puede apreciar las condiciones actuales del pozo 1, la cual presenta una carga de líquidos. Con la ayuda de la aplicación.

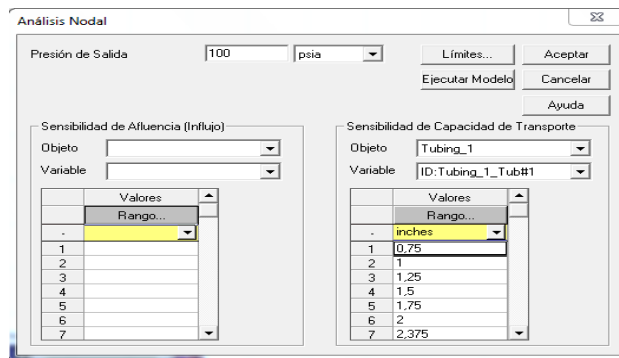
## **6.2 DETERMINACION DEL DIAMETRO ÓPTIMO DE LA TUBERIA**

En la Figura 31 se realiza nuevamente un análisis nodal especificando los nuevos diámetros a evaluar, se realiza con el fin de encontrar los diámetros a los cuales es posible producir por encima del caudal crítico, la determinación del diámetro adecuado se da de acuerdo al que presente mejor producción.

**Figura 30** Pozo con carga de líquidos

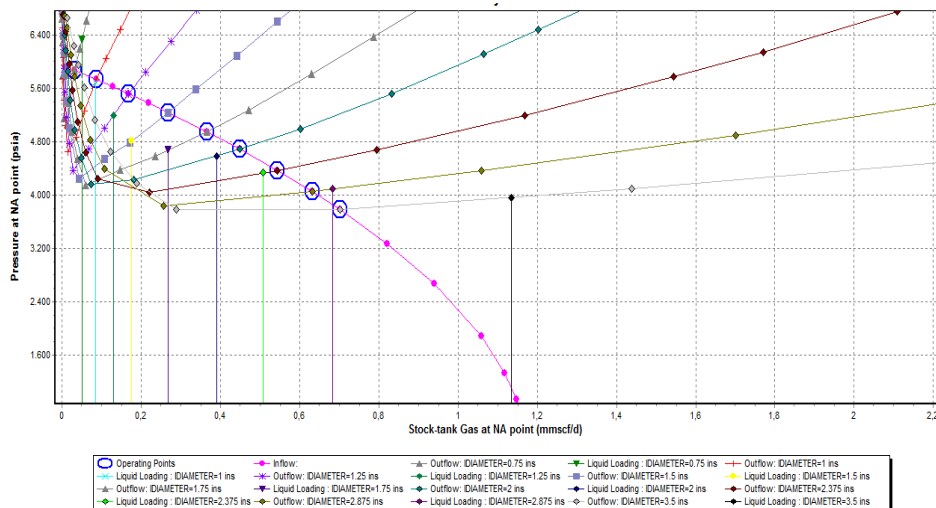


**Figura 31** Determinación de los Diámetros Óptimos

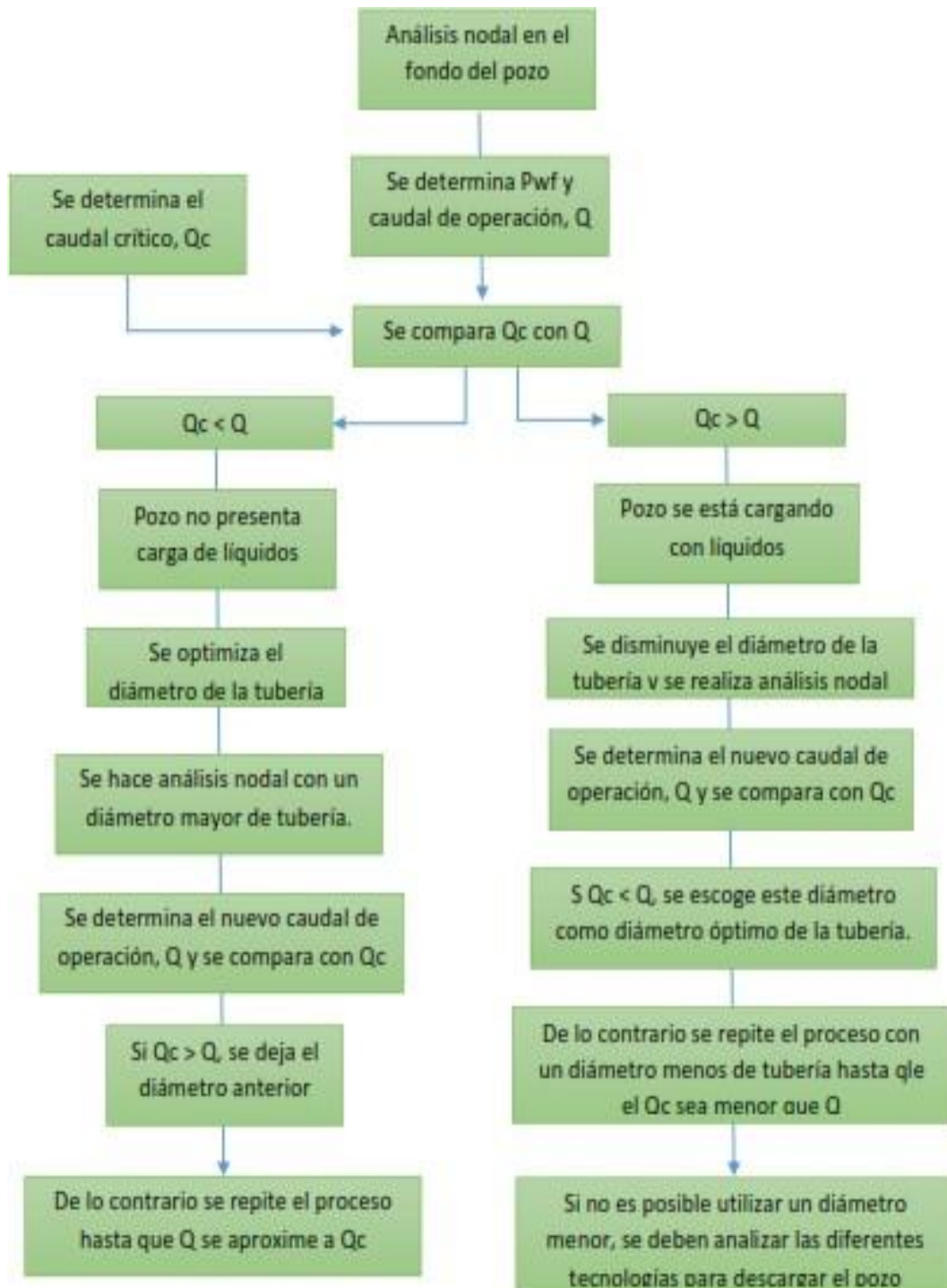


De acuerdo con lo anterior se procederá a graficar las respectivas curvas IPR y las de VLP con sus diferentes diámetros, se determinará como se dijo anteriormente el de mejor producción.

**Figura 32** Determinación de los Diámetros Óptimos



**Figura 33** Diagrama para mantener los pozos de gas sin carga de líquidos



**Fuente:** ESTÉVEZ GUEVARA. Daniel Yoobany, OLARTE CAMACHO. Luis Alexander. Evaluación de tecnologías y metodologías utilizadas para efectuar la deshidratación en pozos de gas shale. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2012. Modificado por autores.

## 6.3 DESARROLLO DE ANALISIS NODAL Y ANALISIS DE RESULTADOS

### 6.3.1 Características del fluido de los pozos

PVT Campo Cusiana:

Presión Inicial del Yacimiento: 5960 PSI

Presión de Burbuja: 5450 PSI - Formación Barco / Guadalupe  
4500 PSI - Formación Mirador

Temperatura Yacimiento: 260 °F - Formación Mirador  
272 °F - Formación Barco / Guadalupe

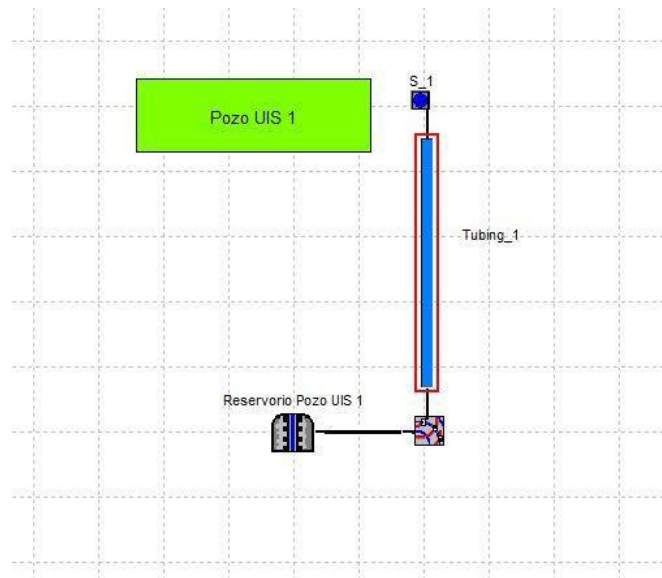
**Tabla 7** Características del Fluido

Características	Pozo UIS 1	Pozo UIS 2	Pozo UIS 3
Presión de Fondo (psi)	5350	4000	4800
Temperatura (°F)	253	257	262
Corte de Agua (%)	92.91	88.25	90
GOR (scf/STB)	9638	26671	31070
Gravedad específica Gas	0.78	0,8	0,85
Gravedad Específica Agua	1	1	1
API	47.7	43,4	35,4
Correlación de Flujo	Gray	Gray	Gray

**Fuente:** Modificado Por Autor.

**6.3.2. Análisis Nodal.** Para el desarrollo de esta parte del proyecto se necesita del uso de un software que nos permita realizar el análisis nodal de una forma correcta, en las figuras a continuación se ilustrará el proceso a llevar en dicho software de una manera detallada. Se describirá el procedimiento para un pozo y para los otros se encontrarán en el anexo.

**Figura 34** Configuración del Pozo UIS 1



**Figura 35** Reservorio Pozo UIS 1

Terminación Vertical - Reservorio Pozo UIS 1

Propiedades | Modelo de Fluido | General

Datos de Yacimiento

Presión Estática	5960	psia
Temperatura	253	F

Modelo IPR

Tipo de Modelo: BackPressure Equation

Válvula de Control de Flujo (VCF) Propiedades "VCF"

Constante C: 1.890e-007 mmscf/d/psi

Pendiente n: 1

Calcular/Graficar...

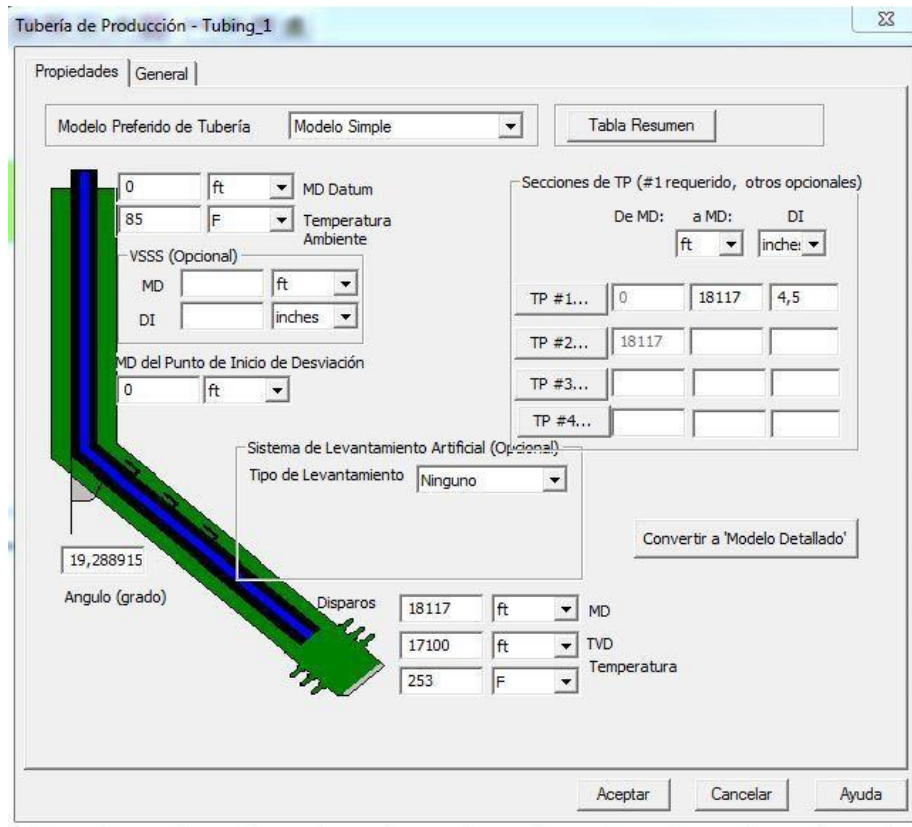
Aceptar Cancelar Ayuda

**Figura 36** Modelo de Fluido Pozo UIS 1

**Tabla 8** Datos Tubería de Producción

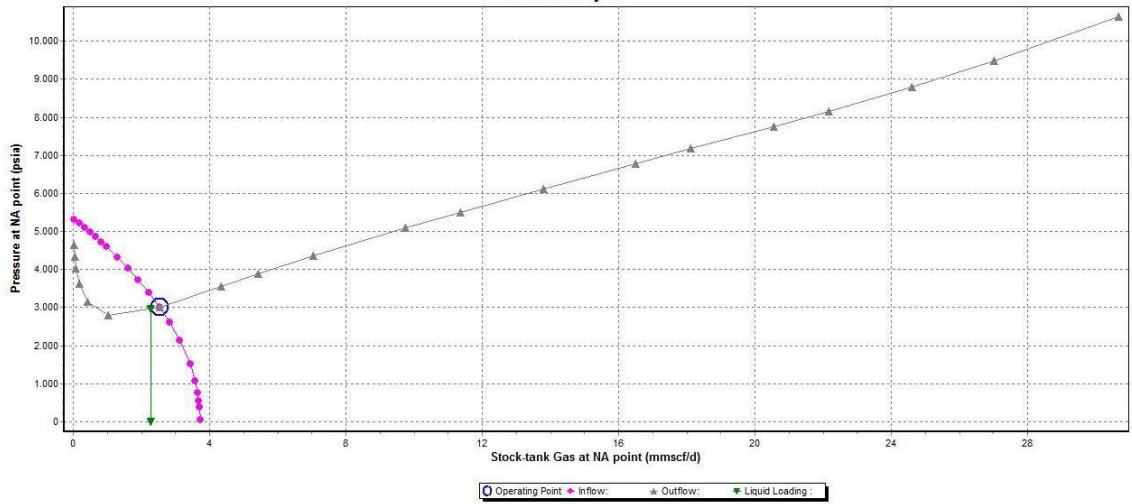
Datos	Pozo UIS 1	Pozo UIS 2	Pozo UIS 3
Temperatura Ambiente (°F)	85	85	85
MD (ft)	18117	15773	16782
TVD (ft)	17100	14453	15805
MD 1 (ft)	18117	15773	14888
ID 1 (in)	4.5	4.5	4.5
MD 2 (ft)	-	-	16782
ID 2 (ft)	-	-	7

**Figura 37** Tubería de Producción Pozo UIS 1

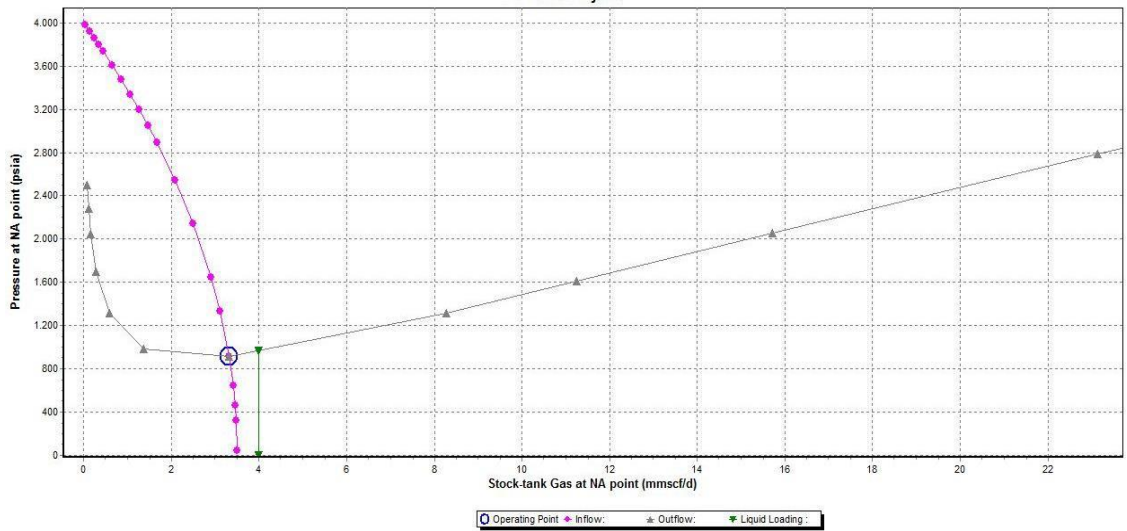


A continuación, en la Figura 38 se puede apreciar la curva de oferta y demanda del Pozo UIS 1, se observa que está produciendo por encima del caudal crítico, lo cual quiere decir que el pozo esta sin riesgo de carga de líquidos, todavía no es necesaria la intervención con Velocity Strings para su correcta operación, pero se aprecia que está muy cerca de alcanzar ese caudal crítico y sería correcto hacer una predicción usando Velocity Strings para así extender la vida productiva del pozo. En las Figuras 39 y Figura 40 se observa la curva de oferta y demanda de los pozos UIS 2 y UIS 3 en la cual la producción de los pozos ya se encuentra por debajo del caudal crítico y es necesaria la intervención para optimizar la producción y evitar la carga de líquidos.

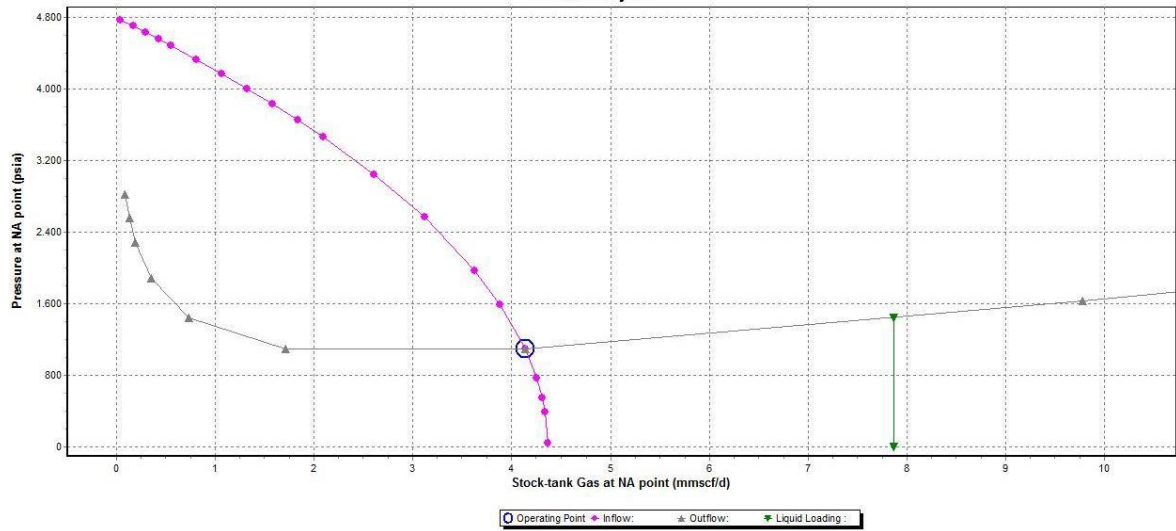
**Figura 38** Curva de Oferta y Demanda Pozo UIS 1



**Figura 39** Curva Oferta y Demanda Pozo UIS 2



**Figura 40** Curva Oferta y Demanda Pozo UIS 3



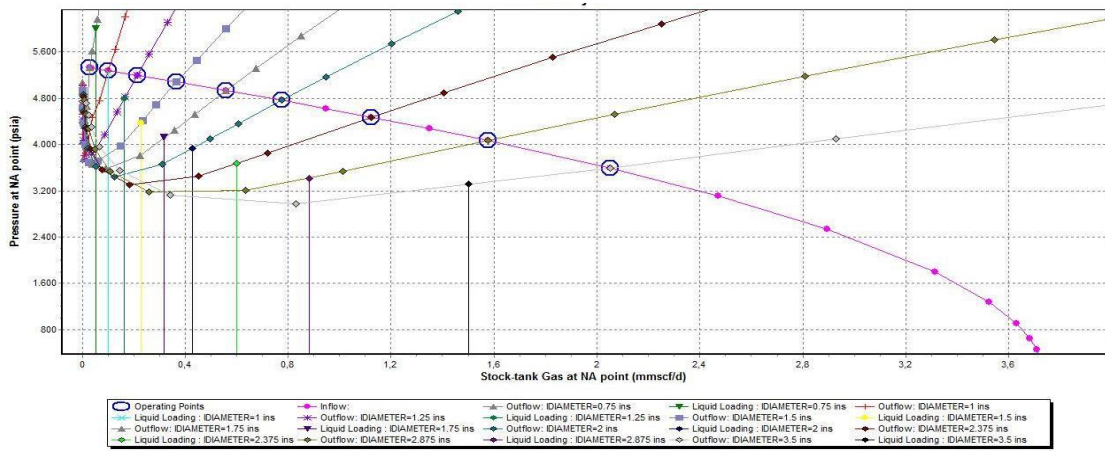
En la tabla 9 se aprecia la comparación entre el Caudal de producción actual y el caudal crítico para cada uno de los pozos usados, obtenidos de acuerdo al análisis nodal realizado.

**Tabla 9** Comparación de Caudales a condición de tubería actual.

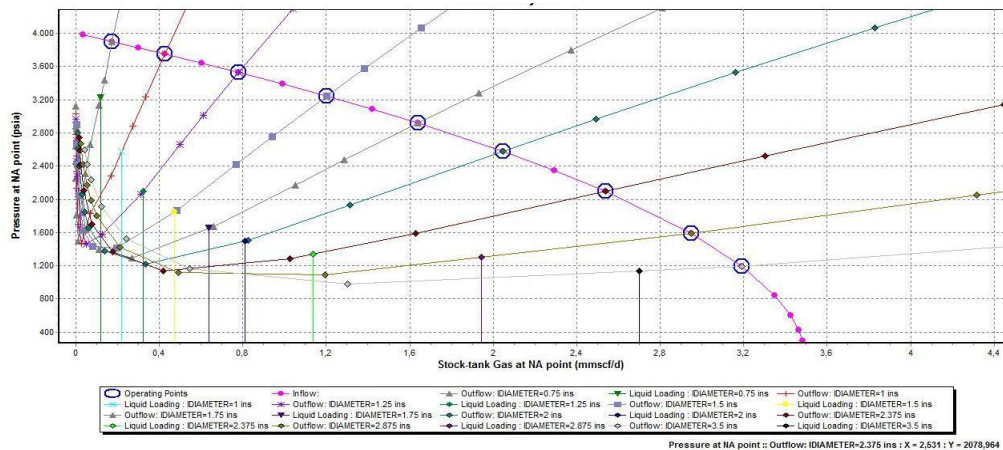
Pozo	Caudal Critico (MMSCF/d)	Caudal de Operación (MMSCF/d)
UIS 1	2,21	2,55
UIS 2	4,00	3,32
UIS 3	7,85	4,05

**6.3.3. Diseño de la mejor opción de Velocity Strings para su optimización mediante análisis nodal.** En esta parte la condición de flujo es tubular y se establecerán las sensibilidades para 9 diámetros de Velocity Strings diferentes, para cada uno de los pozos objeto y así determinar la mejor opción mediante análisis nodal, y se determinará la respectiva curva de oferta y la de demanda para cada diámetro disponible mediante la ayuda del software usado.

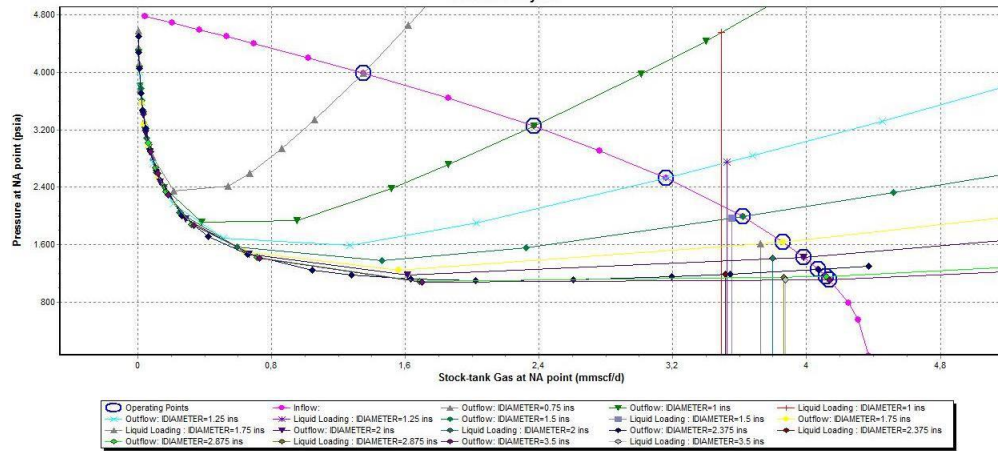
**Figura 41** Curva Oferta y Demanda Con las Sensibilidades Pozo UIS 1.



**Figura 42** Curva Oferta y Demanda Con las Sensibilidades Pozo UIS 2.



**Figura 43** Curva Oferta y Demanda Con las Sensibilidades Pozo UIS 3.



### 6.4 ANALISIS DE RESULTADOS

A continuación, en las Tabla 10, Tabla 11 y Tabla 12 se presentan los resultados obtenidos de las sensibilizaciones se muestra el caudal de producción y se comparan con el caudal crítico para cada una de los diámetros de la tubería, y para cada uno de los pozos objetos de estudio, la producción reportada se encuentra a condiciones estándar en cabeza de pozo.

**Tabla 10** Resultados Pozo UIS 1.

Diámetros Velocity Strings (In)	Caudal Critico (MMSCF/D)	Caudal Producción (MMSCF/D)
0,75	0,06	0,03
1	0,1	0,1
1,25	0,16	0,22
1,5	0,23	0,37
1,75	0,32	0,56
2	0,43	0,77
2,375	0,6	1,13
2,875	0,88	1,57
3,5	1,50	2,05

**Tabla 11** Resultados Pozo UIS 2.

<b>Diámetros Velocity Strings (In)</b>	<b>Caudal Critico (MMSCF/D)</b>	<b>Caudal Producción (MMSCF/D)</b>
0,75	0,12	0,17
1	0,22	0,43
1,25	0,32	0,78
1,5	0,47	1,21
1,75	0,64	1,64
2	0,8	2,05
2,375	1,15	2,53
2,875	1,94	2,95
3,5	2,70	3,19

**Tabla 12** Resultados Pozo UIS 3.

<b>Diámetros Velocity Strings (In)</b>	<b>Caudal Critico (MMSCF/D)</b>	<b>Caudal Producción (MMSCF/D)</b>
0,75	N/A	1,35
1	3,50	2,37
1,25	3,53	3,16
1,5	3,55	3,62
1,75	3,72	3,86
2	3,80	3,98
2,375	3,51	4,10
2,875	3,86	4,12
3,5	3,87	4,14

Finalmente tenemos que para la adecuación óptima para cada pozo tenemos que

- Pozo UIS 1 el mejor diseño sería con diámetro de tubería de  $2 \frac{7}{8}$  " (2.875), la cual su caudal de producción (1,57 MMSCF/D) está por encima del caudal crítico (0,88 MMSCF/D), no restringe tanto la producción y además el diámetro permite hacer alguna operación al pozo como pesca.
- Pozo UIS 2 se tiene como diámetro más óptimo para el diseño el de  $2 \frac{3}{8}$  " (2.375), el cual presenta todas las condiciones necesarias para mantener el pozo sin carga de líquidos ya que su caudal de producción es de 2,53 MMSCF/D es mucho mayor a su caudal crítico 1,15 MMSCF/D; aunque su diámetro es más pequeño tiene un mayor rango de operación entre los caudales mencionados que las demás tuberías
- Pozo UIS 3 su mejor diámetro para diseño por lo descrito anteriormente en el pozo UIS 2 es el de tubería de  $2 \frac{3}{8}$  " (2.375), su caudal de producción es de 4,10 MMSCF/D y su caudal crítico es de 3,51 MMSCF/D.

## 7. ANALISIS FINANCIERO DEL PROYECTO

### 7.1 CRITERIOS DE INVERSIÓN

**7.1.1 Valor presente neto (VPN):** También conocido como valor actual neto, es uno de los criterios económicos más utilizados en el análisis inversiones. Muestra los beneficios económicos obtenidos durante la ejecución del proyecto después de cubrir la totalidad de la inversión inicial y obtenida las ganancias requeridas de la inversión.

Teniendo en cuenta el VPN, se estudian algunos criterios de aceptación o rechazo del proyecto, esta decisión es tomada según el valor arrojado por el cálculo del VPN.

- Si  $VPN > 0$ . El proyecto es aceptable.
- Si  $VPN = 0$ . El proyecto es indiferente.
- Si  $VPN < 0$ . El proyecto se debe rechazar.

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Considera el valor del dinero en el tiempo.</li><li>▪ Constituye el mejor criterio de optimización.</li><li>▪ Permite evaluar un proyecto.</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Se necesita conocer la tasa para la evaluación del proyecto.</li><li>▪ Un error en la determinación de la tasa de descuento repercute en la evaluación de manera muy notable.</li><li>▪ Una variación en la tasa de descuento cambiara la jerarquización del proyecto evaluado</li></ul>

El VPN se determina por medio de la siguiente ecuación:

$$VPN = I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FC}{(1+i)^n}$$

Dónde:

$I_0$  = Inversión inicial.

FC = Flujo de caja anual.

$i$  = Tasa de descuento mínimo.

$n$  = Periodo actual de análisis.

**7.1.2 Tasa interna de retorno (TIR):** Constituye la tasa de interés a la cual se debe descontar los flujos de efectivos generados por el proyecto a través de su vida económica para que estos se igualen con la inversión.

Si la TIR es mayor o igual a la tasa de corte, el proyecto es viable, por el contrario, si la TIR es menor que la tasa de corte, el proyecto de debe rechazar.

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Permite jerarquizar lo proyectos de inversión conforme a la tasa de rendimiento.</li> <li>▪ Considera el valor del dinero en el tiempo.</li> <li>▪ No requiere conocimiento de la tasa de descuento para el cálculo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Se requieren cálculos tediosos cuando los flujos de dinero no son uniformes.</li> <li>▪ Favorece proyectos de bajo valor.</li> <li>▪ Conduce a conclusiones erróneas cuando los flujos del proyecto cambian de signo durante el tiempo de ejecución.</li> </ul>

La TIR se determina:

$$TIR = T_1 + (T_2 - T_1) \left( \frac{VPN_1}{VPN_1 - VPN_2} \right)$$

Donde:

$T_1$  = Tasa que genera  $VPN_1$ , Positivo.

$T_2$  = Tasa que genera  $VPN_2$ , Negativo.

El proceso de cálculo de la TIR, es un proceso iterativo de prueba y error.

**7.1.3 Pay-Back:** Llamado también tiempo de re-pago, es el tiempo de ejecución del proyecto en el cual se ha recuperado el dinero invertido para llevarse a cabo dicho proyecto. Es decir, el tiempo en el cual los ingresos son iguales a los egresos. Este tiempo debe ser menor a 12 meses de lo contrario se debe hacer una evaluación de riesgos y plantear opciones que permitan estar dentro del intervalo deseado.

**7.1.4 Relación Beneficio/Costo (R-B/C):** Es una relación que se utiliza para determinar si los beneficios esperados constituyen un retorno aceptable sobre la inversión y los costos estimados. Se considera un proyecto atractivo cuando los beneficios derivados de su implementación exceden sus costos asociados.

Los beneficios son las ventajas experimentadas por el ejecutor del proyecto y los costos son los gastos anticipados por construcción, operación, mantenimiento, etc., menos cualquier otro valor de salvamento.

## **7.2 DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN:**

Una vez iniciada la producción esta se mantendrá constante durante un periodo de

tiempo, a partir del cual esta empezara a disminuir, esto es lo que se conoce como declinación de la producción, esta merma en la producción es representada mediante las curvas de declinación las cuales son usadas ampliamente en la industria petrolera para evaluar cada pozo de forma individual, estudiar comportamiento actual del campo y predecir el futuro del mismo.

**7.2.1 Declinación exponencial.** La forma lógica de graficar la producción es trazarla contra el tiempo, este método fue el primero que fue utilizado, durante un periodo de tiempo se observaba que la producción era estable, transcurrido este tiempo la misma no pudo ser sostenida por las fuerzas internas del pozo perdiendo este su capacidad regularmente, es entonces cuando la producción empezó a declinar mes a mes. Se utiliza como método de predicción la declinación exponencial, ya que presenta un comportamiento menos optimista cuando se compara la tendencia de la producción.

La ecuación utilizada para determinar la declinación que presento la producción de los pozos estudiados en el presente trabajo de grado fue.

$$q = q_o \exp(-bt)$$

A partir de la cual se obtiene que:

$$\frac{q}{q_o} = - \exp(-b) = 1 - d$$

Siendo  $1 - d$  la representación porcentual de la producción en un periodo de un año, la cual mes a mes puede analizarse con la expresión  $(1 - d_m)^{12}$ , 12 es el número de meses que conforman un año por la tanto,  $1 - d = (1 - d_m)^{12}$ .

El estudio de la declinación de la producción permite determinar la vida útil del

proyecto en ejecución y realizar la evaluación financiera del mismo.

Los datos con los cuales se determinó la declinación de la producción de los pozos que son caso de estudio en el presente trabajo de grado se incluirán como anexos.

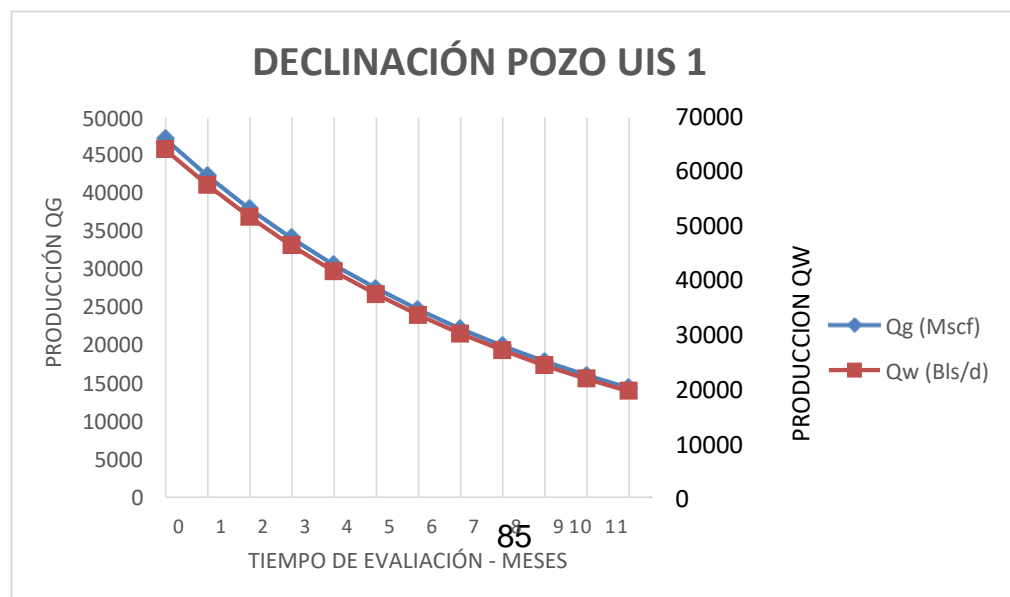
**Tabla 13** Declinación de la producción, Pozo UIS 1.

da	0,7255
dm	0,1021
bm	0,1077
t vida útil (meses)	29,4562
Producción acumulativa	10150,1502

Qg Limite económico	1,57
Qw Limite económico	2135

Declinación		
t (Mes)	Qg (Mscf/d)	Qw (Bl/d)
0	47100	64050
1	42288,90917	57508
2	37969,25348	51633
3	34090,83465	46359
4	30608,58196	41624
5	27482,0285	37372
6	24674,84091	33555
7	22154,39716	30127
8	19891,40742	27050
9	17859,57371	24287
10	16035,2843	21806
11	14397,3393	19579

**Figura 44** Declinación de la producción, Pozo UIS 1.



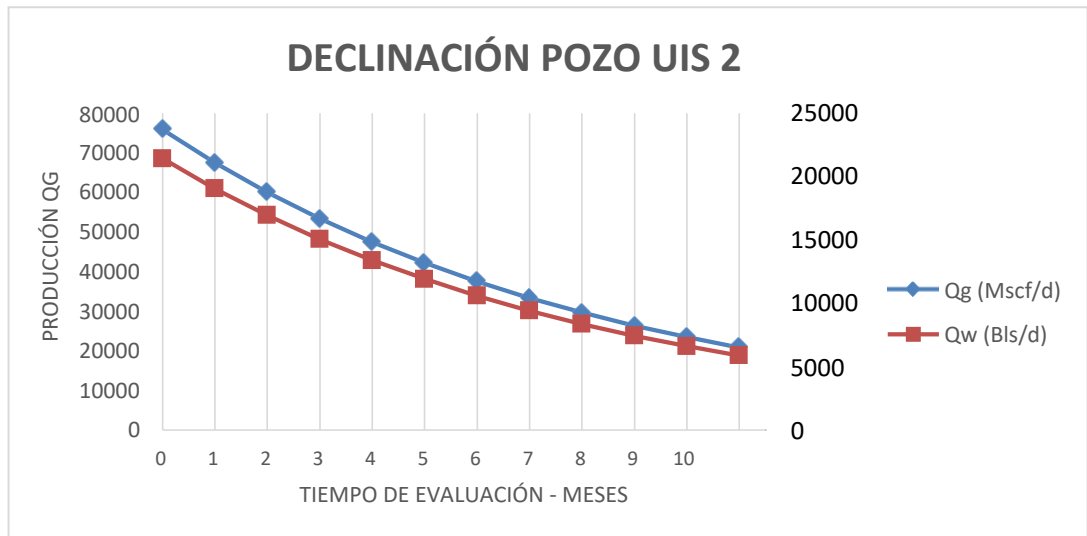
**Tabla 14** Declinación de la producción, Pozo UIS 2.

da	0,7557
dm	0,1108
bm	0,1174
t vida util (meses)	10,4420
Produccion acumulativa	1578,37025

Qg Limite economico	2,53
Qw Limite economico	714

Declinación		
t (Mes)	Qg (Mscf/d)	Qw (Bl/d)
0	75900	21420
1	67490,44448	19047
2	60012,64949	16936
3	53363,37798	15060
4	47450,83135	13391
5	42193,38206	11908
6	37518,44677	10588
7	33361,48417	9415
8	29665,10402	8372
9	26378,27478	7444
10	23455,6191	6619
11	20856,78734	5886

**Figura 45** Declinación de la producción, Pozo UIS 2.



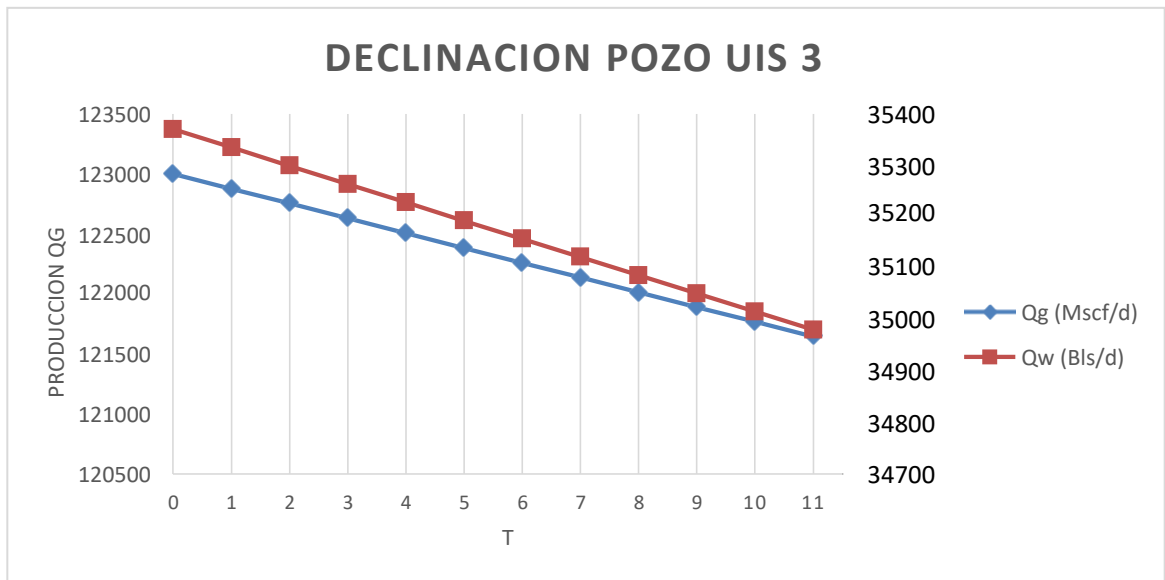
**Tabla 15** Declinación de la producción, Pozo UIS 3.

da	0,0120
dm	0,0010
bm	0,0010
t vida util (meses)	2387,4830
Produccion acumulativa	1249225,05

Qg Limite economico	4,1
Qw Limite economico	1179

Declinación		
t (Mes)	Qg (Mscf/d)	Qw (Bl/d)
0	123000	35370
1	122876,0768	35334,3645
2	122752,2784	35298,7649
3	122628,6048	35263,2012
4	122505,0558	35227,6734
5	122381,6312	35192,1813
6	122258,331	35156,7249
7	122135,1551	35121,3043
8	122012,1032	35085,9194
9	121889,1753	35050,5702
10	121766,3712	35015,2565
11	121643,6909	34979,9784

**Figura 46** Declinación de la producción, Pozo UIS 3.



### 7.3 ANÁLISIS FINANCIERO

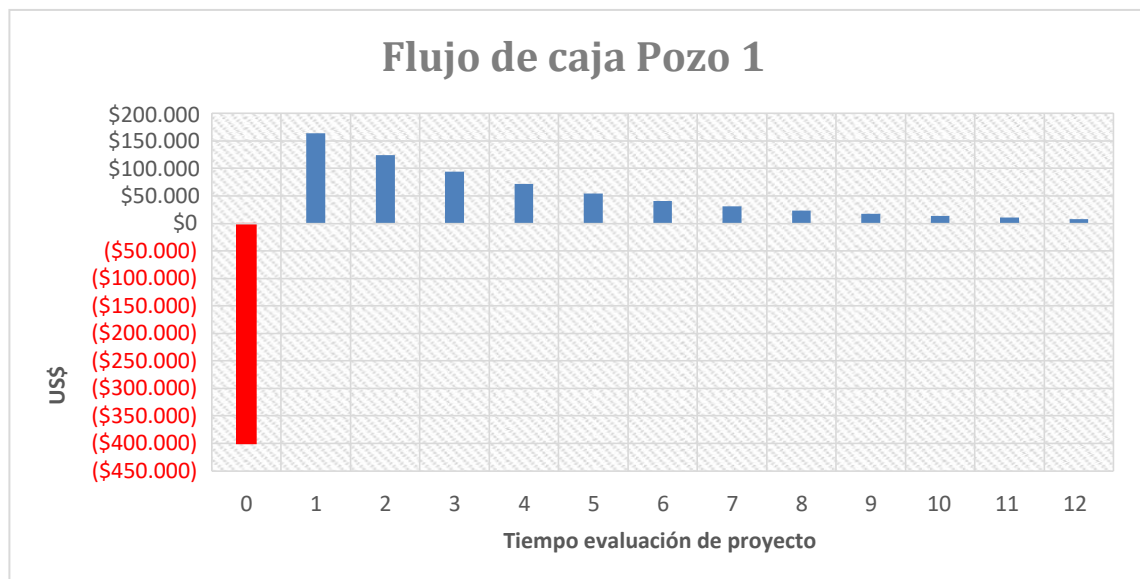
Tasa de operación Ecopetrol: 18.42%

Precio de gas en boca de pozo: US\$6 / Mscf

Costos de instalación y mantenimiento de Coiled Tubing: US\$400000

Para el análisis financiero no se tendrán en cuenta los barriles de aceite (STB) que se están produciendo porque además de ser muy pocos no son objeto de estudio en este proyecto, estos resultados se mostraran en el Anexo a manera de información. Se hace la proyección de un año (12 Meses) porque es un tiempo prudencial para evitar que el pozo entre a producir a un caudal crítico lo cual no sería rentable y además la aplicación de esta herramienta es económica y el pay-back se hace en corto plazo de tiempo.

**Figura 47** Flujo de Caja Pozo UIS 1.



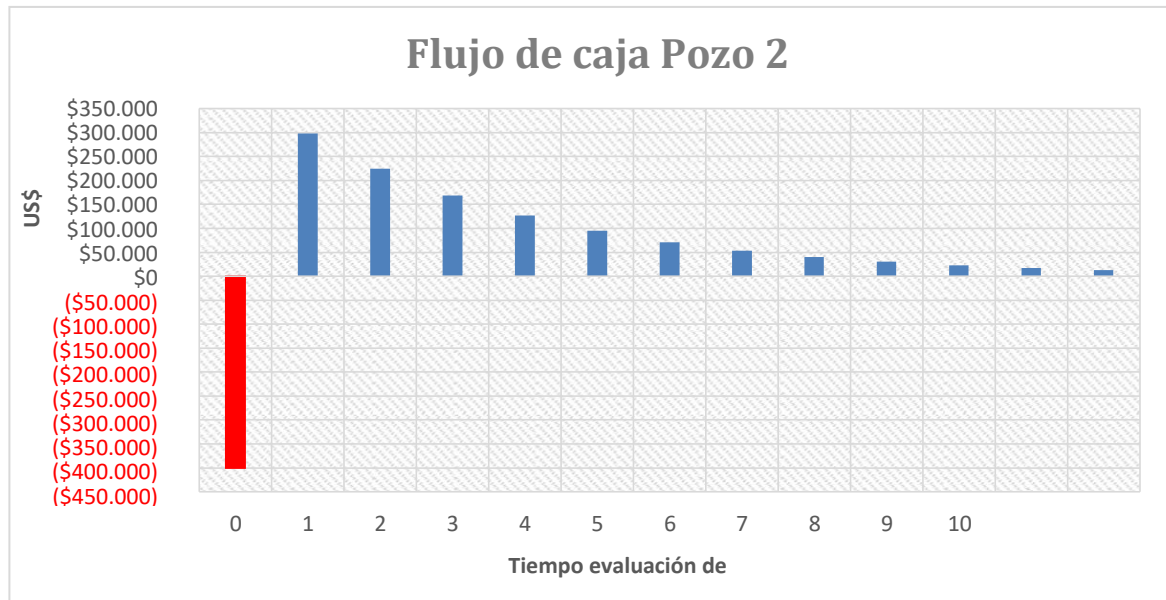
**Tabla 16** Análisis financiero Pozo UIS 1.

Precio del gas (US\$/Mscf)	6	Tasa de interés (%)	18,42%	Regalías (reg)	0,2	Trat. Agua (US\$/Bbl)	0,5
----------------------------	---	---------------------	--------	----------------	-----	-----------------------	-----

Periodo (Mes)	Qg (Mscf/d)	Qg - Reg (Mscf/d)	Venta gas (US\$)	Qw (Bls/d)	Costo Tratamiento de Agua (U\$)	Flujo (US\$)	Valor presente
0						-400000	<b>-\$400.000</b>
1	1570	1256	226080	2135	32025	194055	\$163.870,12
2	1409,630306	1127,704245	202986,764	1916,917645	28753,7647	174232,9994	\$124.245,39
3	1265,641783	1012,513426	182252,4167	1721,111596	25816,6739	156435,7428	\$94.202,15
4	1136,361155	909,088924	163636,0063	1545,306411	23179,5962	140456,4101	\$71.423,53
5	1020,286065	816,2288521	146921,1934	1387,459076	20811,8861	126109,3072	\$54.152,92
6	916,0676166	732,8540933	131913,7368	1245,735262	18686,0289	113227,7079	\$41.058,43
7	822,4946971	657,9957577	118439,2364	1118,488012	16777,3202	101661,9162	\$31.130,27
8	738,4799053	590,7839243	106341,1064	1004,238597	15063,579	91277,52741	\$23.602,79
9	663,0469139	530,4375311	95478,7556	901,6593383	13524,8901	81953,86552	\$17.895,50
10	595,3191235	476,2552988	85725,95379	809,5581712	12143,3726	73582,58122	\$13.568,27
11	534,5094765	427,6075812	76969,36462	726,8647977	10902,972	66066,39265	\$10.287,38
12	479,9113101	383,9290481	69107,22865	652,6182465	9789,2737	59317,95495	\$7.799,84
						VPN	\$253.237
						TIR	38,021%
						R - B/C	1,63
						Pay Back (Días)	73,22872382

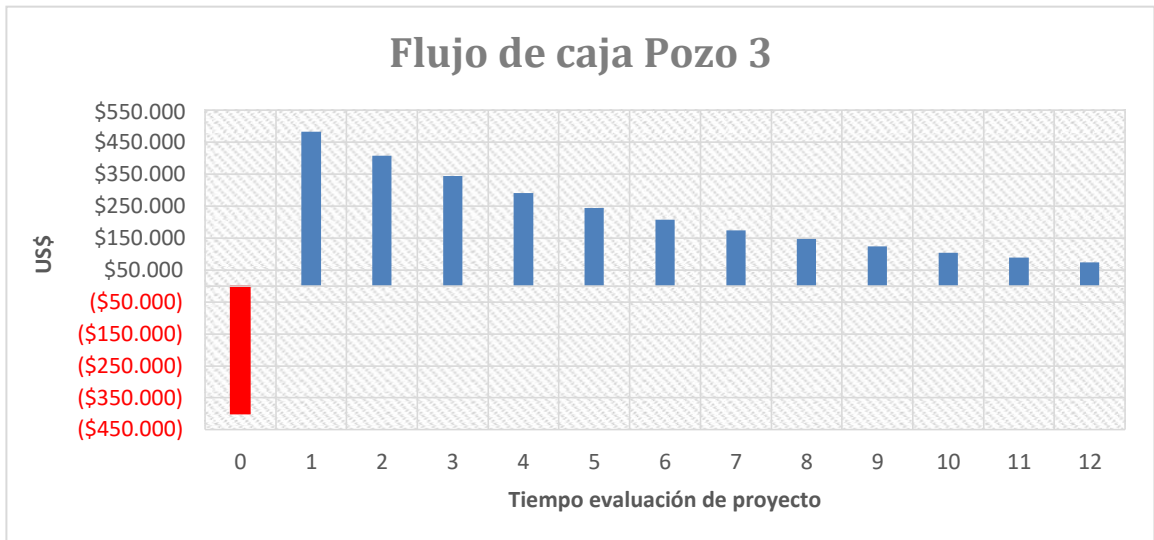
**Figura 48** Flujo de Caja Pozo UIS 2.



**Tabla 17** Análisis financiero Pozo UIS 2.

Precio del gas (US\$/Mscf)	6	Tasa de interés (%)	18,420%	Regalías (reg)	0,2	Trat. Agua (US\$/Bbl)	0,5
Periodo (Mes)	Qg (Mscf/d)	Qg - Reg (Mscf/d)	Venta gas (US\$)	Qw (Bls/d)	Costo trat. Agua (US\$)	Flujo (US\$)	Valor presente
0						-400000	-\$400.000
1	2530	2024	364320	714	10710	353610	\$298.606,65
2	2249,681483	1799,745186	323954,1335	634,890347	9523,35521	314430,7783	\$224.220,30
3	2000,42165	1600,33732	288060,7176	564,545873	8468,18809	279592,5295	\$168.364,45
4	1778,779266	1423,023413	256144,2143	501,995413	7529,931201	248614,2831	\$126.422,93
5	1581,694378	1265,355503	227763,9905	446,375409	6695,631142	221068,3593	\$94.929,52
6	1406,446069	1125,156855	202528,2339	396,917981	5953,769722	196574,4642	\$71.281,49
7	1250,614892	1000,491914	180088,5445	352,940329	5294,104939	174794,4395	\$53.524,45
8	1112,049472	889,6395779	160135,124	313,835306	4707,529585	155427,5944	\$40.190,89
9	988,8368008	791,0694406	142392,4993	279,063034	4185,945508	138206,5538	\$30.178,88
10	879,2758262	703,4206609	126615,719	248,143454	3722,151817	122893,5671	\$22.660,97
11	781,8539701	625,4831761	112586,9717	220,649697	3309,745462	109277,2262	\$17.015,87
12	695,2262446	556,1809957	100112,5792	196,202189	2943,032838	97169,54638	\$12.777,02
VPN							\$760.173
TIR							77,3003%
R - B/C							2,90
Pay Back (Días)							40,18664631

**Figura 49** Flujo de Caja Pozo UIS 3.



**Tabla 18** Análisis financiero Pozo UIS 3.

Precio del gas (US\$/Mscf)	6	Tasa de interés (%)	18,420%	Regalias (reg)	0,2	Trat. Agua (US\$/Bbl)	0,5
----------------------------	---	---------------------	---------	----------------	-----	-----------------------	-----

Periodo (Mes)	Qg (Mscf/d)	Qg - Reg (Mscf/d)	Venta gas (US\$)	Qw (Bls/d)	Costo trat. Agua (US\$)	Flujo (US\$)	Valor presente
0						-400000	-\$400.000
1	4100	3280	590400	1179	17685	572715	\$483.630,30
2	4095,869226	3276,695381	589805,1686	1177,812151	17667,1823	572137,9863	\$407.991,08
3	4091,742614	3273,394092	589210,9365	1176,625498	17649,3825	571561,554	\$344.181,75
4	4087,62016	3270,096128	588617,3031	1175,440041	17631,6006	570985,7024	\$290.352,12
5	4083,501859	3266,801487	588024,2677	1174,255779	17613,8367	570410,4311	\$244.941,39
6	4079,387708	3263,510166	587431,8299	1173,072709	17596,0906	569835,7393	\$206.632,84
7	4075,277701	3260,222161	586839,9889	1171,890832	17578,3625	569261,6265	\$174.315,70
8	4071,171835	3256,937468	586248,7443	1170,710145	17560,6522	568688,0921	\$147.052,93
9	4067,070106	3253,656085	585658,0953	1169,530648	17542,9597	568115,1355	\$124.054,02
10	4062,972509	3250,378007	585068,0413	1168,352339	17525,2851	567542,7563	\$104.652,12
11	4058,879041	3247,103233	584478,5819	1167,175217	17507,6283	566970,9537	\$88.284,65
12	4054,789697	3243,831758	583889,7164	1165,999281	17489,9892	566399,7272	\$74.477,03
VPN							\$2.290.566
TIR							143,0747%
R - B/C							6,73
Pay Back (Días)							24,81234122

**Tabla 19** Resumen Resultados Obtenidos

	VPN (U\$)	TIR (%)	R-B/C	PayBack (días)
POZO UIS 1	\$253.237	38,021%	1,63	73
POZO UIS 2	\$760.173	77,3003%	2,90	40
POZO UIS 3	\$2.290.566	143,0747%	6,73	25

Una vez realizada la evaluación del comportamiento de la producción y determinar la forma en que esta declina, se realizó un análisis financiero siguiendo la tendencia con la cual merma la producción y se determinó que los beneficios esperados al ejecutar la sarta de velocidad en cada uno de los pozos estudiados fueron positivos, debido a que los ingresos superan por diferencias muy altas el costo invertido inicialmente, por esta razón El Pay-Back (tiempo de recuperación) se alcanzó en un tiempo muy pequeño y la relación beneficio/costo es alta.

## 8 CONCLUSIONES

- Las sartas de velocidad aumentan la velocidad del fluido, para mantenerla por encima de la velocidad crítica y así aminorando el inconveniente de acumulación de fluidos en pozos de gas.
- Los modelos debieron ser aplicados mediante el uso de software, debido a la complejidad de los procedimientos de cálculo, resultan una aplicación adecuada para resolver los problemas de predicción del comportamiento del flujo multifásico en tuberías. La dependencia de estos modelos, sólo de las propiedades del sistema, les proporciona una versatilidad enorme, pero a la vez los limitan solo por la necesidad de datos precisos y congruentes para lograr la convergencia, y obtener buenos resultados.
- Conociendo correcta y detalladamente las propiedades del fluido en el yacimiento, se aplican de forma acertada la correlación que mejor se acomode al modelamiento que represente de manera más exacta el comportamiento del fluido que se tiene como caso de estudio.
- Teniendo en cuenta que para mantener el pozo libre de líquidos se debe mantener una velocidad de flujo por encima de la mínima requerida, es pertinente realizar chequeos periódicos y un seguimiento constante valiéndose de cualquier herramienta física o digital que garantice las condiciones adecuadas para mantener el pozo fluyendo.

## 9 RECOMENDACIONES

- Se recomienda evaluar otros casos respecto a la implementación de sartas de velocidad, adquiriendo la información necesaria para su ejecución, con el objetivo de determinar la correlación que más se ajuste para el desarrollo del proyecto.
- Se recomienda ajustar la sarta de velocidad en todos los pozos evaluados en un corto plazo, y complementar la herramienta con otros métodos para así mejorar su funcionalidad.
- Se recomienda llevar un estudio complementario, con el fin de determinar otros métodos para corregir la carga de líquidos en los pozos maduros.

## BIBLIOGRAFIA

AL\_ARNAOUT, Ibrahim. BROWN, George. GHANI, Juanih. La tubería flexible en todo su esplendor Oilfield Review Schlumberger. Primavera de 2009: 20 N° 4. [en línea] Disponible: [http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/spanish09/spr09/la\\_tuberia\\_flexible.pdf](http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish09/spr09/la_tuberia_flexible.pdf)

CARRION, Marcelo Gustavo. Tecnología de Dewatering. Ingeniería De Producción Loma La Lata [en línea] YPF. Informe. 2010. [consultado 13 diciembre 2015].

Disponible en: <http://oilproduction.net/files/Sartas%20de%20Velocidad-YPF.pdf>

COLOMBIAN SEDIMENTARY BASINS. Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). [en línea] 2007. Disponible en [http://www.anh.gov.co/Informacion-GeologicayGeofisica/Cuencassedimentarias/Documents/colombian\\_sedimentary\\_basins.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-GeologicayGeofisica/Cuencassedimentarias/Documents/colombian_sedimentary_basins.pdf)

ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY, UNITED STATES. Opciones para retirar fluido acumulado y mejorar el flujo en los pozos productores de gas. [en línea] Washington, DC. 2011. [consultado 20 noviembre 2015] Disponible en: [http://www.oilproduction.net/files/Opciones\\_de\\_mejora\\_Flujo\\_Pozos\\_Gas.pdf](http://www.oilproduction.net/files/Opciones_de_mejora_Flujo_Pozos_Gas.pdf).

ESTÉVEZ GUEVARA. Daniel Yoobany, OLARTE CAMACHO. Luis Alexander. Evaluación de tecnologías y metodologías utilizadas para efectuar la deshidratación en pozos de gas shale. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2012.

HUSSAIN Shar, Amjad. Optimization of Gas Productivity by controlling water Production. Society of Petroleum Engineers [en línea] Mehran University. 2005 SPE 111059-MS, [consultado 13 diciembre 2015] Disponible en One Petro vía

Universidad Industrial de Santander: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-111059-MS>

LEA, James. NICKENS, Henry. Solving Gas-Well Liquid-Loading Problems. Society of Petroleum Engineers [en línea] 2004 Abril. SPE-72092-JPT. [consultado 20 Noviembre 2015] Disponible en One Petro vía Universidad Industrial de Santander: <https://www.onepetro.org/journal-paper/SPE-72092-JPT>

MAGGIOLO, Ricardo. Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal. Lima – Perú, Julio de 2008. [Citado 24 de octubre 2015]. [En línea: < <http://www.scribd.com/doc/7383100/Optimizacion-de-La-Produccion-Mediante-Analisis-Nodal-ESPOIL#scribd>>].

MARTÍNEZ GONZALEZ. José Luis. Aplicaciones con tubería flexible en pozos petroleros Tesis de pregrado. Ingeniero de Petróleos. México D, F. Facultad de ingenierías UNAM. 2010.

MARTINEZ, John. MARTINEZ, Alec., Modeling Coiled-Tubing Velocity String for Gas Wells. Society of Petroleum Engineers [en línea]. 1998 febrero SPE-30197-PA. [consultado 20 noviembre 2015] Disponible en One Petro vía Universidad Industrial de Santander: <https://www.onepetro.org/journal-paper/SPE-30197-PA>.

MONTIEL, Jesús. Tecnologías utilizadas para la Remoción de Líquidos en Pozos de Gas. Tesis de posgrado. Maracaibo Facultad de ingeniería. División Posgrados. Programa Petróleos Universidad de Zulia. 2010.

OUDEMAN, Pieter. On the Flow Performance of Velocity Strings To Unload Wet Gas Wells. Society of Petroleum Engineers [en línea] 2007, Marzo. SPE-104605-MS[consultado 20 noviembre 2015] Disponible en One Petro vía Universidad Industrial de Santander: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-104605-MS>

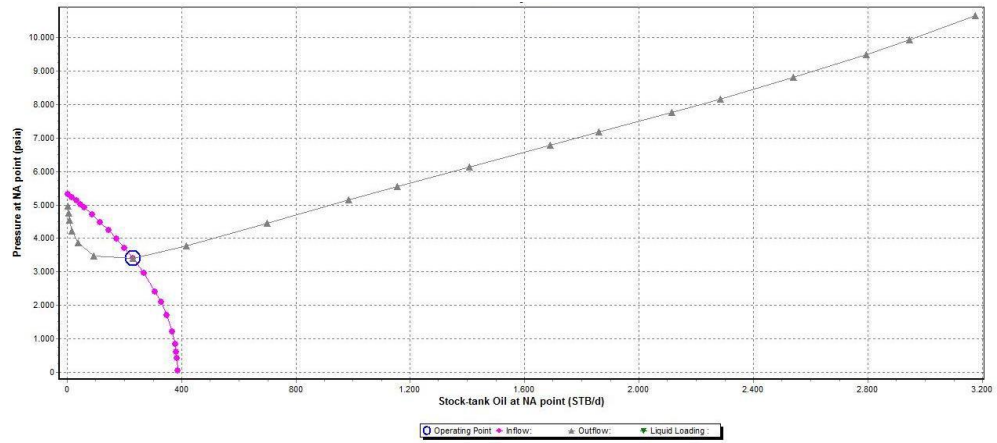
POE, Bobby Dale. Production Tubing String Design for Optimun Gas Recovery. Society of Petroleum Engineers [ en línea] 2006. Octubre. SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition: SPE-101720-MS [consultado 13 diciembre 2015] Disponible en One Petro vía Universidad Industrial de Santander: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-101720-MS>

RAO, Bharat. Designing Coiled Tubing Velocity Strings. CTES [en linea]. Conroe, Texas. 1999. Disponible:<http://www.titanoilgas.com/Articles/velocity%20strings.pdf>

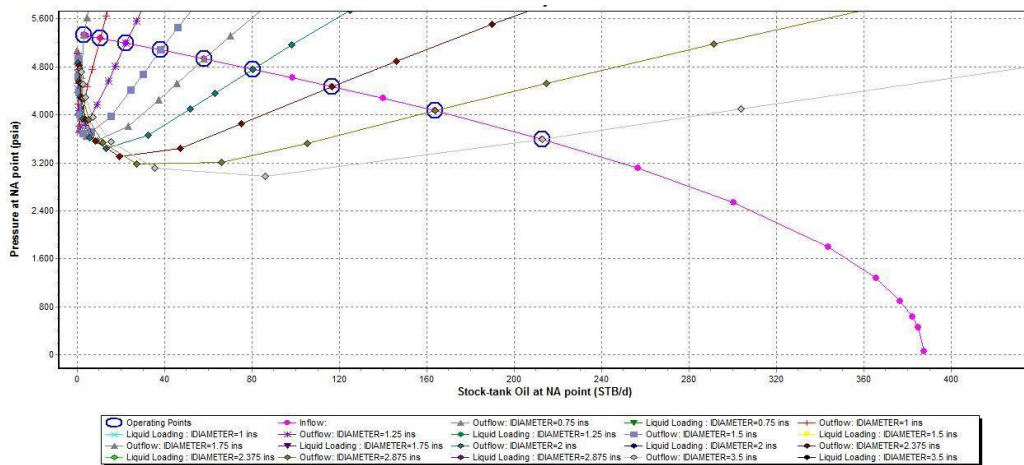
# ANEXOS

## Anexo A: Características e información operacional de los pozos.

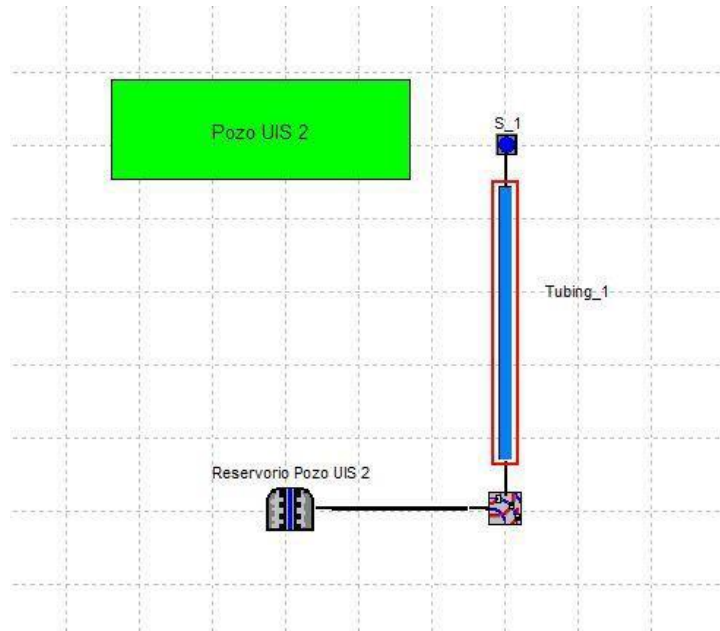
### Curva Oferta y Demanda de Aceite Pozo UIS 1



### Curva de Oferta y Demanda de Aceite con Velocity Strings Pozo UIS 1



## Configuración Pozo UIS 2



## Reservorio Pozo UIS 2

Terminación Vertical - Reservorio Pozo UIS 2

Propiedades | Modelo de Fluido | General

Datos de Yacimiento

Presión Estática: 4000 psia

Temperatura: 257 F

Modelo IPR

Tipo de Modelo: BackPressure Equation

Válvula de Control de Flujo (VCF) Propiedades: "VCF"

Constante C: 2,1897e-007 mmscf/d/p

Pendiente n: 1

Calcular/Graficar...

Aceptar Cancelar Ayuda

## Modelo de Fluido Pozo UIS 2

DEFAULT - Propiedades del Modelo Petróleo Negro

Propiedades de Petróleo Negro | Datos de Viscosidad | Datos de Calibración Avanzada | Contaminantes | D: ◀ ▶

Importar...  
Exportar

Nombre del Fluido: Fluido UIS 2  
Comentario Opcional:

Propiedades a Condiciones Estándar

WCut: 88.25 %  
GOR: 26671 scf/STB  
S.G. Gas: 0.8  
G.E. Agua: 1  
API: 43.4

Datos de Calibración en el Pb (Opcional pero Recomendado)

Presión: psia  
Temperatura: F  
Rsb: scf/STB

Correlación de Gas en Solución  
Rs y Pb: Lasater

Aceptar Cancelar Ayuda

## Tubing Pozo UIS 2

Tubería de Producción - Tubing Pozo UIS 2

Propiedades | General

Modelo Preferido de Tubería: Modelo Simple Tabla Resumen

MD Datum: 0 ft  
Temperatura Ambiente: 85 F  
VSSS (Opcional): MD: ft, DI: inches  
MD del Punto de Inicio de Desviación: 0 ft

Sistema de Levantamiento Artificial (Opcional)  
Tipo de Levantamiento: Ninguno

Secciones de TP (#1 requerido, otros opcionales)

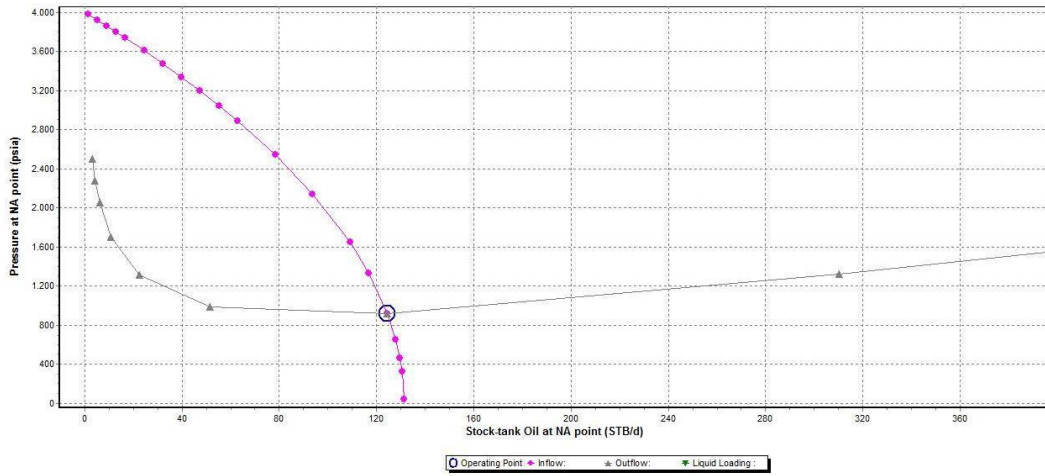
TP #	De MD: ft	a MD: ft	DI: inches
TP #1...	0	15773	4.5
TP #2...	15773		
TP #3...			
TP #4...			

Convertir a 'Modelo Detallado'

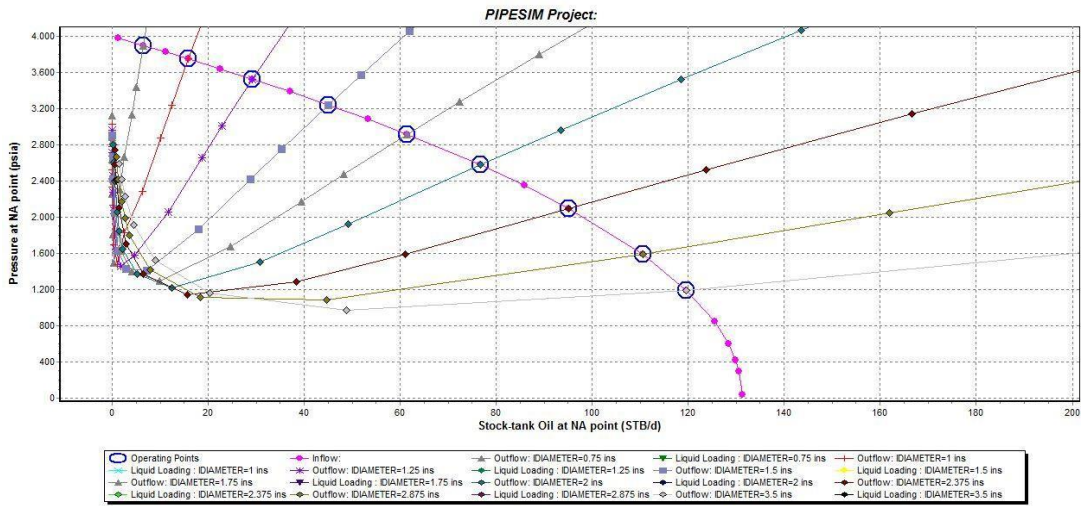
Angulo (grado): 23,607161  
Disparos: 15773 ft MD, 14453 ft TVD, 257 F Temperatura

Aceptar Cancelar Ayuda

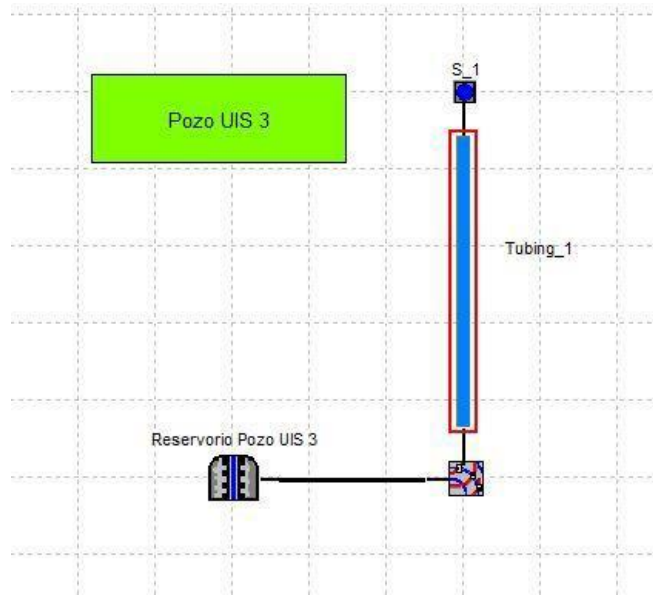
## Curva Oferta y Demanda de Aceite Pozo UIS 2



## Curva Oferta y Demanda con Velocity String Pozo UIS 2



## Configuración Pozo UIS 3



## Reservorio Pozo UIS 3

Terminación Vertical - Reservorio Pozo UIS 3

Propiedades | Modelo de Fluido | General

Datos de Yacimiento

Presión Estática 4800 psia

Temperatura 262 F

Modelo IPR

Tipo de Modelo BackPressure Equation

Válvula de Control de Flujo (VCF) Propiedades: "VCF"

Constante C 1.8965e-007 mmcf/d/psi

Pendiente n 1

Calcular/Graficar...

Aceptar Cancelar Ayuda

## Modelo de Fluido Pozo UIS 3

DEFAULT - Propiedades del Modelo Petróleo Negro

Propiedades de Petróleo Negro | Datos de Viscosidad | Datos de Calibración Avanzada | Contaminantes | D: < >

Importar...  
Exportar

Nombre del Fluido: Fluido Pozo UIS 3  
Comentario Opcional:

Propiedades a Condiciones Estándar:

WCut: 90 %  
GOR: 31070 scf/STB  
S.G. Gas: 0,85  
G.E. Agua: 1  
API: 35,4

Datos de Calibración en el Pb (Opcional pero Recomendado):

Presión: psia  
Temperatura: F  
Rsb: scf/STB

Correlación de Gas en Solución:  
Rs y Pb: Lasater

Aceptar Cancelar Ayuda

## Tubing Pozo UIS 3

Tubería de Producción - Tubing\_1

Propiedades | General

Modelo Preferido de Tubería: Modelo Simple Tabla Resumen

MD Datum: 0 ft  
Temperatura Ambiente: 85 F  
VSSS (Opcional): MD: ft, DI: inches  
MD del Punto de Inicio de Desviación: 0 ft

Angulo (grado): 19,184674

Sistema de Levantamiento Artificial (Opcional): Tipo de Levantamiento: Ninguno

Secciones de TP (#1 requerido, otros opcionales):

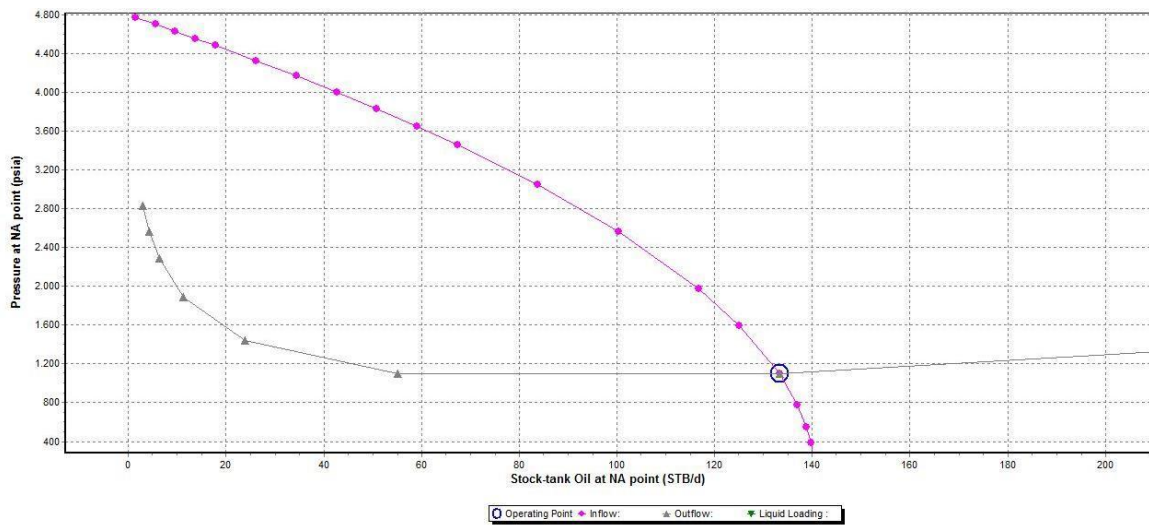
	De MD: ft	a MD: ft	DI: inches
TP #1...	0	14888	4,5
TP #2...	14888	16782	7
TP #3...	16782		
TP #4...			

Disparos: 16782 ft MD, 15850 ft TVD, 262 F Temperatura

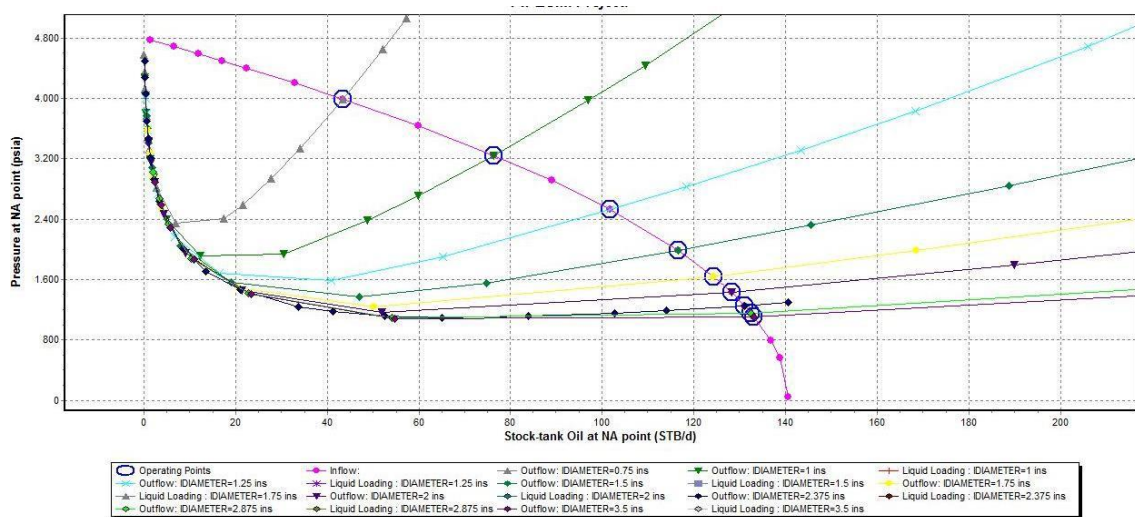
Convertir a 'Modelo Detallado'

Aceptar Cancelar Ayuda

### Curva de Oferta y demanda de Aceite Pozo UIS 3



### Curva de Oferta y Demanda de Aceite con Velocity Strings Pozo UIS 3



**Anexo B:** Historial de producción de los pozos.

**HISTORIAL DE PRODUCCION POZO UIS 1**

FECHA	WHP	WHT	BOPD	GAS (MMSCF/D)	GOR (SCF/BBL)	BWPD
24-sep-10	2214	157	4374	37,522	8,578	39
23-oct-10	2111	156	3939	36,996	9392	20
19-nov-10	2108	156	3789	34,235	9035	21
12-Dec-10	1871	154	3093	27,502	8892	325
22-Jan-11	1556	162	2366	21,7	9172	624
24-feb-11	2085	155	1567	14,739	9406	419
19-mar-11	2012	146	1488	13,977	9393	448
15-Apr-11	1912	149	1399	13,508	9655	493
25-may-11	1791	150	1316	12,206	9275	507
01-jul-11	1660	150	1241	11,035	8892	521
5-Aug-11	1560	144	1116	10,298	9227	502

**HISTORIAL DE PRODUCCION POZO UIS 2**

FECHA	WHP	WHT	BOPD	GAS (MMSCF/D)	GOR (SCF/BBL)	BWPD
3-Jan-12	654	139	75	8,623	114,976	522
16-feb-12	649	141	111	5,398	48,634	629
2-Apr-12	654	137	103	5,602	54,389	607
18-jun-12	712	128	55	2,955	53,726	351
12-nov-12	783	118	75	3,386	45,151	648
10-Dec-12	805	117	144	2,398	16,65	199
08-mar-13	785	112	71	2,107	29,671	48

## HISTORIAL DE PRODUCCION POZO UIS 3

FECHA	WHP	WHT	BOPD	GAS (MMSCF/D)	GOR (SCF/BBL)	BWPD
13-feb-09	2,384	188	249	45,495	182,709	69
1-Apr-09	2,322	188	263	50,244	191,043	69
03-jun-09	2,368	192	276	46,484	168,422	109
4-Aug-09	2,366	192	250	43,158	172,632	112
12-oct-09	2,337	191	88	45,071	183,962	88
11-Dec-09	2,313	192	101	45,218	193,238	101
09-feb-10	2,283	191	241	44,948	186,507	104