

**EVALUACIÓN DE LAS REDES HIDRÁULICAS PARA LA OPTIMIZACIÓN DE
PRODUCCIÓN EN LAS TRONCALES PRINCIPALES DE LAS LÍNEAS DE
TRANSFERENCIA DE LOS POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO
COSTAYACO**

**JOVANNA PAOLA FRANCO VALENCIA
HERLEY MAURICIO GUERRERO CASTILLO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BOGOTÁ
2015**

**EVALUACIÓN DE LAS REDES HIDRÁULICAS PARA LA OPTIMIZACIÓN DE
PRODUCCIÓN EN LAS TRONCALES PRINCIPALES DE LAS LÍNEAS DE
TRANSFERENCIA DE LOS POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO
COSTAYACO**

**JOVANNA PAOLA FRANCO VALENCIA
HERLEY MAURICIO GUERRERO CASTILLO**

**Trabajo de grado para optar el título de Especialista en Producción de
Hidrocarburos**

**Director: Manuel Guillermo Aldana Arévalo
Ing. de Petróleos y Especialista en Gerencia de Proyectos de Ingeniería**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BOGOTÁ
2015**

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	14
1. OBJETIVOS	15
1.1 Objetivo General	15
1.2 Objetivos Específicos	15
2. ALCANCE	16
3. MARCO TEÓRICO	17
3.1 METODO DE VOGEL.....	17
3.2 TEOREMA O ECUACIÓN DE BERNOULLI	22
3.3 MONITOREO DE VARIABLES OPERATIVAS EN POZOS	27
3.4 TRANSPORTE DE FLUIDO DE PRODUCCIÓN.....	33
3.4.1 <i>Comportamiento de Fases</i>	33
3.4.2 <i>Líquidos</i>	35
3.4.3 <i>Flujo de líquido</i>	35
3.4.4 <i>Viscosidad</i>	36
3.4.5 <i>Viscosidad y Densidad</i>	36
3.4.6 <i>Viscosidad mezcla Aceite-Agua</i>	37
3.4.7 <i>Emulsiones Reversa</i>	38
3.4.8 <i>Criterios para el dimensionamiento de tuberías</i>	39
4. DESARROLLO	41
4.1 RESEÑA HISTÓRICA CAMPO COSTAYACO.....	41
4.1.1 <i>Geología</i>	42
4.1.2 <i>Propiedades de los fluidos producidos</i>	45
4.1.3 <i>Mecanismo de Producción</i>	47
4.1.4 <i>Evaluación de Daño a la Formación</i>	50
4.1.5 <i>Análisis SARA</i>	51
4.1.6 <i>Análisis Físico Químico del Agua de Formación</i>	52
4.1.7 <i>Estimación de Reservas Volumétricas</i>	55
4.1.8 <i>Estado Actual Red Hidráulica del Campo Costayaco</i>	55
4.2 DETERMINACION DE QMAX PARA LOS POZOS DEL CAMPO COSTAYACO	58
4.2.1 <i>Pozos con Bombeo Electro-sumergible (ESP)</i>	58
4.2.2 <i>Pozos con Bombeo Hidráulico</i>	59
4.3 EVALUACIÓN HIDRÁULICA DE TRONCALES COSTAYACO	59
4.3.1 <i>Códigos, normas y estándares</i>	60
4.3.2 <i>Características de los fluidos</i>	60
4.3.3 <i>Condiciones de Operación</i>	61
4.3.4 <i>Premisas para la Evaluación Hidráulica</i>	61
4.3.5 <i>Condiciones estándar</i>	62
4.3.6 <i>Viscosidad de mezcla crudo-agua</i>	62
4.3.7 <i>Evaluación Hidráulica</i>	64
5. RESULTADOS REVISIÓN HIDRÁULICA TRONCALES	69

5.1	<i>Caso 1: Operación actual de red de troncales</i>	69
5.2	<i>Caso 2: Adición de pozos futuros a la red a condiciones actuales</i>	69
5.3	<i>Caso 3: Red de troncales considerando Qmax para los pozos</i>	71
5.4	<i>Caso 4: Red de troncales con Qmax y pozos nuevos</i>	71
6.	PROPUESTA TECNICA TRONCALES COSTAYACO	75
6.1	OPTIMIZACIÓN DE TRONCAL CENTRAL	76
6.2	OPTIMIZACIÓN DE TRONCAL NORTE	77
7.	ANÁLISIS ECONÓMICO PARA ALTERNATIVA ESCOGIDA	81
7.1	ANÁLISIS ECONÓMICO OPTIMIZACIÓN TRONCAL CENTRAL	82
7.1.1	<i>Evaluación Económica Línea adicional de 4"</i>	82
7.1.2	<i>Evaluación Económica Línea adicional de 6"</i>	83
7.2	ANÁLISIS ECONÓMICO OPTIMIZACIÓN DE LA TRONCAL NORTE.....	83
8.	CONCLUSIONES	84
	BIBLIOGRAFÍA	86
	ANEXOS	87

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.	Valores de rugosidad para tuberías	26
Tabla 2.	Valores de coeficiente empírico C.....	39
Tabla 3.	Criterios de dimensionamiento de tuberías para líquidos	39
Tabla 4.	Propiedades Físico Químicas Crudo Costayaco.....	46
Tabla 5.	Análisis Cromatográfico Gas Producido en el Área Costayaco	46
Tabla 6.	Resultados Análisis PVT Costayaco	47
Tabla 7.	Resultados Análisis SARA Fluidos Área Costayaco.	51
Tabla 8.	Resultados Análisis Físico Químico Agua de Formación Área Costayaco.....	53
Tabla 9.	Resumen Cálculo Reservas Volumétricas Descubrimiento Costayaco.....	55
Tabla 10.	Condiciones actuales de operación de los pozos en el campo Costayaco.	57
Tabla 11.	Caudal máximo (Q_{max}) pozos con bombeo electro-sumergible..	58
Tabla 12.	Caudal máximo Q_{max} pozos con Bombeo Hidráulico (BH).....	59
Tabla 13.	Propiedades del crudo Costayaco	60
Tabla 14.	Condiciones estándar	62
Tabla 15.	Propiedades calculadas del crudo Costayaco.....	63
Tabla 16.	Nuevos pozos en campo Costayaco	65
Tabla 17.	Pozos asociados a las Troncales de la red Hidráulica de Costayaco	65
Tabla 18.	Valor de caudal máximo Q_{max} para pozos nuevos.....	67
Tabla 19.	Cumplimiento de criterios para nueva línea en Troncal Central.	77
Tabla 20.	Cumplimiento de criterios para nueva línea en Troncal Norte ...	77
Tabla 21.	Pronósticos de Producción para pozos de troncales Norte y Central	81
Tabla 22.	Indicadores económicos para evaluación económica	82
Tabla 23.	Costos para evaluación económica.....	82

LISTADO DE FIGURAS

Figura 1.	Gráfica de Vogel para EF = 1.....	18
Figura 2.	Gráfica de Vogel para varias eficiencias de flujo	21
Figura 3.	Representación gráfica de las líneas de energía, piezométrica y de posición.....	24
Figura 4.	Diagrama de Moody	26
Figura 5.	Rugosidad de tubería.....	27
Figura 6.	Monitoreo de variables en fondo	28
Figura 7.	Partes de un sistema ESP	29
Figura 8.	Características técnicas del sensor	29
Figura 9.	Sensores en fondo	30
Figura 10.	Objetivos de monitoreo en fondo par pozos en electro-sumergible	31
Figura 11.	Monitoreo vía SCADA	31
Figura 12.	Registro de sensores en fondo de un pozo	33
Figura 13.	Diagrama de Fases de presión-volumen-temperatura de un componente puro.....	34
	<i>Fuente: Ken Arnold, 2008. 100 p.....</i>	34
Figura 14.	Gráfica Viscosidad Efectiva vs. Porcentaje de Agua en mezcla crudo – agua.....	38
	<i>Fuente: Ken Arnold, 2008. 97 p.....</i>	38
Figura 15.	Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca del Putumayo.....	43
Figura 16.	Comportamiento de Presión de la Arena T de Costayaco	48
Figura 17.	Relación Producción Acumulada/Presión de Formación de la Arena T de Costayaco	48
Figura 18.	Comportamiento de Presión Areniscas de la Formación Caballos de Costayaco.....	49
Figura 19.	Relación Producción Acumulada/Presión de Formación de Caballos de Costayaco.....	50
Figura 20.	Relación Parámetros SARA Arena T Campo Costayaco.	52

Figura 21. Relación Parámetros SARA Formación Caballos Campo Costayaco.	52
Figura 22. Análisis Tendencia Incrustante Agua de Formación Caballos...	54
Figura 23. Análisis Tendencia Incrustante Agua de Formación Arena T. ...	54
Figura 24. Red hidráulica del Campo Costayaco	56
Figura 25. Configuración Troncal Norte hacia manifold de recibo.	56
Figura 26. Configuración Troncal Central hacia manifold de recibo.	57
Figura 27. Configuración Troncal Sur hacia manifold de recibo en la estación.	57
Figura 28. Viscosidades de emulsión del crudo Costayaco para diferentes temperaturas y BS&W.	64
Figura 29. Esquema Pozos Nuevos a Troncal Sur	66
Figura 30. Esquema pozos nuevos en Troncal Central	66
Figura 31. Red hidráulica de troncales de transferencia campo Costayaco (Caso 1)	68
Figura 32. Resultado de simulación red hidráulica Caso 1.	70
Figura 33. Resultado simulación de red hidráulica de Costayaco, Caso 2.	72
Figura 34. Resultado simulación red hidráulica de Costayaco, Caso 3.	73
Figura 35. Resultado simulación red hidráulica de Costayaco, Caso 4.	74
Figura 36. Propuesta para optimización de red de troncales de transferencia en Costayaco	76
Figura 37. Estructura Simulación Hidráulica de optimización para la red del Campo Costayaco.....	78
Figura 38. Red Hidráulica del Campo Costayaco futura.....	80

LISTADO DE ANEXOS

Anexo A.	Curva Bomba ESP CYC-02	87
Anexo B.	Curva Bomba ESP CYC-08	88
Anexo C.	Curva Bomba ESP CYC-09	89
Anexo D.	Curva Bomba ESP CYC-11	90
Anexo E.	Curva Bomba ESP CYC-13	91
Anexo F.	Curva Bomba ESP CYC-16	92
Anexo G.	Curva Bomba ESP CYC-22	93
Anexo H.	Ficha Técnica Bomba de Superficie para Bombeo Hidráulico ...	94
Anexo I.	Simulación Bombeo Hidráulico CYC-04	96
Anexo J.	Simulación Bombeo Hidráulico CYC-12	97
Anexo K.	Simulación Bombeo Hidráulico CYC-20	98
Anexo L.	Simulación Bombeo Hidráulico CYC-21	99
Anexo M.	Assay Crudo Campo Costayaco	100
Anexo N.	Resultados Hidráulicos Caso 1:	101
Anexo O.	Resultados Hidráulicos Caso 2	103
Anexo P.	Resultados Hidráulicos Caso 3	105
Anexo Q.	Resultados Hidráulicos Caso 4:	107
Anexo R.	Resultados Hidráulicos Caso de Optimización Troncal Central	110
Anexo S.	Resultados Hidráulicos Caso de Optimización Troncal Norte .	111
Anexo T.	Flujo de Caja Evaluación Económica Optimización Troncal Central	112
Anexo U.	Flujo de Caja Evaluación Económica Optimización Troncal Norte...	116

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN DE LAS REDES HIDRÁULICAS PARA LA OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN EN LAS TRONCALES PRINCIPALES DE LAS LÍNEAS DE TRANSFERENCIA DE LOS POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO COSTAYACO*

AUTOR: JOVANNA PAOLA FRANCO VALENCIA - HERLEY MAURICIO GUERRERO CASTILLO
**

PALABRAS CLAVES: Línea troncal, capacidad de transferencia, aumento de producción, caudal máximo, evaluación hidráulica, simulación hidráulica, optimizar capacidad, evaluación económica.

DESCRIPCIÓN:

Se realiza un estudio para determinar la mejor alternativa para el transporte de fluido de producción desde los diferentes pozos que hacen parte del campo Costayaco, a través de las líneas troncales de transferencia, en el municipio de Villa Garzón en el departamento del Putumayo, para la compañía Gran Tierra Energy Colombia Ltda., la cual se encuentra a cargo de las operaciones de producción de este campo. Lo anterior debido a que se tiene conocimiento de que el campo tiene altas probabilidades de aumento de producción, por lo que se necesita aumentar la capacidad de transferencia hacia la estación de tratamiento. Inicialmente se realiza una revisión de la reseña histórica del campo, para así identificar las características más relevantes de este, características del fluido de producción y condiciones de las líneas troncales de transferencia. Seguido de esto se realizó la determinación de los caudales máximos que se pueden producir en cada uno de los pozos del campo, teniendo en cuenta los sistemas de levantamiento que se utilizan en cada uno. A partir de esto, se realizó la evaluación hidráulica de la red de tubería que transfiere el fluido de producción desde cada pozo hasta la estación de tratamiento. Este análisis se realizó con ayuda del software de simulación hidráulica, en el cual se plantearon casos de simulación para evaluar el comportamiento de la red, para diferentes condiciones de operación que pueden presentarse en las troncales. Con esta evaluación se proponen dos mejoras a la red actual de troncales, con el fin de optimizar la capacidad de transporte de las troncales, teniendo en cuenta los aumentos de producción que se tienen proyectados en el campo. Finalmente, se realiza la evaluación económica del proyecto con el fin de determinar la mejor opción para mejorar la capacidad de transferencia en el campo Costayaco.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Manuel Guillermo Aldana Arevalo.

ABSTRACT

TITLE: ASSESTMENT OF HYDRAULIC SYSTEMS TO OPTIMIZE PRODUCTION IN THE MAIN PIPELINES OF THE TRANSFER LINES OF PRODUCING WELLS IN THE COSTAYACO FIELD.*

AUTHOR: JOVANNA PAOLA FRANCO VALENCIA - HERLEY MAURICIO GUERRERO CASTILLO
**

KEY WORDS: Pipeline, Transfer capacity, Increase production, Maximum Flow, Hydraulic Evaluation, Hydraulic Simulation, Optimize Capacity, Economic Evaluation.

DESCRIPTION:

A study was performed to determine the best alternative to transport production fluid from different wells belonged to Costayaco field, across of transfer pipelines, in Villa Garzón of Putumayo Department, for Gran Tierra Energy Colombia Ltda. This company is in charge of production operations of this field. This study is important because it has the knowledge about the field has high probabilities to increase the production, so it needs increase the transfer capacity to treatment station. Initially, a historical review is made about field to identify the most relevant characteristics. Later, the maximum flow that wells may produce was determined, tacking account the lifting systems used in each well. From the above information, the hydraulic evaluation was performed for actual pipe network that transfer production fluid from wells until the treatment station. This analysis was performed with software of hydraulic simulation, which some cases of simulation were proposed to evaluate the behavior of pipe network, for different operating conditions. After that, two improvements of pipe network were proposed to optimize the transport capacity of pipelines, tacking account of the increase production projected. Finally, the economic evaluation was performed to determinate the best option to improve the capacity of transfer in Costayaco field.

* Bachelor thesis

**Physicochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director Manuel Guillermo Aldana Arévalo.

INTRODUCCIÓN

La compañía canadiense Gran Tierra Energy Colombia Ltda., que tiene operación en Colombia, cuenta con el campo Costayaco siendo este uno de los campos más importantes por su producción actual de petróleo. Ubicado en el bloque Chaza, localizado en el departamento del Putumayo municipio de Villa Garzón.

Este campo presenta grandes oportunidades de mejora en algunos procesos, como es el caso particular de las líneas troncales de transferencia del fluido de producción desde los pozos, las cuales han quedado limitados a la capacidad máxima que tienen las troncales actuales, operando en un porcentaje menor del máximo potencial de producción. Lo anterior mencionado tiene su origen en el incremento de producción de los pozos, la limitada capacidad de las líneas troncales de transferencia y la falta de evaluación y/o planeación técnico económica en los proyectos desarrollados para la construcción de las troncales actuales.

Es por esta razón que se realiza un análisis técnico y económico para plantear una alternativa que permita que la organización pueda modificar positivamente el *Forecast* (proyección-meta) de producción en caso de que se requiera, mejorando la capacidad de transferencia de las líneas troncales del campo Costayaco hacia la estación de tratamiento. Estas mejoras se verían reflejadas en aumento de activos, representados en incremento en producción así como también de inventarios, lo que finalmente se puede ver reflejado en un impacto positivo en la bolsa de acciones.

Finalmente, se abriría la posibilidad para que en la organización se evalúen los diseños futuros de las redes hidráulicas con el fin de realizar una sola inversión, previendo el crecimiento y/o los pozos futuros del campo Costayaco.

1. OBJETIVOS

1.1 Objetivo General

Realizar una propuesta para optimizar las redes hidráulicas de las líneas de transferencia teniendo en cuenta la simulación actual y proyectada de los pozos productores en el campo Costayaco.

1.2 Objetivos Específicos

1. Recopilar la reseña histórica del campo y las condiciones actuales de operación en cada uno de las redes principales hidráulicas del campo Costayaco (troncales).
2. Realizar las simulaciones con el software AutographPC (propiedad de Baker Hughes) para los pozos con bombeo electro-sumergible (ESP) y el Software Jet Claw (propiedad de Sertecpet) para el bombeo hidráulico (BH-JET), obteniendo los Caudales Máximos (Q_{max}) en cada pozo.
3. Plantear la propuesta técnica para la optimización de las redes hidráulicas del campo Costayaco, de acuerdo a los cálculos hidráulicos realizados con el software de simulación.
4. Realizar el análisis económico de la propuesta de optimización de las redes hidráulicas del campo Costayaco, teniendo en cuenta el VPN, TIR y Relación Beneficio/Costo.

2. ALCANCE

Se presenta un estudio que permita determinar la mejor alternativa para optimizar la producción a través del incremento de la capacidad de transporte de fluido de producción desde cada uno de los pozos, que hacen parte del campo Costayaco, a través de varias líneas troncales hacia las unidades de tratamiento. El propósito es contar con una mayor capacidad de producción, y en el momento que la organización requiera incrementar el *Forecast* se tenga la opción de hacerlo. Esto es posible teniendo en cuenta las facilidades con las cuales cuenta el campo actualmente, es decir la red de líneas troncales existentes, así como también la inclusión de nuevas líneas troncales que reemplacen o complementen a las actuales.

Esto se realizará teniendo en cuenta las condiciones del fluido, los volúmenes promedio de producción, del potencial en cada uno de los pozos productores, los caudales máximos de producción de estos y la configuración de las troncales existentes. Lo anterior, utilizando software especializado para realizar los cálculos hidráulicos. Se plantearán varias alternativas para la nueva red de flujo, de tal forma que la mejor alternativa será seleccionada teniendo en cuenta el balance costo-beneficio y las diferentes normas y estándares establecidos para la realización de estas operaciones en la producción de hidrocarburos.

3. MARCO TEÓRICO

3.1 METODO DE VOGEL1

Vogel desarrolló una ecuación empírica para la forma del IPR (Índice de productividad) de un pozo productor de aceite que se encuentra en un yacimiento saturado. Aunque este método fue propuesto solo para yacimientos saturados con empuje de gas disuelto, se ha encontrado que puede ser usado para cualquier yacimiento en el cual la saturación de gas aumente con la caída de presión.

Este mismo autor consideró que no había daño en la formación, es decir $S = 0$. A partir de esto, construyó una gráfica (Figura 1) para el IPR de presiones adimensionales Vs. razones de flujo adimensionales. La presión adimensional está definida como la razón entre la presión de fondo fluyendo y la presión promedio del yacimiento, P_{wf} / \bar{P}_R . La razón o tasa de flujo adimensional está definida como la razón entre la tasa de flujo a un valor de P_{wf} dado y q_{max} que se refiere a la tasa de flujo a la cual P_{wf} es cero. Luego de construir esta gráfica Vogel llegó a la siguiente ecuación:

$$\frac{q}{q_{max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_R} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_R} \right)^2 \quad (1)$$

El IPR para un pozo con un índice de productividad constante, es decir, un pozo que no tiene producción de gas, puede ser calculado a partir de la siguiente ecuación:

$$\frac{q}{q_{max}} = 1 - \frac{P_{wf}}{\bar{P}_R} \quad (2)$$

Esta ecuación (2), no es muy utilizada debido a que presenta errores del 70% y 80% para valores bajos de P_{wf} .

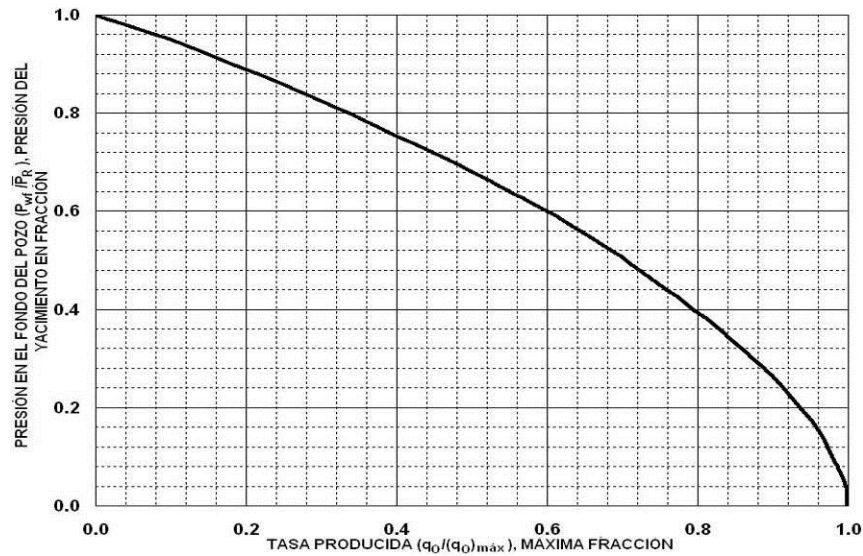
También se ha visto que para pozos con alto corte de agua el método de Vogel ha dado buenos resultados. Ahora bien, en este caso la relación $q/q_{m\acute{a}x}$ puede ser remplazada por $q_l/q'_{(m\acute{a}x)}$, donde $q_l = q + q_w$.

¹ VOGEL, J.V. Inflow Performance Relationship for Solution Gas Drive Wells. Journal Petroleum Technology, January 1968

Vogel en su artículo original solo considero casos en los cuales el yacimiento estaba saturado y el factor de daño era cero. El método de Vogel también puede ser aplicado para yacimientos subsaturados cuando $P_{wf} \leq P_b$:

Yacimientos saturados con factor de daño cero. Para desarrollar el IPR para un yacimiento saturado es necesario primero calcular $q_{m\acute{a}x}$ utilizando una prueba de presión en la ecuación 5 y luego calcular para varios valores de P_{wf} los valores de $q_{m\acute{a}x}$ correspondientes utilizando también la ecuación 1. Estos datos también se pueden obtener usando la Figura 1.

Figura 1. Gráfica de Vogel para EF = 1.



Fuente: DALE BEGGS, H. *Production optimization using nodal analysis*. 2001.

- Yacimientos subsaturados con factor de daño cero. En este tipo de yacimientos se pueden considerar dos casos específicos para los cuales aplicar el método de Vogel debido a que la presión de fondo fluyendo puede estar por encima y por debajo del punto de burbuja. La ecuación es la siguiente:

$$J = \frac{q}{\bar{P}_R - P_b + \frac{P_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_b} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]} \quad (3)$$

Ahora, con el fin de desarrollar el IPR para valores de $P_{wf} \leq P_b$ se utilizan los datos ya calculados y se remplazan en la ecuación 4. El IPR para valores de $P_{wf} \geq P_b$ describe un comportamiento lineal.

$$q = q_b + \frac{JP_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_b} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \quad (4)$$

Considerando ahora el segundo caso, para cuando la presión de fondo fluyendo está por debajo del punto de burbuja, los primeros cálculos que se deben hacer son el de J reemplazando la prueba de presión en la ecuación 3 y el de q_b utilizando la siguiente ecuación:

$$q_b = J(\bar{P}_R - P_b) \quad (5)$$

Luego de haber calculado J y q_b , para desarrollar el IPR para valores de $P_{wf} \leq P_b$, se utiliza la ecuación 4. El IPR para valores de $P_{wf} \geq P_b$ es lineal y puede ser calculado usando la ecuación:

$$IP = J = \frac{q}{\bar{P}_R - P_{wf}} \left[\frac{bl}{d * \left(\frac{lb}{pulg^2} \right)} \right] \quad (6)$$

Ahora bien, Standing² realizó varios estudios a partir de la ecuación de Vogel. En su análisis Standing propuso considerar condiciones de flujo donde la eficiencia de flujo sea diferente de uno, es decir para cuando la formación presente daño o esté estimulada. La eficiencia de flujo está definida como³:

$$(7)$$

² Camacho V.R.G., raghavan, Rajagopal, U. of Tulsa. Inflow Performance Relationships for Solution Gas-Drive Reservoirs. SPE 16204-PA

$$FE = \frac{\bar{P} - P'_{wf}}{\bar{P} - P_{wf}}$$

Donde $P'_{wf} = P_{wf} + \Delta P_s$ y ΔP_s es la pérdida de presión debido al daño o a la estimulación, el cual es positivo cuando hay daño y es negativo cuando la formación esta estimulada. Este ΔP_s está definido como:

$$\Delta P_s = S \frac{q\mu}{2\pi Kh} \quad (8)$$

Donde:

$S \geq 0$ Cuando la formación presenta daño.

$S = 0$ Cuando la permeabilidad K de la formación es constante y $FE = 1$.

$S \leq 0$ Cuando la formación está estimulada.

- Yacimientos saturados con un factor de daño diferente de cero³. Utilizando el análisis previo sobre eficiencia de flujo, Standing rescribió la ecuación de Vogel para un yacimiento saturado con una $EF \neq 1$ como sigue:

$$\frac{q}{q_{(m\acute{a}x)FE=1}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P'_{wf}}{\bar{P}_R} \right) - 0.8 \left(\frac{P'_{wf}}{\bar{P}_R} \right)^2 \quad (9)$$

Donde $q_{(m\acute{a}x)FE=1}$ es la mayor producción que se puede obtener si $FE = 1$ y P'_{wf} es la presión de fondo fluendo para la cual también $FE = 1$.

La siguiente ecuación relaciona P_{wf} , P'_{wf} y EF :

³ DALE BEGGS, H. *Production optimization using nodal analysis*. 2001.

$$\frac{P'_{wf}}{\bar{P}_R} = 1 - EF - EF \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_R} \right) \quad (10)$$

Usando las ecuaciones 9 y 10 Standing construyó la gráfica de la Figura 2, que muestra las curvas de IPR para eficiencias de flujo entre 0.5 y 1.5.

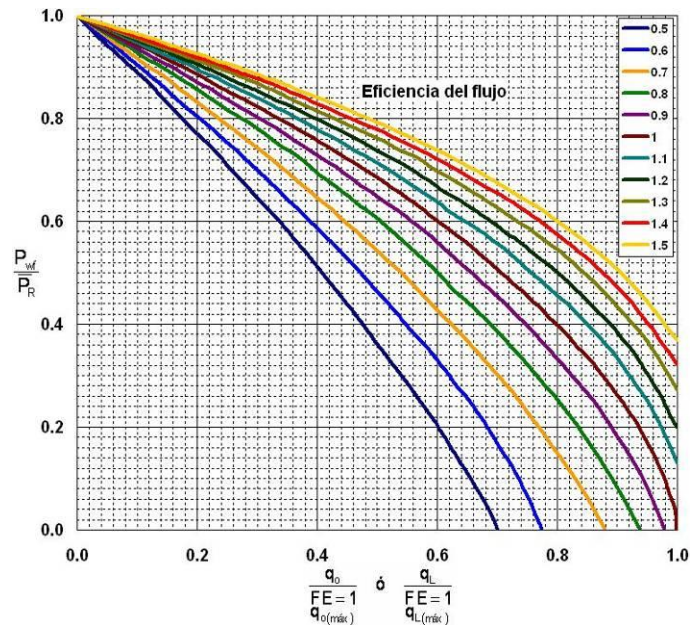
La ecuación que describe esta gráfica se puede deducir combinando las ecuaciones 9 y 10 resultando como sigue:

$$q_{max} = q_{(máx)FE=1} (0.624 + 0.376EF) \quad (12)$$

- Yacimientos subsaturados con un factor de daño diferente de cero. Ahora bien, es posible modificar la ecuación 4 y adecuarla para un yacimiento subsaturado con una $EF \neq 1$ como sigue:

$$q = J(\bar{P}_R - P_b) + \frac{JP_b}{1.8} \left[1.8(EF) \left(1 - \frac{P_{wf}}{\bar{P}_R} \right)^2 \right] \quad (13)$$

Figura 2. Gráfica de Vogel para varias eficiencias de flujo



Fuente: DALE BEGGS, H. *Production optimization using nodal analysis*. 2001.

Teniendo en cuenta que existen dos casos específicos para estos yacimientos, se pueden seguir los siguientes procedimientos para desarrollar el IPR para cualquier valor de EF incluyendo EF = 1.

En el primer caso, para el cual la presión de fondo fluyendo está por encima del punto de burbuja, lo primero es calcular J reemplazando la prueba de presión en la ecuación 1, para luego desarrollar el IPR para valores de $P_{wf} \leq P_b$ usando el valor de EF actual en la ecuación 13. El IPR para $P_{wf} \geq P_b$ es lineal. Se puede realizar el mismo procedimiento para otros valores de EF así predecir el comportamiento del IPR. Para esto el nuevo valor de J para una nueva EF puede ser calculado como sigue:

$$J_2 = J_1 \left(\frac{EF_2}{EF_1} \right) \quad (14)$$

Ahora, para el segundo caso, en el que la presión de fondo fluyendo está por debajo de la presión de burbuja, se calcula primero J reemplazando la prueba de presión en la ecuación 13 y luego se desarrolla el IPR para valores de $P_{wf} \leq P_b$ usando también la ecuación 13. El IPR para valores de $P_{wf} \geq P_b$ es lineal. Para nuevos valores de FE se calcula J con la ecuación 14 y se repite el procedimiento anterior.

3.2 TEOREMA O ECUACIÓN DE BERNOULLI

El teorema de Bernoulli está descrito por la siguiente expresión:

$$\frac{\rho v_1^2}{2} + p_1 + \rho g z_1 = \frac{\rho v_2^2}{2} + p_2 + \rho g z_2 \quad (15)$$

También puede expresarse en la forma, más habitual en hidráulica:

$$\frac{v_1^2}{2g} + \frac{p_1}{\rho g} + z_1 = \frac{v_2^2}{2g} + \frac{p_2}{\rho g} + z_2 \quad (16)$$

Donde $\rho^*g = \omega$ es el peso específico del elemento de fluido. En las ecuaciones 15 y 16 cada uno de los términos representa una energía específica. En el caso de la ecuación 15 se trata de energía por unidad de volumen de fluido en circulación, o lo que es lo mismo, potencia por unidad de caudal o, simplemente, presión (las unidades son: $J/m^3 = W/(m^3/s) = Pa$). En el caso de la ecuación 6, las unidades son de

energía por unidad de peso de fluido, que es equivalente a una longitud (J/N=m). La interpretación de cada término es la siguiente:

- Un cuerpo de masa m situado a una altura z , posee una energía potencial o de posición, referida al plano de referencia situado en cota cero: $E_p=mgz$. El término z representa por tanto la energía potencial del fluido por unidad de peso, y se le designa como altura de posición.
- El término $p/\rho g$ representa la energía necesaria para elevar la unidad de peso del elemento de fluido hasta la altura $p/\rho g$. Se le denomina altura de presión. A la suma de las alturas de potencial y de presión se le conoce como altura piezométrica, porque se corresponde con la altura de columna observada con un tubo piezométrico conectado a una conducción con un líquido.
- Finalmente, el término $v^2/2g$ representa la energía cinética por unidad de peso del elemento de fluido y se le llama altura de velocidad.

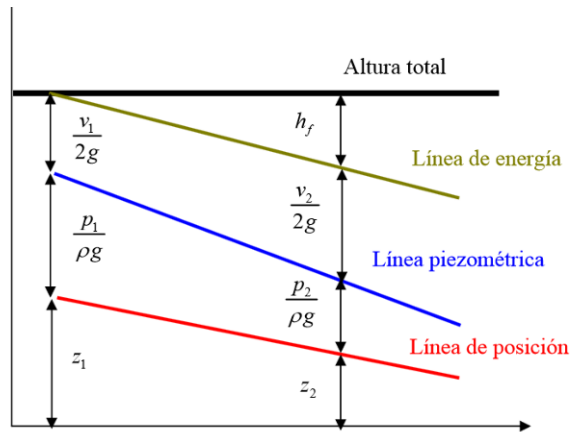
Se denomina carga o altura de energía, H , a la suma de la altura de velocidad más la altura piezométrica, es decir, a la suma de los tres términos de cada miembro en la ecuación de Bernoulli:

$$H = z + \frac{p}{\rho g} + \frac{v^2}{2g} \quad (17)$$

La carga representa la energía mecánica del fluido que fluye en la sección por unidad de peso del mismo. Así pues el teorema de Bernoulli establece que la carga es constante a lo largo de una línea de corriente bajo las hipótesis iniciales consideradas.

En la práctica todos los fluidos reales son viscosos, y la aplicación de la ecuación de Bernoulli podrá perder validez en función de la importancia relativa de las fuerzas viscosas en cada caso. En efecto, la presencia de los esfuerzos viscosos en el seno del fluido y, en particular, en las zonas inmediatamente adyacentes a los contornos (zonas de capa límite), hace que el fluido deba emplear parte de su energía mecánica en compensar el trabajo de oposición de las fuerzas viscosas; éste es un trabajo no reversible, por lo que paulatinamente se produce una transformación de energía mecánica en energía interna (es decir, calor).

Figura 3. Representación gráfica de las líneas de energía, piezométrica y de posición.



Fuente: Argüelles, D. K., et al. 2005. *Prácticas de mecánica de fluidos*. Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas. Departamento de minas. Universidad de Oviedo.

Desde el punto de vista de la ecuación de Bernoulli, esta transformación se contabiliza como una disminución progresiva de la altura de energía o pérdida de carga h_f . Si H_1 es la carga del fluido en la sección S_1 y H_2 la carga del fluido en la sección S_2 , se tendrá:

$$h_f = H_1 - H_2 = \left(\frac{v_1^2}{2g} + \frac{p_1}{\rho g} + z_1 \right) - \left(\frac{v_2^2}{2g} + \frac{p_2}{\rho g} + z_2 \right) \quad (18)$$

La pérdida de carga h_f será tanto mayor cuanto más separadas estén entre sí las posiciones S_1 y S_2 . Ello significa que, a lo largo de una conducción, la línea de energía, que es la representación gráfica de la altura de energía para cada posición, será una línea con pendiente negativa. (Ver 0).

En el caso de una tubería de sección constante la altura de velocidad ha de permanecer invariable, y en ese caso las líneas de energía y piezométrica son paralelas; si además se trata de una tubería horizontal, la pérdida de carga se manifiesta exclusivamente como una pérdida de presión.⁴

De esta manera, el teorema de Bernoulli, que ilustra el balance de energía para dos puntos de un fluido:

⁴Argüelles, D. K., et al. 2005. *Prácticas de mecánica de fluidos*. Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas. Departamento de minas. Universidad de Oviedo.

$$z_1 + \frac{144 P_1}{\rho_1} + \frac{v_1^2}{2g} = z_2 + \frac{144 P_2}{\rho_2} + \frac{v_2^2}{2g} + H_L \quad (19)$$

Donde:

Z = elevación de la cabeza, ft

P = presión, psi

ρ = Densidad, lb/ft³

v = velocidad, pie (ft)/s

g = constante gravitacional

H_L = pérdida de presión de cabeza por fricción, psi.

Para calcular la pérdida de presión de cabeza por fricción (H_L, psi):

$$H_L = \frac{f * L * v^2}{D * 2g} \quad (20)$$

Donde:

f = factor de proporcionalidad (factor de fricción).

L = longitud de tubería en pies.

D = diámetro de tubería.

Si conocemos en los dos puntos 1 y 2 Z, P, D respectivamente se puede calcular fácilmente la velocidad de flujo.

Para diseño de facilidades en ocasiones se asume que Z₁ – Z₂ es cero por lo que la ecuación de Bernoulli queda:

$$P_1 - P_2 = \Delta P = \frac{\rho * H_L}{144} \quad (21)$$

o donde:

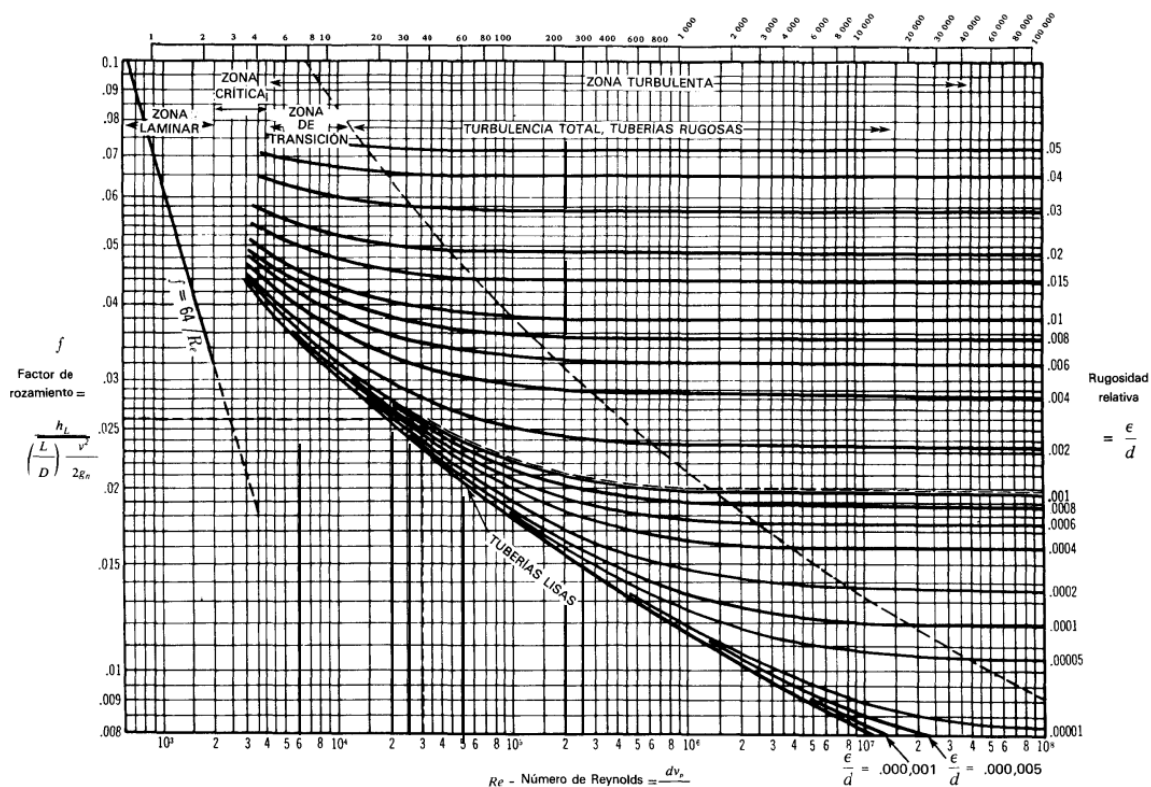
$$\Delta P = 0.0013 \frac{f * L * v^2}{d} \quad (22)$$

d = diámetro interior de la tubería (ID), in.

Para flujos turbulentos necesitamos el factor de rugosidad (ϵ/d).

Para determinar f se utiliza la Figura 4. Desarrollada por Moody:

Figura 4. Diagrama de Moody



Fuente: Cátedra Análisis Nodal, Profesor Cabarcas, M., E. 2013. Especialización en producción de hidrocarburos.

En la Tabla 1 encontramos valores de rugosidad para distintos tipos de tuberías:

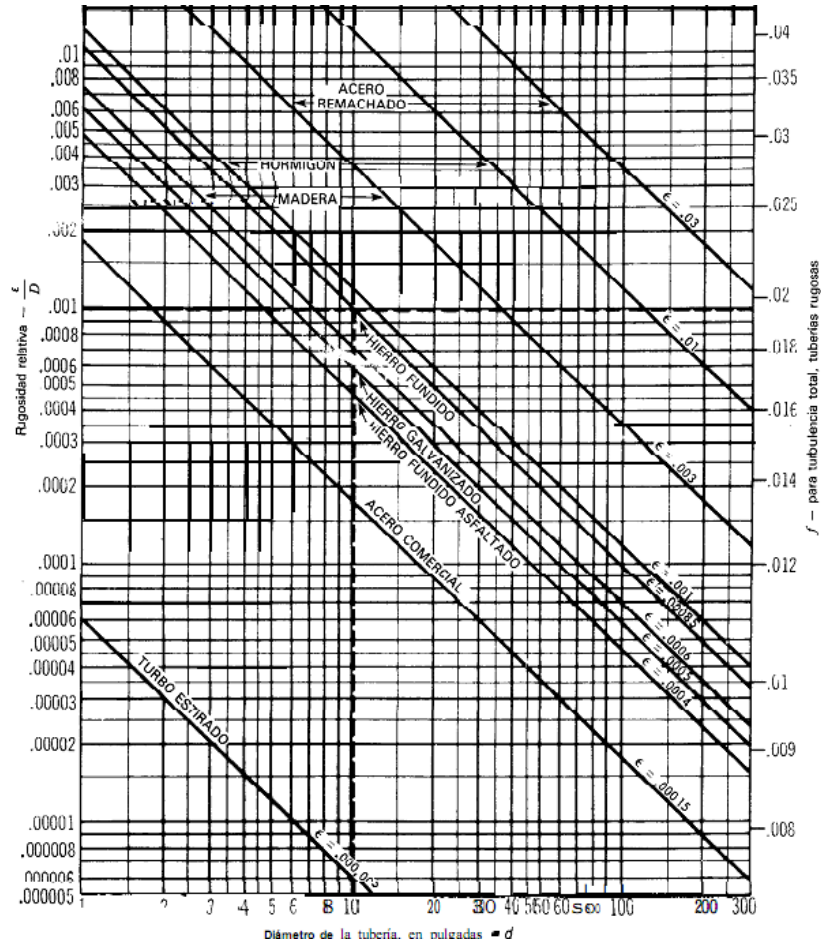
Tabla 1. Valores de rugosidad para tuberías

TIPO DE TUBERIA (Limpia y nueva)	RUGOSIDAD (ft)	RUGOSIDAD (in)
Concreto (unlined concrete)	0.0001- 0.01	0.012 - 0.12
Castirón – uncoated.	0.00085	0.01
Galvanized iron	0.0005	0.006
Carbon stell	0.00015	0.0018
Fiberglass	0.00002515	0.0003
Draw tubing	0.000005	0.00006

Fuente: Cátedra Análisis Nodal, Profesor Cabarcas, M., E. 2013. Especialización en producción de hidrocarburos.

De igual manera, se puede calcular la rugosidad con ayuda de la Figura 5:

Figura 5. Rugosidad de tubería.⁵



Fuente: Cátedra Análisis Nodal, Profesor Cabarcas, M., E. 2013. Especialización en producción de hidrocarburos.

3.3 MONITOREO DE VARIABLES OPERATIVAS EN POZOS

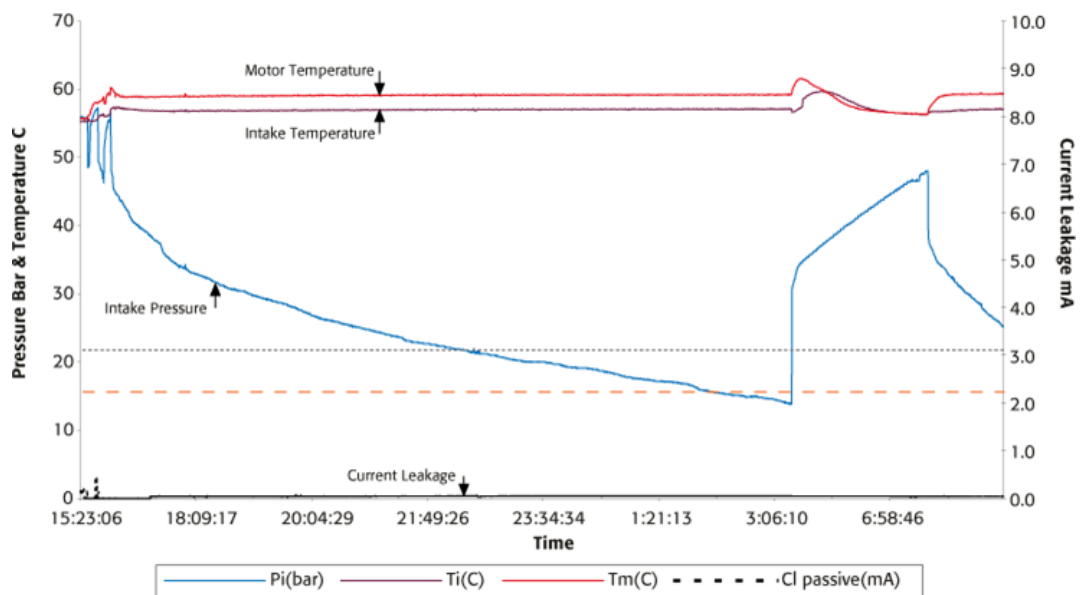
Actualmente se observa una revolución digital en los campos de petróleo y gas. El manejo de los campos petroleros se ha transformado por la disposición de más datos, la rapidez de los procesos de evaluación y el mejor control de los mismos. El próximo cambio radical se encuentra aún en gestación. El nuevo software de metodologías de trabajo integra las operaciones simulaciones de los activos, desde

⁵Cátedra Análisis Nodal, Profesor Cabarcas, M., E. 2013. Especialización en producción de hidrocarburos

el yacimiento hasta la planta de proceso, y se traduce en mejores resultados económicos.⁶

En cuanto a la optimización en campos, la industria petrolera está en continuo crecimiento y es necesario estar solucionando eventos inesperados y/o realizar mejoras continuas para el incremento de producción de hidrocarburos limpios. Hoy en día se cuenta con tecnología de punta para monitorear variables básicas y esenciales de fondo en cada uno de los pozos; este es el caso de Gran Tierra Energy Colombia Ltda., el cual en los pozos con bombeo electro-sumergible (ESP) y con tecnología de Baker Hughes, cuentan con sensores los cuales suministran variables operativas, entre ellas una de las más importantes es la Presión Fluyente (PIP).

Figura 6. Monitoreo de variables en fondo



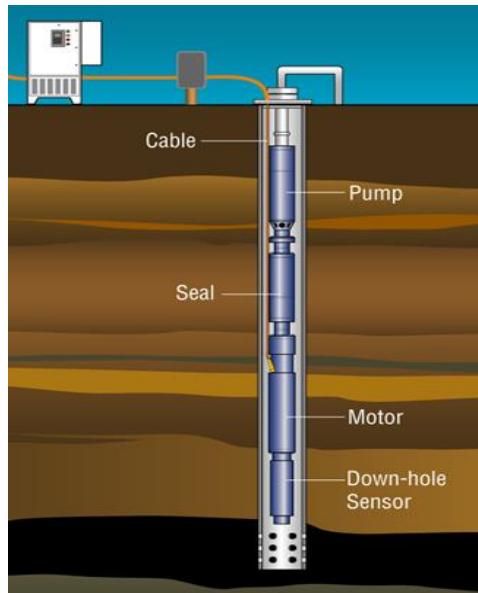
Fuente: Baker Hughes Artificial Lift Monitoring, 2013.

Con el monitoreo en superficie de las variables operativas en fondo se obtienen las siguientes ventajas:

- Ajustes exactos para el sistema ESP.
- Monitoreo para posibles fallas como bloqueo por gas.
- Análisis del funcionamiento del sistema ESP.

⁶ www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish08/spr08/composite.pdf Hans, Eric; et al. La iniciativa "campo inteligente" de Saudi Aramco. En Oilfield review. Verano 2008. 18-p.

Figura 7. Partes de un sistema ESP



Fuente: Baker Hughes Artificial Lift Monitoring. 2013.

Figura 8. Características técnicas del sensor ⁷

- Capacitance type transducer
- Up to 5,000 psi
- Up to 177°C
- Gauge OD 3.75", 4.50"
- Overpressure limit 7,500 psi
- Parameters:
 - Intake Pressure
 - Fluid Temperature
 - Motor Temperature



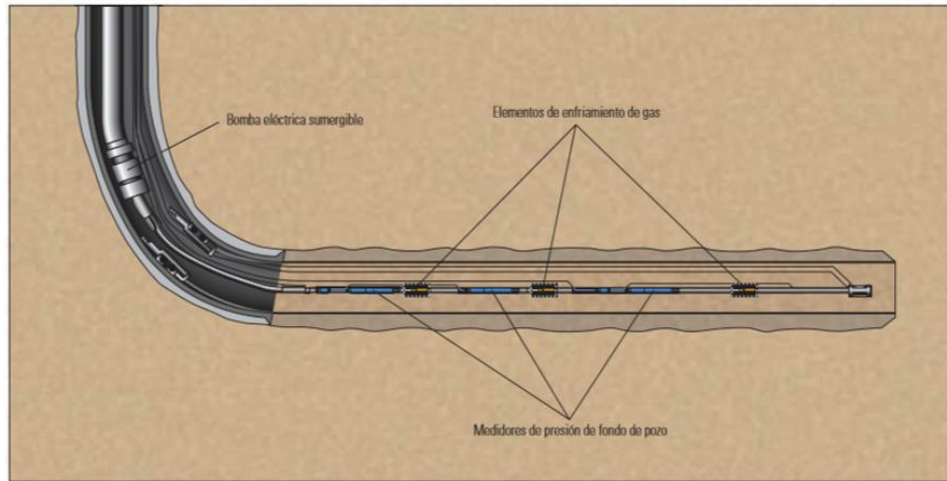
PRESSURE	
• Rating	15 - 5,000psi
• Accuracy	0.5%FS of 5,000 psi (±25 psi)
• Resolution	0.1psi
TEMPERATURE	
INTAKE	
• Rating	0°C to 177°C
• Accuracy	1°C
• Resolution	0.1°C
MOTOR	
• Rating	0°C to 260°C
• Accuracy	1°C
• Resolution	0.1°C
VIBRATION Optional	
• Range	0 - 5g
• Accuracy	1.0%FS
• Resolution	0.1g
UPDATE RATE	
• All Parameters	17 seconds

Fuente: Baker Hughes Artificial Lift Monitoring. 2013.

⁷ Baker Hughes Artificial Lift Monitoring. 2013. Ppt.

Diagrama de terminación para el pozo B que muestra la ubicación de los tres GCEs. Otros elementos claves incluyen la bomba eléctrica sumergible y los tres medidores de presión de fondo de pozo de baja resolución y su línea de control (azul). Los medidores de presión de baja resolución no fueron de mucha utilidad en la sección horizontal (ver Figura 9).⁸

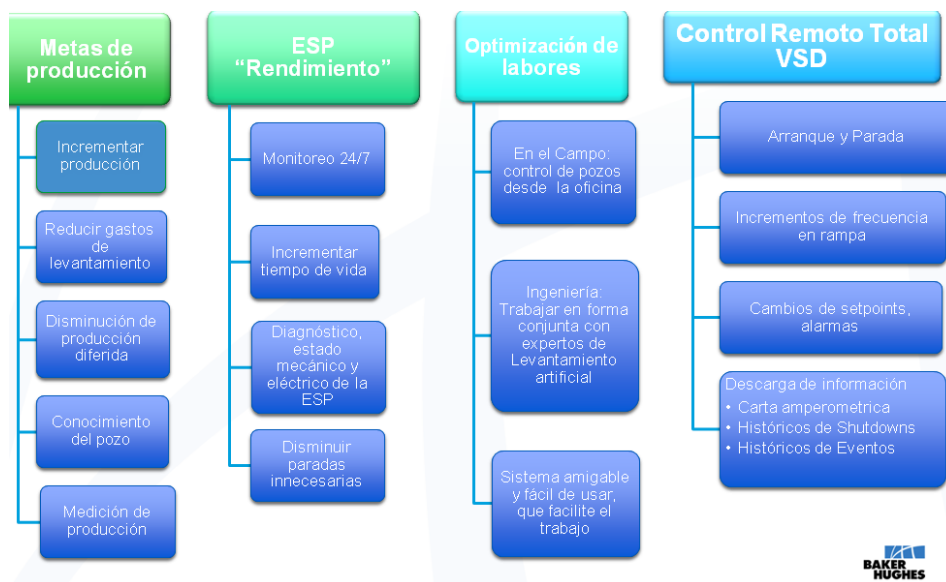
Figura 9. Sensores en fondo



Fuente: Tom Clancy.; et al. Avance de Materia de Pozos y Yacimientos. En Oilfield review. Verano 2008. 31-p.

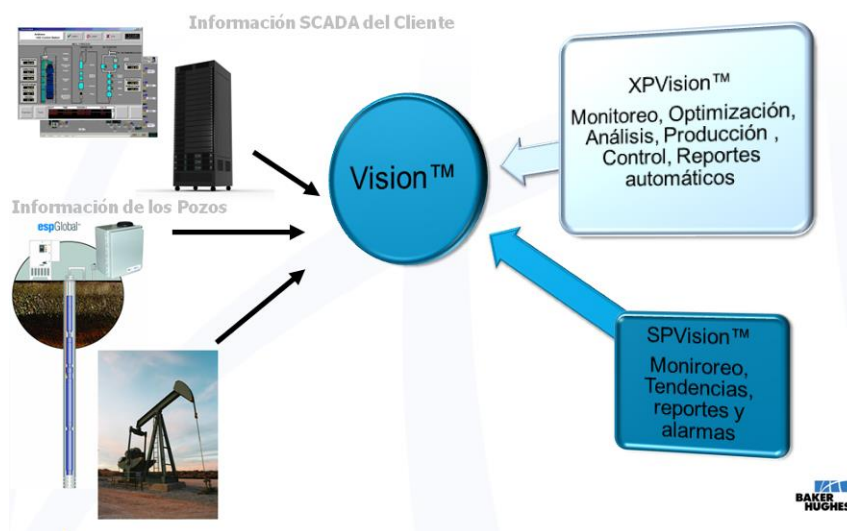
⁸ www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish08/spr08/eléctricas.pdf Tom Clancy; et al. Avance de Materia de Pozos y Yacimientos. En Oilfield review. Verano 2008. 31-p.

Figura 10. Objetivos de monitoreo en fondo par pozos en electro-sumergible



Fuente: Baker. 2013. Monitoreo BHI.

Figura 11. Monitoreo vía SCADA



Fuente: Baker. 2013. Monitoreo BHI

Las ventajas generales del sistema electro-sumergible Baker Hughes, son las siguientes:

- Monitoreo a través del explorador de internet, no requiere de licencias para cada PC donde funciona.

- Ambiente amigable y de fácil manejo, ahorra tiempo en la elaboración de reportes.
- Reportes automáticos hechos a las necesidades del cliente.
- Realiza análisis completos del conjunto ESP utilizando el software ESPexpert™.
- Medición de la producción utilizando redes neuronales Neuraflow™.
- Optimización de producción automática mediante análisis de sensibilidad AutographPC™.⁹

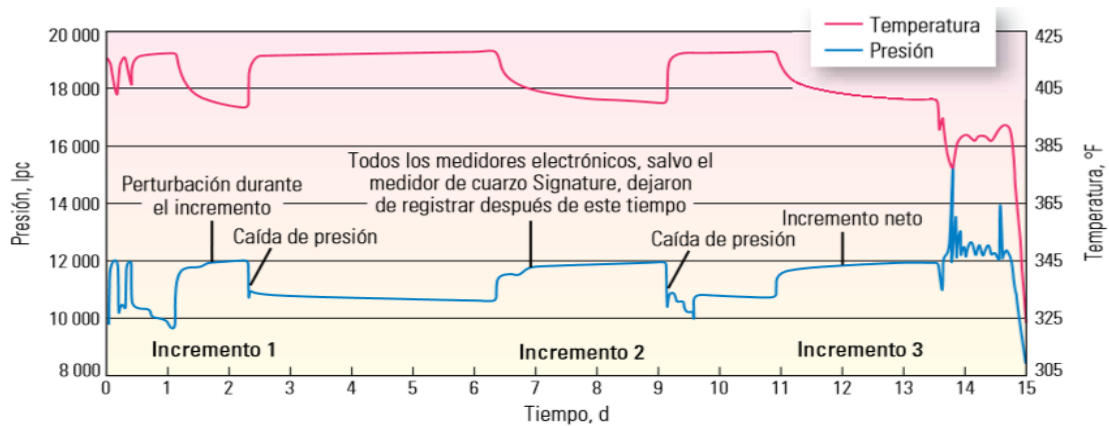
De igual manera en Gran Tierra Energy Colombia Ltda., en los pozos donde no se cuentan con sensores en fondo (todos los pozos de bombeo hidráulico), se realizan pruebas de estabilización de presión, esto con el fin de tener variables operativas de fondo.

Prueba de presión extendida. GSPC efectuó una prueba de pozo extendida que incluyó tres secuencias de incremento y caída de la presión durante 15 días. Por razones de redundancia y seguridad de los datos, se corrieron cinco medidores en el fondo del pozo. Las primeras dos secuencias experimentaron problemas operacionales, y las pruebas se vieron comprometidas por perturbaciones en los datos de presión (azul). La tercera secuencia se ejecutó correctamente. Después de recuperar los medidores, se descubrió que todos, salvo uno, habían fallado antes del comienzo de la tercera prueba (la única válida). Los únicos datos utilizados provinieron del medidor HPHT *Signature* (ver Figura 12).¹⁰

⁹ Baker. 2013. Monitoreo BHI. Ppt.

¹⁰ www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish12/aut12/1_test_limits.pdf Paul Sims.; Comprobación de los límites en condiciones de pozo extremas. En Oilfield review. Otoño 2012. 19-p.

Figura 12. Registro de sensores en fondo de un pozo



Fuente: Paul Sims.; *Comprobación de los límites en condiciones de pozo extremas. En Oilfield review. Otoño 2012. 19-p.*

3.4 TRANSPORTE DE FLUIDO DE PRODUCCIÓN

El presente trabajo se desarrolla en un contexto donde se tienen largas distancias entre los pozos así como también la distancia hasta la planta de tratamiento; el crudo tiene densidades del orden de 30°API.

A continuación se presentan los conceptos relevantes con respecto al manejo de fluidos para transporte de fluidos de producción.

3.4.1 Comportamiento de Fases¹¹

Una fase se define como cualquier parte homogénea y físicamente distinta de un sistema, que además se encuentra separada de otras partes del sistema por las superficies de delimitación definidas como: sólido (hielo), líquido (agua líquida) y gas (vapor de agua).

La energía de cualquier sustancia depende de la fase en la que esta se encuentre. Los sólidos tienen una forma definida y una dureza al tocarlos. Estos se componen de moléculas con una baja energía que queda en un solo lugar a pesar de que vibran. Los líquidos tienen un volumen definido pero no una forma. Estos toman la forma del recipiente que los contiene pero no necesariamente llenan este recipiente. Sus moléculas poseen más energía que los sólidos (permiten un movimiento de un lugar a otro). En función de la energía que tienen se determina el espaciamiento entre las moléculas, es así como los líquidos son menos densos que los sólidos. Los vapores o gases no tienen un volumen ni forma definidos y van a llenar el

¹¹ ARNOLD, Ken et al. Surface production operations. Third Edition. United States of America, Burlington. Gulf Professional Publishing, 2008. 98 p.

contenedor donde se encuentren. Las moléculas de vapor poseen más energía que los líquidos (son muy activas) y son menos densos que los líquidos.

Los factores importantes del comportamiento físico de las moléculas son:

Presión: Reflejo del número de veces que las moléculas se estrellan contra las paredes del contenedor.

Temperatura: Reflejo del promedio de la energía cinética de las moléculas del material. A medida que se agrega calor, la energía cinética aumenta y por tanto la temperatura.

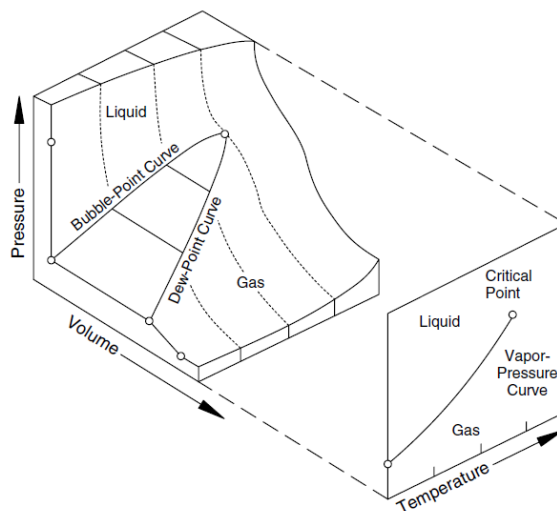
Fuerzas intermoleculares: Fuerzas de atracción y repulsión entre moléculas. Las fuerzas de atracción aumentan con la distancia entre las moléculas hasta que las moléculas se juntan y sus campos electrónicos se solapan.

La principal preocupación es la diferencia en el nivel de energía entre las fases. Energía es adicionada para derretir un sólido y así formar un líquido. Energía adicional va a causar que el líquido se vaporice. Entonces se necesita saber la fase o fases que existen dadas las condiciones de presión, volumen y temperatura, para así determinar el nivel de energía correspondiente. Para esto las sustancias tienen la siguiente clasificación:

Sustancias puras (un solo componente tiene el sistema), Bi componentes, Multicomponente.

El diagrama de fases ilustra la fase que una sustancia particular va a tomar bajo condiciones de presión, temperatura y volumen específicas. En la Figura 13 se presenta un esquema del diagrama de fases para una sustancia pura.

Figura 13. Diagrama de Fases de presión-volumen-temperatura de un componente puro.



Fuente: Ken Arnold, 2008. 100 p

3.4.2 Líquidos¹²

La hidráulica se preocupa por el comportamiento de los líquidos en reposo y en movimiento. Un líquido tiene un volumen definido, contrario a un gas el cual se expande o contrae dependiendo de los cambios de temperatura y presión. Se dice que los líquidos son “prácticamente incompresibles”. Esto es cierto para la mayoría de consideraciones a bajas presiones, pero para altas presiones y variaciones de temperatura, habrán ciertos cambios en la densidad la cual sí debe ser tomada en cuenta.

La presión existente en algún punto en un líquido en reposo es causada por la presión atmosférica ejercida en su superficie, más el peso del líquido arriba del punto en cuestión. Cada presión es igual en todas las direcciones y actúa perpendicularmente a cualquier superficie en contacto con el líquido.

Todas las presiones de líquido pueden ser visualizadas como las causadas por una columna de líquido, que debido a su peso produce una presión equivalente a la presión en el punto en cuestión. Cada columna de líquido, real o imaginaria, es llamada la “cabeza de presión”, o “cabeza estática” y es usualmente expresada en pies (ft) de líquido.

El flujo de líquidos puede ser causado por gravedad o por medios mecánicos usando uno de los muchos tipos de bombas que pueden estar disponibles dependiendo de las características del líquido y la naturaleza de las condiciones del servicio.

3.4.3 Flujo de líquido¹³

Durante el paso a través de una tubería se dice que el flujo de líquido tiene régimen laminar (viscoso) o turbulento, dependiendo de la velocidad del líquido, el tamaño de la tubería y la viscosidad del líquido. Para un líquido dado y un tamaño de tubería dado, estos factores pueden ser expresados en términos de un número adimensional llamado el número de Reynolds R , así:

$$R = \frac{VD}{\nu} \quad (23)$$

V = Velocidad promedio del líquido (ft/s)

¹² WESTAWAY, C.R., Cameron Hydraulic Data. Sixteenth Edition. Woodcliff Lake, J.J. Ingersoll – Rand. 1984. 1-3 p.

¹³ WESTAWAY, C.R., Cameron Hydraulic Data. Sixteenth Edition. Woodcliff Lake, J.J. Ingersoll – Rand. 1984. 1-4 p.

D = Diámetro interno de tubería (ft)

V = Viscosidad cinemática del fluido (ft²/s)

(Para agua pura fresca a 60°F $v = 0.00001216$ ft²/s)

Para valores de R menores de 2000, el flujo es laminar (viscoso). Esto indica que las partículas del líquido siguen caminos y no se cruzan, van por separado con poco o nada de remolinos o turbulencias.

Cuando R es superior de 4000 se dice que hay flujo turbulento.

Los valores de R entre 2000 y 4000 están en la zona crítica, donde el flujo es generalmente considerado como turbulento para la realización de cálculos, pues se debe considerar las pérdidas por fricción y caídas de presión. Esto da resultados seguros porque las pérdidas por fricción son mayores en el flujo turbulento que en el flujo laminar.

3.4.4 Viscosidad

En el flujo de líquidos la existencia de la fricción interna o resistencia interna relativas al movimiento de las partículas de fluido, deben ser consideradas. Esta resistencia es llamada viscosidad.

Las viscosidades de la mayoría de los líquidos varía apreciablemente con los cambios en temperatura mientras la influencia del cambio de presión es usualmente despreciable.

Un líquido se dice que es un fluido "Newtoniano" o "Verdadero" si su viscosidad no es afectada por la clase y magnitud del movimiento o agitación, el cual puede ser sometido tanto como la temperatura permanece constante; un ejemplo de un líquido newtoniano podría ser el agua o el aceite mineral.

Se dice que un líquido es "tixotrópico" si su viscosidad disminuye como la agitación está aumentando, a una temperatura constante; ejemplos de líquidos tixotrópicos pueden ser los asfaltos, los compuestos de celulosa, pegante, grasas, melazas, pintura y jabones.

Ahora se dice que un líquido es "dilatante" si la viscosidad aumenta con el aumento de la agitación a temperatura constante; ejemplos de líquidos dilatantes son lechadas de arcilla y compuestos de caramelo.

3.4.5 Viscosidad y Densidad

El petróleo crudo natural presenta un amplio espectro de densidades y viscosidades. La viscosidad a la temperatura de yacimiento es generalmente la medida más relevante, porque determina cuán fácilmente fluirá el petróleo. La densidad es la característica más importante para el refinador, porque es un mejor indicador de los derivados de la destilación. Sin embargo, no existe una correlación clara entre estas dos variables. Un crudo de mediana o baja densidad, con alto

contenido de parafina en un yacimiento frío y somero puede presentar una viscosidad más alta de un petróleo crudo pesado, libre de parafina, en un yacimiento profundo y con alta temperatura.

La viscosidad puede variar en gran medida con la temperatura, mientras que la densidad no varía tanto, por lo que se ha convertido en el parámetro estándar del campo petrolero más comúnmente utilizado para categorizar los petróleos crudos.

La densidad se define usualmente en términos de grados API (Instituto Americano del Petróleo) y está relacionada con la gravedad específica; mientras más denso es el petróleo, más baja es la densidad API¹⁴.

3.4.6 Viscosidad mezcla Aceite-Agua¹⁵

La viscosidad del agua producida depende de la cantidad de sólidos disueltos que esta tenga así como también de la temperatura, pero para situaciones prácticas este valor varía entre 1.5 y 2 cP a 100°F, y 0.4 a 0.6 cP a 150°F.

Cuando se presenta un porcentaje determinado de agua en la mezcla, esta se emulsiona de manera que solo es visible una sola fase, entonces la viscosidad de la mezcla puede ser sustancialmente más alta que la viscosidad del aceite o que la del agua medidas independientemente.

Al tener una mezcla emulsionada como se mencionó anteriormente, se presenta un problema para la deshidratación, por lo que la mezcla se encuentra homogénea y se debe emplear un método que rompa la emulsión, y así poder separar el agua del aceite por los métodos convencionales. El otro problema es la viscosidad, puesto que esta se puede encontrar en el punto más alto, complicando el transporte y tratamiento de la mezcla.

En la Figura 14 se presenta un ejemplo del comportamiento de la viscosidad de una mezcla Agua – Crudo para diferentes porcentajes de agua.

Es así como la viscosidad de la emulsión puede ser calculada mediante la Ecuación Modificada de Vand. Para corrientes donde el porcentaje en volumen de agua presente en la mezcla es menor a un 70%, la viscosidad de la mezcla se calcula según la correlación de Vand¹⁶ modificada, considerando la fase continua como el crudo y la fase discontinua el agua. Cuando el porcentaje en volumen de agua

¹⁴ CURTIS, Carl, et al. Yacimientos de petróleo pesado. En Oilfield Review, 2003/2003. 33 p. Disponible en: http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish02/win02/p32_55.pdf

¹⁵ ARNOLD, Ken et al. Surface production operations. Third Edition. United States of America, Burlington. Gulf Professional Publishing, 2008. 3ª Edición .120 p.

¹⁶ Surface Production Operation. Op cit. 95 p.

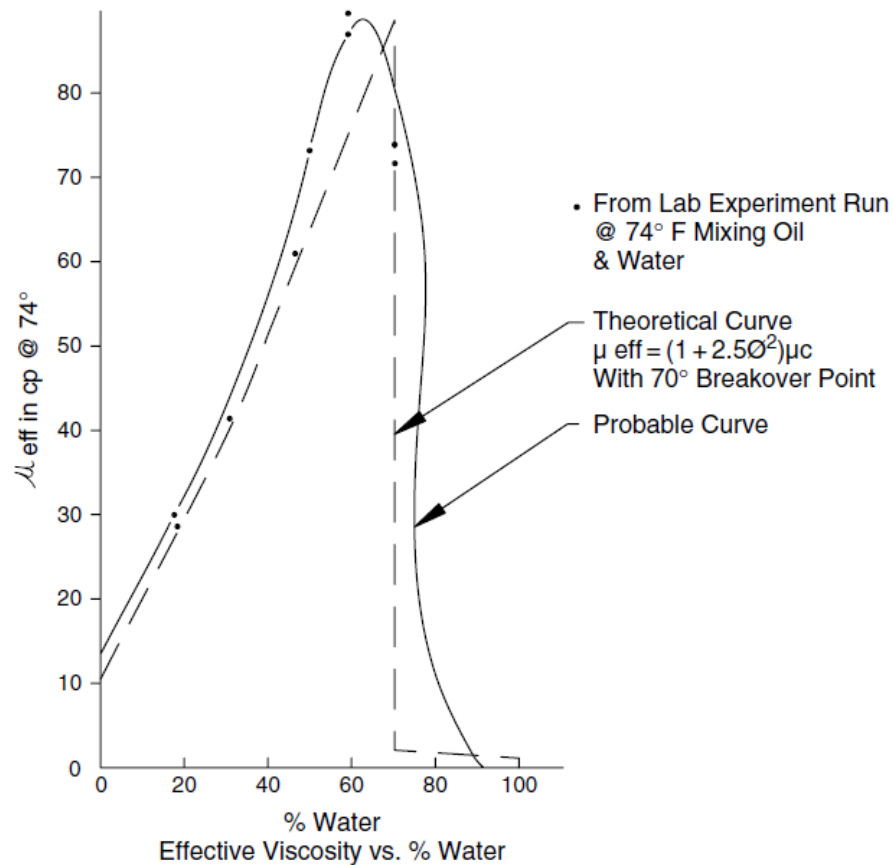
presente en la mezcla es mayor al 70%, se emplea la misma ecuación pero las fases se invierten, la fase continua es el agua y la discontinua el crudo.

$$\mu_{\text{eff}} = (1 + 2.5(X_D) + (X_D)^2) \mu_c \quad (24)$$

X_D = Fracción volumétrica de la fase discontinua

μ_c = viscosidad de la fase continua en cP

Figura 14. Gráfica Viscosidad Efectiva vs. Porcentaje de Agua en mezcla crudo – agua



Fuente: Ken Arnold, 2008. 97 p.

3.4.7 Emulsiones Reversa

Son emulsiones que contienen gotas de petróleo en la fase continua de agua. Esto se presenta en las operaciones de tratamiento de fluido de producción.

Si la emulsión es inestable, las gotas de aceite van a coalescer cuando ellas tengan contacto con otras formando gotas más grandes, de manera que se rompe la emulsión.

3.4.8 Criterios para el dimensionamiento de tuberías¹⁷

El diámetro de las tuberías debe tener en cuenta velocidad máxima y una velocidad mínima de operación, los cuales son definidos de acuerdo a los siguientes parámetros.

Las altas velocidades en las líneas que manejan desde dos fases pueden causar un desgaste acelerado por erosión. La velocidad para la cual la erosión se convierte en un factor importante puede ser calculada como se presenta a continuación.

En el caso de tuberías que transportan fluido multifásico se utilizará como criterio de velocidad el concepto de velocidad erosional (ver Norma API 14E), de tal forma que la velocidad calculada en la línea no supere este parámetro.

$$V_e = \frac{c}{\rho^{0.5}} \quad (25)$$

Donde:

c = coeficiente empírico

ρ = densidad del fluido a condiciones de operación (lb/ft³)

V_e = velocidad erosional (ft/s)

Para tuberías en acero al carbón, los valores sugeridos de C se muestran a continuación:

Tabla 2. Valores de coeficiente empírico C

SERVICIO	FLUIDO	C
Continuo	Corrosivo	100
No continuo	Corrosivo	125
Continuo	No Corrosivo	200
No continuo	No Corrosivo	250

Para tuberías en las cuales se transporta servicios líquidos; la velocidad máxima recomendada será la mostrada en la siguiente tabla según el caso que aplique.

Tabla 3. Criterios de dimensionamiento de tuberías para líquidos

¹⁷ ECP-VST-P-PRO-MT-001. Manual técnico de criterios de diseño de la especialidad de Ingeniería de proceso. Vicepresidencia de tecnología corporativo de normas y estándares. Versión 1. 32p.

SERVICIO	VELOCIDAD MÁXIMA [ft/s]	MÁXIMO $\Delta P/100$ ft [psi]
Recomendación general	5 - 15	4
Flujo laminar	4 – 5	---
Flujo Turbulento Densidad del Líquido (lb/ft ³) – 50 - 100	5 - 8	---
Flujo por gravedad	3 - 8	0,4

4. DESARROLLO

4.1 RESEÑA HISTÓRICA CAMPO COSTAYACO

El campo Costayaco se encuentra ubicado en el bloque Chaza, el cual está localizado en el departamento del Putumayo, al nor-orienté del municipio de Villa Garzón.

Las condiciones ambientales más características del sitio son:

Elevación Costayaco	:	381 m.s.n.m.
Temperatura ambiente	:	24 °C a 30 °C, promedia anual
Humedad relativa	:	75 % a 95 %, promedia anual
Precipitación Pluvial	:	230 mm/mes promedia
Nivel Ceráunico	:	50-70 (días de tormenta al año)
Zona de riesgo sísmico	:	Zona # 5 (intermedia)
Velocidad del Viento	:	6 m/s máx.

La ejecución de las actividades establecidas en el programa de evaluación del campo Costayaco perteneciente al contrato de Exploración y Producción CHAZA, suscrito entre la Agencia Nacional de Hidrocarburos-ANH y las compañías Gran Tierra Energy Colombia y Solana Petroleum Exploration Colombia, actuando como Operador Gran Tierra Energy Colombia.

El inicio de actividades se realizó el 23 de Octubre de 2007. El yacimiento del campo cuenta con dos zonas productoras de hidrocarburos que son la arena T de la formación Villeta y la formación Caballos.

Los datos históricos de la presión de formación de la arena T muestran un acuífero pequeño de bajo aporte y la expansión de los fluidos y la roca de formación. El análisis PVT indica la no presencia de capa de gas a condiciones de yacimiento (Presión de burbuja de 782 psi).

En el caso de las areniscas de la formación Caballos se encuentra un acuífero activo y la expansión de los fluidos en el yacimiento. El análisis PVT indica la no presencia de capa de gas a condiciones de yacimiento (Presión de burbuja de 342 psi).

Los datos estadísticos señalan que las mejores propiedades petrofísicas con radios promedio de garganta de poro que de 38.4 y 68.1 micrones respectivamente, correspondientes a un valor promedio de permeabilidad de 1697 y 5100 mD respectivamente. Estas zonas aportan la mayor capacidad de flujo de los yacimientos productores.

Por otra parte, los yacimientos productores son cuarzo arenitas consolidadas de grano fino a grueso de selección pobre a moderado (sorting), cuya estructura principal es cuarzo (90%), con un 8% promedio de minerales de arcilla y un 1.5% de hierro más trazas de pirita y feldespatos. En el espacio poroso está constituido por poros primarios intergranulares ocupados por la caolinita y poros secundarios formados por disolución de granos con ausencia de minerales de arcilla.

El análisis físico químico del agua de formación (arena T y Caballos), indica un carácter incrustante al Carbonato de Calcio (CaCO_3), con valores que van desde 40 a 60 Lbs/1000 Bls, en un rango de temperatura de 80 a 200 °F. Adicionalmente, los índices de saturación de Langelier y Riznar muestran un carácter corrosivo.

El análisis de caracterización de hidrocarburos señala que la arena T produce un crudo de una gravedad promedio de 29.5 °API, un contenido de Azufre del 0.413% y un contenido de sal promedio de 19 Lb/1000 Bls. Para el caso de la formación Caballos se produce un crudo de una gravedad promedio de 29.6 °API, un contenido de Azufre del 0.416% y un contenido de sal promedio de 9 Lbs/1000 Bls. Por otra parte, el análisis cromatográfico indica que en el descubrimiento Costayaco se produce gas rico en componentes livianos (C1-C5) con un contenido considerable de dióxido de carbono y nitrógeno y un alto poder calorífico.

El daño de formación es atribuido a la invasión de los fluidos a la formación, como filtrado del lodo y fluido de completamiento, que genera emulsiones estables en la zona cercana a la cara de la formación por interacción entre los fluidos nativos y los fluidos inducidos en el espacio poroso que se encuentran a menor temperatura. A nivel de laboratorio se ha detectado presencia de emulsión fuerte entre los fluidos nativos y el fluido de completamiento.

4.1.1 Geología

4.1.1.1 Marco Tectónico Sedimentológico Regional

El área del Bloque Chaza está localizada en el piedemonte de la Cordillera Oriental, dominada por anticlinales dispuestos en forma de echelón como resultado de un fallamiento compresivo con vergencia principal NE, y componentes menores de desplazamiento lateral, como resultados de la generación de zonas de transferencia, las cuales hacen parte de una tectónica regional cuya vergencia es hacia el SE. La gran mayoría de los sedimentos aflorantes son de edad Pleistoceno-Mioceno y Terciario Tardío representados por las formaciones Orito-Belén. En la Figura 15 se presenta la columna estratigráfica generalizada de la cuenca del Putumayo.

La sedimentación de la Cuenca de Putumayo está caracterizada por facies depositadas en ambientes marinos someros como son la parte arenosa superior de la Formación Caballos y la totalidad de las facies areno-arcillosa de la Formación

Villeta, ambientes continentales representados por la secuencia arenosa basal de la Formación Caballos y la facies areno-arcillosa de toda la secuencia Terciaria.

Las formaciones Cretácicas, objetivo principal en el presente descubrimiento están representadas por las unidades arenosas dentro de la Formación Villeta, denominadas Areniscas "T" y "U", las cuales están interestratificadas con unidades calcáreas denominadas respectivamente Caliza "A", "B" y "C". De igual manera, la infrayacente formación Caballos constituida esencialmente por una secuencia arenosa de origen fluvio deltaico-marino somero. Todas las anteriores unidades litológicas muestran extensión lateral amplia ya que estas fueron depositadas en una plataforma marina somera estable, donde los cambios faciales no son muy marcados.

Figura 15. Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca del Putumayo.

EDAD	UNIDAD	LITOLOGÍA	ROCA		CARACTERÍSTICAS	
			S	R		
QT	QT				Depósitos Aluviales	
PLIO- PLEISTOCENO	Fm. Caimán				Intercalaciones de arcillas y areniscas arcillosas	
	Fm. Ospina				Arcillas intercaladas con areniscas de grano grueso	
MIOCENO	Grupo Orito-Belén				Arcillas intercaladas con areniscas de grano grueso	
	Fm. Orteguzza				Arcillas y areniscas arcillosas intercaladas. Desarrollo de capas carbonosas	
OLIGOCENO INFERIOR	Fm. Orteguzza				Arcillas y areniscas arcillosas intercaladas. Desarrollo de capas carbonosas	
EOCENO SUPERIOR	Fm. Pepino			●	Intercalaciones de conglomerados, areniscas y delgadas capas arcillosas	
PALEOCENO	Fm. Rumiyaco				Arcillas intercaladas con delgadas capas de areniscas de grano fino	
CRETACEO SUPERIOR	Fm. VILLET A	Int. N		●		
		Int. M2		●		
		Int. A		●	Intercalaciones de potentes paquetes de Shales, limolitas y calizas.	
		Int. U		●	Algunas limolitas cambian facialmente a areniscas de grano fino a medio	
		Int. B		●		
		Int. T		●		
		Int. C		●		
		Fm. Caballos		●	Intercalaciones de arenisca de grano fino a grueso con arcillolititas y limolitas	
	JUR. SUPERIOR	Fm. Saldaña				Rocas volcánicas intercaladas con litoarenitas y areniscas arcillosas. Desarrollo de intrusivos
	Triásico Superior	Fm. Payandé				Rocas calcáreas afectadas por metamorfismo
Precámbrico	Basemento				Rocas igneas y metamórficas del escudo	

4.1.1.2 Litología Unidades Reservorio

De manera generalizada, las siguientes son las características litológicas de las unidades reservorio para la Cuenca del Putumayo en el área Costayaco. De techo a base de la secuencia podemos caracterizarlas así:

Formación Rumiyaco (Arenisca Kg)

Hacia la base de esta formación ocurren areniscas cuarzosas, translúcidas, de grano fino a muy fino, subangular a subredondeado, regular a pobre selección, cuarzosa, con trazas de brea de color negro, sin fluorescencia visible, con corte rápido a lento, blanco amarillo lechoso en corrientes, residuo pardo claro a pardo amarillento al UVL, la manifestación es demasiado pobre, cuya parte basal determina el contacto con la infrayacente formación Villeta. Trazas de Calcita y pirita son comunes en toda la sección. Ésta arena fue probada en el pozo Costayaco-1, mostrando presencia de aceite de 22.6 °API con un 0.5% de BS&W.

Arenisca U Superior (Formación Villeta)

Esta sección es predominantemente arenosa con un pequeño nivel de carbón. La arena es cuarzosa, grano muy fino a medio, ocasionalmente grueso, translúcido, subangular a subredondeada, regular a pobre selección, con regulares manifestaciones de aceite. Ocurre también arenisca cuarzosa de color blanco, translúcido, friable, grano fino a medio, menor grueso, subangular a subredondeada, regular a buena selección, cemento ligeramente calcáreo, pobre porosidad visual, localmente glauconítica, con manchamiento de aceite puntual y en parches. Ésta arena no ha presentado desarrollo importante en los pozos perforados en el área Costayaco.

Arenisca U Inferior (Formación Villeta)

Está caracterizada por arena cuarzosa, translúcida, de grano fino a medio, ocasionalmente grueso, subredondeada a subangular, pobre selección. Se presentan también areniscas cuarzosas, blancas, de grano muy fino a fino, ocasionalmente grueso, friable, subangular, pobre a regular selección, localmente con glauconita. Ocurre con manchamiento de aceite marrón claro, en parches. Ésta arena fue probada en el pozo Costayaco-1, mostrando presencia de aceite de 28.6 °API con un 0.2% de BS&W.

Arenisca T (Formación Villeta)

Constituye el objetivo secundario del descubrimiento Costayaco y está caracterizada por una secuencia de areniscas cuarzosas con delgadas intercalaciones de shale y calizas hacia la base. Las areniscas son cuarzosas, blanco translúcido, marrón claro, friable; granos de cuarzo hialino de tamaño fino a mediano, local grueso y muy grueso, angular, pobremente seleccionado. Se observa manchamiento de aceite marrón claro en forma de parches con fluorescencia natural buena amarillo oro. El corte es moderadamente rápido, blanco lechoso fuerte en forma de hongo; se observa anillo residual marrón muy claro con

fluorescencia naranja pálido y marrón muy claro. Normalmente las manifestaciones de aceite de las areniscas "T" son calificadas como buenas. Localmente se presentan delgadas intercalaciones de shale gris oscuro, fisil, quebradizo, astilloso y algunas capas delgadas de calizas micríticas. Éste es uno de los principales reservorios del descubrimiento Costayaco y produce crudo de 29.6 °API con un 0.2% de BS&W.

Formación Caballos

Constituye el objetivo principal del campo. Compuesta por un paquete masivo de Arena cuarzosa, translúcida, grano muy grueso a grueso, ocasionalmente fino a medio, angular a subangular, localmente subredondeada, pobre selección, ocasionalmente con mancha visible de aceite marrón oscuro a negro, abundante fluorescencia natural amarillo verdoso a amarillo pálido, brillante; corte moderado a lento, blanco lechoso, residuo blanco lechoso.

Hacia el tope aparece una Arenisca cuarzosa, translúcida, grano medio a grueso, ocasionalmente muy grueso, subangular a subredondeada, regular selección, cemento calcáreo, buena porosidad visible. Este reservorio en algunos pozos de esta cuenca presenta buenas manifestaciones de aceite y en algunos otros se ha observado manchamiento de aceite residual marrón oscuro a negro. Éste es el principal reservorio del descubrimiento Costayaco y produce crudo de 29.6 °API con un 0.2% de BS&W.

4.1.2 Propiedades de los fluidos producidos

En los pozos productores del campo Costayaco se han tomado muestras de fluido en superficie para la caracterización de los crudos y análisis SARA para la arena T de la formación Villeta y las areniscas de la formación Caballos.

4.1.2.1 Características del Crudo

En la Tabla 4 se presentan las propiedades del crudo de la arena T y la formación Caballos.

El análisis físico químico señala que en la arena T se produce un crudo de una gravedad promedio de 29.5 °API, un contenido de Azufre del 0.413% y un contenido de sal promedio de 19 Lb/1000 Bls.

Para el caso de la formación Caballos se produce un crudo de una gravedad promedio de 29.6 °API, un contenido de Azufre del 0.416% y un contenido de sal promedio de 9 Lb/1000 Bls.

Tabla 4. Propiedades Físico Químicas Crudo Costayaco.

Arena T					
Pozo	° API @ 60°F	Azufre (%peso)	Flash Point (°C)	Pour Point (°C)	Sal (Lbs/1000 Bls)
Costayaco-1	29.7	0.413	-5	-30	9.56
Costayaco-2	28.0	0.442	-5	-24	6.00
Costayaco-3	30.4	0.396	-5	-27	21.3
Costayaco-4D	NA	NA	NA	NA	NA
Costayaco-5	29.9	0.402	-5	-33	39.3
Caballos					
Pozo	° API @ 60°F	Azufre (%peso)	Flash Point (°C)	Pour Point (°C)	Sal (Lbs/1000 Bls)
Costayaco-1	30.0	0.379	0	-30	8.4
Costayaco-2	30.7	0.39	10	-6	7.3
Costayaco-3	27.0	0.489	-5	-24	14.3
Costayaco-4D	30.7	0.406	-5	-27	5.9
Costayaco-5	NA	NA	NA	NA	NA

4.1.2.2 Cromatografía del Gas

En la Tabla 5 se encuentra la composición cromatográfica de las muestras de separador de la arena T y la formación Caballos, tomadas en los pozos Costayaco-2 y Costayaco-4D respectivamente.

Tabla 5. Análisis Cromatográfico Gas Producido en el Área Costayaco

	H2	H2S	CO2	N2	C1	C2	C3	iC4	nC4	iC5	nC5	C6	C7	C8	C9	C10	C11	C12+
Arena T	0.0	0.0	6.0	2.8	31.3	14.7	19.1	2.8	8.0	2.3	2.4	2.9	5.5	1.8	0.2	0.0	0.0	0.0
Caballos	0.0	0.0	9.6	7.1	26.3	12.8	21.5	4.2	9.9	2.7	2.6	1.8	1.2	0.4	0.1	0.0	0.0	0.0

El análisis cromatográfico indica que en Costayaco se produce gas rico en componentes livianos (C1-C5) con un contenido considerable de dióxido de carbono y nitrógeno.

El gas producido de la arena T tiene una gravedad específica de 1.4304 y una capacidad calorífica neta de 1991 BTU.ft³ @ 14.65 psia, 60 °F. Las propiedades críticas son de 633 psia y 576.8 °R.

El gas producido de Caballos tiene una gravedad específica de 1.3458 y una capacidad calorífica neta de 1721.9 BTU.ft³ @ 14.65 psia, 60 °F. Las propiedades críticas son de 651.7 psia y 554.6 °R.

4.1.2.3 Análisis PVT

En el pozo Costayaco-1 se llevó a cabo muestreo de fondo y se realizó análisis PVT a la arena T y la formación Caballos.

En la Tabla 6 se presentan las propiedades del crudo producido en la arena T y la formación Caballos del área Costayaco.

Tabla 6. Resultados Análisis PVT Costayaco

	Pb (psi)	Rsi (scf/stb)**	Bo (rb/stb)*	Vis (cp)*
Arena T	782	257	1.191	1.231
Caballos	342	92	1.096	2.045
*Datos medidos a 205 °F y Presión de Yacimiento				
**Datos medidos a 205 °F y Dos etapas de Separación				

4.1.3 Mecanismo de Producción

4.1.3.1 Arena T

En Costayaco se ha realizado un seguimiento a la presión de formación de los principales yacimientos productores, arena T de la formación Villeta y las areniscas de la formación Caballos.

En la Figura 16 se presenta el comportamiento histórico de la presión de la arena T de la formación Villeta.

En la Figura 17 se presenta la relación entre la producción acumulada y la presión estática de la arena T de la formación Villeta.

De acuerdo a la información presentada, la presión de formación de la arena T se encuentra 703 psi por debajo de la presión inicial registrada en el pozo Costayaco-1, con una producción acumulada de 1319 MSTB; una tasa de declinación de 1 psi por cada 1876 STB de producción. Este efecto indica una pérdida en la energía del yacimiento.

Figura 16. Comportamiento de Presión de la Arena T de Costayaco

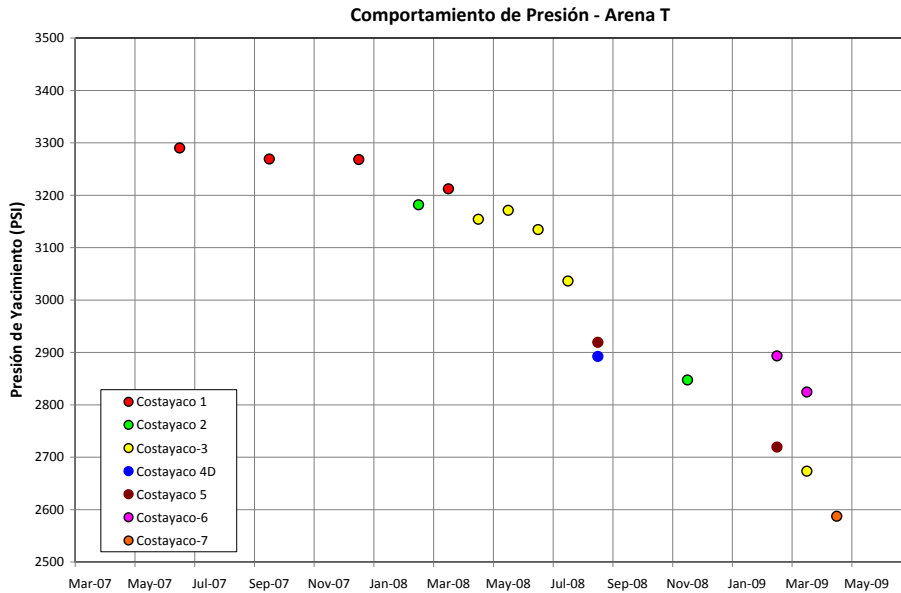
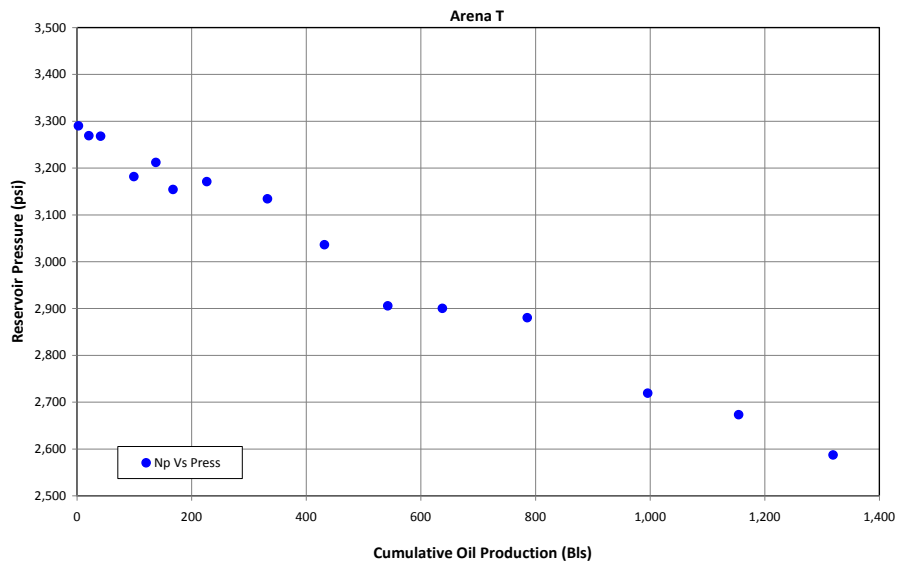


Figura 17. Relación Producción Acumulada/Presión de Formación de la Arena T de Costayaco



La gráfica de producción acumulada contra presión de formación, sugiere la presencia de un acuífero parcial que no alcanza a generar una relación de extracción/llenado de 1.0; es decir, que el volumen de agua que entra a la formación no ocupa el espacio dejado por los fluidos extraídos. Este efecto hace que la expansión de fluidos (cambios de compresibilidad) gane importancia en este yacimiento y se refleje en una declinación acelerada de la presión de yacimiento.

Por otra parte, el Análisis PVT indica una presión de burbuja de 782 psi y una relación gas/aceite de 257 SCF/bbl. Con estos valores no se espera presencia de gas libre en el yacimiento y por consiguiente un aporte insignificante del gas en solución como mecanismo de producción.

Con la información existente se considera que el principal mecanismo de producción es la expansión de fluidos y roca en el yacimiento, soportada por un empuje de agua de baja energía. Este efecto sugiere la implementación de un programa de inyección de agua en la arena T, que permita sostener la presión de formación y evitar que caiga a niveles inferiores de 2000 psi, para tener la opción de producir con presiones de fondo fluvente superiores a la presión de burbuja.

4.1.3.2 Caballos

En la Figura 18 se presenta el comportamiento histórico de la presión de las areniscas de la formación Caballos.

En la Figura 19 se presenta la relación entre la producción acumulada y la presión estática de las areniscas de la formación Caballos.

Figura 18. Comportamiento de Presión Areniscas de la Formación Caballos de Costayaco.

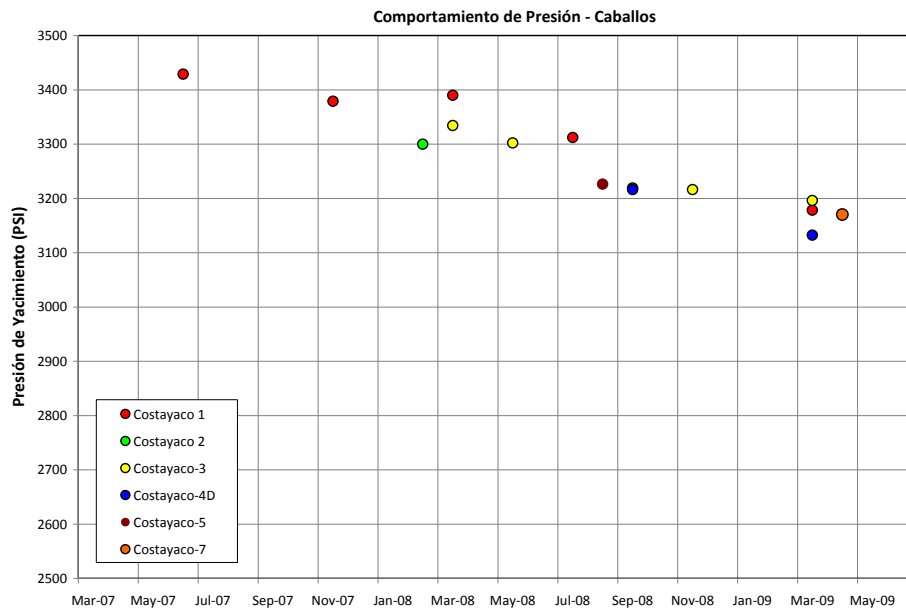
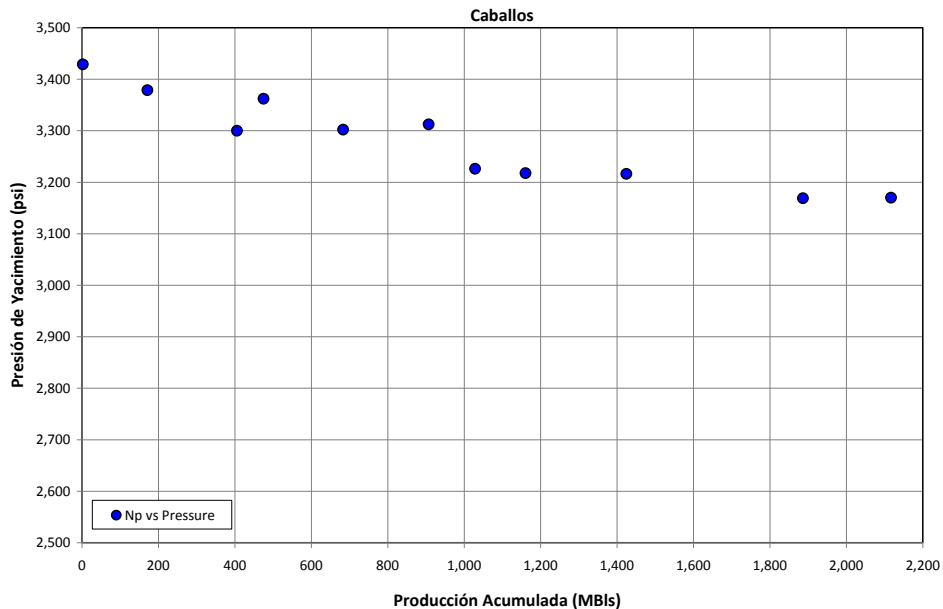


Figura 19. Relación Producción Acumulada/Presión de Formación de Caballos de Costayaco



De acuerdo a la información presentada, la presión estática de las areniscas de la formación Caballos se encuentra 259 psi por debajo de la presión inicial registrada en el pozo Costayaco-1, con una producción acumulada de 2117 MSTB; una tasa de declinación de 1 psi por cada 8173 STB de producción. Este efecto indica una pérdida mínima en la energía del yacimiento.

La gráfica de producción acumulada contra presión de formación, sugiere la presencia de un acuífero mediano que generara una relación de extracción/llenado inferior, pero cercana a 1.0; es decir, que el volumen de agua que entra a la formación llena un gran porcentaje del espacio dejado por los fluidos extraídos, ayudado por la expansión de los fluidos.

El Análisis PVT indica una presión de burbuja de 342 psi y una relación gas/aceite de 92 SCF/bbl. Con estos valores no se espera presencia de gas en yacimiento y por consiguiente un aporte insignificante del gas en solución como mecanismo de producción.

Se puede concluir que el principal mecanismo de producción es el empuje de agua y la expansión de fluidos.

4.1.4 Evaluación de Daño a la Formación

En la arena T de la formación Villeta y las areniscas de la formación Caballos, se han encontrado valores iniciales de *skin* superiores a 20 que representan eficiencias de flujo inferiores al 40%. Gran parte del daño de formación, se genera en la etapa

de completamiento, al exponer los intervalos productores al contacto con el fluido de control (salmuera KCl de 8.4 lb/gal).

4.1.5 Análisis SARA

En la Tabla 7 se encuentra un resumen de los resultados del análisis SARA desarrollados en las muestras de crudo producido de la arena T y la formación Caballos.

Tabla 7. Resultados Análisis SARA Fluidos Área Costayaco.

Arena T								
Pozo	Saturados (%peso)	Aromáticos (%peso)	Resinas (%peso)	Asfáltenos (%peso)	Sat + Asfal	Arom + Res	A/R*	IIC**
Costayaco-1	28.6	43.9	19	8.5	37.1	62.9	0.45	0.59
Costayaco-2	29.9	38.8	20.1	11.2	41.1	58.9	0.56	0.70
Costayaco-3	30.9	38.7	16.9	13.5	44.4	55.6	0.80	0.80
Caballos								
Pozo	Sat (%peso)	Arom (%peso)	Res (%peso)	Asfal (%peso)	Sat + Asfal	Arom + Res	A/R*	IIC**
Costayaco-1	31.2	42.6	12.3	13.9	45.1	54.9	1.1	0.8
Costayaco-2	33.2	38.1	15.6	13.1	46.3	53.7	0.8	0.9
Costayaco-3	24.4	24.5	17.3	33.8	58.2	41.8	2.0	1.4
* Relación Asfáltenos/Resinas								
** Índice de Inestabilidad Coloidal								

En las Figura 20 y Figura 21 se encuentra la relación de los parámetros obtenidos del análisis SARA para los pozos del campo Costayaco.

Los resultados indican que el índice de estabilidad coloidal para T y Caballos varía entre 0.6 y 0.9, lo cual representa una condición metaestable a condiciones de yacimiento. Esta información es corroborada con la gráfica aromáticos + resinas versus Saturados + asfáltenos. La muestra tomada del pozo Costayaco-3 (Arena T), es la única que muestra inestabilidad a condiciones de yacimiento y un índice de inestabilidad coloidal mayor a 1.0.

Figura 20. Relación Parámetros SARA Arena T Campo Costayaco.

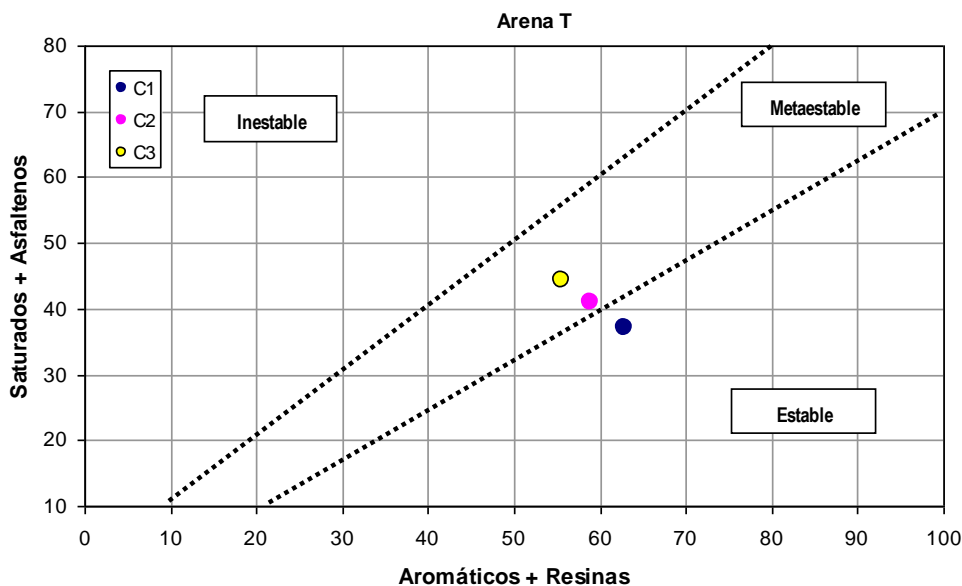
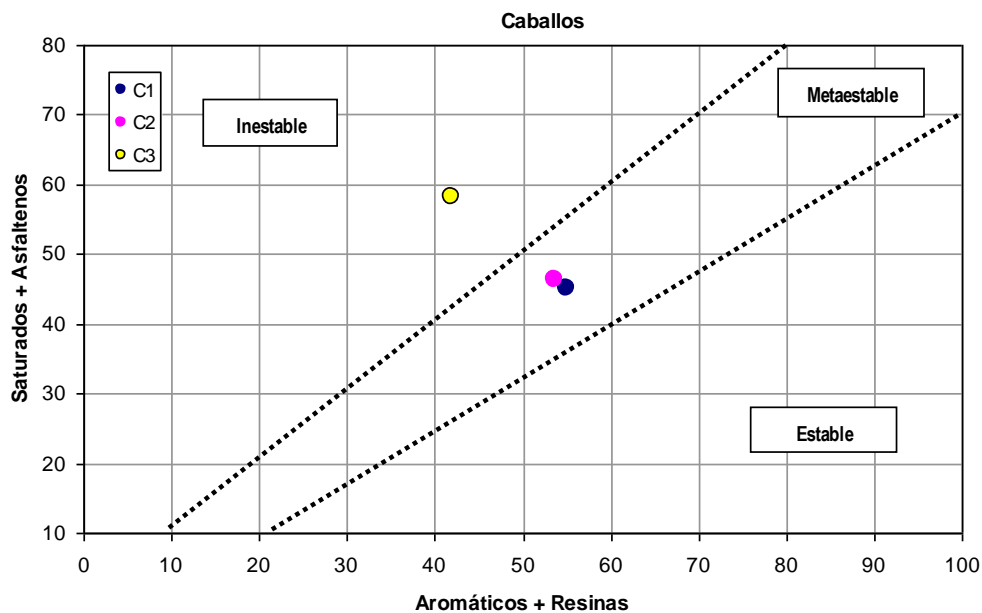


Figura 21. Relación Parámetros SARA Formación Caballos Campo Costayaco.



4.1.6 Análisis Físico Químico del Agua de Formación

En la Tabla 8 se presenta el resumen de los resultados del análisis físico químico realizado en las muestras de agua de la arena T y la formación Caballos, tomadas en los pozos Costayaco-6 y Costayaco-3 respectivamente.

Como se mencionó con anterioridad, la principal diferencia encontrada en la composición del agua, corresponde a la mayor concentración de sulfatos y sodio de la muestra de Caballos. De igual forma, en la muestra de Caballos se tiene presencia de hierro, a diferencia de la muestra de la arena T.

El índice de Langelier muestra que el agua de Caballos tiene una tendencia incrustante ($IL > 0$), mientras que el agua de T es de carácter corrosivo ($IL < 0$). Por otra parte, el índice de Riznar indica que ambas aguas son corrosivas ($IR > 6.8$).

Con el fin de corroborar el carácter incrustante del agua, se realizó un análisis de tendencia a formar incrustaciones, cuyos resultados son mostrados en las Figura 22 y Figura 23.

Tabla 8. Resultados Análisis Físico Químico Agua de Formación Área Costayaco.

Elemento	Caballos, Costayaco-3	Arena T, Costayaco-6
Potasio, K	10.6	21.0
Bario, Ba	0.1	0.0
Calcio, Ca	27.6	30.0
Magnesio, Mg	22.9	10.2
Hierro, Fe	29.0	0.4
Estroncio, Sr	3.8	0.0
Sodio, Na	1025	500.0
Cloruro, Cl	377.2	268.0
Sulfato, SO ₄	1622.2	628.0
Bicarbonato, HCO ₃	293.0	257.0
Carbonato, CO ₃	0.0	0.0
Hidróxido, OH	0.0	0.0
pH	7.96	7.50
Gravedad Específica	0.997	0.997
Resistividad @ 25°C (Ohmm)	3.38	3.13
Salinidad	2364.43	1200.29
Sólidos Disueltos Totales	3411.4	1714.56
índice Langelier	0.14	-0.01
Índice Riznar	7.69	7.52

El análisis indica que con la composición del agua, se tiene una tendencia incrustante a la precipitación de Carbonato de Calcio (CaCO₃) entre 40 y 65 Libras/1000 Bls de agua producida, en un rango de temperatura de 80 y 200 °F, tanto para Caballos como para T.

Los cambios de presión pueden inducir la precipitación de los compuestos inorgánicos durante la etapa de producción de los pozos, una vez irrumpa el agua.

Figura 22. Análisis Tendencia Incrustante Agua de Formación Caballos.

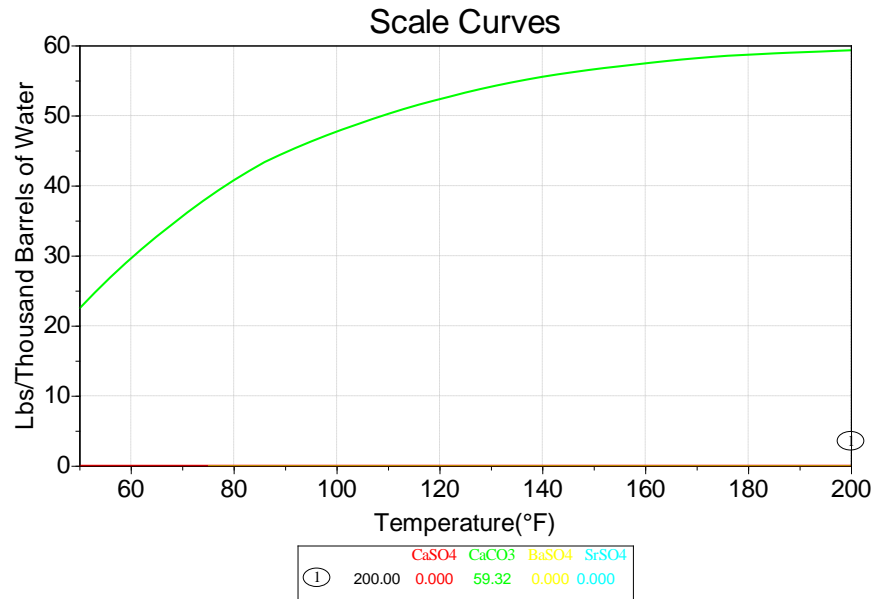
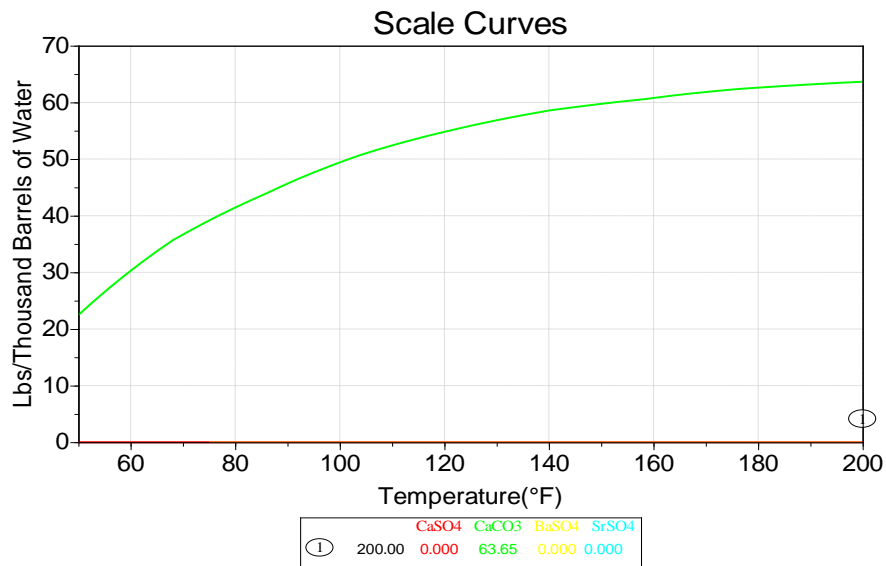


Figura 23. Análisis Tendencia Incrustante Agua de Formación Arena T.



4.1.7 Estimación de Reservas Volumétricas

En la estimación de las reservas volumétricas recuperables en cada uno de los yacimientos se aplicó un factor de recobro que representa el mecanismo de producción estimado o inferido en cada reservorio.

Para el caso de la arena T, el comportamiento de la presión estática indica la presencia de un yacimiento con un empuje de agua asociado a un acuífero parcial de tamaño mediano, soportado por los cambios de compresibilidad de la roca/fluidos. Adicionalmente, el análisis de los fluidos (PVT) indica la no presencia de capa de gas a condiciones de yacimiento.

En la formación Caballos el comportamiento de la presión estática indica la presencia de un yacimiento con un empuje de agua asociado a un acuífero parcial de tamaño medio, soportado por los cambios de compresibilidad de la roca y los fluidos. Adicionalmente, el análisis de los fluidos (PVT) indica la no presencia de capa de gas a condiciones de yacimiento.

En las arenas U y Kg se presume la presencia de yacimientos volumétricos, siendo de menor extensión la arena Kg. De acuerdo a la información de los campos análogos en la arena U está asociada a un acuífero de menor extensión a los identificados en las formaciones de la arena T y Caballos.

En la Tabla 9 se encuentra el resumen de las reservas volumétricas recuperables en los yacimientos principales del descubrimiento Costayaco.

Tabla 9. Resumen Cálculo Reservas Volumétricas Descubrimiento Costayaco.

YACIMIENTO	Reservas Volumétricas (STB)		
	Mínimo	Probable	Máximo
Caballos	17,882,950	23,513,285	28,953,348
Arena T	13,408,165	17,388,714	21,708,457
Arena U	55,174	100,355	139,003
Arena Kg	25,320	68,170	77,077
TOTAL	31,371,609	41,070,524	50,877,885

Para el campo Costayaco se tienen unas reservas volumétricas estimadas que van desde 31.3 MMSTB (caso mínimo) a 50.87 MMSTB (Caso máximo), siendo el valor más probable 41.07 MMSTB. El factor de recobro esperado está entre el 30% y el 40%, siendo el más probable el 35%.

4.1.8 Estado Actual Red Hidráulica del Campo Costayaco

Actualmente la red hidráulica de troncales para la recolección de los pozos del campo se encuentra distribuida como se muestra en la Figura 24. Se tienen tres

troncales principales, Troncal Sur, Troncal Central y Troncal Norte. Estas troncales llegan al *manifold* de recolección ubicado en la estación de tratamiento. Se necesita que el fluido que venga por estas troncales llegue al *manifold* con una presión mínima de 30 psig.

La Troncal Norte tiene un diámetro de 4 pulgadas y recoge el fluido de producción procedente de los pozos Costayaco-11 y Costayaco-12 (ver Figura 25). Esta troncal no tiene línea de prueba puesto que en plataforma se encuentran las facilidades (separador de prueba) para hacer las pruebas a estos pozos.

La Troncal Central tiene un diámetro de 6 pulgadas y cuenta con una línea de prueba asociada de 4 pulgadas; estas recogen el fluido de producción de los pozos Costayaco-02, Costayaco-04 y Costayaco-16 (ver Figura 26).

La Troncal Sur de diámetro de 6 pulgadas y con una línea de prueba asociada de 4 pulgadas, recoge el fluido de producción de los pozos Costayaco-08, Costayaco-09, Costayaco-13 y Costayaco-18 (ver Figura 27).

Figura 24. Red hidráulica del Campo Costayaco

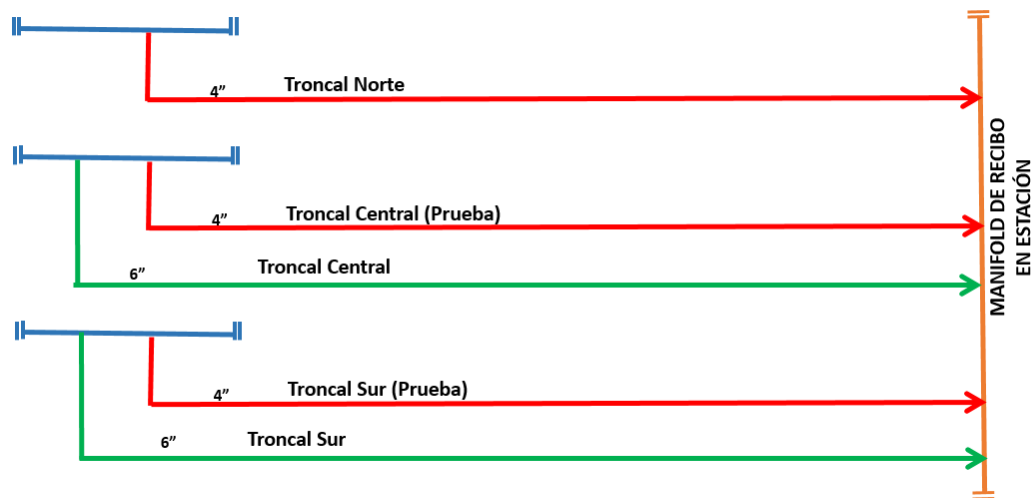


Figura 25. Configuración Troncal Norte hacia manifold de recibo.

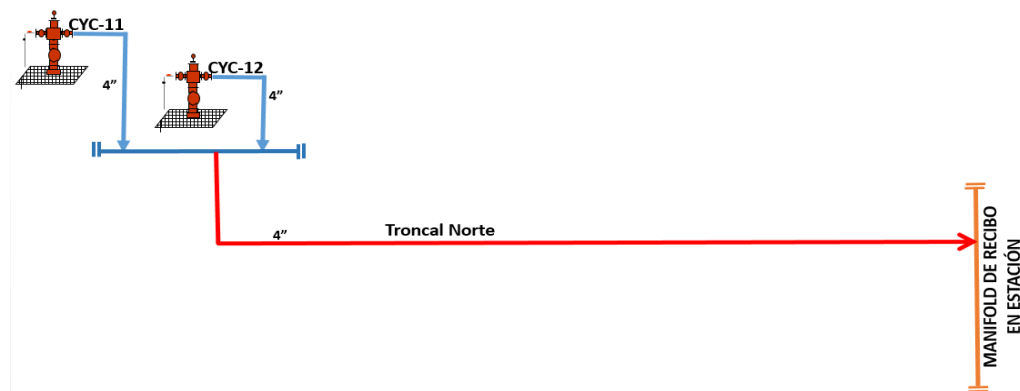


Figura 26. Configuración Troncal Central hacia manifold de recibo.

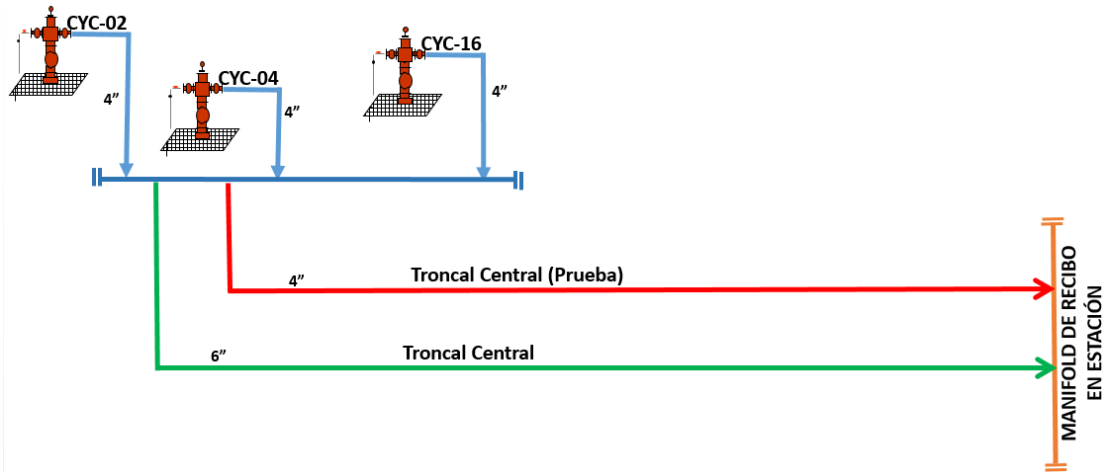
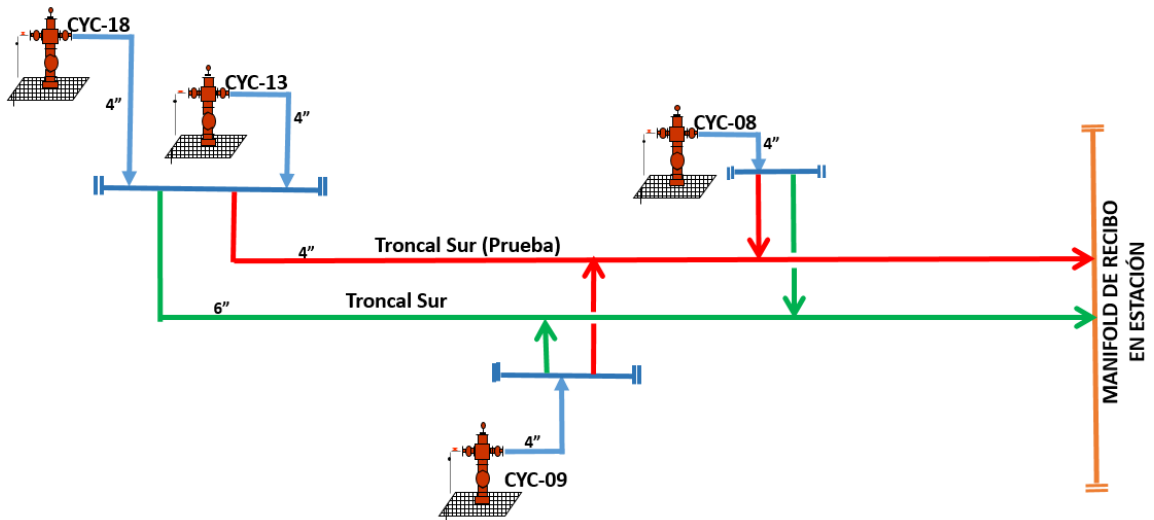


Figura 27. Configuración Troncal Sur hacia manifold de recibo en la estación.



Las condiciones actuales de operación de los pozos se presentan en la Tabla 10:

Tabla 10. Condiciones actuales de operación de los pozos en el campo Costayaco.

Pozo	Sistema Levantamiento	Frecuencia (Hz)	Temp (°F)	GOR [cft / bbls]	BSW [%]	BOPD [bbls]	BFPD [bbls]	P (psi) cabeza	Arenas	PIP	DD%
CYC-11	ESP	49	197.7	188	9.7	2221	2460	82	Caballos	1410.7	39%
CYC-12	BH	N.A.	172.9	102	5.06	619	652	110	Caballos	2340	21%
CYC-2	ESP	43	180.7	303	50	1734	3468	150	Arena T	1396.4	57%
CYC-4	BH	N.A.	157.2	60	0.7	1448.8	1459	145	Caballos	1813.9	27%
CYC-16	ESP	43	159.2	226	2	2040.4	2082	35	Arena T	1601	23%
CYC-8	ESP	52	166.4	18	1.6	1416.9	1440	48	Caballos	1360	41%
CYC-9	ESP	41	172	178	53.5	786.8	1692	60	Arena T	1892	9%
CYC-13	ESP	44	172.3	61	51.85	491.1	1020	80	Arena T	1119.5	46%
CYC-18	ESP	52	189.2	6	28.02	1582.1	2198	100	Arena T	905.3	56%

BH: Bombeo Hidráulico
 ESP: Bomba electro-sumergible
 N.A.: No Aplica

4.2 DETERMINACION DE Q_{MAX} PARA LOS POZOS DEL CAMPO COSTAYACO

4.2.1 Pozos con Bombeo Electro-sumergible (ESP)

Para la determinación del valor de Q_{max} en cada uno de los pozos que hacen parte de las troncales, se realizaron las simulaciones utilizando el software de Baker Hughes *AutographPC*. Este software permite realizar una simulación específica para cada pozo, teniendo en cuenta las propiedades del yacimiento y las condiciones de operación obtenidas de las pruebas iniciales del mismo, para obtener las curvas de la bomba dimensionada con las características propias del sistema para diferentes velocidades del motor, identificando con la zona de mayor eficiencia (cono de eficiencia), sin que se generen daños en la bomba ESP.

Los pozos que cuentan con bombeo electro-sumergible son:

Costayaco-02, Costayaco-08, Costayaco-09, Costayaco-11, Costayaco-13, Costayaco-16 y Costayaco-18.

El valor de Q_{max} se obtiene ubicando en la curva de mayor velocidad (Hz) del motor y en el cono de eficiencia, el corte con el mayor caudal (BPD).

A continuación se presentan los resultados de Q_{max} para los pozos mencionados.

Tabla 11. Caudal máximo (Q_{max}) pozos con bombeo electro-sumergible.

POZO	FREC (Hz)	Cabeza (psi)	Q_{max} (BPD)	PIP (psig)
CYC-02	65	4000	12500	1731.6
CYC-16	65	4000	7400	1731.6
CYC-11	65	5200	7700	2251.1
CYC-08	60	3400	6800	1471.8
CYC-09	65	5200	4100	2251.1
CYC-13	65	4900	3950	2121.2
CYC-18	60	4200	3700	1818.2

En los anexos se presentan las curvas obtenidas para cada uno de los pozos, a partir de las simulaciones (ver Anexos).

4.2.2 Pozos con Bombeo Hidráulico

Para la determinación del Q_{max} de los pozos Costayaco-04 y Costayaco-12, se realizaron las simulaciones con el software de Sertecpet.

Los caudales máximos del sistema de bombeo hidráulico del campo Costayaco son determinados por la simulación realizada con el Software Jet Claw de propiedad de Sertecpet. El valor que se determina depende de las condiciones de la bomba que se tiene en superficie. Para el caso del campo Costayaco las unidades de bombeo hidráulico (UBH), están estandarizadas y son marca National Q-300, quintuplex con pistones 1 3/4", el cual tiene una presión de inyección máxima de 4450 psi y un Q_{iny} de 3571 BFPD @ 400 rpm de bomba, estos datos al 100% de eficiencia (Ficha Técnica en el Anexo Anexo H de Bomba de Superficie) de igual manera se simula con la configuración en fondo con una bomba Jet Claw 2.81 y un arreglo boquilla/garganta, dependiendo de las características y/o propiedades petrofísicas de cada pozo.

Los pozos que cuentan con bombeo hidráulico son:

Costayaco-04 y Costayaco-12.

Para ver los resultados de las simulaciones ver Anexos de este documento.

A continuación se presentan los resultados de Q_{max} para estos pozos:

Tabla 12. Caudal máximo Q_{max} pozos con Bombeo Hidráulico (BH).

POZO	$Q_{iny-max}$ (BFPD)	$P_{iny-max}$ (psig)	Q_{max} (BFPD)
CYC-04	2678	3738	2000
CYC-12	2975	3850	1850

4.3 EVALUACIÓN HIDRÁULICA DE TRONCALES COSTAYACO

Se realizó la evaluación del comportamiento hidráulico de las troncales de producción Norte, Central y Sur, las cuales se utilizan para llevar el fluido de producción a la estación de tratamiento. Esta revisión se hizo a través de simulaciones hidráulicas en el software Pipephase de Invensys® versión 9.5.

Pipephase es una solución de simulación de flujo en estado estacionario, fluido multifásico para el modelado riguroso de las redes de recolección y sistemas de tuberías. Esta solución puede modelar aplicaciones que van desde los análisis de

sensibilidad, así solo de los parámetros clave para un estudio de planificación plurianual para un campo entero de producción.

A continuación se presentan los criterios y parámetros de diseño necesarios para realizar la simulación hidráulica de la red que conforman las troncales.

4.3.1 Códigos, normas y estándares

Las normas, códigos y especificaciones que se soliciten, deberán tener la última revisión vigente:

ANSI American National Standards Institute

API American Petroleum Institute

ASTM American Society for testing of Materials

4.3.2 Características de los fluidos

El crudo que se recibe del campo Costayaco presenta las siguientes propiedades según el análisis de referencia (Ver Anexo Assay crudo Costayaco):

Tabla 13. Propiedades del crudo Costayaco

PARÁMETRO	UNIDAD	VALOR
GRAVEDAD A 15.6°C (60°F)	°API	30.1
DENSIDAD A 15°C ASTM-D-5002	Kg/m ³	875
CONTENIDO DE AZUFRE	% m	0.400
RESIDUO CARBÓN MICRO	% m	5.06
NÚMERO DE NEUTRALIZACIÓN	mg KOH/g	<0.100
PRESIÓN DE VAPOR	psi	6.08
PUNTO DE FLUIDEZ	°C	-9
CONSTANTE GRAV/VISC, VSG	---	0.848
INSOLUBLES n-C7	% m	2.06
FACTOR DE CARACTERIZACIÓN, K	---	11.82
VISCOSIDAD CINEMÁTICA @ 40°C (104°F)	mm ² /s (cSt)	8.75

PARÁMETRO	UNIDAD	VALOR
VISCOSIDAD CINEMÁTICA @ 50°C (122°F)	mm ² /s (cSt)	6.76
CENIZAS	% m	0.005
AGUA POR KARL FISHER	% m	0.25
SAL	Lb/1000 Bls	1.30
CONTENIDO DE CERAS	% m	11.4
PUNTO DE INFLAMACIÓN	°C	<-65.0

4.3.3 Condiciones de Operación

De acuerdo a la información recibida y a las características del fluido, la evaluación hidráulica se realiza con la temperatura reportada para cada uno de los pozos, de tal manera que el software realiza el balance energético para obtener la temperatura a lo largo de cada una de las troncales de transporte de fluido de producción.

Las condiciones de operación del fluido de producción para cada uno de los pozos que llegan a las troncales se presentan en la Tabla 10.

4.3.4 Premisas para la Evaluación Hidráulica

A continuación se presentan las premisas utilizadas en la evaluación hidráulica, de tal manera que se tengan claros los parámetros para determinar la capacidad adecuada de cada troncal.

- Se va a evaluar únicamente las troncales Sur, Central y Norte.
- Se le dará un 10% de sobre-diseño a la longitud de la tubería, siendo este el valor que se asume como las pérdidas generadas por accesorios y fluctuaciones en el trazado de la tubería.
- Se considera que el fluido que se transporta por las troncales es fluido multifásico, teniendo en cuenta que es fluido de pozo el cual no ha pasado por ningún tratamiento, por tanto tiene contenido de agua, aceite y gas.
- Se consideran tuberías en acero al carbón con Schedule 40 y rugosidad absoluta de 0.0018 in.
- Los cálculos hidráulicos se realizaron mediante el software de simulación Pipephase versión 9.5.

- La correlación utilizada para el cálculo de caída de presión a lo largo de las tuberías es *Beggs & Brill* (esto es especificado en el software Pipephase).
- Se espera que el fluido de producción que viene de las troncales llegue a la entrada de la estación con una presión mínima de 30 psig.
- Para las líneas de fluido multifásico, se considera una caída de presión máxima de 4 psi/100 ft. Como velocidad máxima permitida se tomó la erosiva, de acuerdo con API RP 14E¹⁸, utilizando un factor de 100 (flujo continuo y corrosivo), ver sección 3.4.8 de este documento.
- Para las troncales Central y Sur, el flujo que va por la línea de prueba será el correspondiente al flujo del pozo que tiene un menor valor, de tal manera que se considera el mayor flujo posible que puede pasar por la línea troncal.
- La presión obtenida en cabeza de pozo no puede ser superior a 200 psig.

4.3.5 Condiciones estándar

En la siguiente tabla se observa las condiciones estándar o de referencia a las cuales estarán referidos todos los cálculos y evaluaciones del presente estudio.

Tabla 14. Condiciones estándar

PROPIEDAD	UNIDAD	VALOR
Presión atmosférica	Psia	14.7
Temperatura	°F (°C)	60 (15.6)
Gas de referencia	Aire	---
Líquido de referencia	Agua	---

4.3.6 Viscosidad de mezcla crudo-agua

Para el cálculo de viscosidad de emulsión se llevaron a cabo los siguientes pasos, de acuerdo a la información recibida del crudo del Campo Costayaco.

- a) Se utilizó el Assay del crudo Costayaco (ver Anexos) y la caracterización de la Tabla 11, el cual fue introducido en el software de simulación de procesos ASPEN HYSYS 7.3®, de tal manera que se obtuvieran las propiedades del crudo. Ver la Tabla 15.

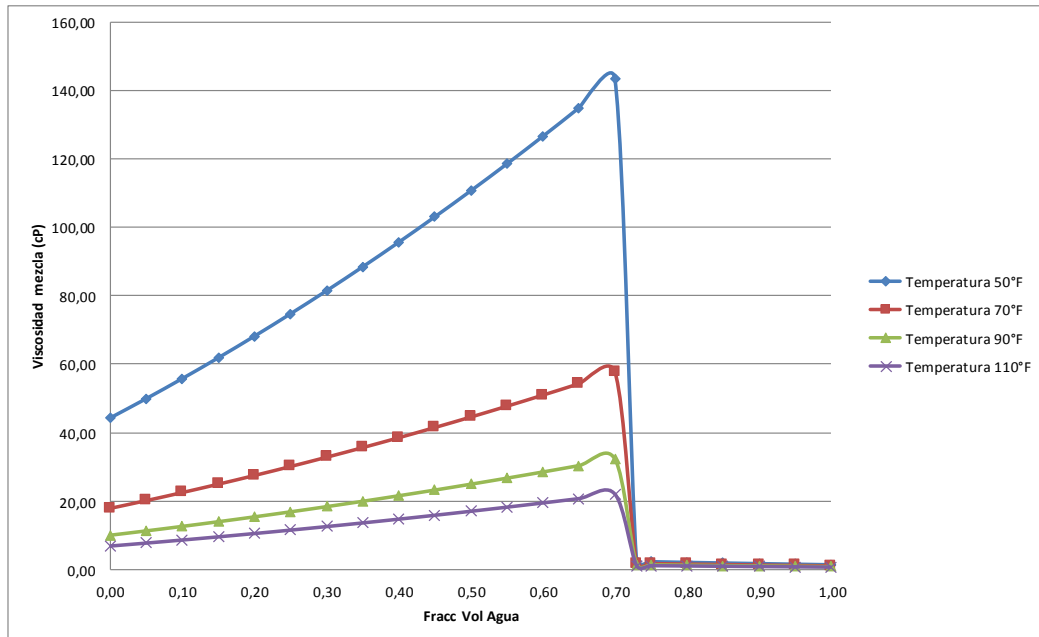
¹⁸ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, "Recommended Practice for Design and Installation of Offshore Production Platform Piping Systems", API RP 14E, 5th edición, 1991, sección 2.5.

Tabla 15. Propiedades calculadas del crudo Costayaco

T (°F)	Viscosidad (cP)	Viscosidad (cSt)	Densidad (Lb/ft3)
50	44.31	50.49	54.78
60	26.74	3061	54.53
70	17.81	20.49	54.28
80	12.92	14.93	54.03
90	9.95	11.55	53.78
100	8.05	9.39	53.53
104	7.49	8.75	53.43
110	6.78	7.95	53.27
120	5.88	6.93	53.02
122	5.73	6.76	52.97
130	5.23	6.18	52.76
140	4.74	5.64	52.51
150	4.38	5.23	52.25
160	4.11	4.94	51.99
170	3.91	4.72	51.73
180	3.78	4.58	51.47
190	3.69	4.50	51.21
200	3.66	4.48	50.95

- b) Con los datos de viscosidad del crudo a diferentes temperaturas se utilizó la correlación de Vand (ecuación 24) de la sección 3.4.6, para calcular la viscosidad de la emulsión a diferentes porcentajes de BS&W y diferentes temperaturas. Los datos obtenidos permitieron obtener la gráfica de la Figura 28.
- c) Teniendo los datos de viscosidad de mezcla con respecto al BS&W se introduce en el simulador la curva de viscosidad en el software Pipephase 9.5. Esto con el objeto de que la herramienta de calculo que utiliza el simulador calcule los valores de viscosidad que se presentan en las diferentes troncales a partir de los datos de entrada, los cuales corresponden a las condiciones de operación de cada uno de los pozos que se encuentran conectados a las tres troncales del campo Costayaco.

Figura 28. Viscosidades de emulsión del crudo Costayaco para diferentes temperaturas y BS&W.



4.3.7 Evaluación Hidráulica

Se realizan varios casos de simulación para evaluar el comportamiento de la red hidráulica, para diferentes condiciones que pueden presentarse en las troncales del campo Costayaco.

La evaluación se basa en el cumplimiento de los principios básicos que debe cumplir la tubería para evitar su deterioro, así como también partiendo de las premisas mencionadas en la sección 4.3.4 de este documento.

El objetivo de esta evaluación es determinar la mejor alternativa para la optimización de la producción en las troncales de transferencia del campo Costayaco.

A continuación se presenta la descripción de cada caso.

Caso 1. Operación actual utilizando las condiciones de flujo, temperatura, BS&W y GOR actuales para cada pozo (Tabla 10). Se considera la presión en la estación de llegada a la estación de 30 psig (ver Figura 31).

Caso 2: Operación actual utilizando las condiciones de flujo, temperatura, BS&W y GOR actuales para cada pozo. Se consideran los pozos que a futuro (año 2015) se van a adicionar a determinadas troncales (CYC-19, CYC-20 y CYC-21 para la Troncal Sur, CYC-22 para la Troncal Central), ver Tabla 16. Se considera la presión en la estación de llegada a la estación de 30 psig.

Según los departamentos de Sísmica, Geología y Yacimientos de Gran Tierra, los próximos pozos que se van a perforar y por consiguiente se van a introducir en la red hidráulica se pronostican con las siguientes condiciones de operación:

Tabla 16. Nuevos pozos en campo Costayaco

Pozo	Sistema Levantamiento	Frecuencia (Hz)	Temp (°F)	GOR [cft / bbls]	BSW [%]	BOPD [bbls]	BFPD [bbls]	P (psi) cabeza
CYC-19	BH	N.A.	189.2	61	28	720	1000	100
CYC-20	BH	N.A.	121.4	163	70	550	1832	95
CYC-21	BH	N.A.	134.5	0	55	154.3	343	100
CYC-22	ESP	60	178.2	96	34	1346.4	2040	56

BH: Bombeo Hidráulico

ESP: Bomba electro-sumergible

N.A.: No Aplica

En la Tabla 17 se presenta la información referente a las distancias y a los pozos asociados a cada una de las troncales que hacen parte de la red de Costayaco.

Tabla 17. Pozos asociados a las Troncales de la red Hidráulica de Costayaco

TRONCAL	DISTANCIA A ESTACIÓN	POZOS ASOCIADOS
Troncal Norte	4100 m	CYC-11 y CYC-12
Troncal Central	400 m	CYC-02, CYC-04 y CYC-16
Troncal Sur	3190 m	CYC-13, CYC-18, CYC-09, CYC-08

A continuación se presentan los esquemas de las troncales Sur y Central, a las cuales se adicionan pozos nuevos (en el esquema se resaltan en rojo su ubicación).

Figura 29. Esquema Pozos Nuevos a Troncal Sur

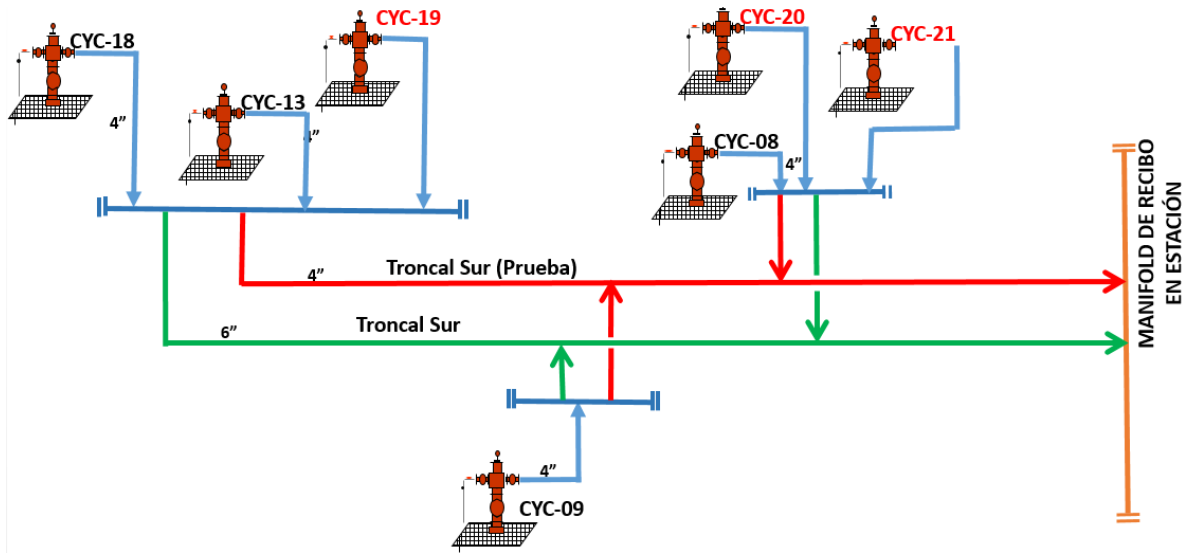
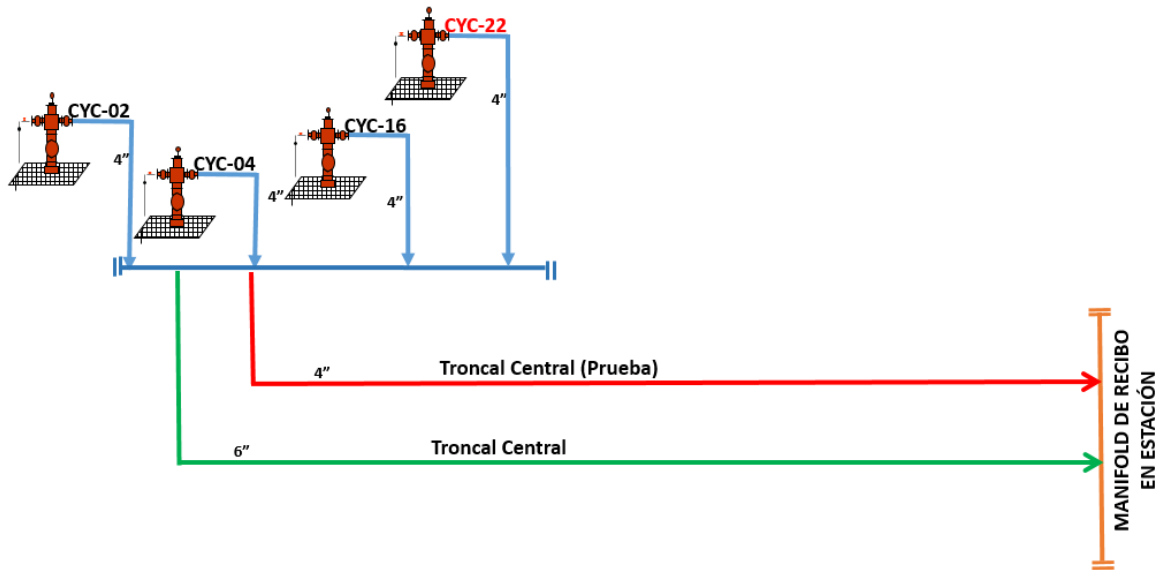


Figura 30. Esquema pozos nuevos en Troncal Central



Caso 3: Utilizando los valores de caudal máximo (Q_{max}) de acuerdo los resultados obtenidos en las simulaciones de los sistemas de bombeo para cada pozo asociado a las troncales, siendo que estos son los caudales máximos que se pueden obtener en producción de los pozos, ver la Tabla 11 y Tabla 12. Se utilizan las demás condiciones iguales a las del Caso 1 para cada pozo (temperatura, BS&W y GOR). Se considera la presión en la estación de llegada a la estación de 30 psig.

Caso 4: Utilizando los valores de caudal máximo (Q_{max}) de acuerdo los resultados obtenidos en las simulaciones de los sistemas de bombeo para cada pozo asociado a las troncales, siendo que estos son los caudales máximos que se pueden obtener en producción de los pozos. Se consideran los pozos que a futuro (año 2015) se van a adicionar a determinadas troncales (CYC-19, CYC-20 y CYC-21 para la Troncal Sur, CYC-22 para la Troncal Central) con su valor Q_{max} , ver Tabla 18. Se considera la presión en la estación de llegada a la estación de 30 psig.

Para el pozo CYC-19, se tomarán los mismos datos utilizados para el Caso 2 (Tabla 16), ya que aún no se tienen los estudios extensos, y es necesario que sea incluido en la evaluación de la Troncal Sur, según pronósticos de yacimientos.

Aunque en la Troncal Norte no se tiene proyección de nuevas perforaciones, se va a solicitar a la ANH la aprobación para fluir el pozo CYC-11 en commingle, actualmente en la arena Caballos y se abriría la arena T. Se estima incrementar en 1431 BFPD la producción y en el pozo CYC-12, se va a realizar una estimulación a la arena T y se estima pasar de 650 a 1200 BFPD.

Tabla 18. Valor de caudal máximo Q_{max} para pozos nuevos

Pozo	Sistema Levantamiento	Frecuencia (Hz)	Q_{max} (BFPD)
CYC-20	BH	N.A.	800
CYC-21	BH	N.A.	930
CYC-22	ESP	60	4500

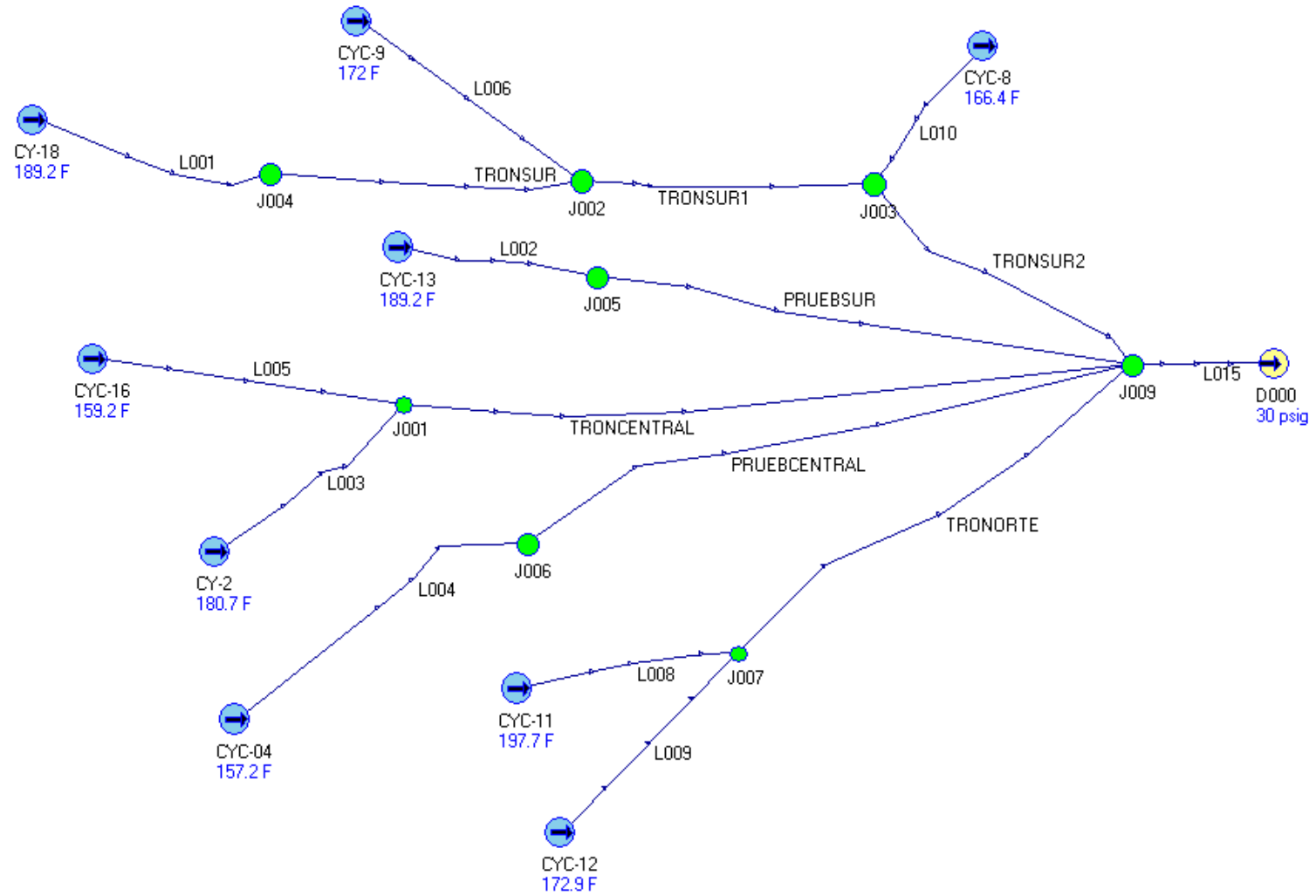
BH: Bombeo Hidráulico

ESP: Bomba electro-sumergible

N.A.: No Aplica

Caso 5: Utilizando las condiciones del Caso 4, se plantean las posibles soluciones para el óptimo funcionamiento de la transferencia de fluido de producción con la condición más crítica.

Figura 31. Red hidráulica de troncales de transferencia campo Costayaco (Caso 1)



5. RESULTADOS REVISIÓN HIDRÁULICA TRONCALES

De acuerdo a los casos planteados en la sección 4.3.7 se presentan los resultados obtenidos para las tres troncales de transferencia de fluido de producción en el campo Costayaco.

A continuación se presentan los resultados para cada caso:

5.1 Caso 1: Operación actual de red de troncales

En la Figura 32 se presenta la red hidráulica simulada con las condiciones actuales de operación de los pozos. Para las troncales Sur y Central, los resultados obtenidos de la red hidráulica del campo Costayaco presentan resultados óptimos en cuanto a que cumple con los criterios de caída de presión por cada 100 pies (menor a 4 psi) así como también de velocidad de flujo la cual debe ser inferior a la velocidad erosional. En cuanto a las presiones, en la simulación se obtienen valores inferiores a los actuales de operación en cabeza de pozo, de manera que se confirma que para llegar a la estación con una presión de 30 psig las presiones actuales son suficientes.

Para la Troncal Norte los resultados de presión en cabeza de pozo, fijando la presión de llegada a la estación en un valor mínimo de 30 psig, presentan valores superiores a las 200 psig. En cuanto a los criterios de velocidad y caída de presión, no se presentan valores de velocidad y caída de presión superiores a los permitidos de manera que se cumplen para el sistema. Sin embargo, se debe revisar alguna opción para aliviar la capacidad de la troncal ya que las presiones obtenidas no pueden ser manejadas en cabeza de pozo.

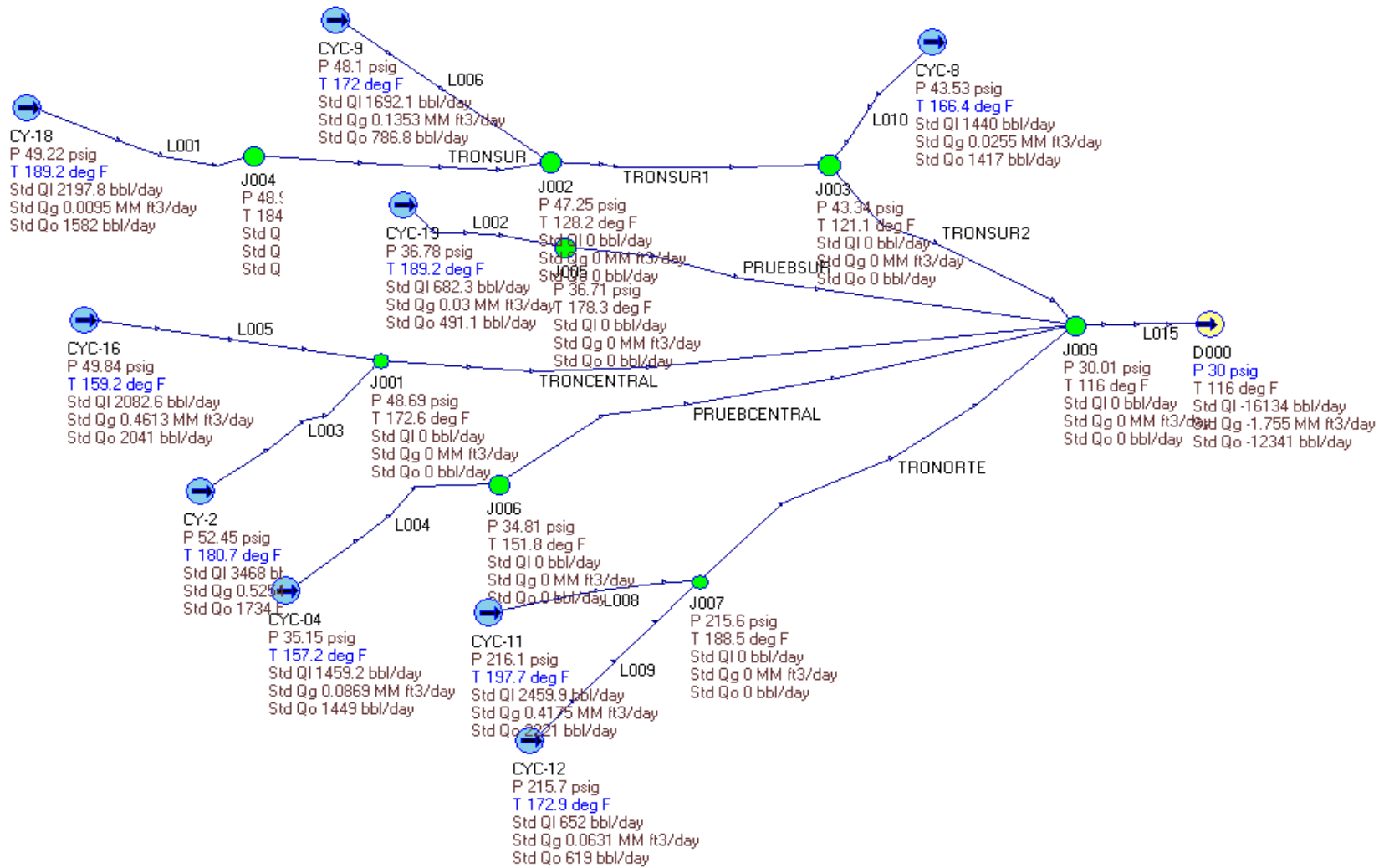
Los resultados de la simulación se pueden ver en los Anexos.

5.2 Caso 2: Adición de pozos futuros a la red a condiciones actuales

En la Figura 33 se presenta el esquema de la simulación, la cual utiliza las condiciones actuales de operación adicionando los pozos proyectados a adicionar en cada una de las troncales.

Los resultados presentan que para todas las troncales de la red hidráulica del campo cumplen con los criterios de caída de presión por cada 100 pies y no superan su velocidad erosional. Así como en el Caso 1 de simulación en la Troncal Norte, las presiones en cabeza de pozo necesarias para llegar a la estación en 30 psig son superiores a 200 psig. Para los demás pozos asociados a las Troncales Sur y Central las presiones aumentan en comparación con el Caso 1, pero no sobre pasan los 200 psig.

Figura 32. Resultado de simulación red hidráulica Caso 1.



5.3 Caso 3: Red de troncales considerando Q_{max} para los pozos

En la Figura 34 se presenta el esquema de la simulación de este caso. Al realizar la simulación con el valor flujo máximo Q_{max} para cada uno de los pozos, se encuentra que las líneas individuales de 4 pulgadas de los pozos CYC-02 y CYC-16 (Troncal Central) y CYC-11 (Troncal Norte) presentan que una velocidad de flujo supera la velocidad erosional y también que la caída de presión por cada 100 pies es superior a 4 psi. La Troncal Central presenta el mismo comportamiento, es decir que supera estos dos criterios máximos. Por otro lado las presiones en cabeza de pozo necesarias en la Troncal Sur se encuentran con valores entre 98 y 110 psig; en la Troncal Central presenta valores alrededor de 175 psig, y para la Troncal Norte están casi en 200 psig, estando estos últimos al límite del valor máximo permitido.

Es así como se anticipa a que al adicionar los pozos futuros, las troncales Norte y Central van a dar resultados que no cumplirán con los criterios de operación.

5.4 Caso 4: Red de troncales con Q_{max} y pozos nuevos

En la Figura 35 se presenta el esquema de la simulación de este caso. Al realizar la simulación con el valor flujo máximo Q_{max} para cada uno de los pozos, y adicionando los pozos futuros se encuentra que, como en el Caso 3, las líneas individuales de 4 pulgadas de los pozos CYC-02 y CYC-16 (Troncal Central), y CYC-11 (Troncal Norte) presentan que la velocidad de flujo supera la velocidad erosional y así como también la caída de presión por cada 100 pies es superior a 4 psi. La Troncal Central y la Norte presentan el mismo comportamiento, es decir que superan estos dos criterios máximos. Por otro lado las presiones en cabeza de pozo necesarias en la Troncal Sur están por el orden de 130 y 170 psig; en la Troncal Central se encuentran con valores alrededor de 184 y 200 psig, y para la Troncal Norte se presentan presiones desde 743 psig. Los valores de presión en cabeza de pozo para las troncales Central y Norte superan lo máximo permitido.

Figura 33. Resultado simulación de red hidráulica de Costayaco, Caso 2.

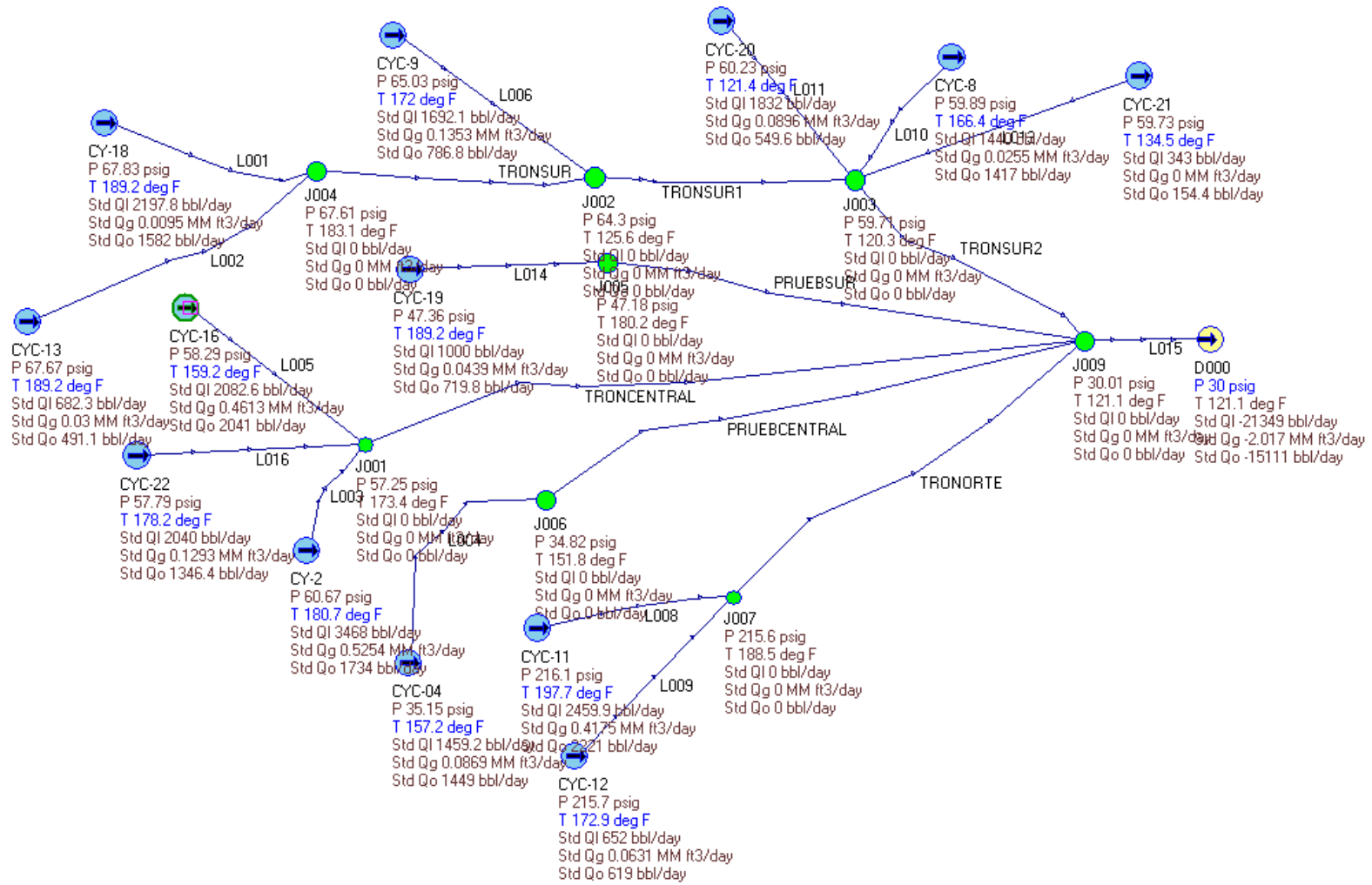


Figura 34. Resultado simulación red hidráulica de Costayaco, Caso 3.

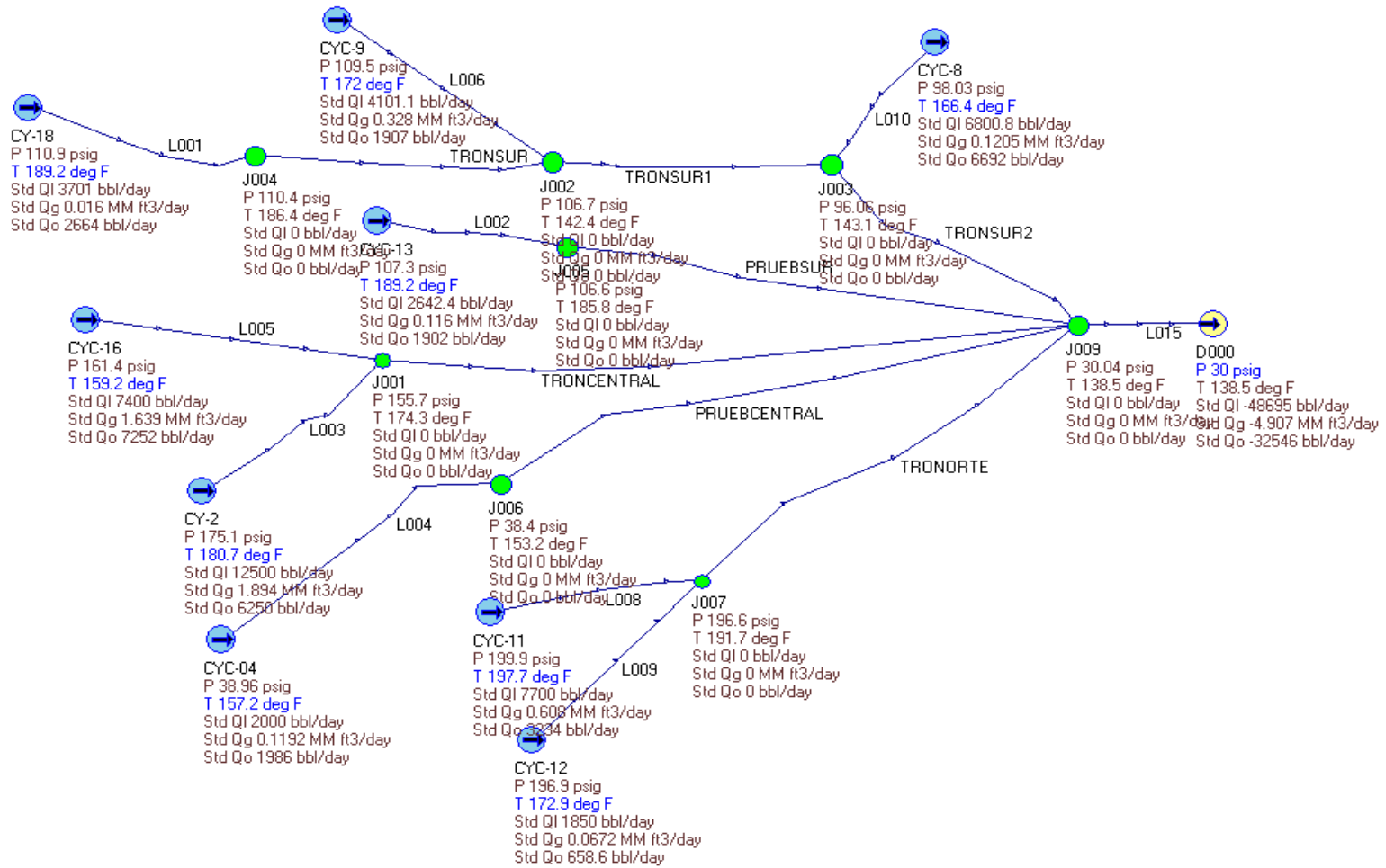
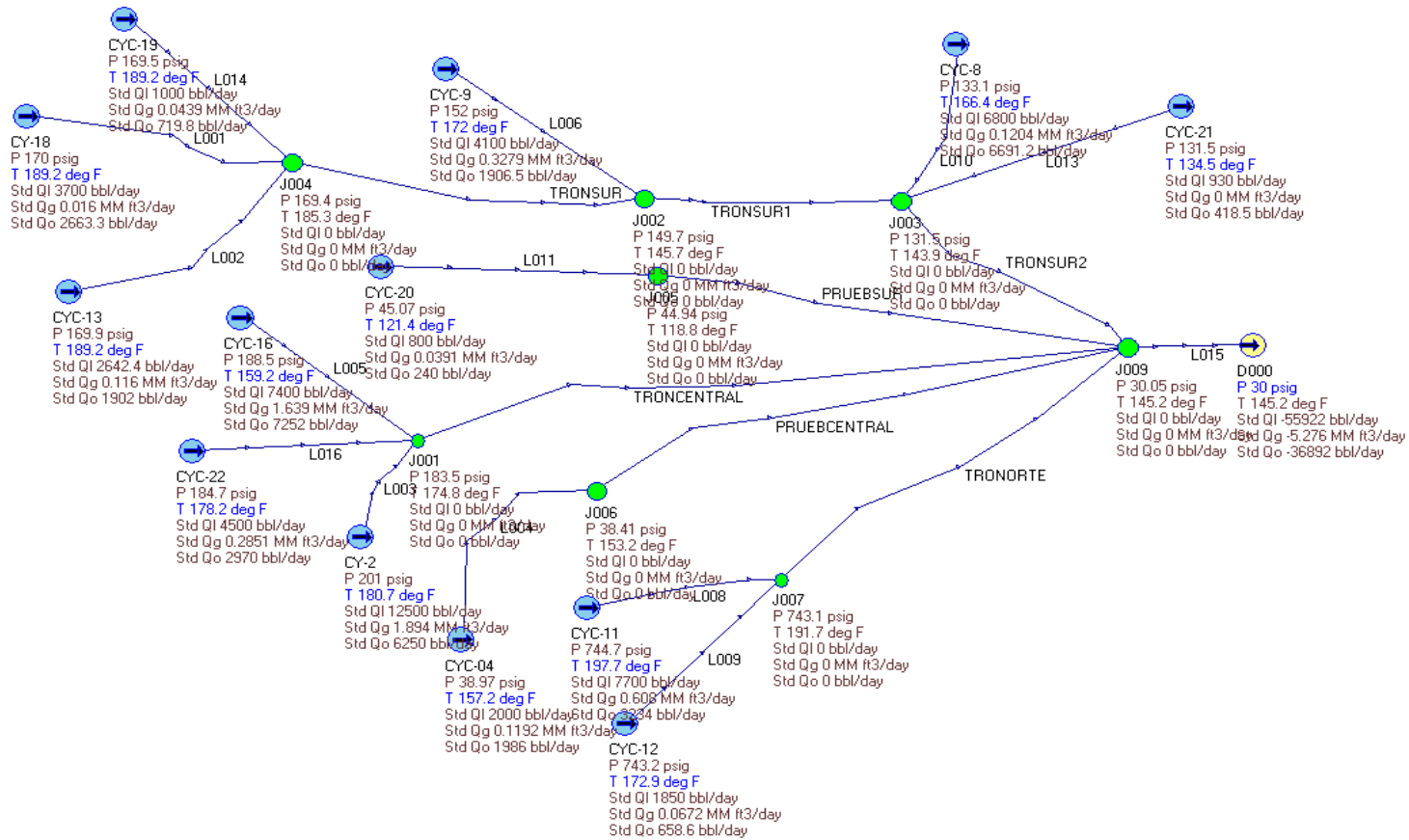


Figura 35. Resultado simulación red hidráulica de Costayaco, Caso 4.



6. PROPUESTA TECNICA TRONCALES COSTAYACO

Para la optimización de la red hidráulica se tiene en cuenta que lo que se busca es una red con la capacidad que permita transportar los caudales máximos que pueden producir cada uno de los pozos. Para esto se toman los caudales máximos Q_{max} en todos los pozos que se conectan a las troncales, según las simulaciones y las condiciones de fondo. Sin embargo se tiene que los pozos CYC-02, CYC-16 y CYC-11 tienen los caudales máximos en 12500, 7400 y 7700 BFPD respectivamente, generando velocidades y caídas de presión que superan los valores máximos permitidos para las líneas de transferencia individuales de cada pozo. Esto implicaría cambiar o adicionar una línea para llevar el fluido de producción desde cabeza de pozo hasta la troncal respectiva.

Es así como, de acuerdo al departamento de Yacimientos de Gran Tierra, se define que para cuidar el yacimiento, evitar conificación o demorar el frente de agua, los pozos CYC-02, 16 y 11 podrán llegar a tener una producción máxima de 5000 BFPD, 3000 BFPD y 6000 BFPD respectivamente, por consiguiente no se tendrán en cuenta los Q_{max} que se simularon para estos pozos. Entonces para evaluar la propuesta técnica, se realiza la simulación hidráulica de optimización con este valor para el caudal de estos pozos.

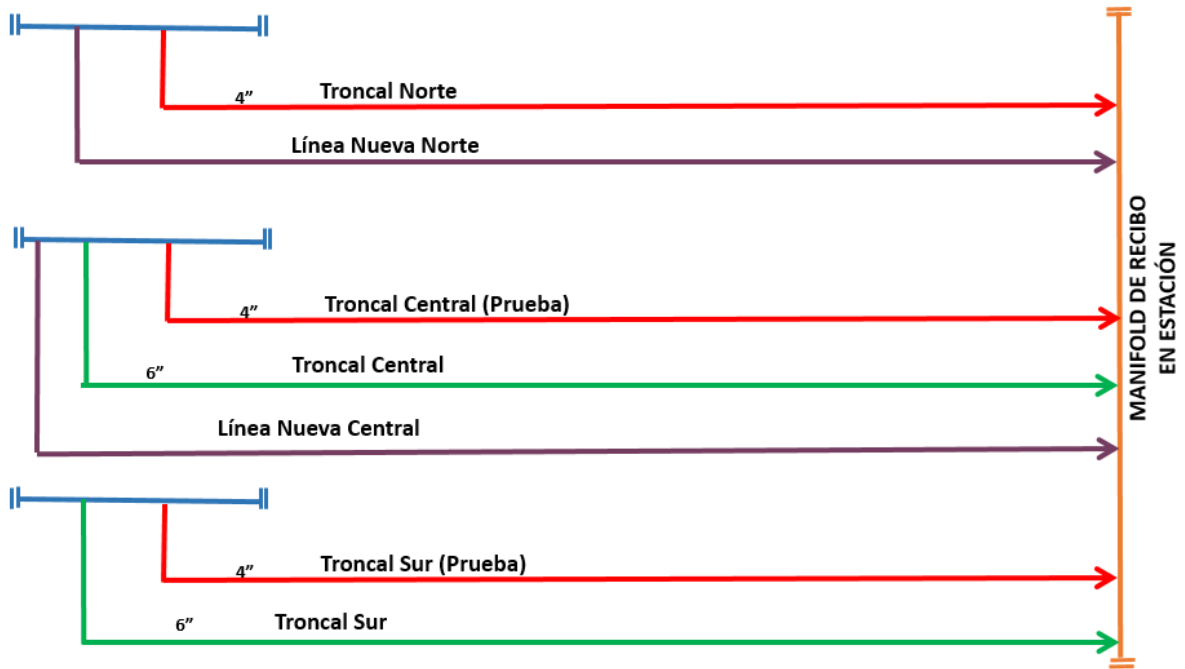
Al realizar la simulación con estos flujos para estos tres pozos (CYC-02, 11 y 16), se obtiene que en las líneas individuales la caída de presión y velocidad de flujo se encuentran por debajo de los valores máximos (4 psi por cada 100 pies y velocidad erosional), es decir que no es necesario el cambio de la tubería individual existente o la adición de líneas adicionales para cada uno de estos. Sin embargo, continúan los problemas en la troncal Norte y la troncal Central porque el flujo que pasa a través de estas sigue superando su capacidad máxima.

Por lo tanto, se plantea la adición de una línea paralela a la Troncal Central y también una línea paralela a la Troncal Norte. Se realizan las simulaciones hidráulicas para verificar el diámetro que deben tener estas líneas adicionales, en función del cumplimiento de los parámetros máximos de caída de presión, velocidad de flujo y presiones en cabeza de pozo. Esta configuración se muestra en la Figura 36 y Figura 37.

Esto con el fin de ampliar la capacidad de transporte sin tener que reemplazar las tuberías existentes.

Para la troncal Sur, no se requiere la construcción de una línea debido a que los flujos actuales, los pronósticos dados por yacimientos y los resultados de la simulación hidráulica indican que las líneas actuales suplen la demanda de los caudales de producción de los pozos asociados a esta troncal. Por lo anterior no se plantea alternativa de optimización de esta troncal.

Figura 36. Propuesta para optimización de red de troncales de transferencia en Costayaco



6.1 Optimización de Troncal Central

La troncal Central tiene un diámetro de 6 pulgadas, de manera que se plantean dos alternativas. La primera que la nueva línea paralela a la troncal tenga un diámetro de 4 pulgadas y la segunda es que esta nueva línea sea de 6 pulgadas.

Se realiza la simulación con estas dos alternativas, tomando los valores de caudal máximo Q_{max} para los pozos asociados, a excepción de los CYC-02 y CYC-16 como se mencionó anteriormente, que tomaran valores de 5000 y 3000 BFPD respectivamente.

En la Figura 37, el tramo L007 corresponde a la línea adicional para este caso de optimización.

En la Tabla 19 se presenta el estado de cumplimiento de los criterios máximos para las dos alternativas planteadas para la Troncal Central.

Tabla 19. Cumplimiento de criterios para nueva línea en Troncal Central.

Diámetro nueva línea (pulg.)	Criterio Velocidad flujo	Criterio ΔP	Criterio de Presión Cabeza de pozo
4	Cumple	Cumple	Cumple
6	Cumple	Cumple	Cumple

De acuerdo a lo anterior, se encuentra que para la Troncal Central se puede instalar una línea de 4 o una línea de 6 pulgadas paralela a la troncal, ya que se cumplen con los criterios máximos de velocidad de flujo, caída de presión y las presiones en cabeza de pozo calculadas se encuentran dentro de los valores operativos que se mantienen en campo; lo anterior para garantizar un buen funcionamiento de las líneas, así como también la integridad de las mismas.

En los Anexos se pueden ver los resultados de la simulación hidráulica para.

6.2 Optimización de Troncal Norte

Teniendo en cuenta que la troncal Norte tiene un diámetro de 4 pulgadas, se plantean dos alternativas. La primera que la nueva línea paralela a la troncal tenga un diámetro de 4 pulgadas y la segunda es que esta nueva línea sea de 6 pulgadas.

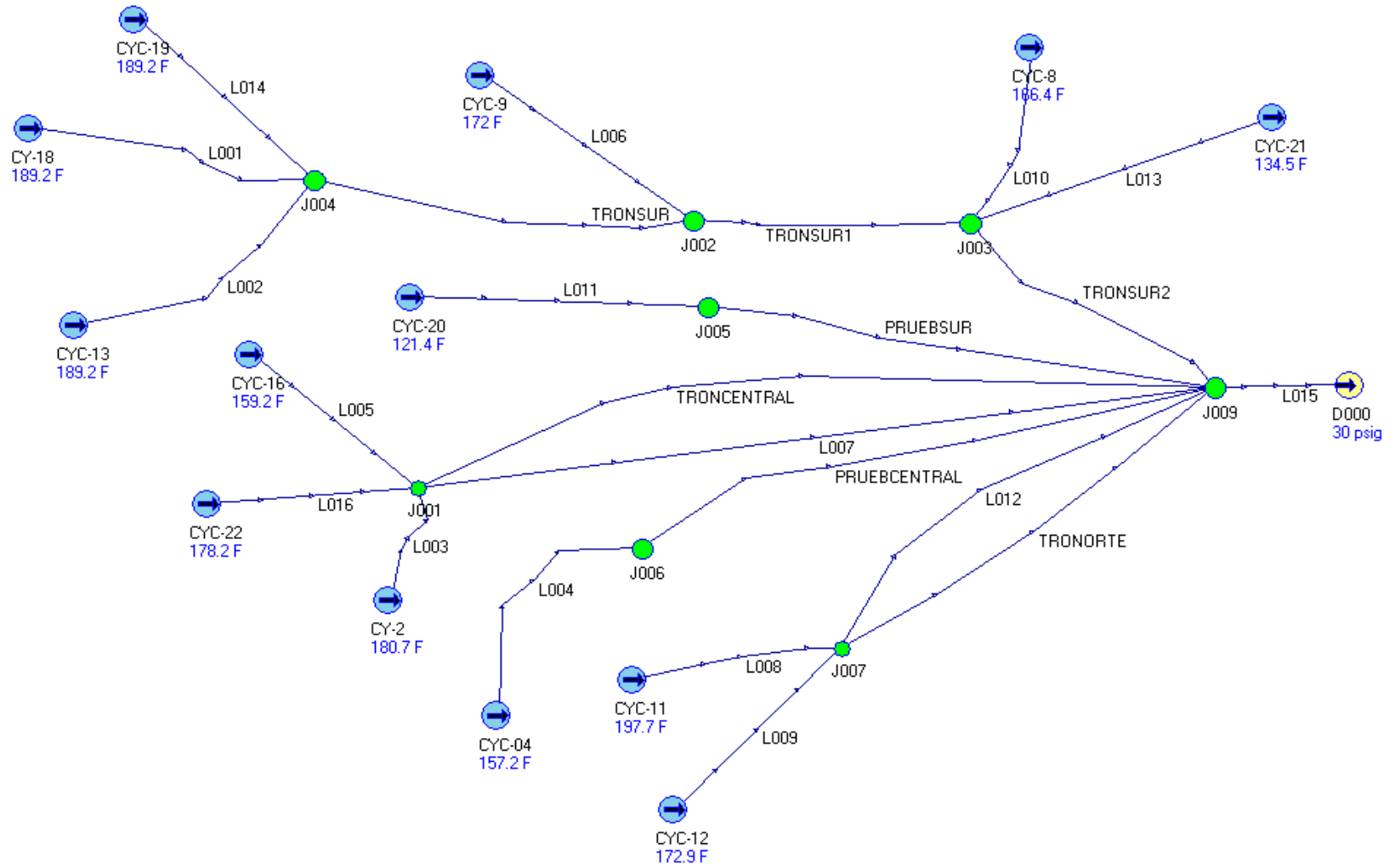
En la Figura 37, el tramo L012 corresponde a la línea adicional para este caso de optimización de esta troncal.

En la Tabla 20 se presenta el estado de cumplimiento de los criterios máximos para las dos alternativas de optimización de la Troncal Norte.

Tabla 20. Cumplimiento de criterios para nueva línea en Troncal Norte

Diámetro nueva línea (pulg.)	Criterio Velocidad flujo	Criterio ΔP	Criterio de Presión Cabeza de pozo
4	Cumple	Cumple	No cumple
6	Cumple	Cumple	Cumple

Figura 37. Estructura Simulación Hidráulica de optimización para la red del Campo Costayaco.

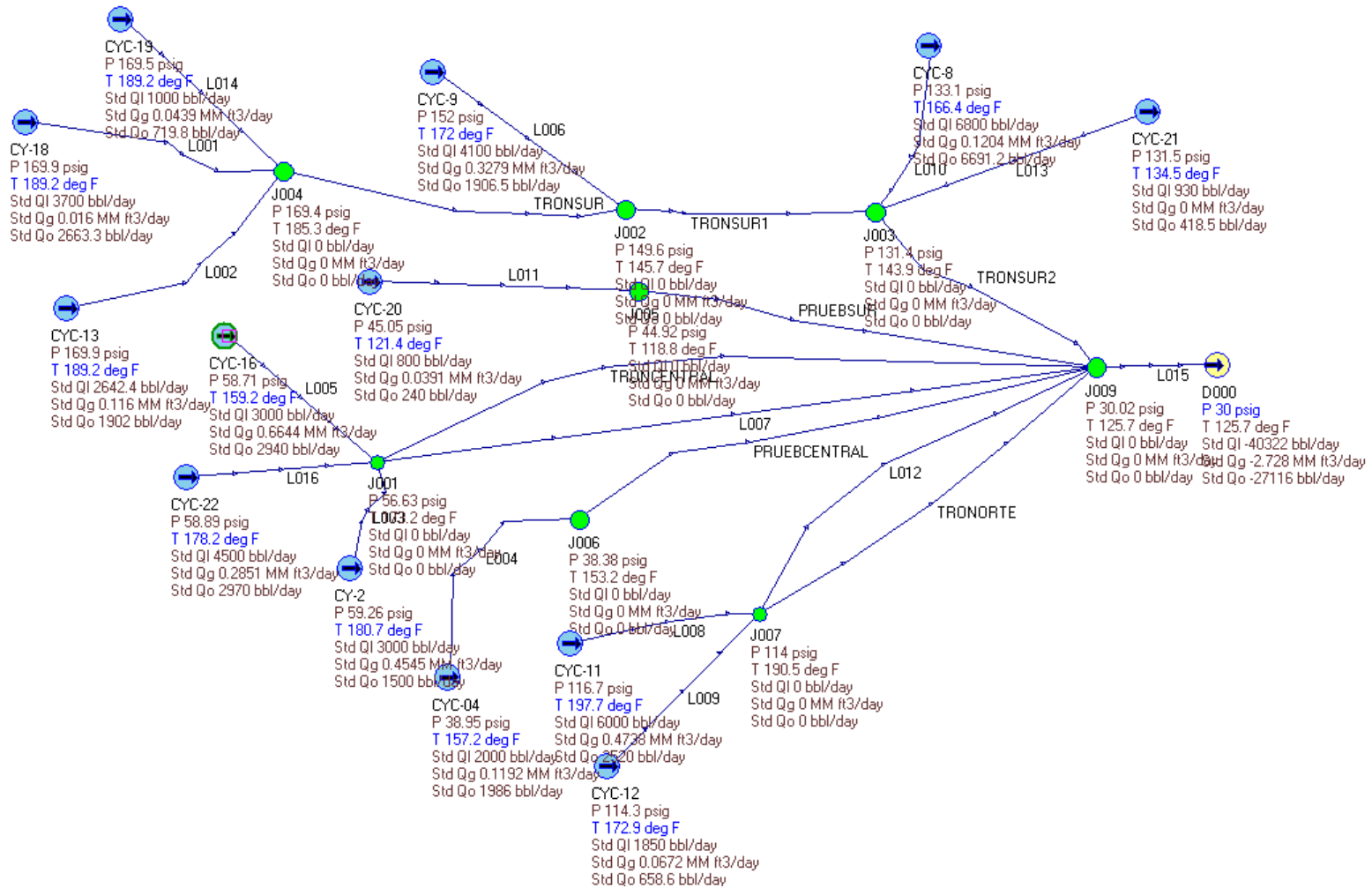


Se encuentra entonces que los parámetros de velocidad de flujo y caída de presión cumplen con los valores máximos permitidos para garantizar un buen funcionamiento de las líneas, así como también la integridad de las mismas en ambos casos. Sin embargo, para las presiones calculadas en cabeza de pozo en el caso de la línea paralela de 4 pulgadas, los valores no se encuentran dentro de los valores operativos que se mantienen en el campo, superando las 300 psig. Es por lo anterior que se recomienda la instalación de una línea paralela a la troncal en 6 pulgadas.

En los Anexos se presentan los resultados de las simulaciones hidráulicas para esta optimización.

Finalmente se obtiene entonces la red hidráulica del campo Costayaco de la Figura 38.

Figura 38. Red Hidráulica del Campo Costayaco futura.



7. ANÁLISIS ECONÓMICO PARA ALTERNATIVA ESCOGIDA

Para la optimización de la red hidráulica del campo Costayaco se realizó un estudio técnico para seleccionar las alternativas viables técnicamente. Las alternativas fueron evaluadas en el capítulo 6.

A partir de dicho estudio se realiza el análisis económico para seleccionar finalmente cuál es la alternativa que se recomienda realizar la optimización de la red de troncales para la transferencia de fluido de producción en el campo.

Para empezar este análisis se debe tener en cuenta que la compañía Gran Tierra tiene una tasa de oportunidad para aceptar los proyectos del 12%. Por consiguiente las alternativas planteadas, que son la construcción de una línea de 6 pulgadas asociada a la Troncal Norte, y una línea de 4 pulgadas asociada a la Troncal Central, deben tener una Tasa Interna de Retorno (TIR) superior a este valor. Por otro lado, se sabe que el capital de inversión lo va a poner la compañía, por consiguiente no va a haber financiación.

Para esta evaluación económica se tiene en cuenta la ganancia en producción de cada una de las troncales por la adición de las nuevas troncales. Esto teniendo en cuenta los pronósticos de producción de cada pozo que da el Departamento de Yacimientos a la casa matriz (ver Tabla 21) y los costos asociados al aumento de la producción en cada troncal.

Tabla 21. Pronósticos de Producción para pozos de troncales Norte y Central

TRONCAL	2015 (bbl/año)	2016 (bbl/año)	2017 (bbl/año)	2018 (bbl/año)
TOTAL NORTE	308,812	243,891	190,567	156,076
TOTAL CENTRAL	348,079	281,982	224,067	184,564

Es decir, para la Troncal Central se tendrán en cuenta los costos asociados a la perforación del pozo CYC-22, y para la Troncal Norte se tendrán en cuenta los costos asociados para el pozo CYC-11, la entrada de Arena T en comingle y para el pozo CYC-12 la estimulación de la Arena Caballos

Se realiza la evaluación para cada troncal por aparte para poder ver más claramente el impacto de cada una.

Igualmente se tienen en cuenta tiene en cuenta los siguientes indicadores económicos:

Tabla 22. Indicadores económicos para evaluación económica

CONCEPTO	VALOR
Impuesto a la renta	33%
Precio venta por barril de petróleo	USD \$ 35
Regalías de la producción	20%
Inflación anual promedio Colombia	3%
Tasa de Oportunidad Gran Tierra	12%
Capital de trabajo primer año, con aumentos anuales iguales a la inflación	2%

Esta evaluación se realiza para un periodo de 4 años y asume una depreciación en línea recta de 4 años sin valor de salvamento.

Para la Troncal Norte, no se incurren en costos de adquisición de terrenos puesto que se va a utilizar la servidumbre actual.

A continuación se presentan los costos tenidos en cuenta en la instalación de las nuevas troncales, para la evaluación económica de cada una:

Tabla 23. Costos para evaluación económica

Valor tubería 6"(\$COL/m)	\$ 180.000
Valor tubería 4"(\$COL/m)	\$ 110.000
Plan de Manejo	\$ 30.000.000
Construcción (\$COL/pulg.*m)	\$ 84.000
Logística (\$COL/m)	\$ 14.500
Servidumbre (\$COL/m²)	\$ 4.000

En la troncal Sur, no se requiere la construcción de una línea debido a que los flujos actuales, los pronósticos dados por yacimientos y los resultados de la simulación hidráulica indican que las líneas actuales suplen la demanda de los caudales de producción de los pozos asociados a esta troncal. Por lo anterior no se plantea alternativa de optimización de esta troncal y por esto no se realiza evaluación económica.

7.1 Análisis Económico Optimización Troncal Central

Para la Troncal Central, se evalúan económicamente las dos alternativas de optimización seleccionadas después del análisis hidráulico.

7.1.1 Evaluación Económica Línea adicional de 4"

Se realiza el flujo de caja para obtener los valores de la tasa interna de retorno (TIR), el valor presente neto (VPN) y el indicador de Costo/Beneficio.

El costo del proyecto es USD \$87,750, tiene una TIR de 30%, un VPN de UDS \$2,969,281 y una relación costo/beneficio de 1.37. Es así como al tener una TIR muy superior al 12%, un VPN positivo y una relación beneficio/costo mayor a 1, el proyecto para la construcción de esta línea adicional de 4 pulgadas es viable.

En los Anexos se presenta el flujo de caja obtenido de este análisis.

7.1.2 Evaluación Económica Línea adicional de 6”

Se realiza el flujo de caja para obtener los valores de la tasa interna de retorno (TIR), el valor presente neto (VPN) y el indicador de beneficio/costo.

El costo del proyecto es USD \$128,000, tiene una TIR de 30%, un VPN de UDS \$2,935,402 y una relación beneficio/costo de 1.36. Es así como al tener una TIR muy superior al 12%, un VPN positivo y una relación beneficio/costo mayor a 1, el proyecto para la construcción de esta línea adicional de 6 pulgadas es viable.

En los Anexos se presenta el flujo de caja obtenido de este análisis.

De acuerdo a los resultados obtenidos de la evaluación económica de las dos alternativas, se escoge la construcción de la línea de 4 pulgadas, teniendo en cuenta que esta tiene una menor inversión y permite manejar la capacidad de fluido que se requiere transportar desde los pozos hasta la estación de tratamiento.

7.2 Análisis Económico Optimización de la Troncal Norte

Para la Troncal Norte se realiza la evaluación económica para la alternativa de optimización seleccionada, de acuerdo a los resultados del análisis hidráulico, que indica que es necesario construir una línea paralela a la troncal con un diámetro de 6 pulgadas.

Se realiza el flujo de caja para obtener los valores de la tasa interna de retorno (TIR), el valor presente neto (VPN) y el indicador de Costo/Beneficio.

El costo del proyecto es USD \$1'210,042, tiene una TIR de 158%, un VPN de UDS \$7,740,146 y una relación beneficio/costo de 4.25. Es así como al tener una TIR muy superior al 12%, un VPN positivo y una relación beneficio/costo mayor a 1, el proyecto para la construcción de esta línea adicional de 6 pulgadas es viable.

En los Anexos se presenta el flujo de caja obtenido de este análisis.

8. CONCLUSIONES

- Costayaco es un yacimiento con unas reservas probables mínimas de **31.3 MMSTB**, con mayor participación de las arenas T y Caballos (99%) y con propiedades petrofísicas interesantes para la extracción del hidrocarburo.
- Las aguas de producción de las arenas Caballos y T son incrustantes y corrosivas, entre 40 y 65 Lb/1000 Bls de agua producida, en un rango de temperatura de 80 y 200 °F y con valor de corrosión según el índice de >6.8.
- La presión de yacimiento de la arena T está cayendo por no tener un acuífero activo en un periodo de 2 años (2007 @ 2009), pasa de 3300 @ 2595 psi y en la arena Caballos por tener un acuífero tiende a mantener la presión del yacimiento con una caída de 3450 @ 3200 psi en el mismo periodo.
- El terreno por el cual se pasan las líneas de transferencia presenta una topografía que no es compleja (no hay cambios de nivel críticos), favoreciendo el flujo de fluido de producción a través de estas hacia la estación de tratamiento.
- Se plantea una alternativa para optimizar la red hidráulica de troncales que transfieren el fluido de producción desde los pozos del campo Costayaco hasta la estación de tratamiento, permitiendo aumentar la capacidad de la red de acuerdo al potencial que tienen los pozos así como también la proyección que se tiene con respecto a la producción del Campo Costayaco.
- El aumento de producción en la Troncal Norte corresponde al 36% de la producción actual, y en la Troncal Central el aumento de producción corresponde al 26%.
- Para suplir la demanda de incremento de producción en el campo Costayaco se recomienda ampliar la red hidráulica construyendo una línea de 4 pulgadas en acero al carbón con una longitud de 400 m paralela a la Troncal Central y otra línea de 6 pulgadas en acero al carbón con una longitud de 4100 m paralela a la Troncal Norte.
- La capacidad de la Troncal Sur es la suficiente para lo que se tiene proyectado conectar a esta, sin embargo si a futuro se quiere conectar mayor cantidad de pozos a los que ya se tienen proyectados, deberá entonces evaluarse la construcción de una nueva línea paralela, teniendo en cuenta que la capacidad máxima de la troncal actual sería superada.
- La optimización propuesta de ampliar la red hidráulica del campo Costayaco es viable económicamente tanto para la línea de 4 pulgadas en la Troncal Central como la construcción de la línea de 6 pulgadas en la Troncal Norte, teniendo una TIR de 30%, 158%, VPN de USD \$2,969,281, USD \$7,740,146

y un beneficio/costo de 1.37 y 4.25, respectivamente. La construcción de las nuevas líneas no tomará un tiempo mayor a un mes.

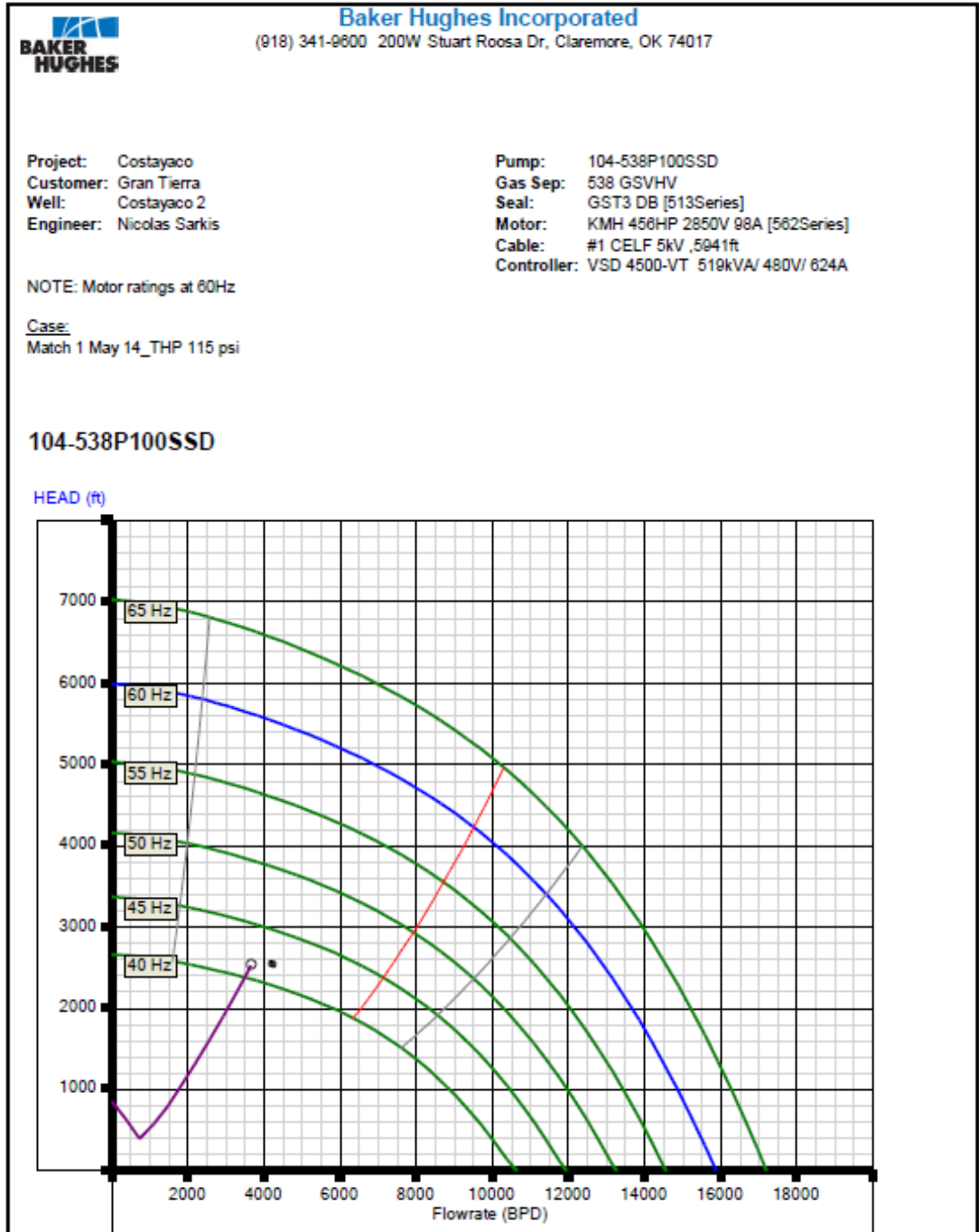
- De acuerdo a la normatividad colombiana, la construcción de las nuevas líneas de flujo (paralelas a la Troncal Central y a la Troncal Norte) están cubiertas por la licencia ambiental del campo Costayaco, que adicionalmente se encuentra dentro del área del bloque asignado a Gran Tierra Energy.

BIBLIOGRAFÍA

- ARGÜELLES, D. K., *et al.* 2005. Prácticas de mecánica de fluidos. Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas. Departamento de minas. Universidad de Oviedo.
- ARNOLD Ken y STEWART Maurice. Surface production operations. Third Edition. United States of America, Burlington. Gulf Professional Publishing, 2008.
- Baker Hughes Artificial Lift Monitoring. 2013. Ppt.
- Baker. 2013. Monitoreo BHI. Ppt
- CAMACHO V.R.G., Raghavan, Rajagopal, U. of Tulsa. Inflow Performance Relationships for Solution Gas-Drive Reservoirs. SPE 16204-PA
- CABARCAS, M., E. Cátedra Análisis Nodal, 2013. Especialización en producción de hidrocarburos.
- DALE BEGGS, H. Production optimization using nodal analysis. 2001.
- Estado mecánico. Pozo Costayaco 8. Gran Tierra Energy Colombia Ltda. 2012
- VOGEL, J.V. Inflow Performance Relationship for Solution Gas Drive Wells. Journal Petroleum Technology, January 1968
- www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish08/spr08/eléctricas.pdf Tom Clancy; et al. Avance de Materia de Pozos y Yacimientos. En Oilfield review. Verano 2008. 31-p.
- www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish08/spr08/composite.pdf Hans, Eric.; et al. La iniciativa “campo inteligente” de Saudi Aramco. En Oilfield review. Verano 2008. 18-p.
- www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish12/aut12/1_test_limits.pdf Paul Sims; Comprobación de los límites en condiciones de pozo extremas. En Oilfield review. Otoño 2012. 19-p
- www.oilproduction.net. Terminación y mantenimiento de pozos. (s.f.).
- WESTAWAY, C.R., Cameron Hydraulic Data. Sixteenth Edition. Woodcliff Lake, N.J. U.S.A. Ingersoll – Rand. 1984.

ANEXOS

Anexo A. Curva Bomba ESP CYC-02



Anexo B. Curva Bomba ESP CYC-08



Baker Hughes Incorporated
(918) 341-9600 200W Stuart Roosa Dr, Claremore, OK 74017

Project: COSTAYACO
Customer: Gran Tierra
Well: Costayaco 08
Engineer: Nicolas Sarkis

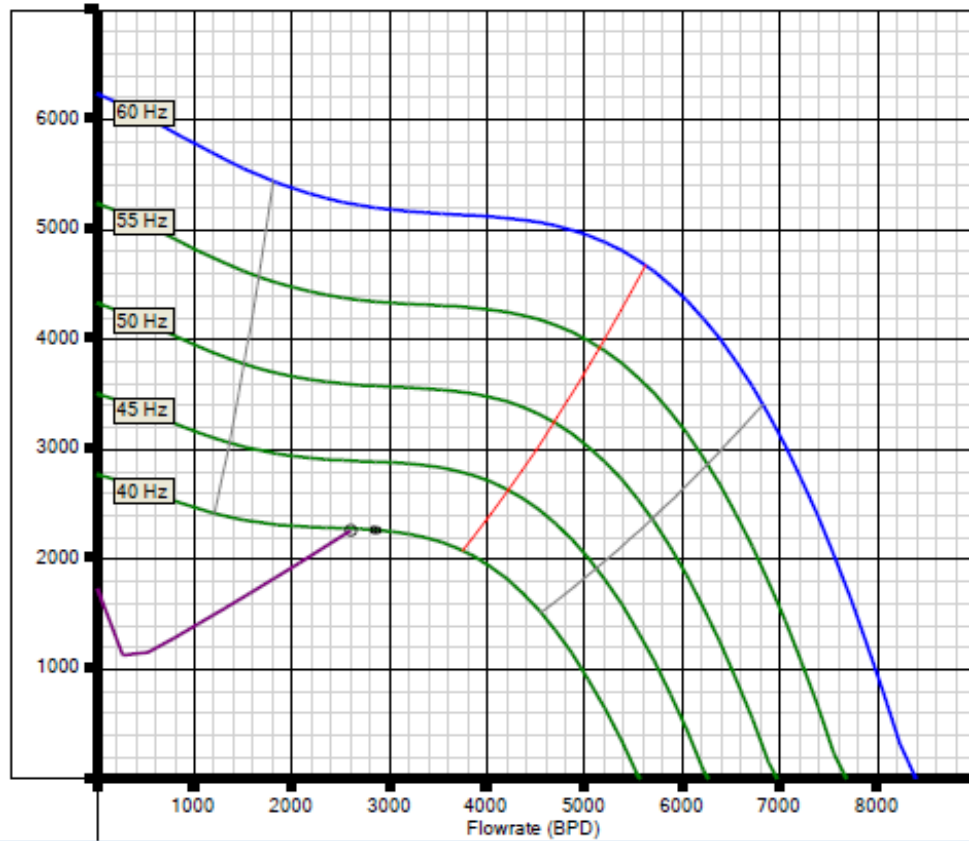
Pump: 216-400P60SSD
Seal: FST3 DB [400Series]
Motor: MSP1-250F 308HP 2750V 71A [450Series]
Cable: #2 CELF 5kV ,7788ft
Controller: VSD 4500-VT 519kVA/ 480V/ 624A

NOTE: Motor ratings at 60Hz

Case:
Match 22 Abr 14

216-400P60SSD

HEAD (ft)



Anexo C. Curva Bomba ESP CYC-09



Baker Hughes Incorporated

(918) 341-9600 200W Stuart Roosa Dr, Claremore, OK 74017

Project: Costayaco
Customer: Gran Tierra
Well: Costayaco 09
Engineer: Nicolas Sarkis

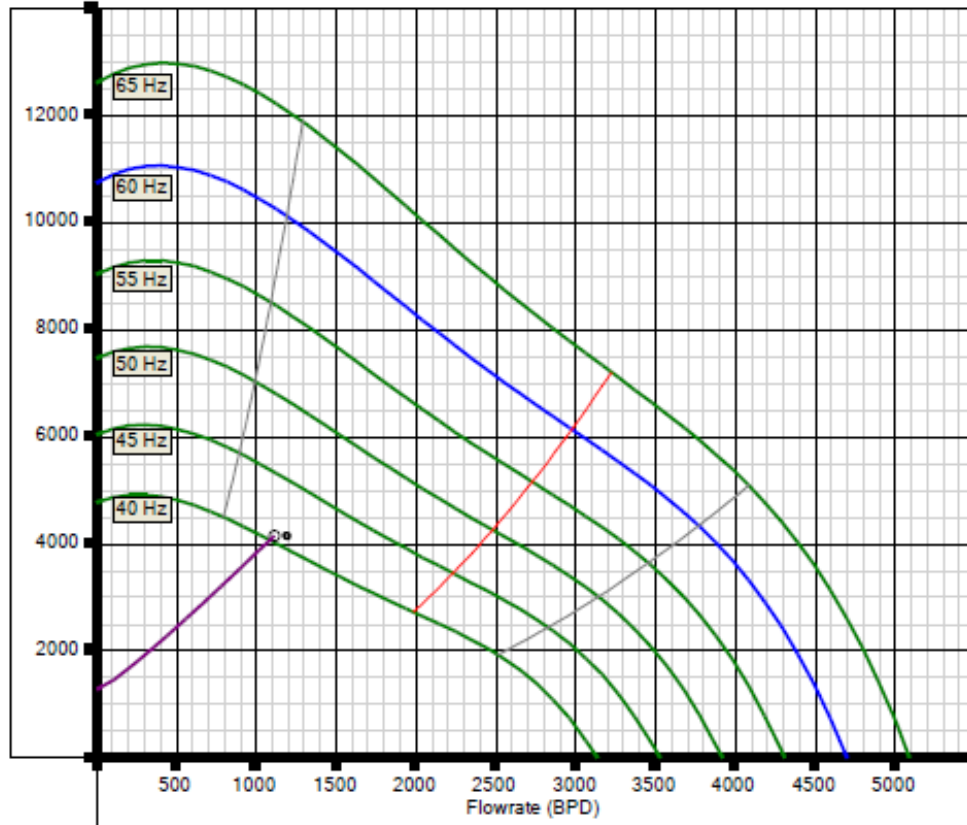
Pump: 305-400P29SSD
Gas Sep: 400 GSHV
Seal: FST3 DB [400Series]
Motor: MSP1-250F 308HP 2750V 71A [450Series]
Cable: #2 CELF 5kV ,7798ft
Controller: VSD 4500-VT 519kVA/ 480V/ 624A

NOTE: Motor ratings at 60Hz

Case:
Match 22 Abr 14

305-400P29SSD

HEAD (ft)



Anexo D. Curva Bomba ESP CYC-11



Baker Hughes Incorporated

(918) 341-9800 200W Stuart Roosa Dr, Claremore, OK 74017

Project: Costayaco
 Customer: Gran Tierra
 Well: Costayaco 11 (Commingled)
 Engineer: Nicolas Sarkis

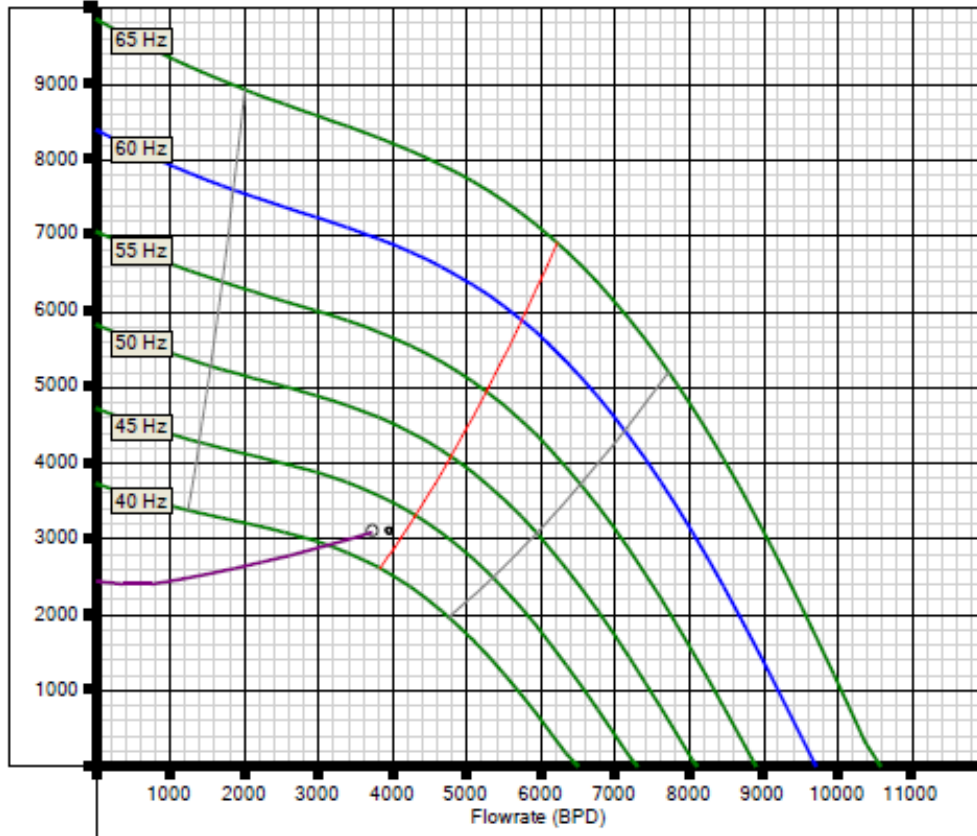
Pump: 141-538P62SSD
 Gas Sep: 538 GSR
 Seal: GST3 DB [513Series]
 Motor: MSP1-250 504HP 2810V 108A [562Series]
 Cable: #1 CELF 5kV ,6890ft
 Controller: VSD 4500-VT 519kVA/ 480V/ 624A

NOTE: Motor ratings at 60Hz

Case:
 Match 22 Abr 14

141-538P62SSD

HEAD (ft)



Anexo E. Curva Bomba ESP CYC-13



Baker Hughes Incorporated
 (918) 341-9600 200W Stuart Roosa Dr, Claremore, OK 74017

Project: Costayaco
 Customer: Gran Tierra
 Well: Costayaco 13
 Engineer: Nicolas Sarkis

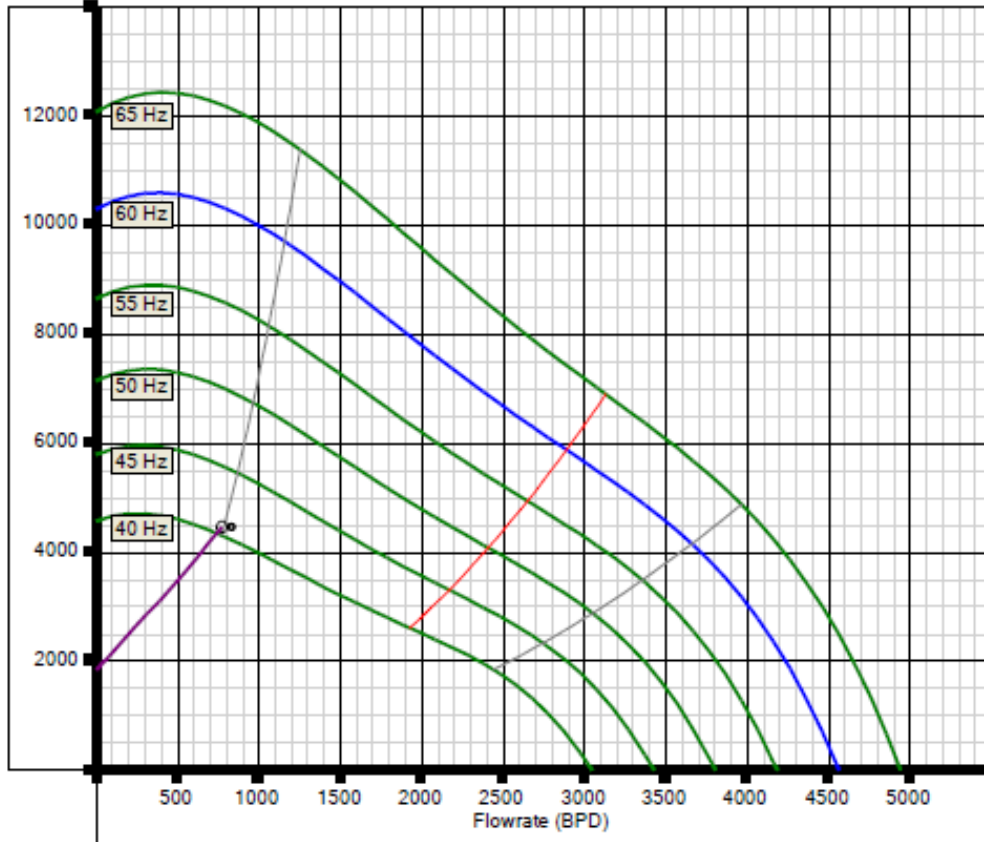
Pump: 305-400P29SSD
 Gas Sep: 400 GSHV
 Seal: FST3 DB [400Series]
 Motor: MSP1-250F 308HP 2750V 71A [450Series]
 Cable: #2 CELF 5kV ,8022ft
 Controller: VSD 4350-VT 390kVA/ 480V/ 469A

NOTE: Motor ratings at 60Hz

Case:
 Match 22 Abr 14

305-400P29SSD

HEAD (ft)



Anexo F. Curva Bomba ESP CYC-16



Baker Hughes Incorporated

(918) 341-9600 200W Stuart Roosa Dr, Claremore, OK 74017

Project: Costayaco
 Customer: Gran Tierra
 Well: Costayaco 16
 Engineer: Nicolas Sarkis

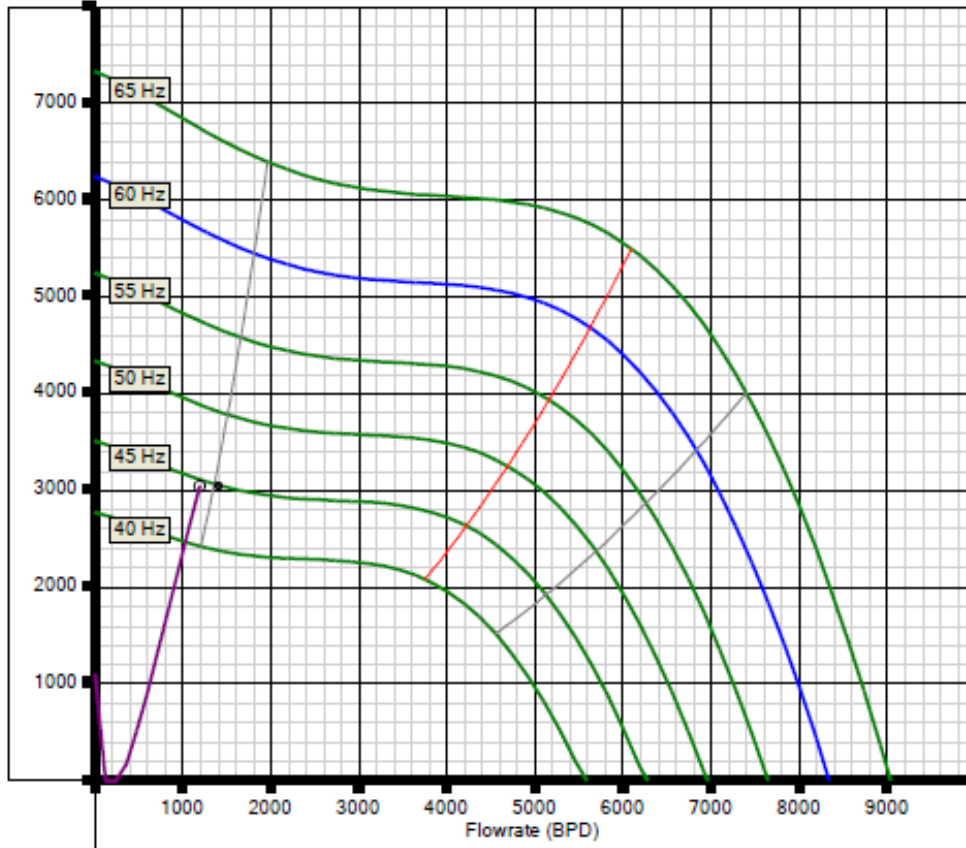
Pump: 216-400P60SSD
 Seal: FST3 4B [400Series]
 Motor: MSP1-250F 306HP 2750V 71A [450Series]
 Cable: #2 CELF 5kV ,7840ft
 Controller: VSD 4350-VT 390kVA/ 480V/ 469A

NOTE: Motor ratings at 60Hz

Case:
 Match 22 Abr 14

216-400P60SSD

HEAD (ft)



Anexo G. Curva Bomba ESP CYC-22



Baker Hughes Incorporated
(918) 341-9600 200W Stuart Roosa Dr, Claremore, OK 74017

Project: COSTAYACO
Customer: Gran Tierra
Well: Costayaco 22
Engineer: Nicolas Sarkis

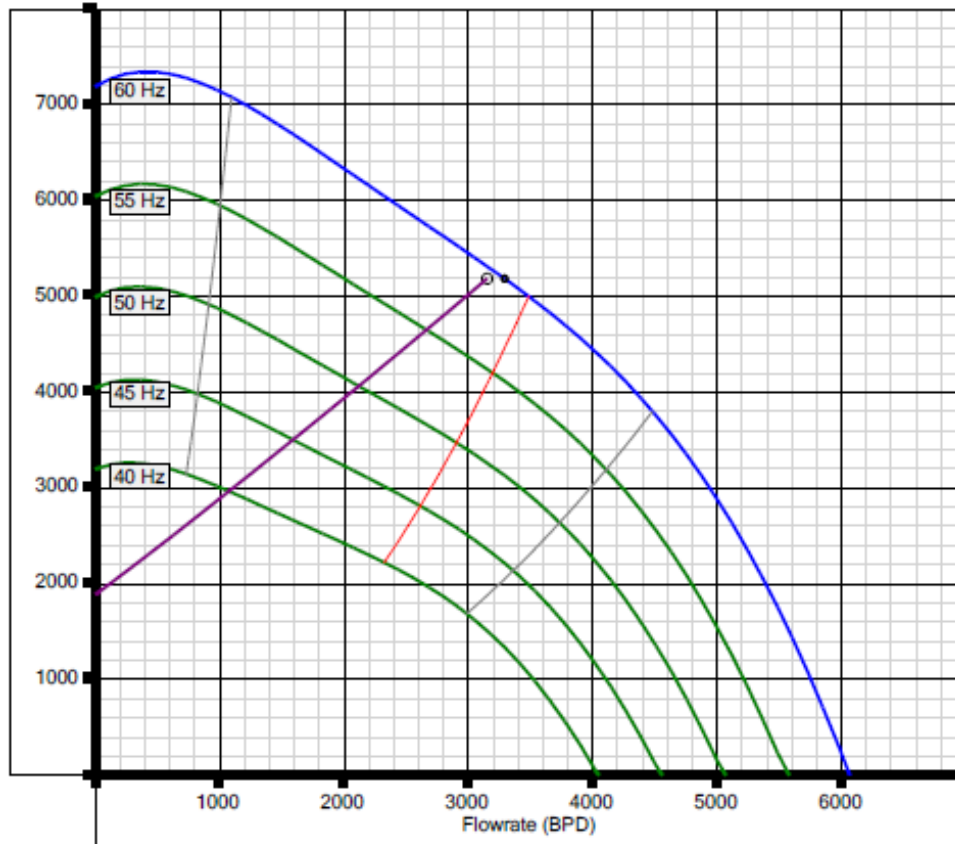
Pump: 234-400P35SSD
Seal: FST3 DB [400Series]
Motor: MSP1-250F 306HP 2750V 71A [450Series]
Cable: #2 CELF 5kV ,7970ft
Controller: VSD 4350-VT 390kVA/ 480V/ 460A

NOTE: Motor ratings at 60Hz

Case:
Match Prueba de produccion 15 de Octubre 2014

234-400P35SSD

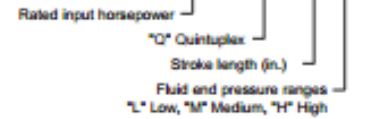
HEAD (ft)



Anexo H. Ficha Técnica Bomba de Superficie para Bombeo Hidráulico



Formerly J-275 Quintuplex Plunger Pump 300Q-5



This 5" stroke pump is designed for a variety of fluid transfer applications operating at low, medium or high pressures.

Field Connections in. (mm)

Pump Model	Discharge Connection Size	Suction Connection Size
300Q-5L	4 (101.6) API-2000# RTJ	8 (203.2) API# 150 F.F.
300Q-5M	3 (76.2) NSD-5000 RTJ	6 (152.4) NSD-600 RTJ
300Q-5H	2 (50.8) ANSI-2500W RTJ	6 (152.4) ANSI-600 RTJ

Dimensions

Pump Type	Length	Width	Height
300Q-5L	67-1/8"	70-1/2"	23-3/16"
300Q-5M	64-1/4"	70-1/2"	23-3/16"
300Q-5H	64-1/4"	70-1/2"	23-3/16"

Pump Specifications

Pump Size (Max. Plunger Diameter x Stroke) in. (mm).....4 x 5 (102x127)
 Rated BHP At 400 RPM (Kw)300 (224)
 Rated Plunger Load (Kg)10,700 (4,853.5)

Maximum Working Pressure: PSI (kPa)

"L" Model Discharge Pressure1,650 (11,375)
 "M" Model Discharge Pressure3,000 (20,682)
 "H" Model Discharge Pressure5,000 (34,473)

Crankshaft Extension: in. (mm)

Diameter4-7/8 (123.8)
 Length (long side)12 (305)
 Length (short side)5-1/2 (165)
 Keyway (Width x Depth)1-1/4 x 5/8 (32 x 16)

Pinion Shaft Extension, if gear unit supplied (mm)

For Belt Or Chain Drive: Diameter3-1/2 (88.9)
 Length5-11/16 (145)
 Keyway (Width x Depth)7/8 x 7/16 (22.2 x 11.1)

Oil Capacity: Gallons (L)

Crankcase12 (45.5)
 Gear Unit (Varies with Ratio)3.5 to 6.5 (13.2:24.6)

Weight: Pump Only On Wood Shipping Skids - Lbs. (Kg)7,000 (3175)
 Gear Unit - Lbs. (Kg)1,100 (499)

Standard Equipment

Aluminum Bronze Fluid End
 Aluminum Bronze Valve Covers
 Aluminum Bronze or Stainless Steel Stuffing Boxes
 Bronze Stuffing Box Internals
 Ceramic or Tungsten Carbide Plungers
 General Service or Kevlar Plunger Packing
 Stainless Steel Intermediate Rods
 Fluid King Spherical Valves
 Double Extended Crankshaft
 Oil Level Dipstick
 Crankcase Breather

Optional Equipment

Alternate Fluid End Materials
 Alternate Fluid End Valve Styles
 Custom Designs For Specialized Applications

Accessories

Bolt On Style Gear Reducers
 2.27:1 Ratio 2.89:1 Ratio
 3.25:1 Ratio 4.38:1 Ratio
 4.84:1 Ratio 5.63:1 Ratio

Packing Lubricator
 Pulsation Dampeners
 Relief Valves
 Valve Service Kit
 Complete Utilization Services

Quick Maintenance Features:

- Horizontal Design
- Large Power End Covers
- Easy Access To Bearings
- Separate Crosshead/Plunger Construction
- Open Frame Construction
- Removable Stuffing Boxes
- Interchangeable Valves

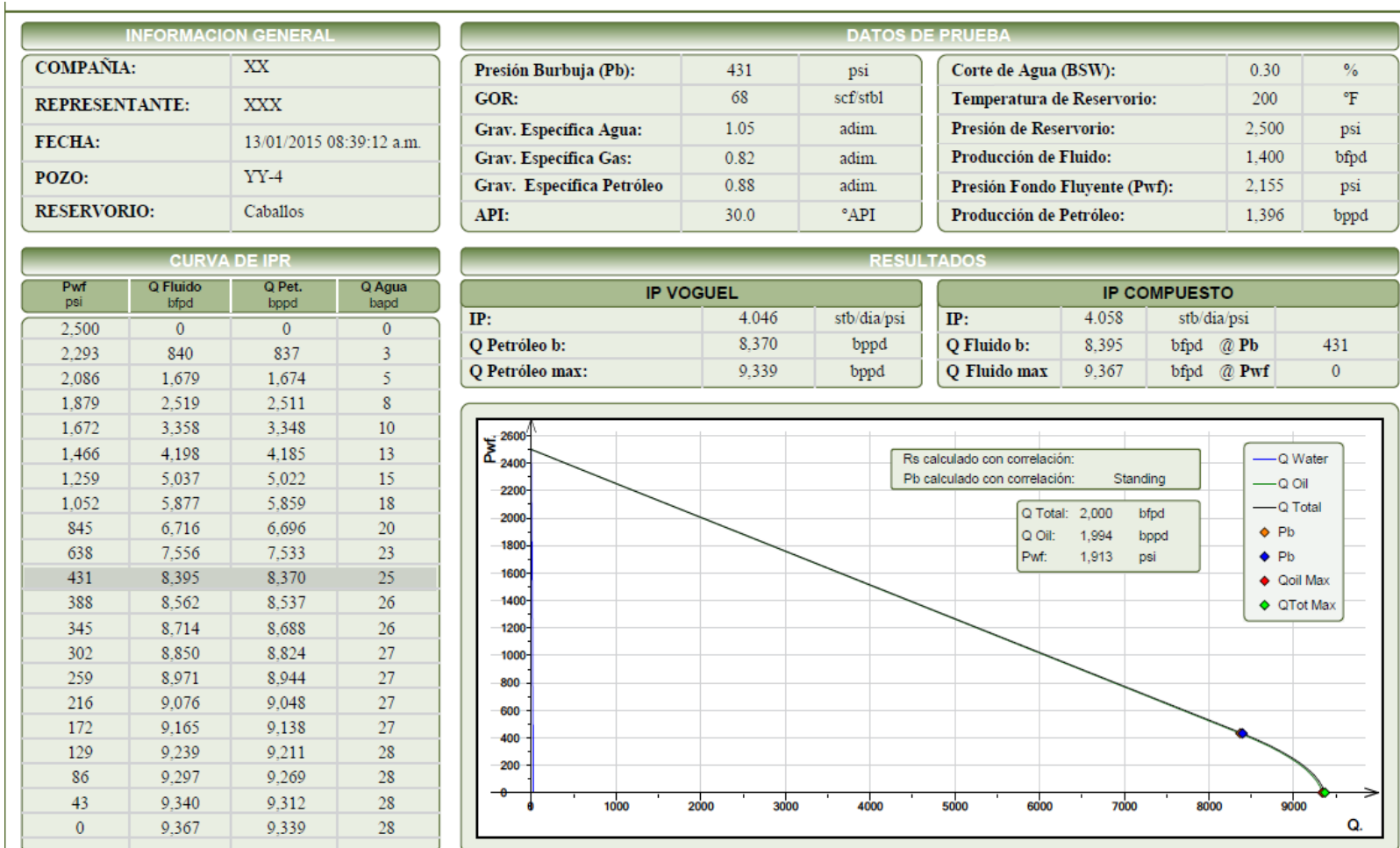
Continuous Duty Performance Data (Volumes Indicated Are Displacement of Incompressible Fluid)

English Units																			
Plunger Dia. In.	Plunger Area Sq. In.	BPD Per RPM	GPM Per RPM	Max. Press. PSI	100 RPM*		150 RPM		200 RPM		250 RPM		300 RPM		350 RPM		400 RPM		
					BPD	GPM	BPD	GPM	BPD	GPM	BPD	GPM	BPD	GPM	BPD	GPM	BPD	GPM	BPD
300Q-5L																			
2 3/4	5.9396	22.0485	0.8428	1650	2205	84.28	3307	96.42	4410	128.56	5512	160.70	6615	192.84	7717	224.98	8819	257.13	
3	7.0688	26.2395	0.7650	1510	2624	78.50	3936	114.75	5248	153.00	6560	191.25	7872	229.50	9184	267.75	10496	306.00	
3 1/4	8.2958	30.7950	0.8978	1290	3079	89.78	4619	134.67	6159	179.56	7899	224.45	9238	289.34	10778	314.23	12318	359.13	
3 1/2	9.6212	35.7149	1.0413	1110	3571	104.13	5357	156.19	7143	208.25	8929	280.31	10714	312.38	12500	364.44	14288	416.50	
3 3/4	11.0447	40.9992	1.1953	970	4100	119.53	6150	179.30	8200	239.06	10250	298.83	12300	358.59	14350	418.36	16400	478.13	
4	12.5684	46.8490	1.3600	850	4665	136.00	6997	204.00	9330	272.00	11662	340.00	13994	408.00	16327	478.00	n/a	n/a	
300Q-5M																			
2	3.1416	11.8620	0.3400	3400	1166	34.00	1749	51.00	2332	68.00	2916	85.00	3499	102.00	4082	119.00	4665	136.00	
2 1/4	3.9781	14.7567	0.4303	2690	1476	43.03	2214	64.55	2952	86.06	3690	107.58	4428	129.09	5166	150.61	5904	172.13	
2 1/2	4.9088	18.2219	0.5313	2185	1822	53.13	2733	79.89	3644	108.25	4555	132.81	5467	159.38	6378	185.64	7289	212.50	
2 3/4	5.9396	22.0485	0.6428	1800	2205	64.28	3307	96.42	4410	128.56	5512	160.70	6615	192.84	7717	224.98	8819	257.13	
300Q-5H																			
1 1/2	1.7672	6.5599	0.1913	5000	656	19.13	984	28.89	1312	38.25	1640	47.81	1968	57.38	2296	66.94	2624	76.50	
1 3/4	2.4053	8.9267	0.2603	4450	893	26.03	1339	39.05	1788	52.06	2232	65.06	2679	78.09	3125	91.11	3571	104.13	
2	3.1416	11.8620	0.3400	3400	1166	34.00	1749	51.00	2332	68.00	2916	85.00	3499	102.00	4082	119.00	4665	136.00	
Brake Horsepower Required:					75		112		150		188		225		263		300		

Metric Units																			
Plunger Dia. mm	Plunger Area Sq. cm.	M ³ /D Per RPM	L/Min Per RPM	Max. Press. kPa	100 RPM*		150 RPM		200 RPM		250 RPM		300 RPM		350 RPM		400 RPM		
					M ³ /D	L/Min.	M ³ /D	L/Min.	M ³ /D	L/Min.	M ³ /D	L/Min.	M ³ /D	L/Min.	M ³ /D	L/Min.	M ³ /D	GPM	
300Q-5L																			
70	38.3200	3.5055	2.4330	11375	351	243.30	526	364.96	701	488.61	876	608.26	1052	729.91	1227	851.57	1402	973.22	
78	45.6040	4.1718	2.8955	10410	417	289.55	626	434.33	834	579.11	1043	723.88	1252	888.66	1460	1013.43	1669	1158.21	
83	53.5213	4.8961	3.3982	8893	490	339.82	734	509.73	979	679.84	1224	849.56	1469	1019.47	1714	1189.38	1958	1359.29	
89	62.0721	5.6783	3.9411	7652	568	394.11	852	591.17	1136	788.23	1420	995.28	1703	1182.34	1967	1379.40	2271	1576.45	
95	71.2562	6.5185	4.5243	6687	652	452.43	978	678.64	1304	904.85	1630	1131.06	1956	1357.28	2281	1583.49	2607	1809.70	
102	81.0737	7.4166	5.1476	5860	742	514.76	1112	772.14	1483	1029.52	1854	1286.90	2225	1544.28	2596	1801.66	n/a	n/a	
300Q-5M																			
51	20.2684	1.8541	1.2699	20862	185	128.69	278	193.04	371	257.38	484	321.73	556	386.07	649	450.42	742	514.76	
57	25.6522	2.3466	1.6267	18545	235	162.87	352	244.31	469	325.75	587	407.18	704	488.62	821	570.06	939	651.49	
64	31.6894	2.8971	2.0108	15063	290	201.08	435	301.82	579	402.16	724	502.70	889	603.23	1014	703.77	1159	804.31	
70	38.3200	3.5055	2.4330	12409	351	243.30	526	364.96	701	488.61	876	608.26	1052	729.91	1227	851.57	1402	973.22	
300Q-5H																			
38	11.4010	1.0430	0.7239	34470	104	72.39	156	108.58	209	144.78	261	180.97	313	217.16	365	263.36	417	289.55	
44	15.5180	1.4196	0.9853	30678	142	98.53	213	147.79	284	197.06	355	246.32	426	295.58	497	344.85	568	394.11	
51	20.2684	1.8541	1.2699	23440	185	128.69	278	193.04	371	257.38	484	321.73	556	386.07	649	450.42	742	514.76	
Kilowatts Required:					56		84		112		140		168		196		224		

* For operations below 100 RPM an auxiliary lubrication system is required.
Volume is based on 100% volumetric efficiency. Brake horsepower is based on 90% mechanical efficiency.

Anexo I. Simulación Bombeo Hidráulico CYC-04



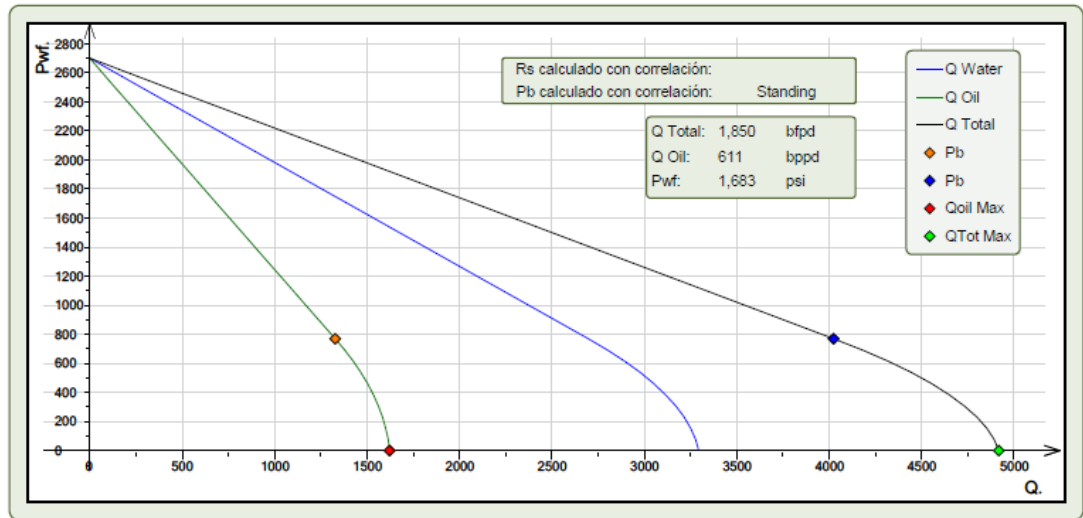
Anexo J. Simulación Bombeo Hidráulico CYC-12

INFORMACION GENERAL	
COMPañIA:	XXX
REPRESENTANTE:	XXX
FECHA:	13/01/2015 02:23:07 p.m.
POZO:	YY-12
RESERVORIO:	Caballos upper+T

DATOS DE PRUEBA			
Presión Burbuja (Pb):	770	psi	
GOR:	60	scf/stbl	
Grav. Especifica Agua:	1.07	adim.	
Grav. Especifica Gas:	0.38	adim.	
Grav. Especifica Petróleo	0.88	adim.	
API:	30.0	°API	
Corte de Agua (BSW):	67.00	%	
Temperatura de Reservoirio:	210	°F	
Presión de Reservoirio:	2.700	psi	
Producción de Fluido:	1.850	bfpd	
Presión Fondo Fluyente (Pwf):	1.813	psi	
Producción de Petróleo:	611	bppd	

CURVA DE IPR			
Pwf psi	Q Fluido bfpd	Q Pet. bppd	Q Agua bapd
2,700	0	0	0
2,507	402	133	270
2,314	805	266	539
2,121	1,207	398	809
1,928	1,610	531	1,079
1,735	2,012	664	1,348
1,542	2,415	797	1,618
1,349	2,817	930	1,888
1,156	3,220	1,063	2,157
963	3,622	1,195	2,427
770	4,025	1,328	2,697
693	4,178	1,379	2,799
616	4,317	1,425	2,893
539	4,442	1,466	2,976
462	4,553	1,503	3,051
385	4,649	1,534	3,115
308	4,732	1,561	3,170
231	4,799	1,584	3,216
154	4,853	1,601	3,252
77	4,892	1,614	3,278
0	4,917	1,623	3,295

RESULTADOS			
IP VOGUEL		IP COMPUESTO	
IP:	0.688	stb/dia/psi	2.086
Q Petróleo b:	1,328	bppd	4,025
Q Petróleo max:	1,623	bppd	bfpd @ Pb
			770
			Q Fluido max
			4,917
			bfpd @ Pwf
			0



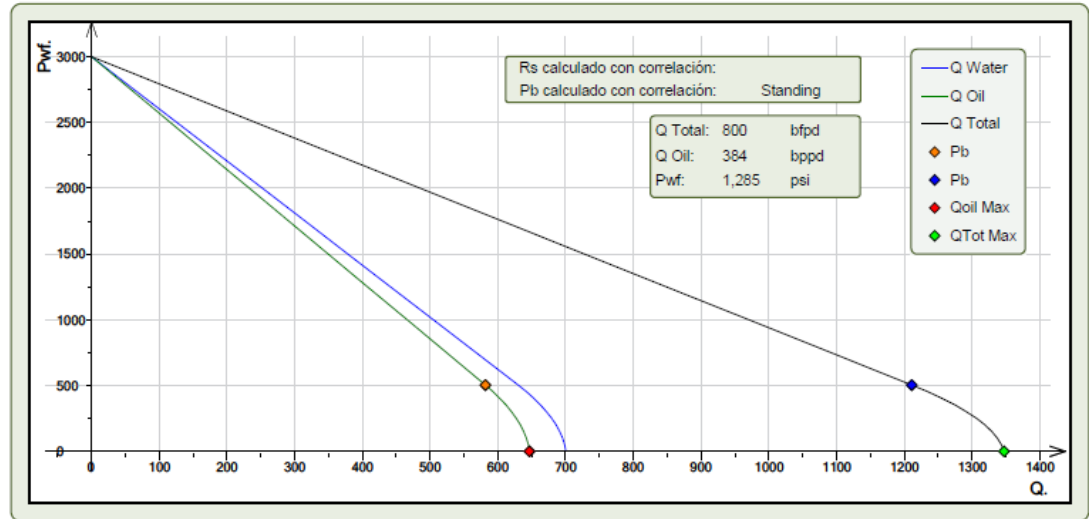
Anexo K. Simulación Bombeo Hidráulico CYC-20

INFORMACION GENERAL	
COMPañIA:	XXXX
REPRESENTANTE:	XXXX
FECHA:	13/01/2015 10:31:57 a.m.
POZO:	YY-20
RESERVORIO:	U

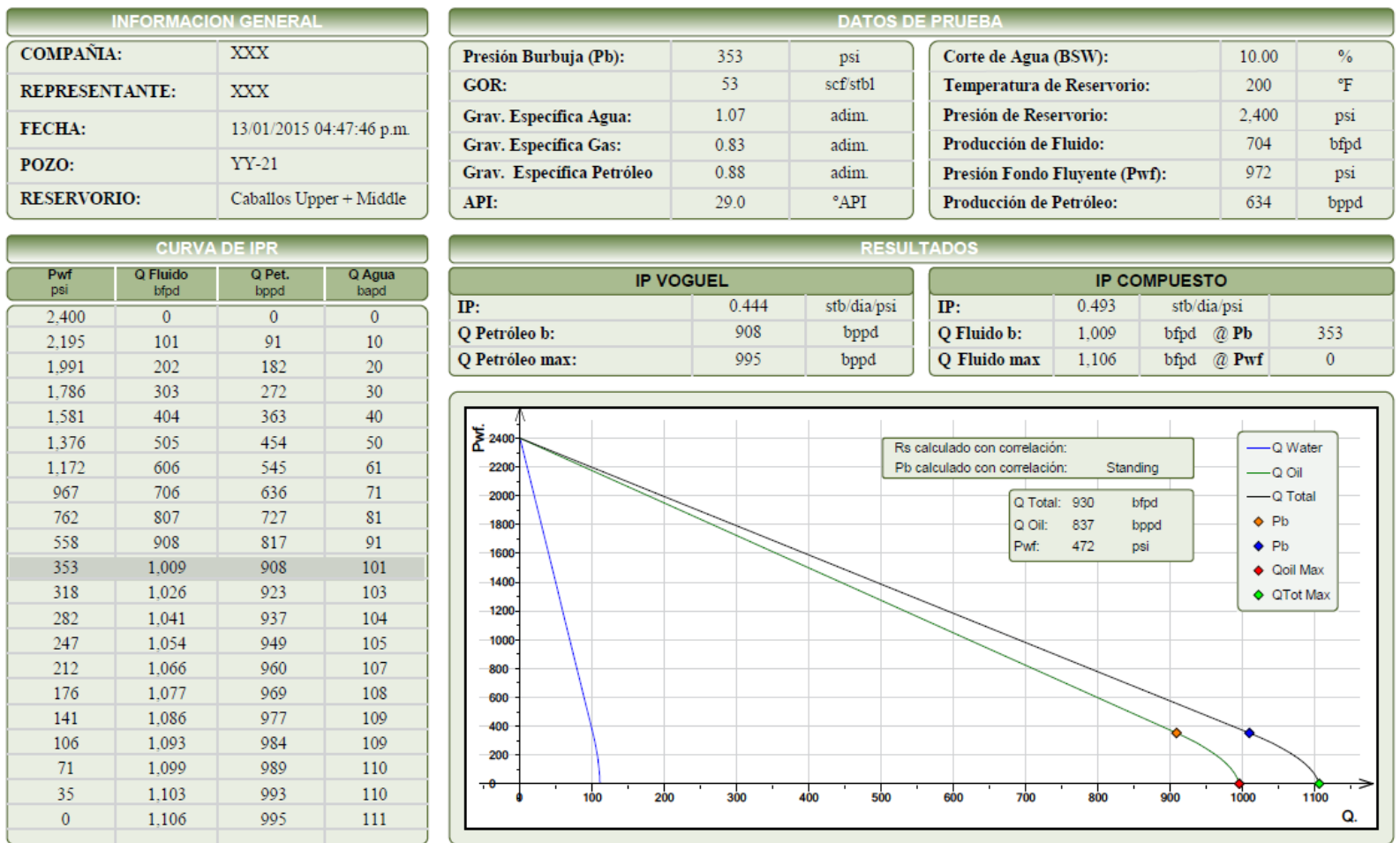
DATOS DE PRUEBA				
Presión Burbuja (Pb):	504	psi	Corte de Agua (BSW):	52.00 %
GOR:	50	scf/stbl	Temperatura de Reservoirio:	215 °F
Grav. Específica Agua:	1.02	adim.	Presión de Reservoirio:	3.000 psi
Grav. Específica Gas:	0.87	adim.	Producción de Fluido:	800 bfpd
Grav. Específica Petróleo	0.88	adim.	Presión Fondo Fluyente (Pwf):	1.352 psi
API:	28.9	°API	Producción de Petróleo:	384 bppd

CURVA DE IPR			
Pwf psi	Q Fluido bfpd	Q Pet. bppd	Q Agua bapd
3,000	0	0	0
2,750	121	58	63
2,501	242	116	126
2,251	363	174	189
2,002	485	233	252
1,752	606	291	315
1,503	727	349	378
1,253	848	407	441
1,004	969	465	504
754	1,090	523	567
504	1,211	581	630
454	1,235	593	642
404	1,256	603	653
353	1,275	612	663
303	1,292	620	672
252	1,307	627	679
202	1,319	633	686
151	1,330	638	691
101	1,338	642	696
50	1,344	645	699
0	1,347	647	701

RESULTADOS				
IP VOGUEL		IP COMPUESTO		
IP:	0.233	stb/dia/psi	IP:	0.485 stb/dia/psi
Q Petróleo b:	581	bppd	Q Fluido b:	1,211 bfpd @ Pb
Q Petróleo max:	647	bppd	Q Fluido max	1,347 bfpd @ Pwf



Anexo L. Simulación Bombeo Hidráulico CYC-21



Anexo M. Assay Crudo Campo Costayaco

CRUDO: Costayaco
 CLIENTE: GRAN TIERRA ENERGY COLOMBIA LTDA.

FECHA: Junio/2010
 CODIGO: 200532575

TABLA 2. CARACTERÍSTICAS FISICOQUÍMICAS DEL CRUDO

PRUEBA	METODO	UNIDAD	RESULTADO
Gravedad a 15.6°C (60°F)	Calculada	API	30.1
Densidad a 15.0°C	ASTM D 5002-05	Kg/m3	875.0
Azúfre	ASTM D 4294-08	% m	0.400
Residuo Carbón Micro	ASTM D 4530-07	% m	5.06
Número de neutralización	ASTM D 664-07	mg KOH/g	<0.100
Presión de Vapor	ASTM D 323-06	psi	6.08
Punto de Fluidez	ASTM D 97-07	°C	-9
Constante grav/visc., VGC	ASTM D 2501 - 05		0.848
Insolubles n-C7	ASTM D 3279-07	% m	2.06
Factor de Caracterización K	UOP 375-07		11.82
Viscosidad @ 40°C (104°F)	ASTM D 445-06	cSt	8.75
Viscosidad @ 50°C (122°F)	ASTM D 445-06	cSt	6.76
Cenizas	ASTM D 482-07	% m	0.005
Agua por Karl Fischer	ASTM D 4377-00	% m	0.25
Sal	ASTM D 3230 - 09	lb/1000Bls	1.30
Contenido de Ceras	UOP 46 - MOD	% m	11.4
CONTENIDO DE METALES			
	ICP PTE 114.138-202 Basado en ASTM D 5863-05 y ASTM D 5708-05		
Vanadio		ppm	14.67
Níquel		ppm	12.28
Sodio		ppm	2.85
Hierro		ppm	0.47
Cobre		ppm	0.01
Aluminio		ppm	0.12
Magnesio		ppm	0.09
Calcio		ppm	0.58
Punto de Inflamación	ASTM D 93-08	°C	<-65.0
ANALISIS SARA*			
	ICP PTE 114.011 Basado en ASTM D 2549-07		
Saturados		% m	43.3
Aromáticos		% m	23.7
Resinas		% m	7.7
Asfaltenos		% m	2.7

*Pérdida total de livianos: 22.6%m

Anexo N. Resultados Hidráulicos Caso 1:

Resultados TRONCAL SUR Caso 1 (Parte 1):

Tramo:		1	2	3	4
NOMBRE		L001 (CYC-18)	L006 (CYC-09)	L010 (CYC-08)	L002 (CYC-13)
Diámetro de la línea	in	4" Sch 40	4" Sch 40	4" Sch 40	4" Sch 40
Flujo de Líquido	BFPD	2197.8	1692	1440	682.3
Longitud	ft	129.92	144.36	126.31	108.27
Viscosidad Mezcla	cP	6.43	9.83	4.01	6.55
RESULTADOS HIDRÁULICOS					
Presión en cabeza (psig)		49.22	48.1	43.53	36.78
Velocidad Erosional (ft/s)		14.01	22.20	17.22	18.88
Velocidad (ft/s)		1.81	6.20	1.90	1.84
ΔP/100 ft (psi/100ft)		0.20	0.59	0.185	0.07
ΔP (psi)		0.26	0.85	0.38	0.07

Resultados TRONCAL SUR Caso 1 (parte 2):

Tramo:		5	6	7	8
NOMBRE		TRONSUR	TRONSUR1	TRONSUR2	PRUEBSUR
Diámetro de la línea	in	6" Sch 40	6" Sch 40	6" Sch 40	4" Sch 40
Flujo de Líquido	BFPD	2197.8	3890	5329.9	682.3
Longitud	ft	5882.8	1840.6	3789.5	11513
Viscosidad Mezcla	cP	7.86	9.00	7.92	8.32
RESULTADOS HIDRÁULICOS					
Velocidad Erosional (ft/s)		13.42	18.70	19.09	18.20
Velocidad (ft/s)		0.78	3.40	4.81	1.73
ΔP/100 ft (psi/100ft)		0.03	0.21	0.35	0.06
ΔP (psi)		1.71	3.91	13.33	6.70

Resultados TRONCAL CENTRAL Caso 1:

Tramo:		1	2	3	4	5
NOMBRE		L003 (CYC-02)	L004 (CYC-04)	L005 (CYC-16)	TRONCENTRAL	PRUEBCENTRAL
Diámetro de la línea	in	4" Sch 40	4" Sch 40	4" Sch 40	6" Sch 40	4" Sch 40
Flujo de Líquido	BFPD	3468	1459.2	2082.6	7009.8	1459.2
Longitud	ft	111.8	101.05	79.40	1443.64	1443.64
Viscosidad Mezcla	cP	9.14	4.01	4.07	7.38	4.41
RESULTADOS HIDRÁULICOS						
Presión en cabeza (psig)		52.45	35.15	49.84	N.A.	N.A.
Velocidad Erosional (ft/s)		26.24	22.41	29.34	29.30	22.34
Velocidad (ft/s)		21.71	4.87	17.58	22.45	4.90
ΔP/100 ft (psi/100ft)		3.36	0.33	1.46	1.29	0.33
ΔP (psi)		3.76	0.33	1.16	18.68	4.80

Resultados TRONCAL NORTE Caso 1:

Tramo:		1	2	3
NOMBRE		L008 (CYC-11)	L009 (CYC-12)	TRONORTE
Diámetro de la línea	in	4" Sch 40	4" Sch 40	4" Sch 40
Flujo de Líquido	BFPD	2460	652	3112
Longitud	ft	72.18	90.22	14797.3
Viscosidad Mezcla	cP	3.98	3.81	5.67
RESULTADOS HIDRÁULICOS				
Presión en cabeza (psig)		216.1	215.7	N.A.
Velocidad Erosional (ft/s)		20.38	15.69	26.58
Velocidad (ft/s)		5.82	1.01	19.19
ΔP/100 ft (psi/100ft)		0.66	0.04	1.25
ΔP (psi)		0.47	0.04	185.57

Anexo O. Resultados Hidráulicos Caso 2

Resultados TRONCAL SUR Caso 2 (Parte 1):

Tramo:		1	2	3	4
NOMBRE		L001 (CYC-18)	L006 (CYC-09)	L010 (CYC-08)	L002 (CYC-13)
Diámetro de la línea	in	4" Sch 40	4" Sch 40	4" Sch 40	4" Sch 40
Flujo de Líquido	BFPD	2197.8	1692	1440	682.3
Longitud	ft	129.92	144.36	126.31	108.27
Viscosidad Mezcla	cP	6.43	9.83	4.01	6.55
RESULTADOS HIDRAULICOS					
Presión en cabeza (psig)		67.83	65.03	59.89	67.67
Velocidad Erosional (ft/s)		13.67	21.0	16.60	16.77
Velocidad (ft/s)		1.72	5.10	1.67	1.3
$\Delta P/100$ ft (psi/100ft)		0.174	0.506	0.139	0.057
ΔP (psi)		0.22	0.73	0.18	0.06

Resultados TRONCAL SUR Caso 2 (Parte 2):

Tramo:		5	6	7
NOMBRE		L014 (CYC-19)	L011 (CYC-20)	L013 (CYC-21)
Diámetro de la línea	in	4" Sch 40	4" Sch 40	4" Sch 40
Flujo de Líquido	BFPD	1000	1832	343
Longitud	ft	129.9	108.27	126.31
Viscosidad Mezcla	cP	6.48	13.34	13.34
RESULTADOS HIDRAULICOS				
Presión en cabeza (psig)		47.36	60.23	59.73
Velocidad Erosional (ft/s)		18.63	18.63	13.17
Velocidad (ft/s)		3.81	3.81	0.26
$\Delta P/100$ ft (psi/100ft)		0.476	0.476	0.02
ΔP (psi)		0.52	0.52	0.012

Resultados TRONCAL SUR Caso 2 (Parte 3):

Tramo:		8	9	10	11
NOMBRE		TRONSUR	TRONSUR1	TRONSUR2	PRUEBSUR
Diámetro de la línea	in	6" Sch 40	6" Sch 40	6" Sch 40	4" Sch 40
Flujo de Líquido	BFPD	2880.1	4572.2	18959.58	18959.58
Longitud	ft	5882.8	1840.6	3789.5	11513
Viscosidad Mezcla	cP	7.65	8.67	9.20	8.31
RESULTADOS HIDRÁULICOS					
Velocidad Erosional (ft/s)		14.49	17.99	19.39	19.90
Velocidad (ft/s)		1.31	3.44	7.79	2.50
$\Delta P/100$ ft (psi/100ft)		0.056	0.249	0.784	0.149
ΔP (psi)		3.31	4.59	29.70	17.17

Resultados TRONCAL CENTRAL Caso 2:

Tramo:		1	2	3	4	5	6
NOMBRE		L003 (CYC-02)	L004 (CYC-04)	L005 (CYC-16)	L016 (CYC-22)	TRONCENTRAL	PRUEBCENTRAL
Diámetro de la línea	in	4" Sch 40	4" Sch 40	4" Sch 40	4" Sch 40	6" Sch 40	4" Sch 40
Flujo de Líquido	BFPD	3468	1459.2	2082.6	2040	7009.8	1459.2
Longitud	ft	111.8	101.05	79.40	1533.87	1443.64	1443.64
Viscosidad Mezcla	cP	3.68	4.01	4.04	7.19	7.36	4.41
RESULTADOS HIDRÁULICOS							
Presión en cabeza (psig)		60.67	35.15	58.29	57.79	N.A.	N.A.
Velocidad Erosional (ft/s)		25.41	22.41	28.36	20.78	27.89	22.34
Velocidad (ft/s)		19.42	4.87	15.77	5.54	25.29	4.90
$\Delta P/100$ ft (psi/100ft)		3.048	0.329	1.31	0.597	1.89	0.333
ΔP (psi)		3.41	0.33	1.04	0.54	27.24	4.80

Resultados TRONCAL NORTE Caso 2:

Tramo:		1	2	3
NOMBRE		L008 (CYC-11)	L009 (CYC-12)	TRONORTE
Diámetro de la línea	in	4" Sch 40	4" Sch 40	4" Sch 40
Flujo de Líquido	BFPD	2460	652	3112
Longitud	ft	72.18	90.22	14797.3
Viscosidad Mezcla	cP	3.98	3.81	5.67
RESULTADOS HIDRÁULICOS				
Presión en cabeza (psig)		216.1	215.7	N.A.
Velocidad Erosional (ft/s)		20.38	15.69	26.58
Velocidad (ft/s)		5.82	1.01	19.19
$\Delta P/100$ ft (psi/100ft)		0.66	0.04	1.25
ΔP (psi)		0.47	0.04	185.57

Anexo P. Resultados Hidráulicos Caso 3

Resultados TRONCAL SUR Caso 3 (Parte 1):

Tramo:		1	2	3	4
NOMBRE		L001 (CYC-18)	L006 (CYC-09)	L010 (CYC-08)	L002 (CYC-13)
Diámetro de la línea	in	4" Sch 40	4" Sch 40	4" Sch 40	4" Sch 40
Flujo de Líquido	BFPD	3701	4101.1	6800.8	2642.4
Longitud	ft	129.92	144.36	126.31	108.27
Viscosidad Mezcla	cP	6.35	9.38	3.83	6.17
RESULTADOS HIDRÁULICOS					
Presión en cabeza (psig)		110.9	109.5	98.03	107.3
Velocidad Erosional (ft/s)		13.65	19.46	14.98	17.74
Velocidad (ft/s)		2.88	8.98	6.59	3.97
$\Delta P/100$ ft (psi/100ft)		0.431	1.89	1.56	0.57
ΔP (psi)		0.56	2.73	1.98	062

Resultados TRONCAL SUR Caso 3 (Parte 2):

Tramo:		5	6	7	8
NOMBRE		TRONSUR	TRONSUR1	TRONSUR2	PRUEBSUR
Diámetro de la línea	in	6" Sch 40	6" Sch 40	6" Sch 40	4" Sch 40
Flujo de Líquido	BFPD	3701	7802.1	14602	2642.4
Longitud	ft	5882.8	1840.6	3789.5	11513
Viscosidad Mezcla	cP	7.55	8.57	6.64	8.16
RESULTADOS HIDRÁULICOS					
Velocidad Erosional (ft/s)		13.42	17.45	19.15	19.87
Velocidad (ft/s)		1.26	5.14	12.20	6.15
ΔP/100 ft (psi/100ft)		0.062	0.58	1.74	0.66
ΔP (psi)		3.62	10.67	66.02	76.60

Resultados TRONCAL CENTRAL Caso 3:

Tramo:		1	2	3	4	5
NOMBRE		L003 (CYC-02)	L004 (CYC-04)	L005 (CYC-16)	TRONCENTRAL	PRUEBCENTRAL
Diámetro de la línea	in	4" Sch 40	4" Sch 40	4" Sch 40	6" Sch 40	4" Sch 40
Flujo de Líquido	BFPD	12500	2000	7400	N.A.	N.A.
Longitud	ft	111.8	101.05	79.40	1443.64	1443.64
Viscosidad Mezcla	cP	3.43	3.92	3.75	3.76	4.25
RESULTADOS HIDRÁULICOS						
Presión en cabeza (psig)		175.1	38.96	161.4	N.A.	N.A.
Velocidad Erosional (ft/s)		21.10	22.18	23.23	28.72	22.52
Velocidad (ft/s)		33.89	6.30	25.89	58.01	6.75
ΔP/100 ft (psi/100ft)		17.29	0.56	7.08	8.72	0.58
ΔP (psi)		19.37	0.56	5.62	125.89	8.36

Resultados TRONCAL NORTE Caso 3:

Tramo:		1	2	3
NOMBRE		L008 (CYC-11)	L009 (CYC-12)	TRONORTE
Diámetro de la línea	in	4" Sch 40	4" Sch 40	4" Sch 40
Flujo de Líquido	BFPD	7700	1850	9550
Longitud	ft	72.18	90.22	14797.3
Viscosidad Mezcla	cP	8.89	3.39	11.97
RESULTADOS HIDRÁULICOS				
Presión en cabeza (psig)		199.9	199.9	N.A.
Velocidad Erosional (ft/s)		17.89	15.58	22.05
Velocidad (ft/s)		12.12	1.99	14.88
$\Delta P/100$ ft (psi/100ft)		4.5	0.28	1.12
ΔP (psi)		3.25	0.25	166.57

Anexo Q. Resultados Hidráulicos Caso 4:

Resultados TRONCAL SUR Caso 4 (Parte 1):

Tramo:		1	2	3	4
NOMBRE		L001 (CYC-18)	L006 (CYC-09)	L010 (CYC-08)	L002 (CYC-13)
Diámetro de la línea	in	4" Sch 40	4" Sch 40	4" Sch 40	4" Sch 40
Flujo de Líquido	BFPD	3700	4100	6800	2642.4
Longitud	ft	129.92	144.36	126.31	108.27
Viscosidad Mezcla	cP	6.40	9.1	3.74	5.90
RESULTADOS HIDRAULICOS					
Presión en cabeza (psig)		189.2	152	133.1	169.9
Velocidad Erosional (ft/s)		13.63	18.36	14.44	16.64
Velocidad (ft/s)		2.87	7.32	5.93	3.17
$\Delta P/100$ ft (psi/100ft)		0.43	1.59	1.31	0.47
ΔP (psi)		0.55	2.30	1.65	0.51

Resultados TRONCAL SUR Caso 4 (Parte 2):

Tramo:		5	6	7
NOMBRE		L014 (CYC-19)	L011 (CYC-20)	L013 (CYC-21)
Diámetro de la línea	in	4" Sch 40	4" Sch 40	4" Sch 40
Flujo de Líquido	BFPD	1000	800	930
Longitud	ft	129.9	108.27	126.31
Viscosidad Mezcla	cP	5.95	13.53	11.30
RESULTADOS HIDRAULICOS				
Presión en cabeza (psig)		169.5	45.07	131.5
Velocidad Erosional (ft/s)		15.54	18.13	13.18
Velocidad (ft/s)		1.20	1.95	0.7
$\Delta P/100$ ft (psi/100ft)		0.073	0.120	0.032
ΔP (psi)		0.09	0.13	0.04

Resultados TRONCAL SUR Caso 4 (Parte 3):

Tramo:		8	9	10	11
NOMBRE		TRONSUR	TRONSUR1	TRONSUR2	PRUEBSUR
Diámetro de la línea	in	6" Sch 40	6" Sch 40	6" Sch 40	4" Sch 40
Flujo de Líquido	BFPD	7342.4	11442.4	19172.4	800
Longitud	ft	5882.8	1840.6	3789.5	11513
Viscosidad Mezcla	cP	6.60	7.72	6.86	15.13
RESULTADOS HIDRÁULICOS					
Velocidad Erosional (ft/s)		14.88	16.87	18.95	18.90
Velocidad (ft/s)		3.04	6.46	15.27	2.22
$\Delta P/100$ ft (psi/100ft)		0.335	0.99	2.67	0.129
ΔP (psi)		19.73	18.21	101.41	14.89

Resultados TRONCAL CENTRAL Caso 4:

Tramo:		1	2	3	4	5	6
NOMBRE		L003 (CYC-02)	L004 (CYC-04)	L005 (CYC-16)	L016 (CYC-22)	TRONCENTRAL	PRUEBCENTRAL
Diámetro de la línea	in	4" Sch 40	4" Sch 40	4" Sch 40	4" Sch 40	6" Sch 40	4" Sch 40
Flujo de Líquido	BFPD	12500	2000	7400	4500	26400	2000
Longitud	ft	111.8	101.05	79.40	1533.87	1443.64	1443.64
Viscosidad Mezcla	cP	3.36	3.99	3.67	3.55	7.08	4.33
RESULTADOS HIDRÁULICOS							
Presión en cabeza (psig)		184.7	38.97	188.5	57.79	N.A.	N.A.
Velocidad Erosional (ft/s)		20.44	22.18	22.40	17.37	27.24	18.90
Velocidad (ft/s)		30.32	6.30	22.82	6.21	59.04	2.22
$\Delta P/100$ ft (psi/100ft)		15.64	0.56	6.29	1.41	10.62	0.13
ΔP (psi)		17.52	0.56	5.00	1.27	153.43	14.89

Resultado TRONCAL NORTE Caso 4:

Tramo:		1	2	3
NOMBRE		L008 (CYC-11)	L009 (CYC-12)	TRONORTE
Diámetro de la línea	in	4" Sch 40	4" Sch 40	4" Sch 40
Flujo de Líquido	BFPD	7700	1850	9550
Longitud	ft	72.18	90.22	14797.3
Viscosidad Mezcla	cP	6.21	6.97	4.07
RESULTADOS HIDRÁULICOS				
Presión en cabeza (psig)		744.7	743.2	N.A.
Velocidad Erosional (ft/s)		14.18	13.31	20.20
Velocidad (ft/s)		7.02	1.45	23.30
$\Delta P/100$ ft (psi/100ft)		2.22	0.14	4.82
ΔP (psi)		1.60	0.13	713.7

Anexo R. Resultados Hidráulicos Caso de Optimización Troncal Central

Línea de 4" paralela a Troncal Central:

Tramo:		1	2	3	4	5	6	7
NOMBRE		L003 (CYC-02)	L004 (CYC-04)	L005 (CYC-16)	L016 (CYC-22)	L007 (Línea nueva)	TRONCENTRAL	PRUEBCENTRAL
Diámetro de la línea	in	4" Sch 40	4" Sch 40	4" Sch 40	4" Sch 40	4" Sch 40	6" Sch 40	4" Sch 40
Flujo de Líquido	BFPD	3468	2000	2124.5	4500	3415.55	6676.9	2000
Longitud	ft	111.8	101.05	79.40	1533.87	1443.64	1443.64	1443.64
Viscosidad Mezcla	cP	9.10	3.99	4.05	7.19	7.61	7.38	4.33
RESULTADOS HIDRÁULICOS								
Presión en cabeza (psig)		57.92	38.95	55.52	56.71	N.A.	N.A.	N.A.
Velocidad Erosional (ft/s)		25.67	22.18	28.68	21.25	26.70	26.94	22.52
Velocidad (ft/s)		20.12	6.30	16.70	12.60	16.69	22.22	6.75
$\Delta P/100$ ft (psi/100ft)		3.14	0.56	1.40	2.56	1.69	1.69	0.58
ΔP (psi)		3.52	0.56	1.11	2.31	24.38	24.38	8.36

Línea de 6" paralela a Troncal Central:

Tramo:		1	2	3	4	5	6	7
NOMBRE		L003 (CYC-02)	L004 (CYC-04)	L005 (CYC-16)	L016 (CYC-22)	L007 (Línea nueva)	TRONCENTRAL	PRUEBCENTRAL
Diámetro de la línea	in	4" Sch 40	4" Sch 40	4" Sch 40	4" Sch 40	6" Sch 40	6" Sch 40	4" Sch 40
Flujo de Líquido	BFPD	3468	2000	2124.5	4500	5046.25	5046.25	2000
Longitud	ft	111.8	101.05	79.40	1533.87	1443.64	1443.64	1443.64
Viscosidad Mezcla	cP	9.17	3.99	4.09	7.24	7.48	7.48	4.33
RESULTADOS HIDRÁULICOS								
Presión en cabeza (psig)		46.61	38.95	43.84	45.15	N.A.	N.A.	N.A.
Velocidad Erosional (ft/s)		26.93	22.18	30.17	22.17	26.95	26.95	22.52
Velocidad (ft/s)		23.78	6.30	19.91	14.61	15.28	15.28	6.75
$\Delta P/100$ ft (psi/100ft)		3.64	0.56	1.65	2.9	0.87	0.87	0.58
ΔP (psi)		4.08	0.56	1.31	2.62	12.50	12.50	8.36

Anexo S. Resultados Hidráulicos Caso de Optimización Troncal Norte

Línea de 4" paralela a Troncal Norte:

Tramo:		1	2	3	4
NOMBRE		L008 (CYC-11)	L009 (CYC-12)	L012 Línea nueva	TRONORTE
Diámetro de la línea	in	4" Sch 40	4" Sch 40	4" Sch 40	4" Sch 40
Flujo de Líquido	BFPD	7700	1850	4775	4775
Longitud	ft	72.18	90.22	14797.3	14797.3
Viscosidad Mezcla	cP	8.18	9.28	12.43	12.43
RESULTADOS HIDRÁULICOS					
Presión en cabeza (psig)		319.1	316.7	N.A.	N.A.
Velocidad Erosional (ft/s)		16.71	14.51	21.36	21.36
Velocidad (ft/s)		9.56	1.72	14.88	14.88
$\Delta P/100$ ft (psi/100ft)		3.65	0.24	1.94	1.94
ΔP (psi)		2.64	0.22	286.41	286.41

Línea de 6" paralela a Troncal Norte:

Tramo:		1	2	3	4
NOMBRE		L008 (CYC-11)	L009 (CYC-12)	L012 Línea nueva	TRONORTE
Diámetro de la línea	in	4" Sch 40	4" Sch 40	6" Sch 40	4" Sch 40
Flujo de Líquido	BFPD	6000	1850	5887.5	1962.5
Longitud	ft	72.18	90.22	14797.3	14797.3
Viscosidad Mezcla	cP	9.43	10.77	12.59	13.18
RESULTADOS HIDRÁULICOS					
Presión en cabeza (psig)		116.7	114.3	N.A.	N.A.
Velocidad Erosional (ft/s)		19.51	16.58	21.99	21.71
Velocidad (ft/s)		12.97	2.48	9.41	6.85
$\Delta P/100$ ft (psi/100ft)		3.76	0.33	0.57	0.57
ΔP (psi)		2.72	0.30	84.19	83.90

Anexo T. Flujo de Caja Evaluación Económica Optimización Troncal Central

EVALUACIÓN ECONÓMICA DE TRONCAL CENTRAL 4"

Inversión Inicial	87.750 USD
Duración proyecto (años)	4
Depreciación Facilidades Producción/ año	21.938 USD
Amortización Items 1, 2, 3, 4 y 5 Inversión inicial/año	\$ -
Perforación CYC-22	8.000.000 USD
Capital trabajo 1er año	1.755 USD
Inversión Inicial total Proyecto	8.089.505 USD

FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO (TIR Y VPN)					
Concepto/Año	2014	2015	2016	2017	2018
	0	1	2	3	4
Producción (Bbls)		348.079	281.983	224.068	184.564
Ingreso Producción de Crudo		12.182.770 USD	10.165.479 USD	8.319.972 USD	7.058.748 USD
Costo de Mantenimiento Línea		- 12.500 USD	- 12.875 USD	- 12.875 USD	- 12.875 USD
Costos Fijos por Admón		- 270.000 USD	- 278.100 USD	- 286.443 USD	- 295.036 USD
Costos Variables (Producción y Tratamiento de crudo)		- 2.192.899 USD	- 1.829.786 USD	- 1.497.595 USD	- 1.270.575 USD
Egreso por pago regalías		- 2.436.554 USD	- 2.033.096 USD	- 1.663.994 USD	- 1.411.750 USD
Depreciación de la línea (inversión)		- 21.938 USD	- 21.938 USD	- 21.938 USD	- 21.938 USD
Amortización por ítems 1,2,3,4,5 (inversión)		- USD	- USD	- USD	- USD
Utilidad operativa (antes de impuestos)		7.248.880 USD	5.989.684 USD	4.837.127 USD	4.046.575 USD
Impuesto renta (-)		- 2.392.130 USD	- 1.976.596 USD	- 1.596.252 USD	- 1.335.370 USD
Utilidad despues de impuestos		4.856.749 USD	4.013.088 USD	3.240.875 USD	2.711.205 USD
Depreciación de facilidades (inversión) (+)		21.938 USD	21.938 USD	21.938 USD	21.938 USD
Flujo de caja operativo		\$ 4.878.687	\$ 4.035.026	\$ 3.262.813	\$ 2.733.143
Inversión Inicial	- 8.089.505 USD				
Capital de trabajo		- 161.790 USD	- 166.644 USD	- 171.643 USD	- 176.792 USD
Inversión incremental en capital de trabajo	- 161.790 USD	- 4.854 USD	- 4.999 USD	- 5.149 USD	
Recuperación capital de trabajo					176.792 USD
Flujo Neto del Proyecto	- 8.251.295 USD	4.712.043 USD	3.863.383 USD	3.086.020 USD	2.733.143 USD
Flujo de Caja a presente		4.207.181 USD	3.079.865 USD	2.196.568 USD	1.736.962 USD
Acumulado	- 8.251.295 USD	- 4.044.114 USD	- 964.249 USD	1.232.320 USD	2.969.281 USD

Cálculo de la Tasa Mínima de rendimiento (costo de capital)

Se considera un préstamo bancario equivalente al: 60% del costo de la inversión: \$ -
 un aporte de los socios del resto \$ 8.089.505

Este financiamiento mixto implica el cálculo del costo promedio ponderado de capital que a su vez representa la tasa mínima de rendimiento.

Fuente	Monto	Costo Antes de Impuestos	Costo Después de Impuestos	Participación Fuente	Ponderación
DEUDA	\$ -	0,00%	0,00%	-	0,00%
APORTE	8.089.505 USD	12%	12,00%	1,00	12,00%
Total inversión	8.089.505 USD				12,00%

TIR DEL PROYECTO	30%	Mayor a :	12,00%
VPN DEL PROYECTO	2.969.281 USD	Es viable porque este valor es positivo	
VPN 1er año	- 11.862.111 USD	La inversión no se recupera en el primer año.	

Relación Beneficio/Costo 1,37

EVALUACIÓN ECONÓMICA DE TRONCAL CENTRAL 6"

Inversión Inicial	128.000 USD
Duración proyecto (años)	4
Depreciación Facilidades Producción/ año	32.000 USD
Amortización Items 1, 2, 3, 4 y 5 Inversión Inicial/año	\$ -
Perforación CYC-22	8.000.000 USD
Capital trabajo 1er año	2.560 USD
Inversión Inicial total Proyecto	8.130.560 USD

FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO (TIR Y VPN)					
Concepto/Año	2014	2015	2016	2017	2018
	0	1	2	3	4
Producción (Bbls)		348.079	281.983	224.068	184.564
Ingreso Producción de Crudo		12.182.770 USD	10.165.479 USD	8.319.972 USD	7.058.748 USD
Costo de Mantenimiento Línea		- 12.500 USD	- 12.875 USD	- 12.875 USD	- 12.875 USD
Costos Fijos por Admón		- 270.000 USD	- 278.100 USD	- 286.443 USD	- 295.036 USD
Costos Variables (Producción y Tratamiento de crudo)		2.192.899 USD	1.829.786 USD	1.497.595 USD	1.270.575 USD
Egreso por pago regalías		- 2.436.554 USD	- 2.033.096 USD	- 1.663.994 USD	- 1.411.750 USD
Depreciación de la línea (inversión)		- 32.000 USD	- 32.000 USD	- 32.000 USD	- 32.000 USD
Amortización por ítems 1,2,3,4,5 (inversión)		- USD	- USD	- USD	- USD
Utilidad operativa (antes de impuestos)		7.238.817 USD	5.979.622 USD	4.827.065 USD	4.036.512 USD
Impuesto renta (-)		- 2.388.810 USD	- 1.973.275 USD	- 1.592.931 USD	- 1.332.049 USD
Utilidad despues de impuestos		4.850.007 USD	4.006.347 USD	3.234.133 USD	2.704.463 USD
Depreciación de facilidades (Inversión) (+)		32.000 USD	32.000 USD	32.000 USD	32.000 USD
Flujo de caja operativo		\$ 4.882.007	\$ 4.038.347	\$ 3.266.133	\$ 2.736.463
Inversión Inicial	- 8.130.560 USD				
Capital de trabajo		- 162.611 USD	- 167.490 USD	- 172.514 USD	- 177.690 USD
Inversión incremental en capital de trabajo		- 162.611 USD	- 4.878 USD	- 5.025 USD	- 5.175 USD
Recuperación capital de trabajo					177.690 USD
Flujo Neto del Proyecto	- 8.293.171 USD	4.714.518 USD	3.865.832 USD	3.088.444 USD	2.736.463 USD
Flujo de Caja a presente		4.209.391 USD	3.081.818 USD	2.198.293 USD	1.739.072 USD
Acumulado		- 8.293.171 USD	- 4.083.780 USD	- 1.001.962 USD	1.196.331 USD

Cálculo de la Tasa Mínima de rendimiento (costo de capital)

Se considera un préstamo bancario equivalente al: 60% del costo de la inversión: \$ -
 un aporte de los socios del resto \$ 8.130.560

Este financiamiento mixto implica el cálculo del costo promedio ponderado de capital que a su vez representa la tasa mínima de rendimiento.

Fuente	Monto	Costo Antes de Impuestos	Costo Después de Impuestos	Participación Fuente	Ponderación
DEUDA	\$ -	0,00%	0,00%	-	0,00%
APORTE	8.130.560 USD	12%	12,00%	1,00	12,00%
Total inversión	8.130.560 USD				12,00%

TIR DEL PROYECTO	30%	Mayor a : 12,00%
VPN DEL PROYECTO	2.935.403 USD	Es viable porque este valor es positivo
VPN 1er año	- 11.939.403 USD	Es viable porque la inversión se recupera en menos de 1 año.

Relación Beneficio/Costo 1,36

Anexo U. Flujo de Caja Evaluación Económica Optimización Troncal Norte

EVALUACIÓN ECONÓMICA DE TRONCAL NORTE DE 6"

Inversión Inicial	1.210.042 USD
Duración proyecto (años)	4
Depreciación Facilidades Producción/ año	302.510 USD
Amortización Items 1, 2, 3, 4 y 5 Inversión inicial/año	\$ -
Costo CYC-11/Comingle (Slick line - apertura de camisa)	150.000 USD
Costo CYC-12 / Estimulación	1.000.000 USD
Capital trabajo 1er año	24.201 USD
Inversión Inicial total Proyecto	2.384.243 USD

FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO (TIR Y VPN)					
Concepto/Año	2014	2015	2016	2017	2018
	0	1	2	3	4
Producción Adicional (Bbls)		308.812	243.891	190.567	156.076
Ingreso Producción de Crudo		10.808.430 USD	8.792.257 USD	7.076.026 USD	5.969.201 USD
Costo de Mantenimiento Línea		- 12.500 USD	- 12.875 USD	- 12.875 USD	- 12.875 USD
Costos Fijos por Admón		- 270.000 USD	- 278.100 USD	- 286.443 USD	- 295.036 USD
Costos Variables (Producción y Tratamiento de crudo)		- 1.945.517 USD	- 1.582.606 USD	- 1.273.685 USD	- 1.074.456 USD
Egreso por pago regalías		- 2.161.686 USD	- 1.758.451 USD	- 1.415.205 USD	- 1.193.840 USD
Depreciación de la línea (inversión)		- 302.510 USD	- 302.510 USD	- 302.510 USD	- 302.510 USD
Amortización por ítems 1,2,3,4,5 (inversión)		- USD	- USD	- USD	- USD
Utilidad operativa (antes de impuestos)		6.116.216 USD	4.857.714 USD	3.785.308 USD	3.090.483 USD
Impuesto renta (-)		- 2.018.351 USD	- 1.603.046 USD	- 1.249.152 USD	- 1.019.859 USD
Utilidad despues de impuestos		4.097.865 USD	3.254.668 USD	2.536.156 USD	2.070.623 USD
Depreciación de facilidades (inversión) (+)		302.510 USD	302.510 USD	302.510 USD	302.510 USD
Flujo de caja operativo		\$ 4.400.375	\$ 3.557.179	\$ 2.838.667	\$ 2.373.134
Inversión Inicial	- 2.384.243 USD				
Capital de trabajo		- 47.685 USD	- 49.115 USD	- 50.589 USD	- 52.107 USD
Inversión incremental en capital de trabajo	- 47.685 USD	- 1.431 USD	- 1.473 USD	- 1.518 USD	
Recuperación capital de trabajo					52.107 USD
Flujo Neto del Proyecto	- 2.431.927 USD	4.351.260 USD	3.506.590 USD	2.786.560 USD	2.373.134 USD
Flujo de Caja a presente		3.885.054 USD	2.795.432 USD	1.983.418 USD	1.508.170 USD
Acumulado	- 2.431.927 USD	1.453.126 USD	4.248.558 USD	6.231.977 USD	7.740.146 USD

Cálculo de la Tasa Mínima de rendimiento (costo de capital)

Se considera un préstamo bancario equivalente al: 60% del costo de la inversión: \$ -
un aporte de los socios del resto \$ 2.384.243

Este financiamiento mixto implica el cálculo del costo promedio ponderado de capital que a su vez representa la tasa mínima de rendimiento.

Fuente	Monto	Costo Antes de Impuestos	Costo Después de Impuestos	Participación Fuente	Ponderación
DEUDA	\$ -	0,00%	0,00%	-	0,00%
APORTE	2.384.243 USD	12%	12,00%	1,00	12,00%
Total inversión	2.384.243 USD				12,00%

TIR DEL PROYECTO	158%	Mayor a :	12,00%
VPN DEL PROYECTO	7.740.146 USD	Es viable porque este valor es positivo	
VPN 1er año	- 1.134.493 USD	Es viable porque la inversión se recupera en menos de 1 año.	

Relación Beneficio/Costo **4,25**