

PROPUESTA TECNICO – ECONOMICA PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA  
PRODUCCIÓN DE LA ISLA 1 DEL CAMPO CANTAGALLO MEDIANTE ANALISIS  
NODAL

WATSON MARCELO HERNÁNDEZ TAMAYO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA

2015

PROPUESTA TECNICO – ECONOMICA PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA  
PRODUCCIÓN DE LA ISLA 1 DEL CAMPO CANTAGALLO MEDIANTE ANALISIS  
NODAL

WATSON MARCELO HERNÁNDEZ TAMAYO

Trabajo de Grado para optar al título de especialista en Producción de  
Hidrocarburos.

Director

ADRIAN ANTONIO CAMARGO SALCEDO  
Ingeniero de Petróleos  
Especialista en Producción de Hidrocarburos

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA

2015

## DEDICATORIA

*A Dios por darme las fuerzas para salir adelante y no desfallecer en los momentos difíciles. Por haberme permitido culminar con éxito esta etapa tan importante de mi vida.*

*A mis padres Lucila y Marcos (Q.E.P.D), es a ustedes a quien debo todo lo que soy. Gracias por su guía y ejemplo durante todos los años de mi vida.*

*A mis hermanos Emerson y Mauricio por su apoyo, lealtad, paciencia y comprensión en todo momento.*

*A todos mis amigos, familia y compañeros que directa e indirectamente me acompañaron durante este proceso para hacer esto una bella realidad.*

## **AGRADECIMIENTOS**

Quiero expresar mis más sinceros agradecimientos a:

Ecopetrol S.A por haberme brindado la oportunidad de realizar esta formación, por brindarme el espacio para aprender y crecer como profesional y como persona.

La Universidad Industrial de Santander y a la Escuela de Ingeniería de Petróleos por haberme permitido formarme en esta profesión.

A los ingenieros e ingenieras de la Coordinación de Producción Cantagallo y del Departamento de Ingeniería del Rio por sus valiosos aportes y apoyo en la consolidación de la información.

## CONTENIDO

INTRODUCCIÓN .....	17
1. GENERALIDADES CAMPO CANTAGALLO .....	19
1.1 RESEÑA HISTORICA.....	19
1.2 LOCALIZACIÓN.....	21
1.3 GEOLOGIA.....	22
1.4 ESTRUCTURA.....	23
1.5 YACIMIENTOS PRODUCTORES .....	27
1.6 MECANISMOS DE PRODUCCION.....	29
1.7 PRESIONES.....	30
1.8 PROPIEDADES DE ROCAS Y FLUIDOS .....	32
2. ANALISIS NODAL .....	40
2.1 EL SISTEMA DE PRODUCCIÓN .....	41
2.2 RECORRIDO DE LOS FLUIDOS EN EL SISTEMA .....	41
2.3 METODOLOGIA DEL ANALISIS NODAL .....	42
2.4 OPTIMIZACIÓN DEL ANALISIS GLOBAL .....	47
2.5 DESEMPEÑO DEL YACIMIENTO.....	48
3. DESARROLLO DEL MODELO.....	55
3.1 RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN.....	56
3.2 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO EN EL SOFTWARE.....	56
3.3 AJUSTE A LAS CONDICIONES ACTUALES.....	61
3.4 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE SUPERFICIE .....	64
3.5 PRESENTACIÓN DEL SISTEMA.....	66
3.6 EVALUACIÓN Y ANALISIS DE RESULTADOS.....	68
4. ANALISIS ECONOMICO DE OPTIMIZACIONES .....	105
4.1 ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA DISMINUCIÓN DE LA PRESIÓN DE SEPARACIÓN EN LA ESTACIÓN .....	105
4.2 ANÁLISIS ECONÓMICO POR EL AUMENTO DE FRECUENCIA Y RPM A LOS EQUIPOS DE FONDO .....	107

4.3 ANÁLISIS ECONÓMICO POR EL CAMBIO DE DIÁMETRO DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN .....	108
4.4 ANÁLISIS ECONÓMICO POR LIMITACIÓN HIDRÁULICAS EN SUPERFICIE ....	113
CONCLUSIONES.....	114
BIBLIOGRAFIA.....	116
ANEXOS.....	117

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1	Comparación entre las Unidades Estratigráficas definidos en el modelo del 2002 y la interpretación estratigráfica para el modelo actual del Campo Yarigui - Cantagallo	26
Tabla 2	Propiedad básica de los PVT arenas CG, Campo Yariguí - Cantagallo	33
Tabla 3	Propiedades básicas de los PVT de Yariguí - Cantagallo	34
Tabla 4	Porosidad, unidades arenas CG bloque V, Campo Yariguí - Cantagallo	35
Tabla 5	Permeabilidad, unidades arenas CG bloque V, Campo Yariguí - Cantagallo	35
Tabla 6	Propiedades Básicas, muestras para permeabilidades relativas arenas C y CGO	37
Tabla 7	Resumen de Resultados de permeabilidades relativas arenas C y CGO	37
Tabla 8	Rango de Viscosidades y Gravedad API para los crudos del Campo Yarigui – Cantagallo	
Tabla 9	Información de Líneas de Flujo y Colectores	65
Tabla 10	Resultados de Variables de Líneas de Flujo en Superficie	69
Tabla 11	Sensibilización de la Presión en la Estación	70
Tabla 12	Sensibilización Velocidad Variable Pozo UIS-02	73
Tabla 13	Sensibilización Velocidad Variable Pozo UIS-03	75
Tabla 14	Sensibilización Velocidad Variable Pozo UIS-04	76
Tabla 15	Sensibilización Velocidad Variable Pozo UIS-05	78
Tabla 16	Sensibilización Velocidad Variable Pozo UIS-06	80
Tabla 20	Sensibilización Velocidad Variable Pozo UIS-07	81
Tabla 21	Sensibilización Velocidad Variable Pozo UIS-09	82
Tabla 22	Sensibilización Velocidad Variable Pozo UIS-10	84
Tabla 23	Sensibilización Velocidad Variable Pozo UIS-15	86

Tabla 24	Sensibilización Cambio de Tubería de Producción Pozo UIS-01	88
Tabla 25	Sensibilización Cambio de Tubería de Producción Pozo UIS-02	90
Tabla 26	Sensibilización Cambio de Tubería de Producción Pozo UIS-03	91
Tabla 27	Sensibilización Cambio de Tubería de Producción Pozo UIS-04	92
Tabla 28	Sensibilización Cambio de Tubería de Producción Pozo UIS-05	93
Tabla 29	Sensibilización Cambio de Tubería de Producción Pozo UIS-06	94
Tabla 30	Sensibilización Cambio de Tubería de Producción Pozo UIS-07	95
Tabla 31	Sensibilización Cambio de Tubería de Producción Pozo UIS-08	96
Tabla 32	Sensibilización Cambio de Tubería de Producción Pozo UIS-09	97
Tabla 33	Sensibilización Cambio de Tubería de Producción Pozo UIS-10	98
Tabla 34	Sensibilización Cambio de Tubería de Producción Pozo UIS-11	99
Tabla 35	Sensibilización Cambio de Tubería de Producción Pozo UIS-12	100
Tabla 36	Sensibilización Cambio de Tubería de Producción Pozo UIS-13	101
Tabla 37	Sensibilización Cambio de Tubería de Producción Pozo UIS-14	102
Tabla 38	Sensibilización Cambio de Tubería de Producción Pozo UIS-15	103
Tabla 39	Fluido presente en la Estación a diferentes Presiones de Separación	105
Tabla 40	Resumen de resultados Optimización de Frecuencia y RPM	106
Tabla 41	Análisis Económico Caso de Estudio	107
Tabla 42	Resultados Sensibilización Cambio de Tubería de Producción Pozo UIS-07	108
Tabla 43	Resultados Sensibilización por sobrepresión en líneas de flujo	112

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1	Curva Histórica de Producción de Aceite Campo Yarigui – Cantagallo	20
Figura 2	Localización del Campo Yarigui - Cantagallo	22
Figura 3	Mapa estructural al tope de las Arenas CG, interpretación	23
Figura 4	Columna Estratigráfica para el área del Campo Cantagallo - Yarigui	25
Figura 5	Corte W-E Bloque V Central, reflejando el control estratigráfico ejercido por la discordancia. Se aprecia las 14 unidades genéticas subdivididas en los yacimientos de las Arenas C y Arenas Cantagallo	27
Figura 6	Comportamiento Producción (crudo, agua y gas), bloque V	30
Figura 7	Comportamiento histórico de Presiones en las Arena CG del Campo Yarigui – Cantagallo	31
Figura 8	Curva de Permeabilidades Relativas, representativa de arenas CGO	38
Figura 9	Comportamiento de la °API y la viscosidad del crudo Arenas Cantagallo	39
Figura 10	Sistema de Producción	41
Figura 11	Componentes y perfil de Presiones del Sistema	44
Figura 12	Nodo solución en el fondo del pozo y curvas de oferta y demanda	46
Figura 13	Nodo Solución en el Cabezal del Pozo y Curvas de Oferta y Demanda	47
Figura 14	Ilustración Trabajo de Vogel	53
Figura 15	Modelo de Fetcovich para la Determinación de C y n	54
Figura 16	Presión Estática y Temperatura	57
Figura 17	Información del Survey para Pozos Desviados	58
Figura 18	Información tubería de Producción	58
Figura 19	Información Modelo del Fluido	59

Figura 20	Selección Sistema de Levantamiento	60
Figura 21	Representación del Pozo en el Software de Simulación	61
Figura 22	Ajuste de la PIP Dinámica del Pozo	62
Figura 23	Ajuste Factor de Carga ESP	62
Figura 24	Registro de LPI	63
Figura 25	Cargue del LPI en el Modelo del Pozo	63
Figura 26	Verificación de las Condiciones Simuladas con las Reales	64
Figura 27	Ingreso de la Información y Presentación de las Líneas de Flujo	66
Figura 28	Presentación del Modelo de Simulación e Informe Preliminar de Resultados	67
Figura 29	Análisis Nodal Sensibilización Velocidad Variable Pozo UIS-02	72
Figura 30	Análisis Nodal Sensibilización Velocidad Variable Pozo UIS-03	74
Figura 31	Análisis Nodal Sensibilización Velocidad Variable Pozo UIS-04	75
Figura 32	Análisis Nodal Sensibilización Velocidad Variable Pozo UIS-05	77
Figura 33	Análisis Nodal Sensibilización Velocidad Variable Pozo UIS-06	79
Figura 34	Análisis Nodal Sensibilización Velocidad Variable Pozo UIS-07	80
Figura 35	Análisis Nodal Sensibilización Velocidad Variable Pozo UIS-09	82
Figura 36	Análisis Nodal Sensibilización Velocidad Variable Pozo UIS-10	83
Figura 37	Análisis Nodal Sensibilización Velocidad Variable Pozo UIS-15	85
Figura 38	Curva de Comportamiento y Velocidad Variable Bomba Pozo Bon 28	86
Figura 39	Análisis Nodal Sensibilización Diámetro de Tubería Pozo UIS-01	88
Figura 40	Análisis Nodal Sensibilización Diámetro de Tubería Pozo UIS-02	89
Figura 41	Análisis Nodal Sensibilización Diámetro de Tubería Pozo UIS-03	90
Figura 42	Análisis Nodal Sensibilización Diámetro de Tubería Pozo UIS-04	91
Figura 43	Análisis Nodal Sensibilización Diámetro de Tubería Pozo UIS-05	92

Figura 44	Análisis Nodal Sensibilización Diámetro de Tubería Pozo UIS-06	93
Figura 45	Análisis Nodal Sensibilización Diámetro de Tubería Pozo UIS-07	94
Figura 46	Análisis Nodal Sensibilización Diámetro de Tubería Pozo UIS-08	95
Figura 47	Análisis Nodal Sensibilización Diámetro de Tubería Pozo UIS-09	96
Figura 48	Análisis Nodal Sensibilización Diámetro de Tubería Pozo UIS-10	97
Figura 49	Análisis Nodal Sensibilización Diámetro de Tubería Pozo UIS-11	98
Figura 50	Análisis Nodal Sensibilización Diámetro de Tubería Pozo UIS-12	99
Figura 51	Análisis Nodal Sensibilización Diámetro de Tubería Pozo UIS-13	100
Figura 52	Análisis Nodal Sensibilización Diámetro de Tubería Pozo UIS-14	101
Figura 53	Análisis Nodal Sensibilización Diámetro de Tubería Pozo UIS-15	102
Figura 54	Flujo de Caja y Calculo de VPN Pozo UIS-07 con Tubería 31/2"	109
Figura 55	Flujo de Caja y Calculo de VPN Pozo UIS-07 con Tubería 3"	111

## LISTA DE ANEXOS

Anexo A	Información de para el Diseño	118
Anexo B	Estados Mecánicos	133

## RESUMEN

### TITULO:

PROPUESTA TECNICO – ECONOMICA PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ISLA 1 DEL CAMPO CANTAGALLO MEDIANTE ANALISIS NODAL\*<sup>1</sup>

### AUTOR:

Watson Marcelo Hernández Tamayo, \*\*

### PALABRAS CLAVE:

Análisis Nodal, Sistema de Bombeo por Cavidades Progresivas, Sistema de Bombeo Electrosumergible, Campo Cantagallo, PIPESIM, IPR.

### DESCRIPCION:

El análisis Nodal es una de las metodologías de optimización de producción más confiable y utilizada, por lo cual, se han desarrollado software especializados tales como PIPESIM que permiten ejecutar las diferentes simulaciones en los sistemas de producción, permitiendo la optimización mediante la definición de ciertas condiciones operacionales.

Esta metodología se debe aplicar de manera sistémica a los diferentes sistemas de producción existentes en el campo de producción, mediante una técnica que muestra una secuencia adecuada de los pasos a seguir para realizar de manera exitosa la determinación de las condiciones más óptimas de operar.

Para el desarrollo de este estudio, fue necesario consolidar la información y realizar una validación de la misma con el fin de generar un modelo de simulación mediante el software de simulación, este permite analizar eficientemente las características del sistema de producción desde el fondo del pozo hasta la estación de recolección.

Los principales parámetros que fueron sensibilizados para encontrar un punto óptimo entre productividad y costos asociados a la operación, de acuerdo a esto se analizaron los siguientes escenarios: Cambio de diámetro de la tubería de producción, disminución de la presión en cabeza de pozo, sensibilización de las características de operación del sistema de levantamiento e identificación de limitaciones hidráulicas que presenta el actual sistema de recolección del campo. Los resultados obtenidos a través de los cambios realizados al sistema fueron viabilizados mediante una evaluación financiera, la cual permitió seleccionar las modificaciones más convenientes para el sistema de producción.

---

<sup>1</sup> Proyecto de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Especialización en Producción de Hidrocarburos Director Adrian Antonio Camargo Salcedo

## ABSTRACT

**TITLE:**

TECHNICAL - ECONOMIC PROPOSAL FOR OPTIMIZATION PRODUCTION OF THE ISLAND 1 CANTAGALLO FIELD BY NODAL ANALYSIS<sup>2</sup>

**AUTHOR:**

Watson Marcelo Hernández Tamayo \*\*

**KEY WORDS:**

Analysis Nodal, Pumping System by Progressive Cavity, Electro-Submersible System Pumping, Field Cantagallo, PIPESIM, IPR.

**DESCRIPTION:**

The Nodal analysis is one of the optimization methods and used more reliable production, therefore, have developed specialized software such as PIPESIM allowing different simulations run on production systems, allowing optimization by defining certain conditions operational.

This methodology should be applied systemically to various existing production systems in the field of production, using a technique that shows the proper sequence of steps for successfully determining the optimum operating conditions.

For the development of this study, it was necessary to consolidate the information and perform a validation of the same in order to generate a simulation model using simulation software, this allows efficiently analyze the characteristics of the production system from downhole to the harvest season.

The main parameters were challenged to find a sweet spot between productivity and costs associated with the operation, according to this the following scenarios were analyzed: change in diameter of the tubing, reduced wellhead pressure, awareness of the operating characteristics of the system and identification of hydraulic lifting limitations of the current system of collection of the field.

The results obtained by the changes to the system were made viable by a financial evaluation, which allowed us to select the most suitable for the production system changes.

---

<sup>2</sup> Draft Grade

\*\* Faculty of Chemical Engineering, Petroleum Engineering School. Specialization in Hydrocarbon Production  
Director Adrian Antonio Camargo Salcedo

## INTRODUCCIÓN

Las compañías de petróleo y gas realizan continuamente grandes esfuerzos para agregar valor a sus corporaciones y mejorar de esta manera sus resultados financieros. Estos esfuerzos están dirigidos a mediano y largo plazo a maximizar el factor de recobro de los yacimientos y a corto plazo acelerar el recobro de las reservas recuperables, la primera es una meta de años para el equipo multidisciplinario de personas que laboran en la optimización integral del activo, la segunda es el día a día del equipo de personas que laboran en la optimización integral del sistema de producción.

El campo Cantagallo se considera uno de los campos con mayor prospección dentro de la Gerencia de Operaciones y Desarrollo del Rio (Ecopetrol S.A.), uno de los grandes objetivos de la compañía es maximizar la productividad de sus pozos de manera económicamente rentable y eficiente, en algunos casos un inadecuado diseño del equipo de fondo o del sistema de recolección puede llegar a ser la causa de baja productividad en muchos pozos de petróleo, con el fin de cuantificar y minimizar estas pérdidas se realiza este estudio para encontrar alternativas que conlleven a la optimización la producción del campo.

Una de las técnicas más utilizadas para optimizar sistemas de producción, dada su gran efectividad y confiabilidad, es el Análisis Nodal y esta consiste básicamente en detectar restricciones al flujo y cuantificar su impacto sobre la capacidad de producción del sistema.

Para la aplicación de dicha técnica existen en el mercado una gran variedad de simuladores, entre ellos se encuentra el software PIPESIM desarrollado por la compañía Schlumberger, esta aplicación se adecua a realizar el estudio de la infraestructura tanto de subsuelo como de superficie, para reflejar en el tanque el verdadero potencial de producción de los pozos asociados a los yacimientos del sistema total de producción.

En este orden de ideas el desarrollo del presente estudio se organizó en cuatro capítulos que permiten entender con claridad los objetivos planteados inicialmente. El primer capítulo describe las generalidades del campo necesarias para la aplicación particular del estudio. En el segundo capítulo se presentan las bases teóricas acerca del análisis nodal y que son necesarias para desarrollar el presente estudio. El tercer capítulo describe la metodología de desarrollo de la simulación y el estudio técnico de las diferentes alternativas planteadas de optimización para los pozos pertenecientes a la Isla 1 del Campo Cantagallo, tales como, cambio de diámetro de la tubería de producción, disminución de la presión en cabeza de pozo, sensibilización de las características de operación del sistema de levantamiento e identificación de limitaciones hidráulicas que presenta el actual sistema de recolección del campo y por último en el cuarto capítulo se

realiza el análisis financiero de los diferentes escenarios con el objetivo de establecer su viabilidad.

Al final del desarrollo de la monografía, se obtendrá la viabilidad técnico – económica de los escenarios de optimización planteados, en los que se ultimarán los contextos más sensibles en busca de la recuperación de fluido y la afectación económica en el flujo de caja de la compañía.

## 1. GENERALIDADES CAMPO CANTAGALLO

### 1.1 RESEÑA HISTORICA

Desde que se inició su desarrollo en septiembre de 1943 hasta Diciembre del 2008, el campo ha producido bajo desarrollo primario, en él se han realizado tres campañas de perforación y se han perforado y se han perforado 105 pozos (25 en Cantagallo y 80 en Yariguí), de los cuales 86 pozos fueron productores comerciales y 19 se abandonaron, cinco (5) de ellos por problemas mecánicos durante la perforación (CG-5, YR – 1, 2, 6y 50), seis (6) porque fueron perforados en el bloque levantando de la falla de Cantagallo (CG- 1, 3, 9, 16, 20 y YR – 40) y ocho (8) porque fueron declarados productores no comerciales (CG-7, 8 , 11 y YR-7, 8, 12, 32, 33). De los 105 pozos perforados, 17 (CG-8, 4, 14, 66, 3, 2, 58, 19, 5, 18, 4, 15, 17, 23, 3, 13 y 1) alcanzaron la discordancia del Eoceno Medio y 7 (CG-4, 8, 14, 15 y YR-1, 3 y 66) penetraron la Formación La Luna de la secuencia cretácea, siendo el CG-14 el que más espesor perforó, 1500 pies, de los cuales se logró una producción de 150 BOPD en las pruebas iniciales.

Los pozos en su mayoría son direccionales y fueron perforados desde islas naturales o construidas artificialmente, debido a que los yacimientos se encuentran bajo el Rio Magdalena. Inicialmente, produjeron por flujo natural por un periodo relativamente corto, debido principalmente a su baja relación gas – aceite y en general a su escaso empuje hidráulico, por lo tanto fue necesario producir los yacimientos con sistemas de levantamiento artificial, en su orden se utilizaron: gas lift, bombeo mecánico, bombeo hidráulico y bombeo electro sumergible.

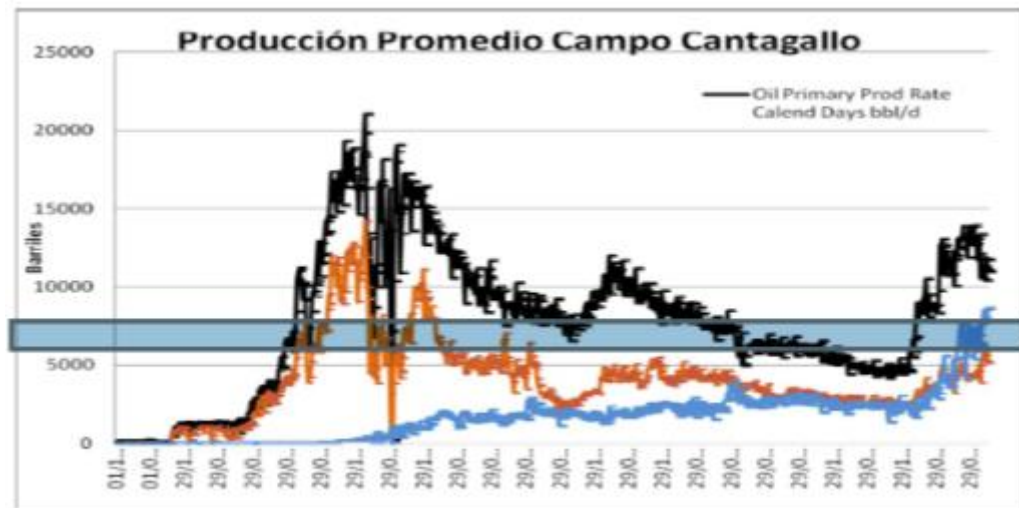
Actualmente (Octubre de 2014), el 55% de los pozos (63 pozos) producen por bombeo electro sumergible y el 45% (50 pozos) por bombeo mecánico.

Inicialmente, para la explotación de los yacimientos se cañoneó las arenas Cantagallo (CG), sin excluir pequeñas intercalaciones de arcillas. Solo en los pozos que resultaron improductivos o no comerciales en esas arenas, se cañonearon las arenas C y en el menor proporción las arenas B (producción conjunta). Posteriormente, debido básicamente a la declinación de los pozos en las arenas CG, el 86% de los pozos se completó en las arenas C o B y produce conjuntamente las zonas en la mayoría de ellos.

El campo alcanzó su máximo desarrollo en agosto de 1962, con una producción de 20340 BOPD, un BSW del 2% y con 43 pozos inactivos. La producción actual (Septiembre 2014) de petróleo del campo es de 17700 BOPD. La producción de agua y gas es de 6970 BWPD y 5443 KPCD respectivamente, el corte de agua promedio (BSW) de 24% y la relación de aceite (GOR) de 363 SCF/BL. La Figura 1 resume la historia de producción de petróleo del campo hasta Septiembre del

2014. Las arenas B, C y CG producen en forma conjunta en la mayoría de los pozos y su distribución.

**Figura 1. Curva Histórica de Producción de Aceite Campo Yarigui – Cantagallo**



Fuente: tomado de ECOPETROL S.A

En diciembre de 1965, la compañía Shell hace un ensayo de inyección de agua en las arenas Cantagallo en el pozo YR-8 y se obtuvo una rata de inyección promedio de 7000 BPD a 3500 psi. Sin embargo, la prueba no se consideró concluyente por su corta duración.

En 1995 ECOPETROL inicia el proyecto de reinyección de aguas producidas para eliminar los vertimientos de esta agua del río Magdalena y dar cumplimiento a las políticas gubernamentales y de la empresa sobre conservación ambiental. Las pruebas de inyectividad se realizaron en el pozo YR-8 (arenas CG) durante un mes (en 1994), alcanzando una tasa de inyección 1990 BWPD con 2280 psi.

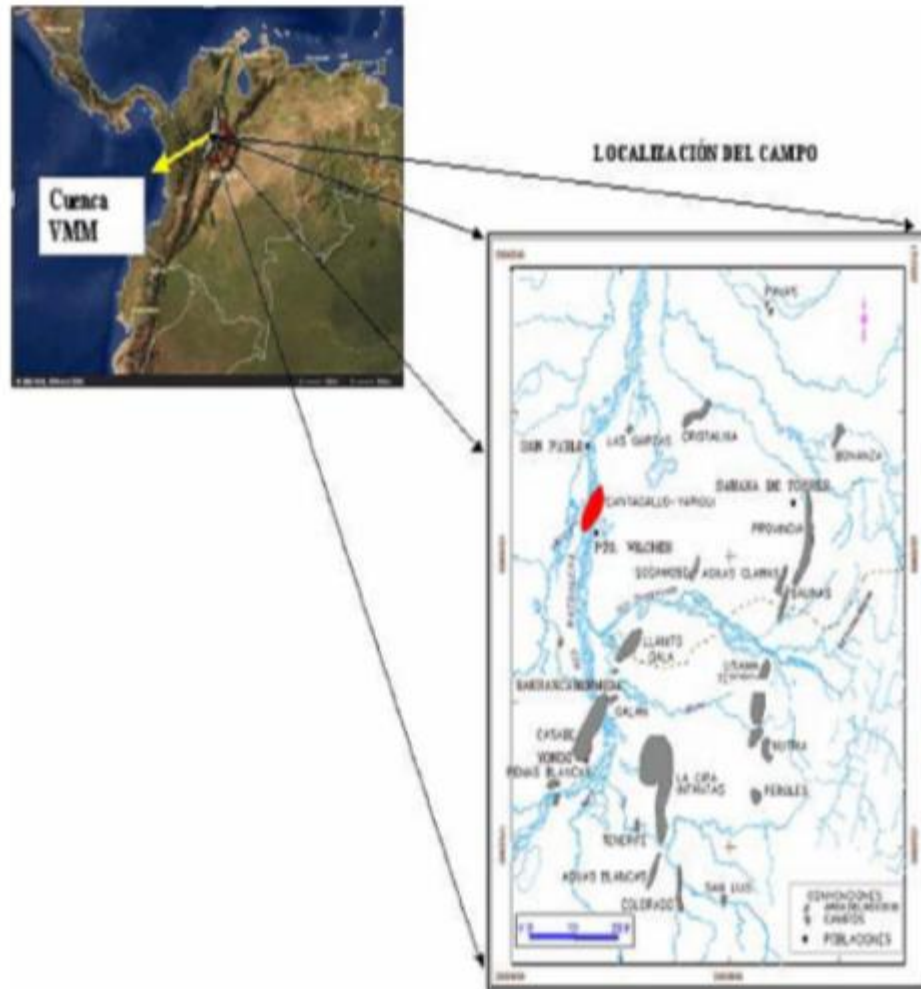
En el año 2003, con base en el estudio “Caracterización y Plan de Desarrollo de los Yacimientos del Campo Yarigui – Cantagallo” realizado por el Departamento de Yacimientos de ECOPETROL inicio el proyecto “Desarrollo Adicional Campo Yarigui-Cantagallo” con el cañoneo adicional en las arenas CG o C en ocho pozos y la perforación de cuatro pozos “infill”. En el año 2004 se perforaron cuatro pozos más, se recompletaron en arenas C o B once pozos se optimizaron tres pozos en bombeo electro sumergible (BES). En el año 2009 se perforaron tres pozos de tres programados. Adicionalmente, durante los años (2004 – 2005) se trabajó en este

estudio: “Factibilidad de Inyección de Agua en el Campo YR – CG”, en el cual en la primera fase que se desarrolló en el año 2004 con la asesoría del Dr. William Cobb, se concluye que la recuperación secundaria de hidrocarburos mediante inyección de agua es factible y se plantea la ejecución del piloto mediante la perforación de cuatro pozos inyectoros.

## **1.2 LOCALIZACIÓN**

El Campo Yariguí – Cantagallo, localizado en la sección Noroccidental de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, en el territorio de los departamentos de Santander y Bolívar, entre las márgenes oriental y occidental del Rio Magdalena Figura 2, fue descubierto en 1943 con la perforación y terminación del pozo Cimitarra-2 (Cantagallo-2) en las arenas Cantagallo B y C.

**Figura 2. Localización del Campo Yariguí - Cantagallo**



Fuente: tomado de ECOPETROL S.A

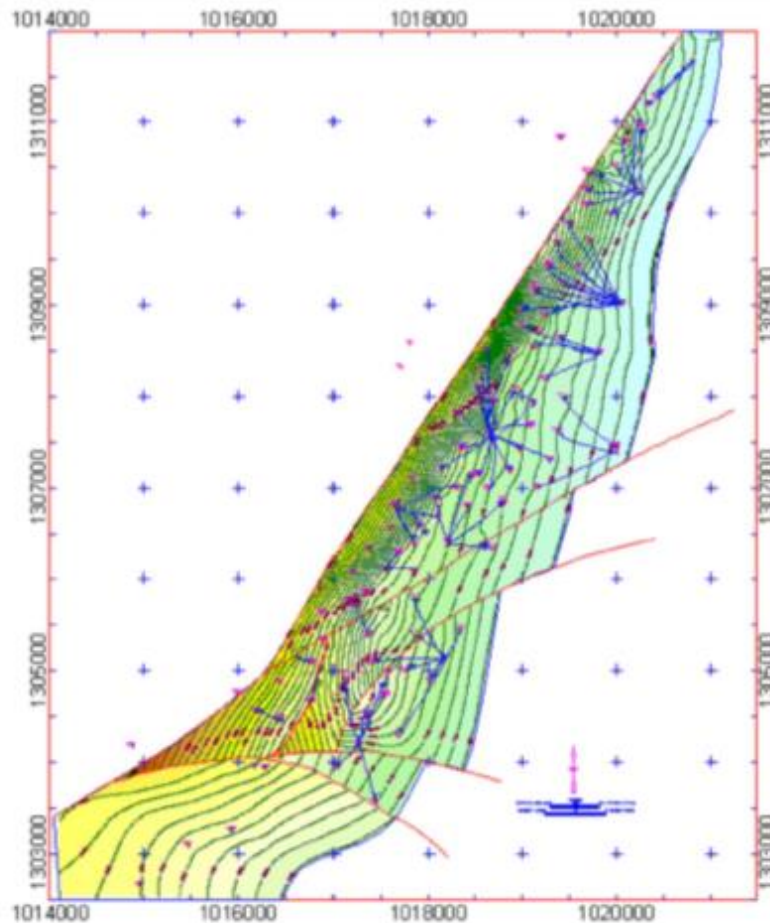
### **1.3 GEOLOGIA**

Debido a que la información sísmica es escasa y de muy baja resolución, el modelo geológico del Campo, es un modelo conceptual que ha sido preparado con base a la información de registros de pozos, presiones, información de corazones y el comportamiento de producción de los yacimientos.

## 1.4 ESTRUCTURA

La estructura del campo, al tope de las arenas Cantagallo consiste en un monoclinal fallado de una longitud aproximada de 7 km de largo por 2 km de ancho, orientado NE – SO con buzamiento general E – SE y con mayor ángulo de buzamiento en el área cercana a la falla de Cantagallo en donde alcanza los 50° y que disminuye hacia el Este hasta alcanzar los 9° en cercanías de los pozos YR - 1 y YR – 8, ver Figura 3. La reinterpretación realizada con la información de los pozos perforados recientemente, no sugieren cambios esenciales en la interpretación estructural del Campo presentado en estudios previos únicamente se propone la presencia de cuatro discontinuidades adicionales (tres en el bloque V y una en el bloque III)

**Figura 3. Mapa estructural al tope de las Arenas CG, interpretación**



Fuente: tomado de ECOPETROL S.A

La falla de Cantagallo, es el principal control estructural del campo al oeste, tiene un rumbo aproximado de N33°E y es considerada de tipo normal con un buzamiento casi vertical, su trazado fue verificado con la perforación del pozo YR - 77 en el cual perforó 50 pies de basamento cristalino del bloque oeste de la falla. En general se estableció que en el sector norte, la falla está desplazada horizontalmente unos 100 m al oeste. El desplazamiento vertical asociado a esta falla alcanza los 7000 pies, que en parte es debido a un movimiento de rumbo que ha sido propuesto con base en los fallamientos asociados a esta estructura y a la ausencia de sedimentos cretáceos y parte de terciarios al oeste de la falla. A pesar de esta interpretación de la falla de Cantagallo, el estudio de geomecánica realizado para el campo indica la dirección del esfuerzo principal máximo actual perpendicular a esta falla, lo que sugiere una componente importante comprensiva de la misma. Esta falla ha servido de barrera a la migración y acumulación de hidrocarburos y junto con la discordancia del Eoceno, son las responsables de la acumulación en el campo.

Existen otras fallas transversales, principalmente de tipo normal, que cortan el monoclinial en cinco bloques (Figura 3), de los cuales el bloque V contiene la mayoría de las reservas del campo y el mecanismo de producción de los yacimientos varía en cada uno de ellos. Adicionalmente, un acuífero natural actúa al N-E de la estructura, a una profundidad entre -7200 TVDSS (bloque III) y - 7950 TVDSS (bloque V).

La secuencia estratigráfica perforada por los pozos del campo, está constituida principalmente por rocas sedimentarias clásticas del Terciario, como se observa en la Figura 4.

La reinterpretación estratigráfica realizada subdivide los yacimientos productores, en 17 unidades, ocho en arenas CG, seis en arenas C y tres en arenas B. En ella, se reinterpreta los marcadores renombrándolos como secuencias tratando de ubicar los topes en arcillas considerando que estas son estratigráficamente más continuas y fáciles de seguir (Tabla 1). Así mismo, se interpretaron los topes de la formación Colorado (Cira Shale), Tope Arenas A, Mugrosa, B1 y B2 con el fin de que sirvieran para el control geológico durante la perforación de nuevos pozos. Adicionalmente, considerando la importancia que tendría la continuidad lateral de los "shales" que separan las secuencias CG1 a CG4 en un proceso de recobro secundario, principalmente en el Bloque V (Arenas CG), se interpretó el tope y la base de los mismos para construir mapas isópacos que mostraran la posible conexión vertical de estas secuencias.

Figura 4. Columna Estratigráfica para el área del Campo Cantagallo - Yarigui

PER.	EPOCA	FORMACION	ZONA	LITOLOGIA
Terciario	PLEISTOCENO PLIOCENO	GRUPO MESA (Tpm)		
	MIOCENO	GRUPO REAL (Tm)		
			La Cira Shale	
			Arenas A0	
	OLIGOCENO	FM. COLORADO (Toc)	Arenas A1	
			Arenas A2	
			Arenas A3	
		FM. MUDROSA (Tom)	Arenas B0	
			Arenas B1	
			Arenas B2	
Arenas B3				
EOCENO	FORMACION LA PAZ (Tep)	Arenas C Arenas Cantagallo		
Cretaceo	CAMPANIANO	FORMACION UMIK (Rau)		
	SANTONIANO	FORMACION LA LUNA (Rk l)		
	CONIACIANO			
	TURONIANO			
	APTIANO			
	ALBIANO	FORMACION SIMITI (Rk)		
	APTIANO	FORMACION TABLAZO (Rk)		
	BARREMIANO	FORMACION PALA (Rkp)		
	HAUTERIVIANO	FORMACION ROSABLANCA (RkS)		
	VALANGINIANO	FORMACION YAMBOR (Rkts)		
JURASASICO	FORMACION GIRON (Jg)			

Fuente: tomado de ECOPETROL S.A

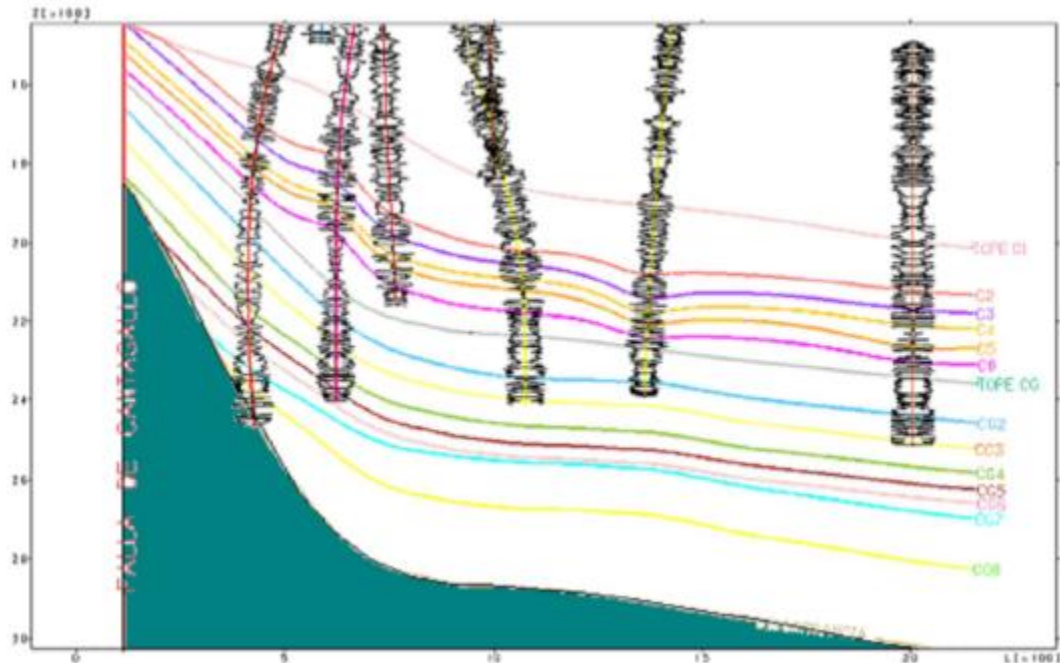
**Tabla 1. Comparación entre las Unidades Estratigráficas definidos en el modelo del 2002 y la interpretación estratigráfica para el modelo actual del Campo Yarigui - Cantagallo**

Formación	Yacimiento	Modelo 2002 Unidad	Modelo 2005 Secuencias
Colorado			Tope-Colorado (Cira Shale)
			Tope-Arenas A
Mugrosa	Arenas B		Tope Mugrosa
		B1	Secuencia_B1
		B2	Secuencia_B2
La Paz	Arenas C	B3	Secuencia_B3
		C1	Secuencia_Arenas_C
		C2	Secuencia_C2
		C3	Secuencia_C3
		C4	Secuencia_C4
		C5	Secuencia_C5
	Arenas CG	C6	Secuencia_C6
		CG1	Secuencia_Arenas_CG
			Shale_CG1-CG2_Tope
			Shale_CG1-CG2_Base
		CG2	Secuencia_CG2
			Shale_CG2-CG3_Tope
			Shale_CG2-CG3_Base
		CG3	Secuencia_CG3
			Shale_CG3-CG4_Tope
	Shale_CG3-CG5_Base		
CG4	Secuencia_CG4		
CG5	Secuencia_CG5		
CG6	Secuencia_CG6		
CG7	Secuencia_CG7		
CG8	Secuencia_CG8		

Fuente: tomado de ECOPETROL S.A

La Formación La Paz, en el sector Occidental de la cuenca (Campo Yarigui – Cantagallo), se adelgaza, alcanza espesores de 2000 pies, se encuentra discordantemente sobre las formaciones del Cretáceo y está compuesta predominantemente por areniscas grawáticas, mal seleccionadas, intercaladas con niveles de arcillolitas. A pesar que el ambiente de depósitos inicialmente interpretados en los corazones de los pozos YR 13 y YR 14 como un sistema de abanicos aluviales, la interpretación obtenida del corazón del pozo CG 24 refleja un ambiente de depósitos de canales fluviales amalgamados tipo trenzado. La figura 5 es un corte Este – Oeste para el campo, que muestra el acuñaamiento de la Formación La Paz sobre las Formaciones Cretáceas

**Figura 5. Corte W-E Bloque V Central, reflejando el control estratigráfico ejercido por la discordancia. Se aprecia las 14 unidades genéticas subdivididas en los yacimientos de las Arenas C y Arenas Cantagallo**



Fuente: tomado de ECOPETROL S.A

## 1.5 YACIMIENTOS PRODUCTORES

En el Campo hay tres yacimientos productores de hidrocarburos. El yacimiento principal, denominado Arenas CG y las arenas C y B3. Las arenas CG y C corresponden a la Formación Terciaria de La Paz y las arenas B3 corresponden al miembro basal de la Formación Mugrosa.

**Arenas Cantagallo:** Las arenas Cantagallo son el yacimiento productor más importante del Campo, tienen un espesor total que varía entre 1000 y 2000 pies y se encuentra a profundidades entre los 5000 y 7900 pies bajo el nivel del mar. Se considera que fue depositada en un ambiente fluvial dominado por ríos de muy baja sinuosidad, con un nivel energético alto en un régimen de baja acomodación, en los cuales los depósitos de materiales arcillosos no presentan una extensión considerable en la horizontal debida a la baja sinuosidad y a la superposición de otros canales fluviales. En la vertical los intervalos arcillosos fueron rodeados por nuevos canales, permitiendo de esta manera una buena continuidad de las arenas verticales. Las arenas CG son poco consolidadas y corresponden a areniscas de grano fino a grueso y conglomeraticos con intercalaciones de arcillolitas y

esporádicos mantos de carbón. Las areniscas están compuestas principalmente por granos de cuarzo (65 – 85%), feldespatos (5 – 25%) principalmente potásicos y minerales arcillosos que varían entre un 3 y 11%, principalmente caolinita (50 – 80%) y esmécticas (5 – 20%).

El espesor promedio neto petrolífero (Net Pay) es de aproximadamente 300 pies y el área productora en el campo es de 3950 acres con una porosidad promedio de 20% y una permeabilidad del orden de 136 mD.

**Arenas C.** Las arenas “C” es el segundo yacimiento en importancia del Campo, tienen un espesor total que varía entre 800 y 1800 pies y se encuentran a profundidades entre los 4600 y 6600 pies bajo el nivel del mar. Se considera que los niveles de energía dominantes durante la depositación de este miembro disminuyeron y el régimen de acomodación aumentó, generando un espacio mayor para la depositación de los cuerpos arenosos, lo que les confiere a estos cuerpos una discontinuidad mayor en la horizontal.

La energía con la que se depositaron los canales fue baja, lo que resultó en una baja capacidad erosiva de estos canales, permitiendo de esta manera una mayor preservación de la parte superior de los ciclos estratigráficos que corresponden a los niveles arcillosos. De esta manera si los intervalos arcillosos que separan los desarrollos arenosos depositados por diferentes canales se preservan, la continuidad de estas arenas en la vertical es muy baja. Esta situación se presenta más notoriamente en la parte superior de estas arenas. El espesor promedio neto petrolífero (Net Pay) es de aproximadamente 80 pies y el área productora en el Campo es de 3950 acres con una porosidad promedio de 19%.

**Arenas B3.** Las arenas B3, ubicadas en la parte basal de la formación Mugrosa, es el tercer yacimiento productor en importancia en el Campo, tienen un espesor total aproximado de 60 pies y se encuentran a profundidades entre los 4500 y 6550 pies bajo el nivel del mar. Consta de areniscas de grano fino medio, raramente grueso o con cantos, que están intercalados con shales de color azul a gris.

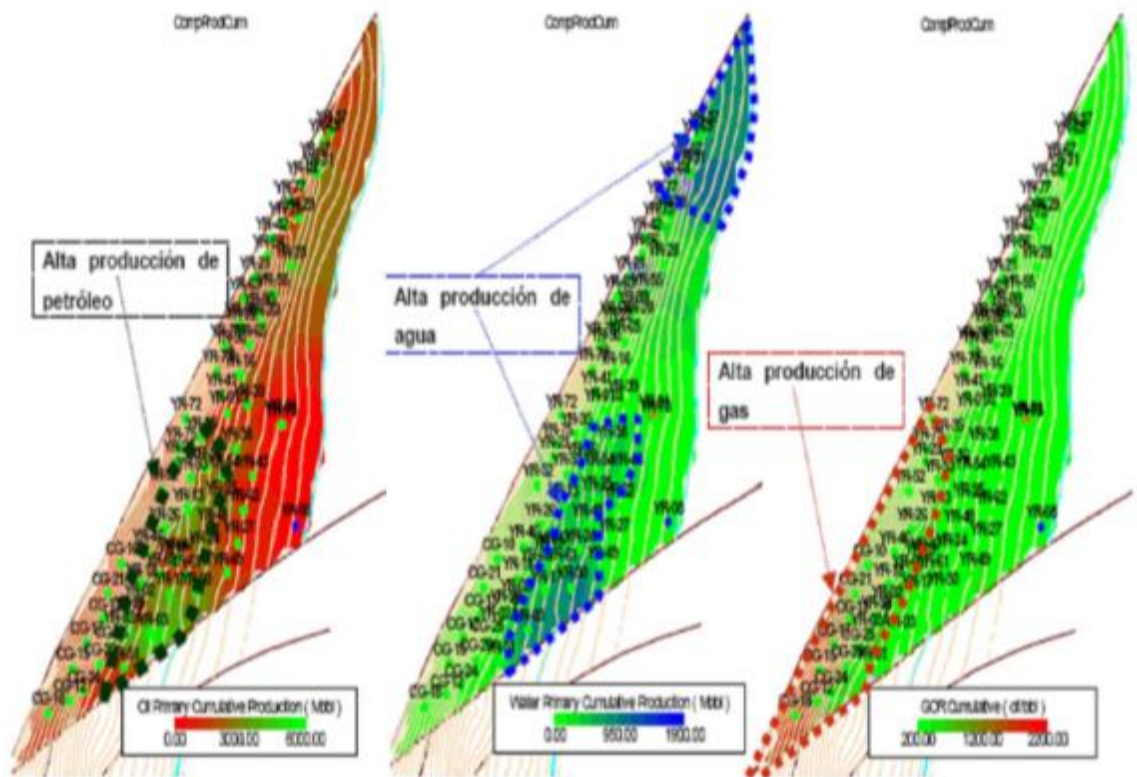
El espesor promedio neto petrolífero (Net Pay) es de aproximadamente 40 pies y el área productora en el campo es de 700 acres aproximadamente con una porosidad promedio de 20%.

## 1.6 MECANISMOS DE PRODUCCION

De acuerdo con el comportamiento general de la producción primaria y los análisis de los diferentes estudios, se puede afirmar que en las arenas B y C de todos los bloques, el principal mecanismo de producción ha sido el de gas en solución; este mecanismo predomina igualmente en las arenas CG de los bloques II y III. En las arenas CG del bloque IV se ha producido principalmente por el empuje natural del acuífero y en las arenas CG del Bloque V, se ha producido por un efecto combinado de expansión de gas en solución, empuje parcial de agua y segregación gravitacional teniendo en cuenta el alto buzamiento ( $45^\circ - 50^\circ$ ) cerca de la falla Cantagallo, los bajos acumulados de producción de los pozos localizados en su parte central (Figura 6). El comportamiento de la presión en cada bloque, es un indicativo de la importancia que tiene en cada uno de ellos el mecanismo de producción.

En las arenas CG del bloque V, el comportamiento de presión durante los 50 años de explotación (40% de abatimiento), el comportamiento de la producción de agua y baja relación gas – petróleo de los pozos, demuestran un mayor efecto de empuje de agua en el sector norte del bloque, evidenciando en los pozos localizados bajos en la estructura (Figura 43, pozos YR 31, 37 y 69). En el Centro y Sur del bloque, de acuerdo con la historia de producción, predomina la expansión de gas en solución como mecanismo de producción, así lo demuestra el GOR a nivel de pozo, el cual varía desde la solubilidad en la parte baja de la estructura, del orden de 300 SCF/STB, hasta valores alrededor de 7700 SCF/STB en los pozos localizados estructuralmente altos (pozos CG-10, 15, 17, 18 y 21 de la Figura 6). Sin embargo, en la parte baja, en el extremo Sur-Oriental, se han aislado parcial o totalmente las Arenas CG por su alta producción de agua en algunos pozos (YR-03, 17, 30, 24, 43, 54), lo que demuestra que el acuífero podría estar actuando a través de un canal preferencial en ese sector y que la falla que limita el bloque V al Sur no es completamente sellante, es decir habría entrada de agua desde el bloque III hacia el bloque V en esa área.

**Figura 6. Comportamiento Producción (crudo, agua y gas), bloque V**



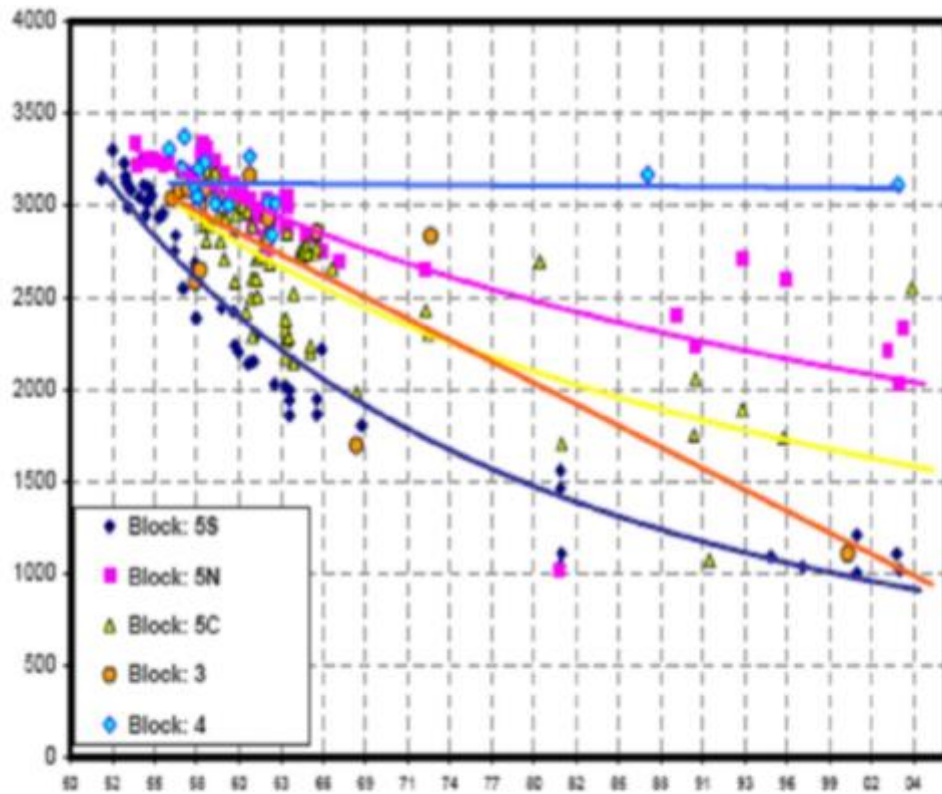
Fuente: tomado de ECOPETROL S.A

## 1.7 PRESIONES

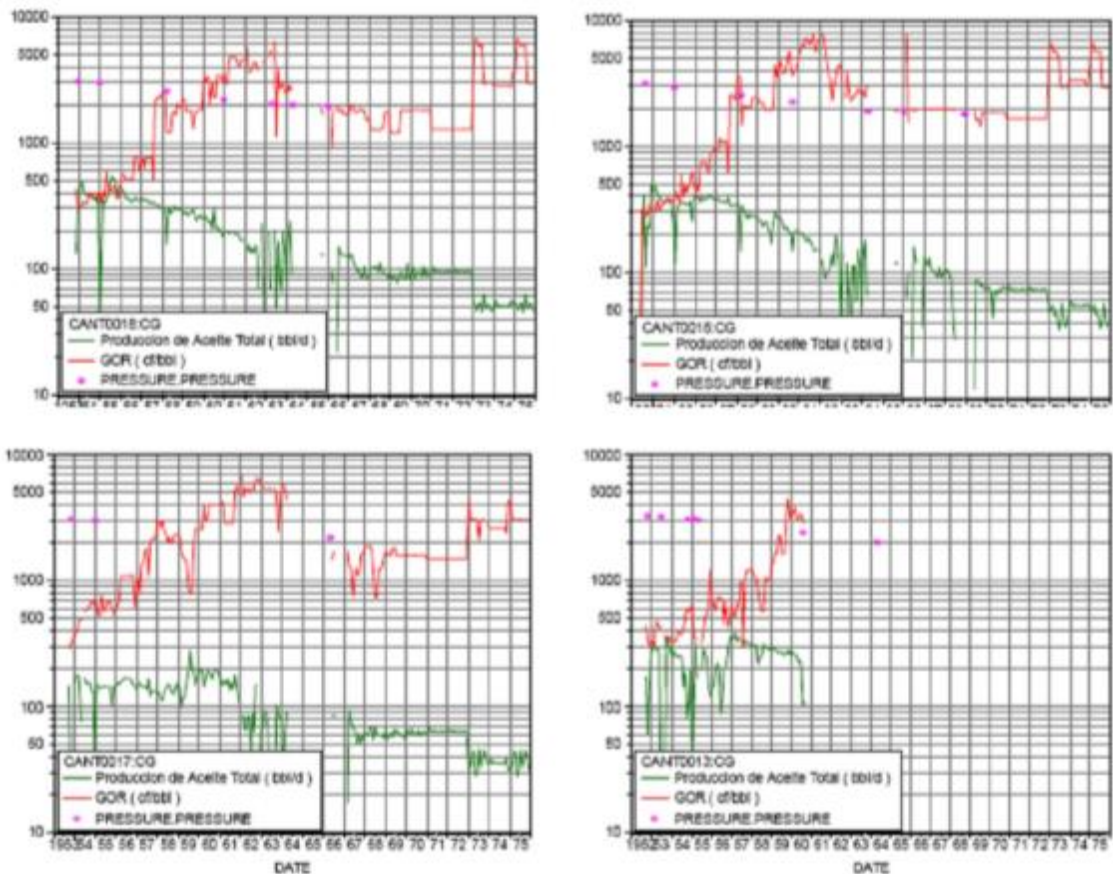
La historia de presiones del Campo muestra un buen cubrimiento entre los años 1952 a 1966, después de esa fecha el cubrimiento fue pobre, especialmente a nivel de cada uno de los yacimientos presentes en el Campo. Sin embargo, con esta información, la reconstrucción de la historia de presiones estimó que la presión original del yacimiento en las arenas CG, fue de 3250 psi, referida a un Datum de 7000 TVDSS. Así mismo, para las arenas B y C se estimó 2900 y 2600 psi de presión original referidas al mismo Datum. Con la información adquirida, durante la campaña de cañoneo y perforación de desarrollo adelantada entre los años 2003 y 2004, se actualizó la historia de presiones y se estima que la presión promedio actual del yacimiento en las arenas CG podría estar entre 900 y 2500 psi en el bloque V, en los bloques II y III podría estar entre 800 y 1200 psi y en el bloque IV estarían entre 2900 y 3200 psi. En las arenas C, de igual forma que en las arenas CG, la presión de yacimiento varía de bloque a bloque y depende del grado de desarrollo en cada uno de ellos; en el bloque V la presión promedio del yacimiento varía entre 900 y 2600 psi. Las arenas B, son las que mayor presión,

tienen actualmente en el Campo una presión del orden de 2600 psi, debido a que han sido explotadas en muy pocos pozos a lo largo del Campo. En la Figura 7 se presenta un histórico de presiones del campo.

**Figura 7. Comportamiento histórico de Presiones en las Arena CG del Campo Yariguí – Cantagallo**



Fuente: tomado de ECOPELROL S.A



Fuente: tomado de ECOPETROL S.A

## 1.8 PROPIEDADES DE ROCAS Y FLUIDOS

Las propiedades de rocas para las arenas CG se obtuvieron del estudio de caracterización petrofísica realizada por el Departamento de Yacimientos de ECOPETROL. El estudio integra la información geológica, registros de pozos, producción y la data existente en los estudios realizados por SHELL en los corazones de los pozos YR-13 y 14 y en los análisis complementarios realizados a esos mismos pozos durante el año 2000, así como los análisis realizados en los corazones recientes, tomados en los pozos CG-24.

Para la definición de las principales propiedades de los fluidos, se revisó la información de los doce estudios PVT existentes: seis realizados al inicio de la explotación del campo, tres en arenas CG, uno en C y dos con producción conjunta de arenas C y CG; los siete restantes fueron realizados posteriormente, mucho tiempo después de haberse iniciado la producción, dos en arenas CG, dos en C y tres con producción conjunta de arenas C y CG. Considerando el hecho que al momento del muestreo el pozo estaba produciendo de más de una zona

(producción conjunta), cinco PVT no se consideran representativos de los fluidos originales de los yacimientos. La Tabla 2 muestra la información general de los PVT tomados en las arenas CG.

**Tabla 2. Propiedad básica de los PVT arenas CG, Campo Yariguí - Cantagallo**

POZO	CG-12	CG -13	CG -15	YR -2A	YR -44
<b>INFORMACIÓN GENERAL</b>					
Bloque	5S	5S	5S	5S	4
Arena	CG	CG	CG	CG	CG
Prof. Pozo TVD (pies)	6387	6913	6443	7124	-
Tope Perforaciones (pies)	6437	6918	6286	7190	7322
Base Perforaciones (pies)	6805	7358	7060	7924	7340
Facha Terminación (cañoneo)	14/09/49	21/10/52	17/07/53	19/08/54	22/01/79
Fecha Muestreo PVT	01/01/86	13/12/52	28/09/53	22/04/55	12/08/98
<b>PROPIEDAD</b>					
Temperatura yacimiento (°F)	140	140	135.9	138	137.5
GOR Recombinación (scf/bbl)	316	322	283	345	-
<b>Pb Flash (psig)</b>	<b>3000</b>	<b>2911</b>	<b>2425</b>	<b>3248</b>	<b>1340.3</b>
<b>Pb Diferenc (psig)</b>	<b>3000</b>	<b>2911</b>	<b>2430</b>	<b>3270</b>	<b>3270</b>
Gravedad específica Oil	0.9340	0.9314	0.9292	0.9311	0.903
Gravedad específica Gas	0.6050	0.634	0.62	0.62	-
Viscosidad Crudo aTycto (cP)	14.5	43.8	22.5	12.5	14.2

Fuente: tomado de ECOPETROL S.A

Con base en las presiones de burbuja (Pb), reportadas en los PVT's de las arenas CG, y los registros iniciales de presión realizados en el Campo, los cuales indican que la presión original del yacimiento era aproximadamente 3250 psi, a un DATUM de 7000 pies TVDSS, este yacimiento se encontraban inicialmente subsaturado a una temperatura promedio de 138.5 °F, es decir, no existía capa de gas inicial. Sin embargo, las diferencias en las presiones de burbuja de los PVT realizados en las arenas CG, generan un alto grado de incertidumbre y cuestiona la representatividad de las pruebas. Estas diferencias, son debidad principalmente al GOR de recombinación, teniendo en cuenta que el GOR de producción de los primeros pozos perforados en el bloque V, en promedio fue de 300 SCF/BL. Con base en estas consideraciones, la presión de yacimiento en el modelo del muestreo y el hecho que la presión de burbuja reportada en el PVT es similar a la presión del yacimiento observada cuando los pozos comenzaron a incrementar su GOR el PVT del pozo YR-2A se considera el más representativo para el petróleo crudo contenido en las arenas CG.

Adicionalmente, se dispone de estudios de caracterización que determinan que el petróleo contenido en las arenas Cantagallo y C, es de tipo asfáltico y presenta propiedades muy similares. Las arenas Cantagallo producen un crudo de 20 °API y las arenas C un crudo muy similar de 20.6 °API.

En la Tabla 3 se presenta un resumen de las propiedades promedio de las rocas y fluidos de para las arenas CG.

**Tabla 3. Propiedades básicas de los PVT de Yariguí - Cantagallo**

PROPIEDADES	Arenas CG
Datum	7000
Presión inicial Ycto: Piy (Psi)	3250
Temperatura Yacimiento: Ty (°F)	138
<b>ROCA</b>	
Porosidad (%)	19
Permeabilidad (mD)	136
Saturación de agua inicial (Swi-%)	32
Saturación de agua irreducible (Swir-%)	32
Saturación de aceite residual (Sor-%)	23
<b>FLUIDOS</b>	
Presión de burbuja (Psi)	3000
RGA Inicial (Scf/bbl)	300
FVF Inicial : Boi (Rb/STB)	1.12
Gravedad específica Oil	0.93
Gravedad específica Gas	0.63
Gravedad API (°API)	20
Viscosidad Crudo a Pb y Ty (cP)	10
Fracción Molar C7+ (%)	52.4

Fuente: tomado de ECOPETROL S.A

**Porosidad ( $\Phi$ ).** De acuerdo con los datos de la evaluación petrofísica, la porosidad (promedio aritmético) para las arenas CG en el bloque V es del 19%. A nivel de unidades de porosidad es uniforme como se muestra en la Tabla 4. Sin embargo, se resalta que la mayor representatividad la tienen las primeras cuatro unidades, ya que estas fueron atravesadas por un mayor número de pozos, entre 43 y 67 pozos; la unidad CG5 fue penetrada por 20 pozos y las unidades CG6 a CG8 solo fueron penetradas entre 5 y 12 pozos.

**Tabla 4. Porosidad, unidades arenas CG bloque V, Campo Yariguí - Cantagallo**

PROPIEDAD	SUBUNIDADES								
	CG1	CG2	CG3	CG4	CG5	CG6	CG7	CG8	CG
Porosidad promedio (aritmético)	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.18	0.20	0.19

Fuente: tomado de ECOPETROL S.A

**Permeabilidad (K).** En forma similar que para porosidad, los valores de permeabilidad (promedio Aritmético) para las ocho subunidades de las arenas CG en el mismo bloque, son similares, como se muestra en la Tabla 5. Adicionalmente, la poca diferencia existente (6 a 9%) entre los promedios aritméticos y geométricos de permeabilidad para cada unidad es un indicativo de homogeneidad de esta propiedad a lo largo de todo el Campo, contrario a lo que se esperaría, puesto que se considera que el yacimiento es bastante heterogéneo.

**Tabla 5. Permeabilidad, unidades arenas CG bloque V, Campo Yariguí - Cantagallo**

PROPIEDAD	SUBUNIDADES								
	CG1	CG2	CG3	CG4	CG5	CG6	CG7	CG8	CG
Permeabilidad promedio (aritmético)	183	197	189	173	173	122	95	118	156
Permeabilidad promedio (geométrico)	171	182	172	157	149	94	78	105	136

Fuente: tomado de ECOPETROL S.A

**Saturación de Agua (Swir).** Para la determinación de la saturación de agua irreducible, se consideró los análisis de presión capilar con mercurio realizados por SHELL y los análisis complementarios realizados por ECOPETROL sobre núcleos de los corazones de los pozos YR-13, 14 y CG-24 durante los años 2000 y 2004. Adicionalmente, se contó con análisis de permeabilidades relativas realizados en muestras nativas y en muestras con restauración y sin restauración de

mojabilidad. La saturación de agua irreducible promedio determinada para las arenas CG es de 32%, la cual es muy similar a la reportada por SHELL.

**Saturación de Aceite (Sor).** La saturación de aceite residual se determinó a partir del análisis de las permeabilidades relativas realizadas en los núcleos del pozo CG-24. Las saturaciones residuales obtenidas para las arenas CG, varían entre el 19 y 50%, siendo especialmente altos en los análisis realizados en las muestras nativas, con un promedio de 48% y exhibiendo en general una tendencia humectante al crudo. La saturación de aceite residual determinada para las arenas CG es de 23%, la cual es similar a la reportada por SHELL.

**Permeabilidades Relativas (Kro, Krw).** Con el fin de soportar el proyecto de inyección de agua se realizaron análisis complementarios de permeabilidad relativa agua – aceite en los núcleos del pozo CG-24, porque los análisis existentes realizados en los pozos YR-13 y 14 fueron considerados no representativos. Los análisis que se realizaron en muestras de las arenas C y CG en el pozo CG-24, cuyas propiedades básicas se muestran en la Tabla 6, cuatro de ellos se realizaron en muestras nativas, una de arenas C y tres de arenas CG. Además, se realizaron dos análisis adicionales en arenas Cg para determinar las permeabilidades relativas de dos formas: con y sin restauración de mojabilidad. Los resultados muestran que las muestras 6405', 6868' y 6885' presentan tendencias a ser mojadas por agua mientras que las muestras 6882' y 6916' exhiben una tendencia humectante al crudo, estas tendencias fueron confirmadas observando el comportamiento de producción de aceite después de la irrupción. Con los resultados de la Tabla 7 y los datos reportados en los estudios previos, se determinó como representativo el análisis realizado en la muestra con restauración de mojabilidad Figura 8.

**Tabla 6. Propiedades Básicas, muestras para permeabilidades relativas arenas C y CGO**

Basic Core Properties Cantagallo 24						
Sample No.	Depth (feet)	Porosity (%)	Pore Volume (cc)	Air Permeability (%)	Core Length (cm)	Core Diameter (cm)
6405n	6405.5-6405.58'	23.94	26.6	175	10.296	3.709
6868n	6868-6868.21'	23.54	35.6	372	13.454	3.784
6882n	6882-6882.17'	22.24	43.4	524	11.84	3.799
6916n	6916-6916.17'	24.44	35.4	591	13.03	3.763
6885e	6885'	25.64	21.5	678	7.51	3.802
6885r	6885'	25.64	21.5	678	7.51	3.802

e = extraída  
n = nativa  
r = restaurada

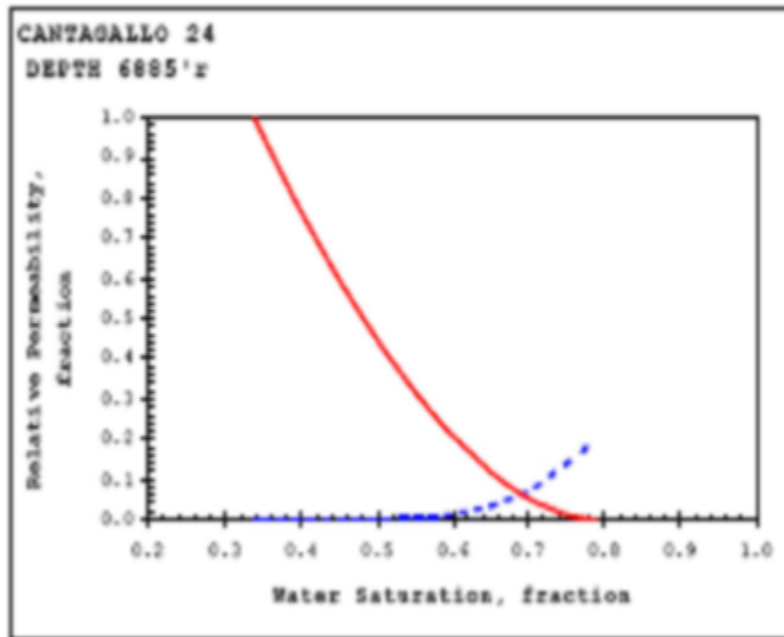
Fuente: tomado de ECOPETROL S.A

**Tabla 7. Resumen de Resultados de permeabilidades relativas arenas C y CGO**

Summary of Water-Displacing-Oil Production Data Cantagallo 24							
Sample No.	Depth (feet)	Pore Volume (cc)	Core Length (cm)	Swir (%)	Oil Perm #Swir (md)	Sor (%)	Water Perm #Sor (md)
6405	6405.5-6405.58'	26.6	10.296	30.04	111.1	28	4.7
6868	6868-6868.21'	35.6	13.454	32.34	324.4	38	15.8
6882	6882-6882.17'	43.4	11.84	25.04	689.1	47.34	32.7
6916	6916-6916.17'	35.4	13.03	25.54	495.5	50.04	41.4
6885	6885'	21.5	7.51	32.44	496.7	19.34	66.9
6885e	6885'	21.5	7.51	33.94	580.8	19.14	126.2

Fuente: tomado de ECOPETROL S.A

Figura 8. Curva de Permeabilidades Relativas, representativa de arenas CGO



Fuente: tomado de ECOPELROL S.A

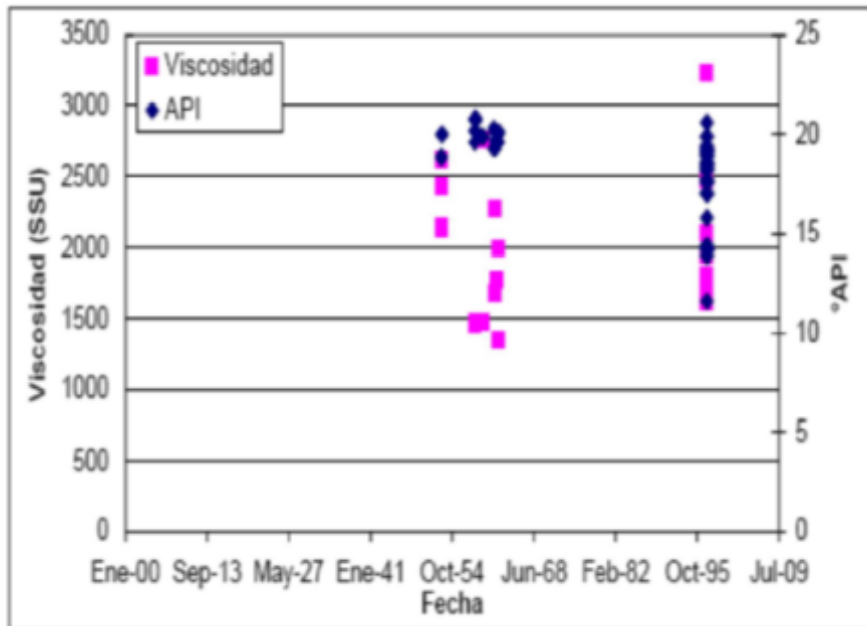
**Gravedad API y viscosidad.** La gravedad API y la viscosidad del petróleo del campo Yariguí – Cantagallo varían dependiendo del bloque, la posición estructural y la zona productora. Con la información existente se determinó los valores promedio iniciales para cada uno de los yacimientos Tabla 8. Sin embargo, no se logró determinar la variación de la gravedad API y la viscosidad con el tiempo, pero se cree que estas han cambiado, debido a la desgasificación del petróleo, así lo parece indicar la Figura 9, en la que se presentan dos muestreos realizados en diferentes pozos y se observa que hay variación de las propiedades a este nivel.

**Tabla 8. Rango de Viscosidades y Gravedad API para los crudos del Campo Yarigui – Cantagallo**

YACIMIENTO	VISCOSIDAD (SSU) a 85 °F		GRAVEDAD API	
	RANGO	PROMEDIO	RANGO	PROMEDIO
Arenas B	4620	4620	18.3-18.5	18.4
Arenas C	1200-1670	1435	20.1-20.8	20.6
Arenas CG	1200-3500	2100	18.2-21.1	20

Fuente: tomado de ECOPETROL S.A

**Figura 9. Comportamiento de la °API y la viscosidad del crudo Arenas Cantagallo**



Fuente: tomado de ECOPETROL S.A

## 2. ANALISIS NODAL

El Análisis Nodal es una metodología que ha sido aplicada por varios años para el diseño, análisis y optimización de los sistemas de producción y consiste en detectar restricciones al flujo y cuantificar su impacto sobre la capacidad de producción total del sistema. Fue propuesta por Gilbert en 1954, discutida por Nind en 1964 y posteriormente por Brown en 1978.<sup>3</sup>

El objetivo de la técnica de Análisis Nodal es confrontar el desempeño de los diversos componentes que intervienen en la producción de fluido desde la formación hasta el separador con el objetivo de encontrar las condiciones óptimas del funcionamiento del sistema de producción total.

El Análisis Nodal de un sistema de producción realizado en forma sistemática permite determinar el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos y consiste en dividir este sistema de producción en nodos de solución para calcular tanto caídas de presión como gasto de los fluidos producidos y de esta manera poder determinar las curvas de comportamiento de afluencia y potencial de producción de un yacimiento. Como resultado de este análisis se obtiene generalmente un incremento en la producción y el mejoramiento de la eficiencia de flujo cuando se trata de un pozo productor, pero cuando se trata de un pozo nuevo permite definir el diámetro óptimo de las tuberías de producción, del estrangulador y línea de descarga por la cual debe fluir dicho pozo así como predecir su comportamiento de flujo (aporte de fluidos) y presiones para diferentes condiciones de operación.

La técnica de Análisis Nodal ha sido reconocida en la industria del petróleo como medio adecuado para el diseño y evaluación tanto en pozos fluyentes como en pozos que cuentan con un sistema de levantamiento artificial de producción, debido a las necesidades cada vez mayores de energéticos y a los incentivos derivados del precio de los hidrocarburos.

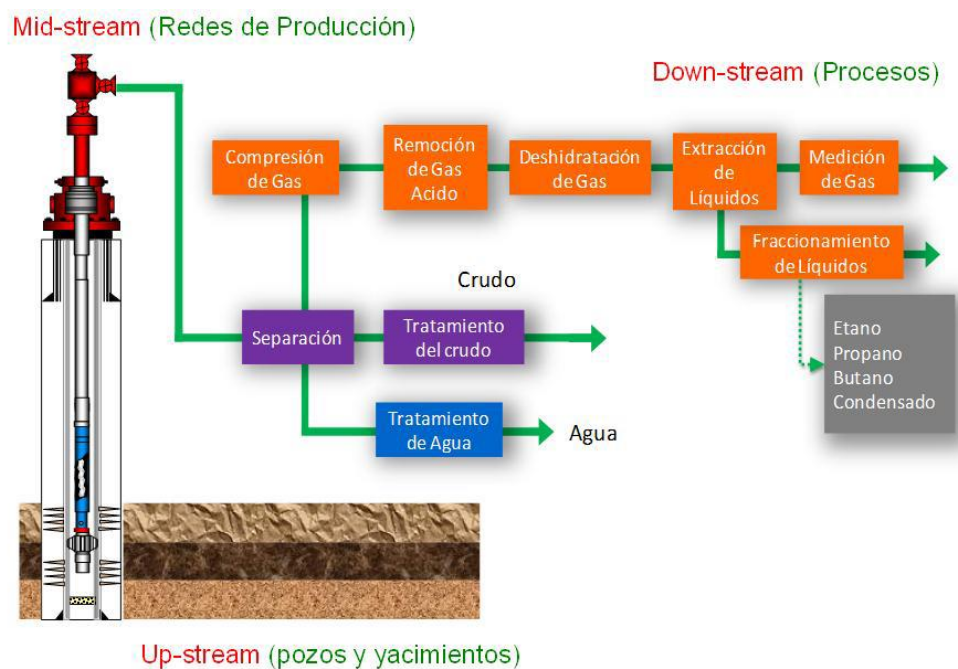
---

<sup>3</sup> CABARCAS, Manuel, "Optimización Integral de Sistemas de Producción con Análisis Nodal", Ediciones UIS, Colombia, 2013

## 2.1 EL SISTEMA DE PRODUCCIÓN

El proceso de producción de un pozo de petróleo comprende el recorrido de los fluidos desde el área externa del radio de drenaje en el yacimiento hasta el separador de producción en la estación de recolección como se presenta en la siguiente figura.

Figura 20. Sistema de Producción.



Fuente: CABARCAS, Manuel, "Optimización Integral de Sistemas de Producción con Análisis Nodal", Ediciones UIS, Colombia, 2013

## 2.2 RECORRIDO DE LOS FLUIDOS EN EL SISTEMA

El transporte de los fluidos dentro del sistema (petróleo-gas-agua) requiere un suministro de energía, para poder vencer las pérdidas que se generan durante el traslado desde el yacimiento hasta el separador.

Estas pérdidas están asociadas a la fricción, al peso de la columna y a ciertos efectos de aceleración. Debe recordarse además que el flujo en el yacimiento se da a través de un medio poroso.

### **2.2.1 Transporte en el Yacimiento**

El movimiento de los fluidos comienza en el yacimiento a una distancia  $r_e$  del pozo donde la presión es  $P_{ws}$ , viaja a través del medio poroso hasta llegar a la cara de la arena o radio del pozo  $r_w$ , donde la presión es  $P_{wfs}$ , aquí el fluido pierde energía en la medida que el medio sea de baja capacidad de flujo ( $K_o$ ,  $h$ ), presente restricciones en las cercanías del pozo ( $S$ ), y el fluido ofrezca resistencia al flujo ( $\mu$ ). Mientras más grande sea el hueco mayor será el área de comunicación entre el yacimiento y el pozo aumentando el índice de productividad del pozo. La perforación de pozos horizontales aumenta sustancialmente el índice de productividad del pozo.

### **2.2.2 Transporte en las Perforaciones**

Los fluidos aportados por el yacimiento atraviesan el completamiento que puede ser un revestimiento de producción cementado y perforado, normalmente utilizado en formaciones consolidadas, o un empaque con grava normalmente utilizado en formaciones poco consolidadas para el control de arena; para el primer caso la pérdida de energía se debe a la sobre compactación o trituración de la zona alrededor del túnel perforado y a la longitud de penetración de la perforación, en el segundo caso la pérdida de energía se debe a la poca área expuesta al flujo. Al atravesar el completamiento los fluidos entran al fondo del pozo con una presión  $P_{wf}$ .

### **2.2.3 Transporte en el Pozo**

Ya dentro del pozo los fluidos ascienden a través de la tubería de producción venciendo la fuerza de gravedad y la fricción con las paredes internas de la tubería llegan al cabezal del pozo con una presión  $P_{wh}$ .

### **2.2.4 Transporte en la Línea de flujo**

Al salir del pozo si existe un reductor de flujo en el cabezal ocurre una caída brusca de presión que dependerá fuertemente del diámetro del orificio del reductor. A la descarga del reductor la presión en la línea de flujo es  $P_L$ , luego atraviesa la línea de flujo superficial y llega al separador en la estación de flujo, con una presión igual a la presión del separador  $P_{sep}$ , donde se separa la mayor parte del gas del petróleo.

## **2.3 METODOLOGIA DEL ANALISIS NODAL**

El yacimiento posee una enorme cantidad de energía que se manifiesta en forma de presión la cual generalmente es suficiente para mantener el pozo fluyendo de manera natural por mucho tiempo. A medida que esta energía declina se hace necesario utilizar métodos de levantamiento artificial y/o recuperación secundaria.

La pérdida de energía en forma de presión a través del sistema depende de las características de los fluidos producidos y especialmente del caudal de flujo transportado de tal manera que la capacidad de producción del sistema responde a un balance entre la capacidad de aporte de energía del yacimiento y la demanda de energía de la instalación para transportar los fluidos hasta la superficie.

La suma de las pérdidas de energía en cada componente es igual a la pérdida total de energía en el sistema.

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

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

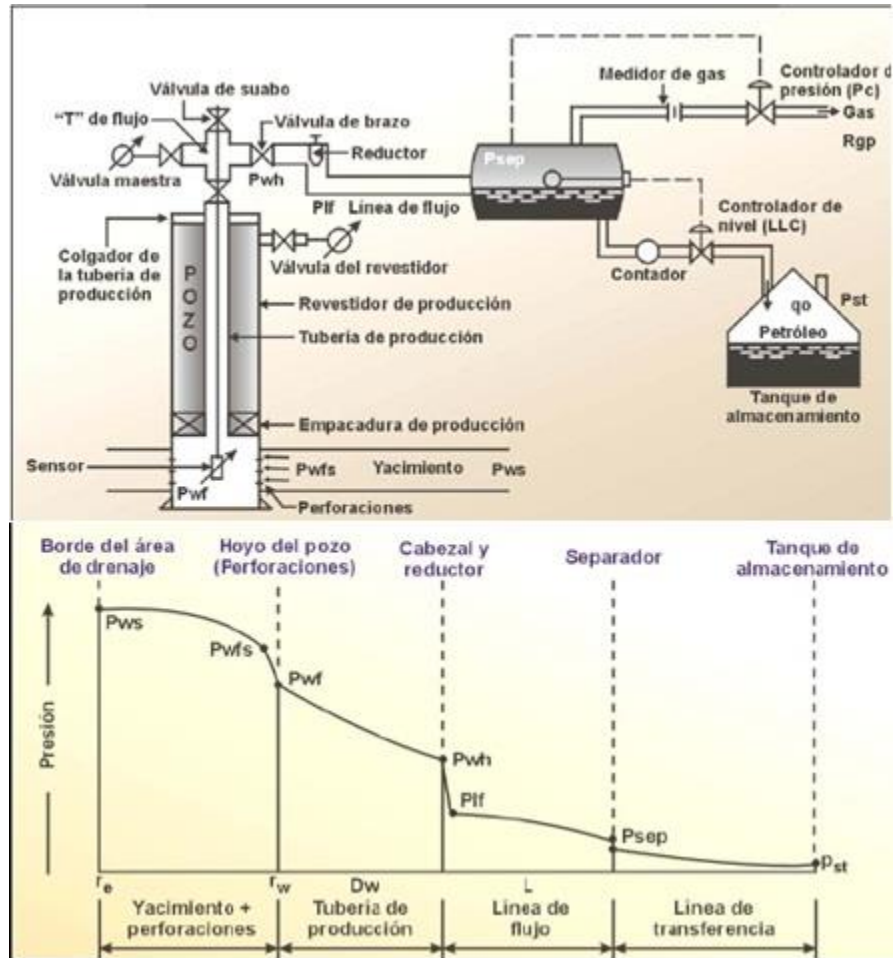
$\Delta P_c = P_{wfs}-P_{wf}$  Caída de presión en el completamiento.

$\Delta P_t = P_{wf}-P_{wh}$  Caída de presión en el tubing.

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

En un sistema de producción la presión va disminuyendo desde el yacimiento hacia el separador, para rangos de tiempo razonablemente cortos, la caída total de presión en el sistema de producción es constante, como se observa en la siguiente figura.

**Figura 11. Componentes y perfil de Presiones del Sistema**



Fuente: Maggiolo Ricardo, "Optimización integral de sistemas de producción" AIP 2007

### 2.2.5 Selección del Nodo

Para predecir el comportamiento del sistema, se calcula la caída de presión en cada componente; La técnica consiste en seleccionar un punto o nodo en el pozo y dividir el sistema en ese punto, todos los componentes aguas arriba del nodo (upstream) comprenden la sección de entrada (Inflow section) y los componentes aguas abajo (downstream) comprenden la sección de salida (Outflow), una relación entre el caudal y la caída de presión del sistema debe estar disponible para cada componente del sistema.

El flujo a través del sistema puede ser determinado una vez se cumplan las siguientes condiciones:

- El flujo de entrada al nodo es igual al flujo de salida
- Una sola presión existe en el nodo.

En un momento particular en la vida del pozo hay siempre dos presiones que permanecen fijas y no son función del caudal, una de ellas es la presión del yacimiento y la otra es la presión de salida del sistema. La presión de salida es generalmente la presión del separador; pero si la presión del pozo es controlada con un orificio en la superficie, la presión fija será la presión en la cabeza del pozo. Una vez que el nodo es seleccionado la presión es calculada en ambas direcciones comenzando desde las fijas:

- **Entrada al nodo (Inflow)**

$$P_y - \Delta P \text{ (upstream componentes)} = P_{\text{nodo}}$$

- **Salida del nodo (Outflow)**

$$P_{\text{sep}} + \Delta P \text{ (Downstream componentes)} = P_{\text{nodo}}$$

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

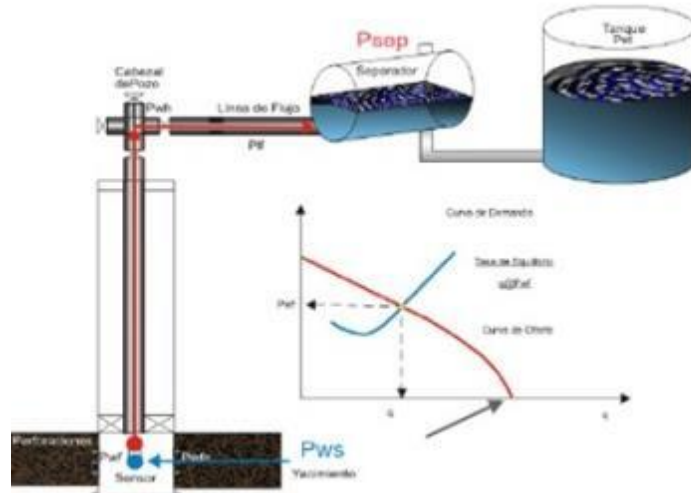
Para realizar el balance de energía en el nodo se asumen convenientemente varias tasas de flujo y para cada una de ellas se determina la presión con la cual el yacimiento entrega dicho caudal de flujo al nodo y la presión requerida en la salida del nodo para transportar y entregar dicho caudal en el separador con una presión remanente igual a  $P_{\text{sep}}$ , a continuación se muestra el balance de energía para el nodo en el fondo del pozo y el nodo en el cabezal del pozo:

**2.2.5.1 Nodo en el Fondo del Pozo:** Para encontrar la tasa de flujo en esta posición, el sistema se divide en dos componentes: el yacimiento y la tubería de producción, en este caso se debe construir la curva de oferta a partir de las presiones de fondo y las tasas de flujo, curva IPR y la curva de demanda a partir de las tasas asumidas y sus correspondientes presiones de cabeza, tal como se presenta en la figura 12.

$$P_{wf} = P_{ws} - \Delta P_y - \Delta P_c \quad \text{(Inflow) Oferta}$$

$$P_{wf} = P_{sep} + \Delta P_l + \Delta P_t \quad \text{(Outflow) Demanda}$$

**Figura 12. Nodo solución en el fondo del pozo y curvas de oferta y demanda**



Fuente: MARQUEZ, Ricardo "Análisis Nodal del Sistema de Producción, Nivel Básico", Febrero 2008.

**2.2.5.2** Nodo en el Cabezal del Pozo: El sistema es dividido en dos componentes con el propósito de hallar la tasa de flujo posible: el separador y la línea de flujo se consideran como un solo componente; se comienza con la presión del separador determinando la presión de cabezal necesarias para mover las tasas de flujo asumidas a través de la línea de flujo hasta el separador; el yacimiento y la sarta de tubería de producción se consideran como el otro componente; se comienza con la presión del yacimiento y se prosigue hasta el medio de las perforaciones hasta obtener  $P_{wf}$  utilizando la curva adecuada o ecuación IPR, luego se utiliza esta presión y se prosigue hasta el tope de la tubería con el fin de hallar la presión necesaria en el cabezal para la tasa de flujo establecida. En la figura 13 se describe.

Al considerar la solución en la cabeza del pozo la línea de flujo es aislada y por lo tanto es fácil mostrar el efecto de cambiar el tamaño de dicha línea.<sup>4</sup>

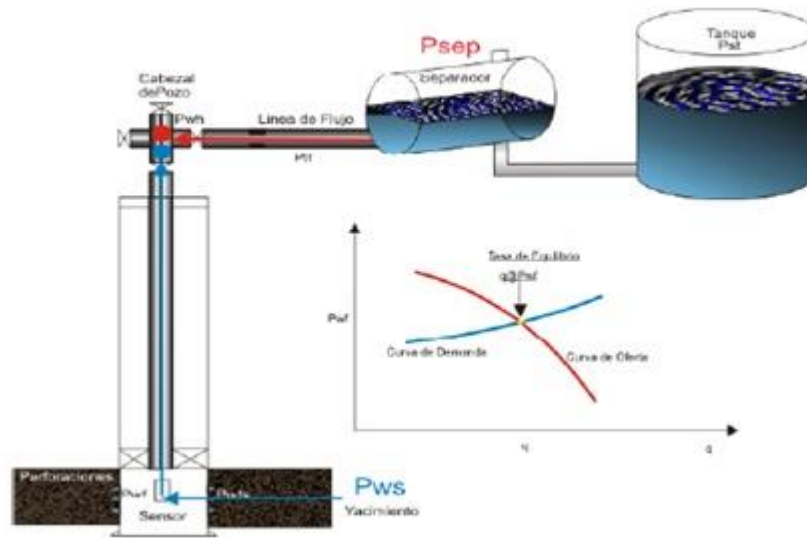
El nodo debe colocarse en el extremo justo antes o después del componente donde se modifica la variable.

$$P_{wh} = P_{ws} - \Delta P_y - \Delta P_c - \Delta P_t \quad (\text{Inflow}) \text{ Oferta}$$

<sup>4</sup> MAGGILOLO, Ricardo, "Optimización Integral de Sistemas de Producción Utilizando Análisis Nodal", AIP 2007.

$$P_{wh} = P_{sep} + \Delta P_l \text{ (Outflow) Demanda}$$

**Figura 13. Nodo Solucion en el Cabezal del Pozo y Curvas de Oferta y Demanda**



Fuente: MARQUEZ, Ricardo "Análisis Nodal del Sistema de Producción, Nivel Básico", Febrero 2008.

## 2.4 OPTIMIZACIÓN DEL ANÁLISIS GLOBAL

Optimizar globalmente el sistema consiste en eliminar o minimizar las restricciones al flujo tanto en superficie como en el subsuelo, para ello es necesario la realización de múltiples balances con diferentes valores de las variables más importantes que intervienen en el proceso para luego cuantificar su impacto. A continuación se presenta una lista de las aplicaciones del análisis nodal en sistemas de producción:

- Selección de diámetros de tubing
- Selección de diámetros de líneas de flujo
- Diseños de Gravel Pack
- Dimensionamiento de los orificios de fondo o de superficie
- Análisis de problemas en restricciones
- Diseños de sistemas de levantamiento artificial
- Evaluación de estimulación de pozos
- Analizar la performance de la densidad de las perforaciones
- Predecir efectos de depleción de los yacimientos

## 2.5 DESEMPEÑO DEL YACIMIENTO

Uno de los componentes más importantes en el sistema total del pozo es el yacimiento. A menos que se puedan realizar predicciones precisas acerca de lo que fluirá en el pozo desde el yacimiento, el desempeño del sistema no podrá ser analizado. Una de las presiones fijas, en cualquier momento en la vida del yacimiento, es la presión promedio del yacimiento  $\bar{P}_R$ . El flujo hacia el pozo depende del “Drawdown” ó de la caída de presión en el yacimiento,  $\bar{P}_R - P_{wf}$ . La relación entre la tasa de flujo y la caída de presión que ocurre en el medio poroso puede ser muy compleja y depende de parámetros tales como propiedades de la roca, propiedades del fluido, régimen de flujo, saturaciones del fluido en la roca, compresibilidad de los fluidos, daño o estimulación de la formación, turbulencia y mecanismos de empuje del yacimiento.

El componente del yacimiento siempre será un componente aguas arriba (upstream). Es decir, siempre será práctico escoger  $\bar{P}_R$  como la presión nodal, aunque algunas veces se selecciona la presión en la cara de la arena,  $P_{wfs}$ . Esto aislará los efectos de la caída de presión a través de las perforaciones o del empaquetamiento con grava.

El flujo desde el yacimiento hacia al pozo ha sido denominado Desempeño del Influjó (Inflow Performance) por Gilbert-1954 y el gráfico de la tasa de producción versus la presión de fondo fluyendo se conoce con el nombre de Relación de Desempeño del Influjó” (Inflow Performance Relationship) o IPR.<sup>5</sup>

### 2.2.6 Ley de Darcy

En 1856, mientras desarrollaba experimentos para el diseño de lechos filtrantes de arena para purificación de agua, Henry Darcy propuso una ecuación que relacionaba la velocidad aparente del fluido con la caída de presión a lo largo del lecho filtrante.

Aunque los experimentos fueron realizados únicamente en la dirección vertical descendente, la expresión es también válida para flujo horizontal, el cual es de mucho interés en la industria de petróleo.

---

<sup>5</sup> CABARCAS, Manuel, “Optimización Integral de Sistemas de Producción con Análisis Nodal”, Ediciones UIS, Colombia, 2013

También debe notarse que los experimentos de Darcy involucraron un solo fluido, agua, y que los filtros de arena estaban completamente saturados de agua. Por lo tanto, no estuvieron involucrados efectos de propiedades de fluidos o saturación.

Los filtros de arena de Darcy tenían el área transversal constante, de manera que la ecuación no tuvo en cuenta cambios en la velocidad con la ubicación. Escrita de manera diferencial, la ecuación de Darcy es:

$$v = \frac{kdp}{\mu dx}$$

Ó en términos de la tasa de flujo volumétrico es:

$$q = vA = - \frac{kAdp}{\mu dx}$$

Dónde:

$k$  = Permeabilidad del medio poroso

$v$  = Velocidad aparente del fluido

$q$  = Tasa de flujo volumétrico

$A$  = Área abierta al flujo

$\mu$  = Viscosidad del fluido

$dx/dP$  = gradiente de presión en la dirección del flujo (negativo)<sup>6</sup>

## 2.2.7 Flujo de Fluido en el Yacimiento

**2.2.7.1 Flujo No Continuo:** Se presenta justo antes de arrancar la producción de un pozo nuevo o que se encontraba cerrado por un periodo largo de tiempo, donde la característica principal es  $dp/dt \neq 0$ . Durante este periodo es de vital importancia conocer la presión de fondo fluyente, debido a que esta se utiliza para realizar pruebas de restauración y declinación las cuales arrojan datos

---

<sup>6</sup> CABARCAS, Manuel, "Optimización Integral de Sistemas de Producción con Análisis Nodal", Ediciones UIS, Colombia, 2013

primordiales del medio poroso como la capacidad efectiva de flujo  $K_o$ ,  $h$  y el factor de daño de la formación, este periodo de flujo transitorio dura desde unas horas hasta varios días.<sup>7</sup>

**2.2.7.2 Flujo Continuo:** Se presenta cuando el cambio de la presión con el tiempo es nulo  $dp/dt=0$  debido a la estabilización en el área de drenaje de un pozo perteneciente a un yacimiento con un volumen lo suficientemente grande o que está influenciado por un acuífero activo que mantendrá constante la presión  $P_{ws}$ . En este periodo el diferencial de presión a través del área de drenaje es constante y está representado por la diferencia entre la presión en el radio externo de drenaje,  $P_{ws}$  a una distancia  $r_e$ , del centro del pozo y la presión fluyente en la cara de la arena  $P_{wfs}$  a una distancia  $r_w$  o radio del pozo ambas presiones deben ser referidas a la misma profundidad y por lo general se utiliza el punto medio de las perforaciones o cañoneo. Para cada valor de este diferencial ( $P_{ws} - P_{wfs}$ ) tradicionalmente conocido como Draw-Down se establecerá un caudal de flujo desde el yacimiento hasta el pozo.

**2.2.7.3 Flujo Semi-Continuo :** Es un tipo de flujo donde la distribución de la presión a lo largo del área de drenaje cambia con el tiempo; pero a una tasa constante ( $dp/dt = Cte$ ) se presenta cuando se pseudo-estabiliza la distribución de presión en el área de drenaje de un pozo perteneciente a un yacimiento finito de tal forma que en el borde exterior de dicha área no existe flujo, bien sea porque los límites del yacimiento constituyen los bordes del área de drenaje o porque existen varios pozos drenando áreas adyacentes entre sí.

## 2.2.8 Índice de Productividad

Se llama así a la constante de proporcionalidad con la cual se mide la productividad de un pozo y se define como la relación existente entre la tasa de producción,  $q_o$  y el diferencial entre la presión del yacimiento y la presión fluyente en el fondo del pozo, ( $P_{ws} - P_{wf}$ ).

- **J Para flujo Continuo**

$$J \left[ \frac{bpd}{lpc} \right] = \frac{q_o}{P_{ws} - P_{wfs}} = \frac{0,00078 \times K_o \times h}{\mu_o \cdot B_o [\ln r_e / r_w + S]}$$

- **J Para flujo semi-continuo**

---

<sup>7</sup> MAGGILOLO, Ricardo, "Optimización Integral de Sistemas de Producción Utilizando Análisis Nodal", AIP 2007.

$$J \left[ \frac{bpd}{lpc} \right] = \frac{q_o}{P_{ws} - P_{wfs}} = \frac{0,00078 \times K_o \times h}{\mu_o \cdot B_o [\ln \frac{r_e}{r_w} - 0,75 + S]}$$

En las relaciones anteriores la tasa es de petróleo,  $q_o$  ya que se había asumido flujo de solo petróleo, pero en general la tasa que se debe utilizar es la de líquido,  $q_l$  conocida también como tasa bruta ya que incluye el agua producida.<sup>8</sup>

- **Escala típica del índice de productividad**  $\left[ \frac{bpd}{lpc} \right]$

- ✓ Baja Productividad  $J < 0,5$
- ✓ Media Productividad  $0,5 < J < 1,0$
- ✓ Alta Productividad  $1 < J < 2,0$
- ✓ Excelente Productividad  $J > 2,0$

- **Factores que Afectan el Índice de Productividad**

A medida que el tiempo transcurre el índice de productividad cambia, debido a la producción de los fluidos confinados en el medio poroso. Los factores que afectan el índice de productividad son :

- ✓ Mecanismos de Empuje.
- ✓ Comportamiento de Fases.
- ✓ Permeabilidad Relativa.
- ✓ Viscosidad.
- ✓ Factor Volumetrico.

### 2.2.9 Eficiencia de Flujo

Cuando el daño a la formación es cero, el índice de productividad reflejara la verdadera productividad del pozo , a este índice de productividad ideal se le denota como  $J'$  . La eficiencia de flujo se define como la relacion existente entre el índice de productividad real y el índice de productividad ideal.

$$EF = \frac{J}{J'}$$

### 2.2.10 Inflow Performance Relationships

---

<sup>8</sup> MAGGOLO, Ricardo. "Optimización Integral de Sistemas de Producción Utilizando Análisis Nodal". AIP 2007.

La curva IPR es la representación grafica de las presiones de fondo fluyendo y las tasas de líquido que el yacimiento esta en capacidad de aportar al pozo para cada una de estas presiones. Es decir para cada  $P_{wf}$  existe una tasa de producción de líquido que se puede obtener del índice de productividad.

$$q_l = j * (P_{ws} - P_{wf})$$

O tambien

$$P_{wfs} = P_{ws} - \left(\frac{q_l}{j}\right)$$

- **Metodo de Vogel**

Teniendo en cuenta la ecuación de Darcy para yacimientos saturados y contando como datos como  $K$ ,  $h$ ,  $r_e$ ,  $r_w$ , curvas de permeabilidad relativa y analisis PVT, se podrian calcular las tasas de producción para diferentes valores de  $P_{wfs}$  hasta llegar a  $P_{ws}$ , en otras palabras se podria obtener la IPR para cualquier tiempo de la vida productiva del yacimiento y observar su cambio debido a la disminucion de la permeabilidad efectiva al petróleo por el aumento progresivo en la saturacion del gas en el area de dreanaje en la medida en que se agota la energia del yacimiento.

Vogel (1978) desarrollo un estudio sobre IPR para yacimientos con empuje por gas en solución derivando ecuaciones que describian los perfiles de presión y saturación de gas desde el pozo hasta las fronteras del yacimiento, con estas ecuaciones consideró variaciones en las caídas de presión y en las propiedades roca-fluido hasta obtener una relación adimensional para el índice de productividad.

Correlacion de vogel para obtener una curva IPR adimensional

$$\frac{q_o}{q_{omax}} = \left(1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}}\right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}}\right)^2\right)$$

Dónde:

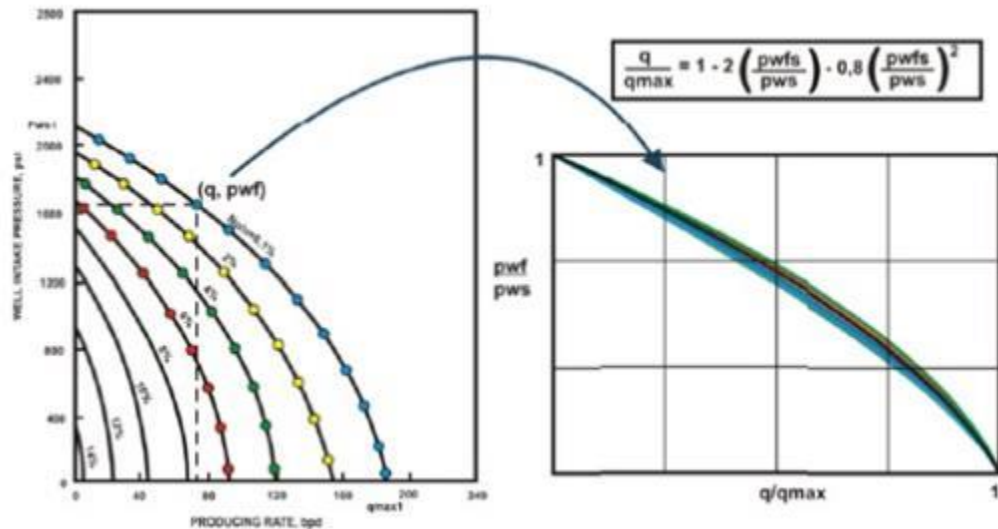
$q_o$  = Caudal de aceite correspondiente a la  $P_{wf}$

$q_{omax}$  = Caudal de aceite máximo, cuando  $P_{wf}$  es igual a  $P_{ws}$

$P_{ws}$  = Presión de fondo estática

La solución encontrada por Vogel ha sido ampliamente utilizada en la predicción de curvas IPR cuando existen dos fases (líquido y gas) y trabaja razonablemente para pozos con porcentajes de agua hasta del 30%.<sup>9</sup>

**Figura 14. Ilustración Trabajo de Vogel**



Fuente: MAGGILO, Ricardo, "Optimización Integral de Sistemas de Producción Utilizando Análisis Nodal". AIP 2007.

- **Metodo de Fetcovich**

M. J. Fetcovich (1973) demostró que los pozos de petróleo y los pozos de gas que producen por debajo del punto de burbuja, se comportan de manera similar en términos del índice de productividad por lo que desarrolló la siguiente correlación

$$q_o = C(Pws^2 - Pwf^2)^n$$

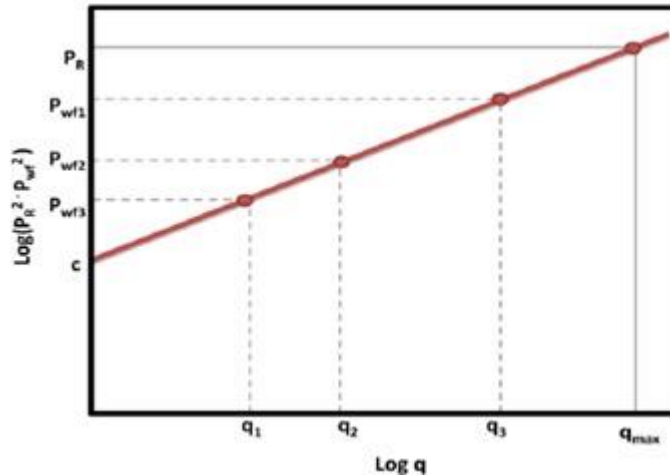
Donde:

Para aplicar el método de Fetcovich Figura 15, es necesario determinar los valores de C y n, estos coeficientes se obtienen a través de una prueba de presión-producción de un pozo donde se miden los caudales aportados por tres diferentes diámetros de estrangulador con sus correspondientes presiones de fondo fluyentes, así como la presión de fondo estática con el pozo cerrado. En escala log-log se grafican los valores de presión contra caudal obteniendo una línea recta, el valor de C es la ordenada de origen y el valor de n es la pendiente

<sup>9</sup> MAGGILO, Ricardo "Optimización Integral de Sistemas de Producción Utilizando Análisis Nodal". AIP 2007.

de dicha recta. El potencial del pozo o caudal máximo teórico se obtiene interceptando el valor de la  $P_{ws}$  con la recta obtenida para encontrar su correspondiente valor de caudal.

**Figura 15. Modelo de Fetcovich para la Determinación de C y n**



Fuente: Production Optimization Using Nodal Analysis. B.D 2003

El comportamiento del IPR ha sido objeto de estudio por muchos mas autores a parte de Vogel y Fetcovich; donde han sido desarrolladas una gran cantidad de correlaciones. Estas correlaciones fueron desarrolladas para aceites livianos sin embargo no tomaron consideraciones importantes tales como las curvas de permeabilidad relativa, presión de yacimiento, grado de depleción y propiedades PVT de los fluidos.

### 3. DESARROLLO DEL MODELO

Como objetivo planteado en el desarrollo del análisis nodal en los pozos de la Isla I y de la red de recolección del campo Cantagallo, fue el de plantear alternativas en pro de aumentar las tasas de producción, estas alternativas pueden ser en subsuelo como en superficie, para este análisis se utilizó el simulador PIPESIM, de Schlumberger.

El simulador permite efectuar análisis de sensibilidad sobre cualquier variable del sistema y representar gráficamente el flujo de entrada y de salida en cualquier nodo del mismo proporcionando una manera de entender dónde pueden residir las oportunidades de mejoramiento de la producción.

Para el desarrollo del modelo de simulación que representa las condiciones actuales de producción del campo, se utilizó la siguiente metodología:



### **3.1 RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN**

En este paso se realizó el levantamiento de la información requerida por el software para ejecutar la simulación, esta fue extraída de las bases de datos y planimetrías disponibles. La información recopilada fue la siguiente:

- Datos de producción. (GOR, BSW, °API, QI)
- Estados mecánicos.
- Longitudes, diámetros y elevaciones de líneas de flujo.
- Especificaciones de la bomba de subsuelo.

### **3.2 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO EN EL SOFTWARE**

Con la información recopilada, organizada y validada, se procede a ingresar la información al software de simulación siguiendo el siguiente método para cada uno de los pozos. A continuación se presenta la metodología utilizada para uno de los pozos.

#### **3.2.1 Construcción del Modelo del Pozo**

En la figura 16 se presenta el ingreso de la presión estática y temperatura de yacimiento.

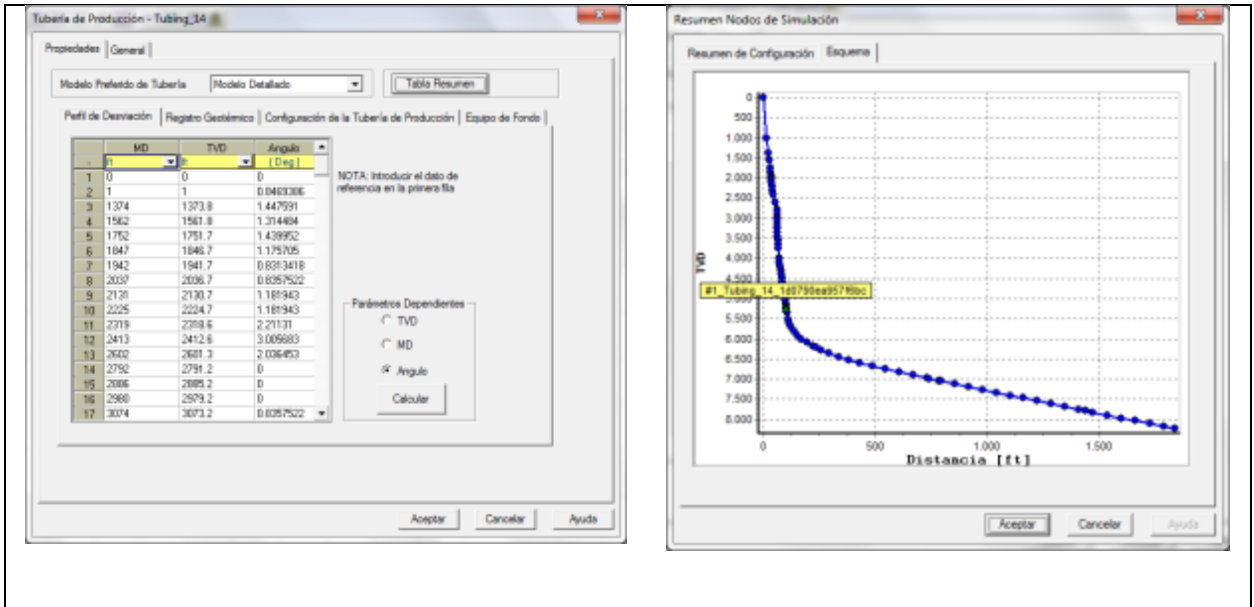
**Figura 16. Presión Estática y Temperatura**

The screenshot shows a software window titled "Terminación Vertical - VertWell\_14" with a standard Windows interface. It features three tabs: "Propiedades", "Modelo de Fluido", and "General", with "General" currently selected. The window is divided into several sections:

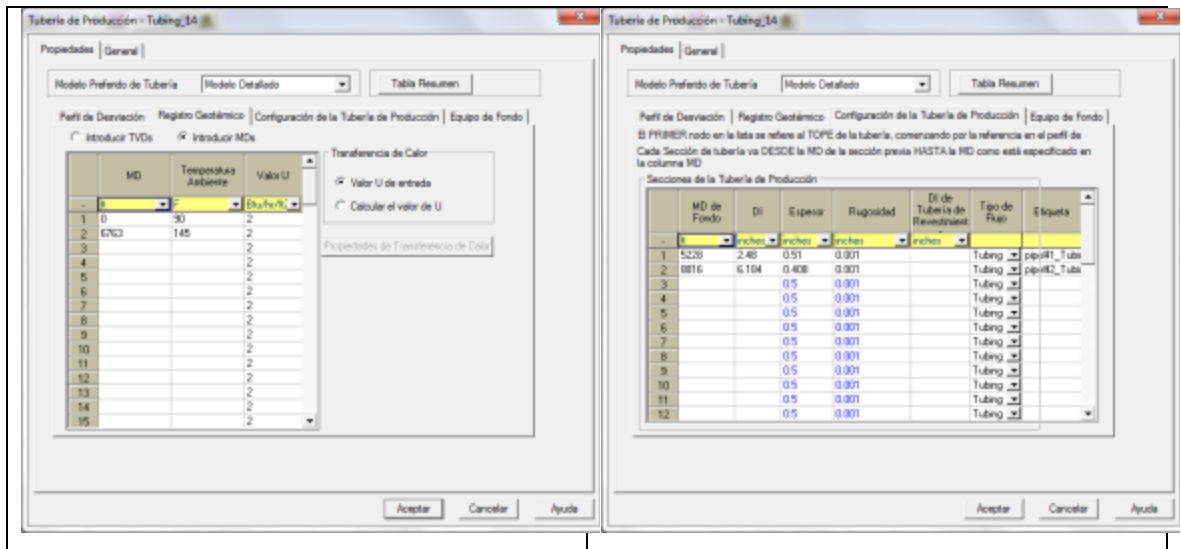
- Datos de Yacimiento:** Contains two input fields. "Presión Estática" has the value "2700" and a unit dropdown set to "psia". "Temperatura" has the value "145" and a unit dropdown set to "F".
- Modelo IPR:** Contains a "Tipo de Modelo" dropdown set to "Well PI" and a checkbox for "Válvula de Control de Flujo (VCF)" which is unchecked. A button labeled "Propiedades 'VCF'" is located to the right of the checkbox.
- Flow Rate Section:** Contains a "Liq.PI" dropdown, a text input field with the value "0.1859963", and a unit dropdown set to "STB/d/psi".
- Options:** A checked checkbox labeled "Usar Vogel por debajo del punto de burbuja".
- Buttons:** A "Calculate..." button is located below the flow rate section. At the bottom of the window are three buttons: "Aceptar", "Cancelar", and "Ayuda".

Para el tubing con base en el survey se ingresa la información siguiente, la cual se presenta en la figura 17 y 18.

**Figura 17. Información del Survey para Pozos Desviados**



**Figura 18. Información tubería de Producción**



### 3.2.2 Construcción del Modelo del Fluido

De acuerdo a la información de las propiedades del fluido se ingresa la información requerida como se presenta en la figura 19.

**Figura 19. Información Modelo del Fluido**

VertWell\_14 - Propiedades del Modelo Petróleo Negro

Propiedades de Petróleo Negro | Datos de Viscosidad | Datos de Calibración Avanzada | Contaminantes | D. |

Importar...  
Exportar

Nombre del Fluido: UIS-02  
Comentario Opcional:

Propiedades a Condiciones Estándar

WCut	0	%
GOR	214	scf/STB
S.G. Gas	0.64	
G.E. Agua	1.02	
API	19	

Datos de Calibración en el Pb (Opcional pero Recomendado)

Presión: [ ] psia  
Temperatura: [ ] F  
Rsb: [ ] scf/STB

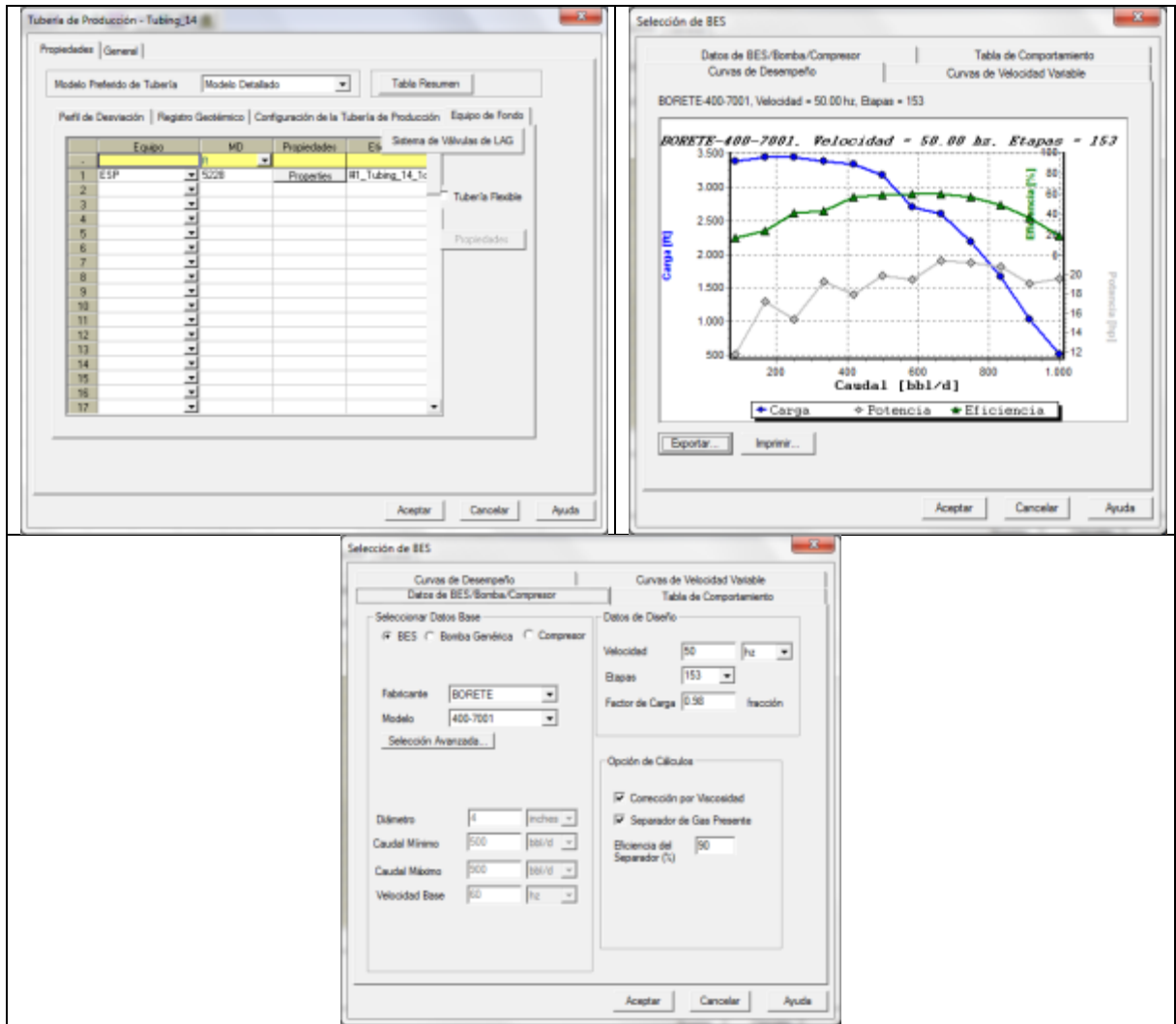
Correlación de Gas en Solución  
Rs y Pb: Lasater

Aceptar Cancelar Ayuda

### 3.2.3 Selección del Sistema de Levantamiento

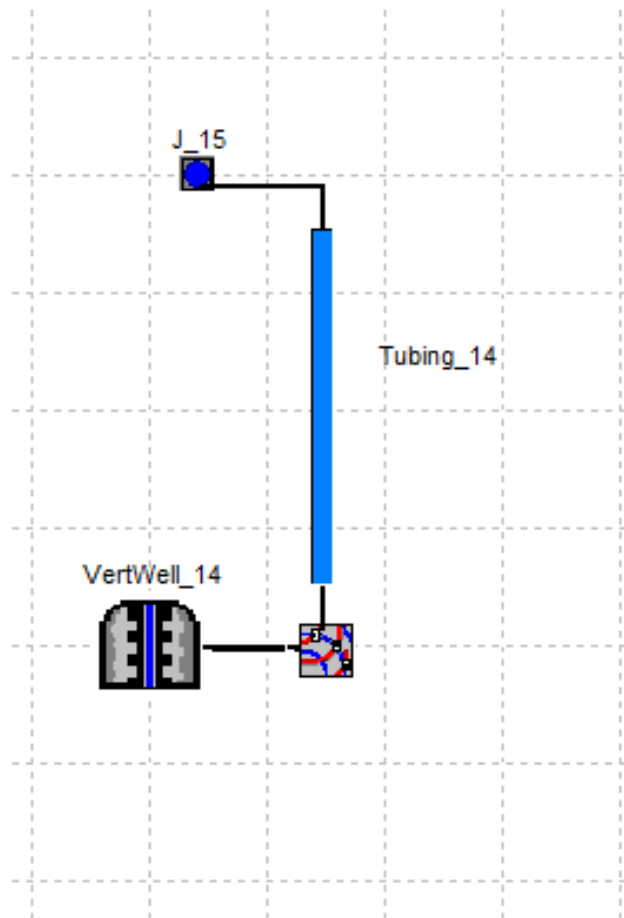
De acuerdo al estado mecánico del pozo UIS -01 ANEXO B, se selecciona el equipo de la base de datos u en su defecto se debe ingresar la información requerida del fabricante respecto a la curva de cabeza y eficiencia del equipo para incluirla en la base de datos. Para el caso del actual modelamiento fue necesario ingresar las diferentes curvas de los equipos. A continuación, se presenta el proceso realizado. En la figura 20, se presenta la selección del Sistema de Levantamiento

Figura 20. Selección Sistema de Levantamiento



Con el ingreso de esta información en el software se podrá modelar el pozo a sus condiciones ideales y su representación aparece en la figura 21.

**Figura 21. Representación del Pozo en el Software de Simulación**



### **3.3 AJUSTE A LAS CONDICIONES ACTUALES**

El siguiente paso es ajustarlo a las condiciones actuales, para ello se realizan los siguientes pasos:

- Se debe realizar el ajuste de la PIP Dinámica actual del pozo Fig 22, esto se hace ajustando el factor de carga del equipo para los pozos con sistemas de levantamiento ESP y PCP y para el caso de Bombeo Mecánico Fig 23 se hace mediante eficiencias del separador de gas en los casos en que exista.

Figura 22. Ajuste de la PIP Dinámica del Pozo

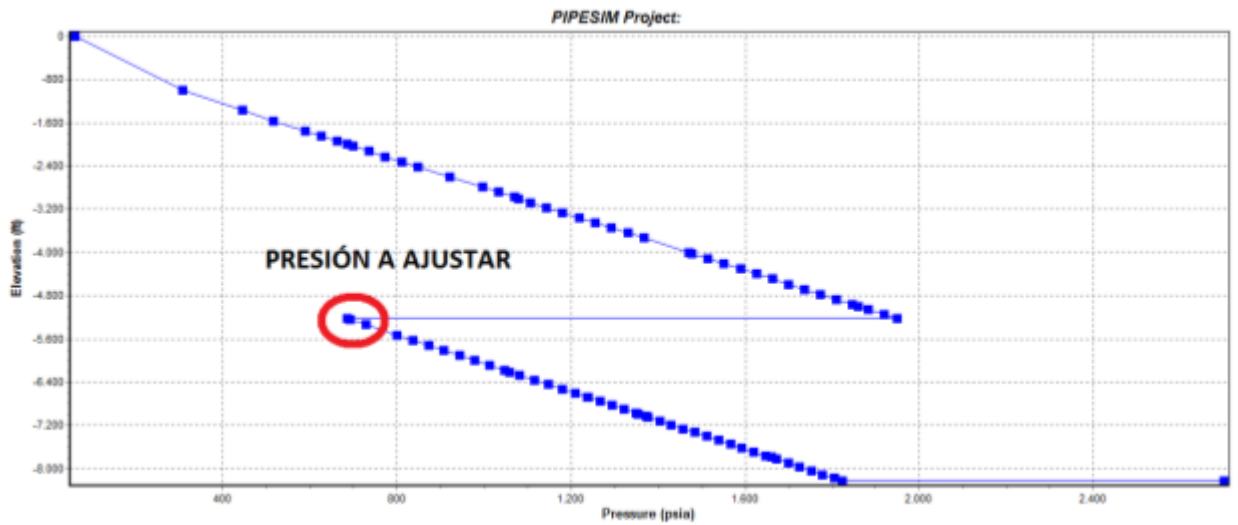


Figura 23. AJUSTE FACTOR DE CARGA ESP

The image shows a software dialog box titled "Selección de BES". It has two tabs: "Curvas de Desempeño" and "Curvas de Velocidad Variable". The "Curvas de Desempeño" tab is active, showing "Datos de BES/Bomba/Compresor". Under "Seleccionar Datos Base", the "BES" radio button is selected. The "Fabricante" dropdown is set to "BORETE" and the "Modelo" dropdown is set to "400-7001". There is a "Selección Avanzada..." button. Below this, there are input fields for "Diámetro" (4 inches), "Caudal Mínimo" (500 bbl/d), "Caudal Máximo" (900 bbl/d), and "Velocidad Base" (60 hz). The "Curvas de Velocidad Variable" tab is also visible, showing "Tabla de Comportamiento" with "Datos de Diseño" including "Velocidad" (50 hz), "Etapas" (153), and "Factor de Carga" (0.98 fracción). The "Factor de Carga" field is circled in orange. Under "Opción de Cálculos", there are checkboxes for "Corrección por Viscosidad" and "Separador de Gas Presente", both checked, and an "Eficiencia del Separador (%)" field set to 90. At the bottom are "Aceptar", "Cancelar", and "Ayuda" buttons.

- En el momento en el que la PIP Dinámica del pozo coincide con la real se debe tomar el registro de la LPI emitido en el software Figura 24 y debe ser cargado nuevamente en el numeral que describe la construcción del pozo Figura 25

Figura 24. Registro de LPI

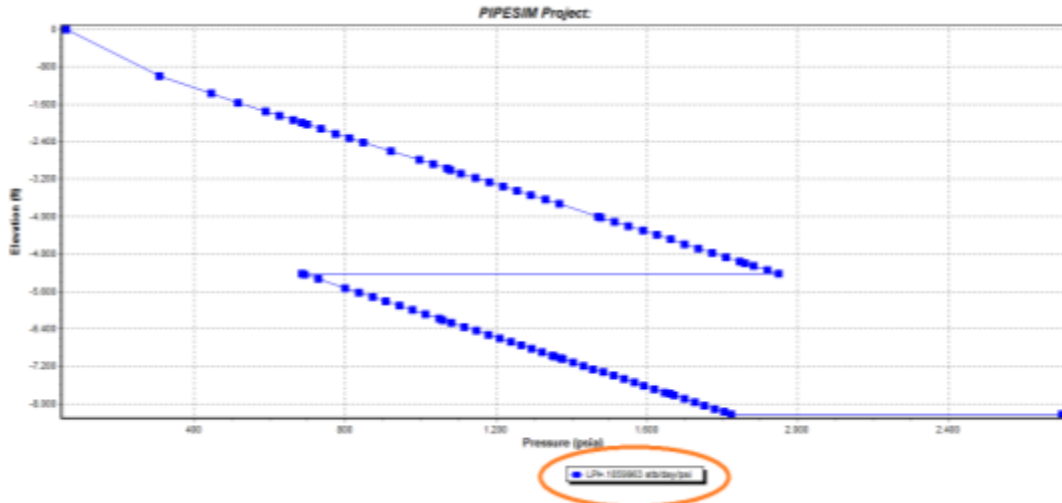
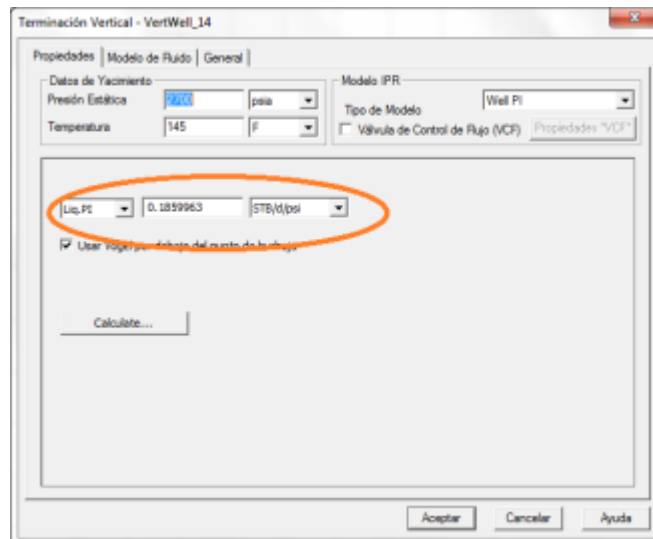
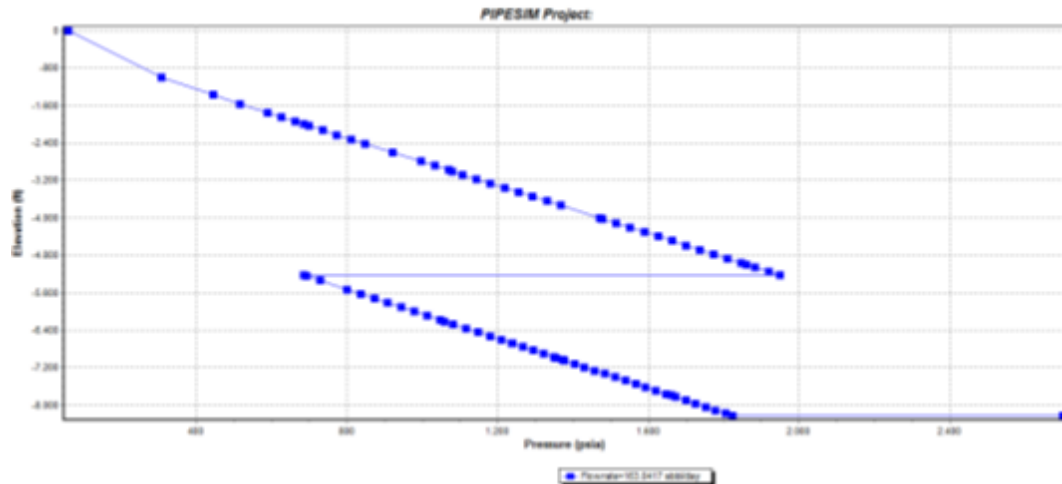


Figura 25. Carga del LPI en el Modelo del Pozo



Con estos ajustes se realiza la corrida del pozo mediante la aplicación *Operaciones/Perfil Presión/Temperatura* del software y se verifican los resultados de las variables simuladas con las reales Figura 26.

**Figura 26. Verificación de las Condiciones Simuladas con las Reales**



Este proceso debe ser realizado para cada uno de los pozos a modelar en la red y tomado como input la información de los anexos.

### 3.4 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE SUPERFICIE

Los datos de longitudes y diámetros de las líneas de flujo se presenta en la tabla 1. en la que describe las líneas de flujo de cada uno de los pozos y la de los colectores de llegada a la Estación de Recolección.

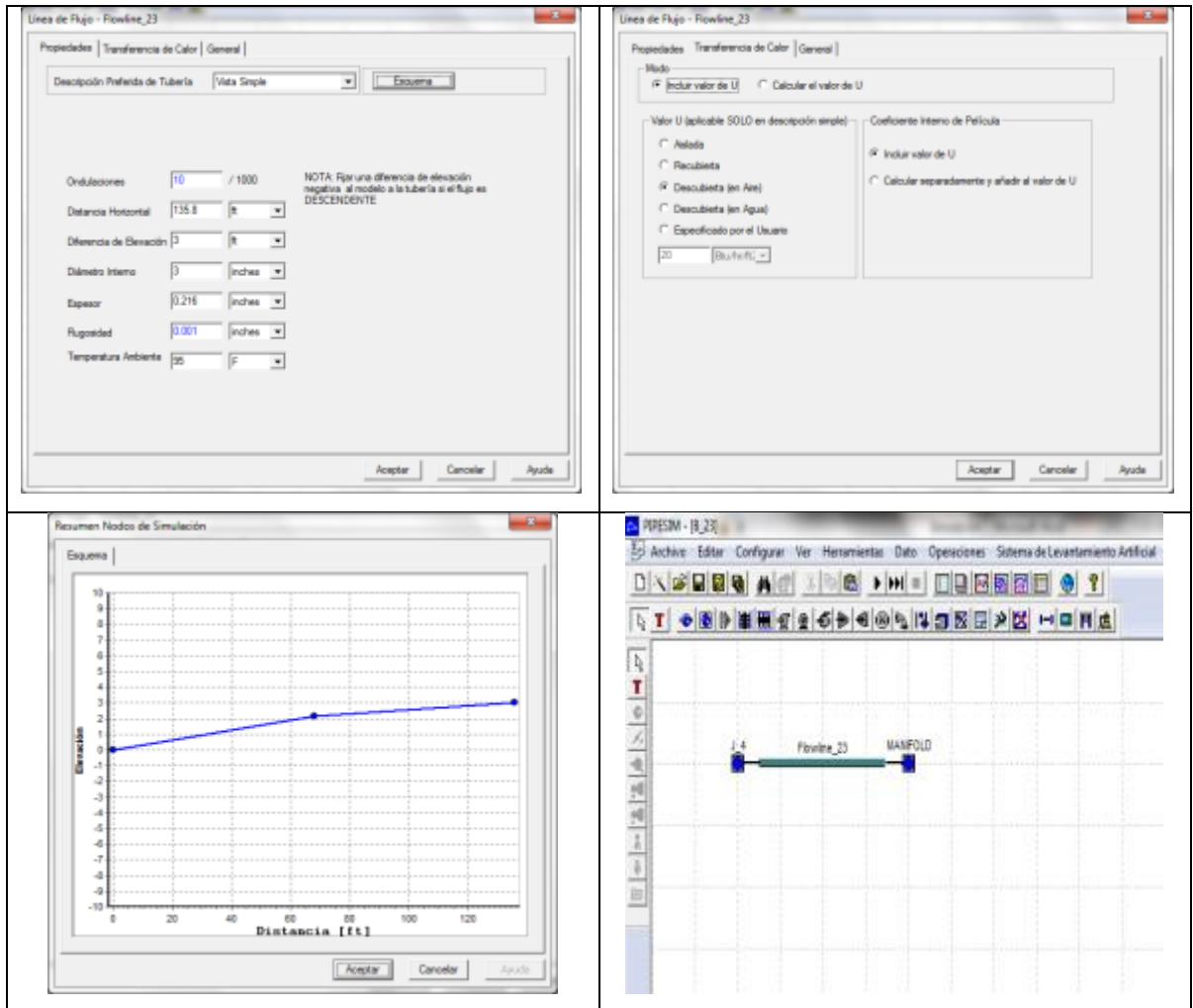
Para algunos pozos se contó con un perfil topográfico detallado de la línea de flujo, para pozos en los cuales no se cuenta con perfil topográfico se utilizó la elevación del terreno consignado en los estados mecánicos para determinar la diferencia de elevación entre los diferentes elementos del sistema de recolección.

A continuación se presenta el proceso de ingreso de la información para las tuberías de flujo del modelo Figura 27

**Tabla 9. Información de Líneas de Flujo y Colectores**

POZO	TRAMO	LONGITUD (FT)	DIAMETRO (PULG)
UIS 01	B-23	135,83	3
UIS 02	B-39	158,15	4
UIS 03	B-29	139,66	4
UIS 04	B-40	100,18	4
UIS 05	B-37	620,11	3
UIS 06	B-36	659,41	3
UIS 07	B-31	334,62	3
UIS 08	B-2	111	3
UIS 09	B-3	306,43	3
UIS 10	B-4	331,42	3
UIS 11	B-5	446,22	3
UIS 12	B-6	62,37	3
UIS 13	B-7	420,52	3
UIS 14	B-8	374,02	3
UIS 15	B-9	267,12	3
COLECTOR 8"	B-15	3323,52	8
COLECTOR 6"	B-10	3549,91	6
COLECTOR ESTC	B-16	76,1	8

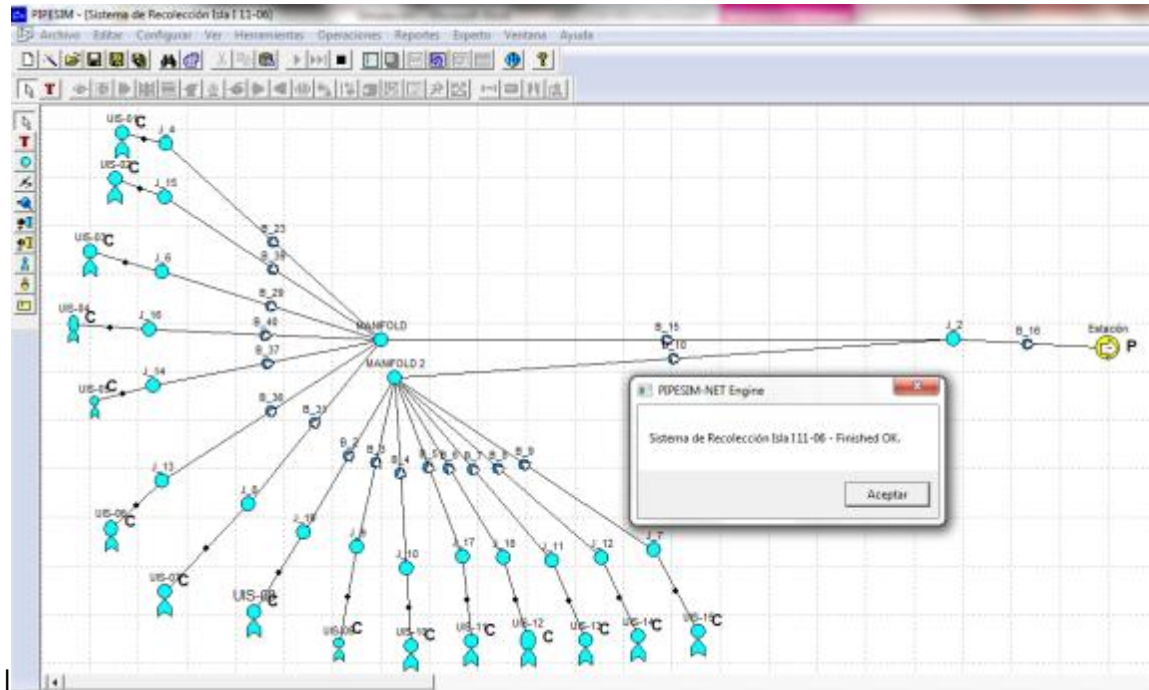
**Figura 27. Ingreso de la Información y Presentación de las Líneas de Flujo**



### 3.5 PRESENTACIÓN DEL SISTEMA

Con el ingreso de la información relacionada en los numerales anteriores, queda construido en su totalidad el sistema y se procede a realizar la corrida de la simulación. Las siguientes figuras presentan el modelo final y un preliminar del informe de resultados.

Figura 28. Presentación del Modelo de Simulación e Informe Preliminar de Resultados



Branch Name	UIS-01	UIS-02	UIS-03	UIS-04	UIS-05	UIS-06	UIS-07	UIS-08	UIS-09
Branch No	18	20	21	22	23	24	25	26	27
Branch Type	Source	Source	Source	Source	Source	Source	Source	Source	Source
Boundary condition	PQ File	PQ File	PQ File	PQ File	PQ File	PQ File	PQ File	PQ File	PQ File
Flowing from	UIS-01	UIS-02	UIS-03	UIS-04	UIS-05	UIS-06	UIS-07	UIS-08	UIS-09
to	J_4	J_15	J_4	J_14	J_14	J_14	J_14	J_19	J_9
Flow direction	Forward	Forward	Forward	Forward	Forward	Forward	Forward	Forward	Forward
Inlet									
Temperature	F	145.00000	145.00000	145.00000	145.00000	145.00000	145.00000	145.00000	145.00000
Pressure	psia	1040.0000	2700.0000	2279.0000	2700.0000	2600.0000	1214.0000	1446.0000	2098.0000
Enthalpy	Btu/lb	80.984949	80.214282	79.140843	122.28254	132.04641	100.10987	103.21618	103.12140
Mass Flowrate	lb/sec	-78222358	-64857809	1.5575641	2.4092170	-64904320	2.4949110	-40194778	-23719554
Stock-tank Liquid	sm3/day	200.00324	149.01334	284.29138	643.20422	138.01144	898.29977	97.284079	61.487523
Stock-tank Oil	sm3/day	140.00241	114.25240	244.69099	250.95043	60.755120	404.20563	53.479224	39.446392
Stock-tank Gas	sm3/day	-0.0000000	-0.0000000	-0.0000000	-0.0000000	-0.0000000	-0.0000000	-0.0000000	-0.0000000
Flowing Liquid	sm3/day	229.28727	184.28847	427.74653	879.17944	144.92562	852.98174	103.11701	44.390214
Flowing Oil	sm3/day	169.13443	174.43034	409.30385	282.30854	60.742715	715.77323	89.778724	49.287483
Flowing Gas	sm3/day	-0.0000000	-0.0000000	-0.0000000	-0.0000000	-0.0000000	-0.0000000	-0.0000000	-0.0000000
Flowing Gas	of/min	-0.04247446	0.0000000	0.0000000	0.0000000	1.1444342	-7.9497770	-1.1774988	-2.9110250
Outlet									
Temperature	F	86.711404	90.456721	86.492939	115.26917	94.112446	112.49543	93.297712	91.454922
Pressure	psia	46.014221	45.294204	45.942279	45.904070	44.730425	30.634149	44.244499	44.571261
Enthalpy	Btu/lb	55.940128	46.047841	51.514236	92.970094	74.979241	73.711844	46.491967	71.546125
Mass Flowrate	lb/sec	-77114801	-62484827	1.5410443	2.5942913	-55325026	2.3457930	-39548226	-23718524
Stock-tank Liquid	sm3/day	200.00324	149.01333	284.29137	643.20422	138.01144	898.29974	97.284079	61.487523
Stock-tank Oil	sm3/day	140.00241	114.25240	244.69097	250.95043	60.755120	404.20562	53.479224	39.446392
Stock-tank Gas	sm3/day	-0.0000000	-0.0000000	-0.0000000	-0.0000000	-0.0000000	-0.0000000	-0.0000000	-0.0000000
Flowing Liquid	sm3/day	203.17679	170.78114	401.70655	854.06490	139.54313	858.04399	90.268439	52.180124
Flowing Oil	sm3/day	142.96983	159.96119	373.94199	257.98928	61.852409	420.96109	54.264254	40.239451
Flowing Gas	sm3/day	-0.0000000	-0.0000000	-0.0000000	-0.0000000	-0.0000000	-0.0000000	-0.0000000	-0.0000000
Flowing Gas	of/min	2.9947324	2.5941243	13.187452	0.1931320	1.4451574	29.013393	-29588254	13.522499
Heat Loss	lb/sec	-0.2103477	-0.1008681	-0.2221705	-0.1192571	-1.1481234	-1.2912301	-0.1148310	0.2000000
Heat Loss	Btu/hr	36599.436	78238.042	167144.33	229392.09	140240.34	220145.42	42848.424	24970.101
State		Stable	Stable	Stable	Stable	Stable	Stable	Stable	Stable
Frictional Drop	psia	329.49592	997.08049	429.05890	1106.9809	1109.9152	1054.3203	879.23507	1240.4514
including shoes	psia	0.0000000	0.0000000	0.0000000	0.0000000	0.0000000	0.0000000	0.0000000	0.0000000
Elevational Drop	psia	2394.4342	1497.9229	1427.9498	1297.4224	472.70820	1322.3204	842.44675	2199.5321

### 3.6 EVALUACIÓN Y ANALISIS DE RESULTADOS

#### 3.2.4 Identificación de las Limitaciones Hidráulicas en Superficie

Las premisas que se tomarán para el análisis de restricciones del sistema de superficie son las siguientes:

- **Velocidad de Líquido**

$$3 < V\left(\frac{ft}{seg}\right) < 15$$

- **Velocidad de Gas**

$$10 < V\left(\frac{ft}{seg}\right) < 60$$

- **Caída de Presión**

$$0.3 < \Delta P_{gas} < 1,5 \left(\frac{psi}{100ft}\right)$$

$$5 (psi) < \Delta P_{oil} \left(\frac{psi}{100ft}\right)$$

- **Velocidad de Erosión**

$$V_{gas} \leq V_{erosión}$$

En la tabla 10, se presentan los valores de las diferentes variables, resultado de la simulación de las condiciones actualmente del sistema. Realizando el análisis de los resultados consignados, y comparándolos con las premisas de diseño anteriormente consignadas, se concluye que existe limitación por baja velocidad de flujo en las líneas de los diferentes pozos. Esta condición actualmente no evidencia inconvenientes, salvo posibles flujos tipo tapón; pero a futuro con la implementación del recobro secundario por medio de reinyección de agua, el porcentaje de arenas aumentara e iniciara el depósito en las líneas de superficie generando taponamientos.

**Tabla 10. Resultados de Variables de Líneas de Flujo en Superficie**

POZO	TRAMO	LONGITUD (FT)	PRESIÓN (PSI)	VELOCIDAD MAX. LIQUIDO (FT/SEG)	VELOCIDAD MAX. GAS (FT/SEG)	VEL. MAX EROSIÓN (FT/SEG)	MAX. RELACIÓN DE EROSIÓN	PRODUCCIÓN DE CRUDO (BPD)	PRODUCCIÓN DE GAS (MMSCFD)	$\Delta P$ (PSI)	$\Delta P$ (PSI/100 FT)
UIS 01	B-23	135,83	61	0,5	1,8	25,2	0,04	199,98	0,013	1	0,74
UIS 02	B-39	158,15	62	0,2	1,3	29,5	0,021	162,65	0,016	2	1,26
UIS 03	B-29	139,66	61	0,7	3,1	35,5	0,06	374,124	0,055	1	0,72
UIS 04	B-40	100,18	60	0,9	2,7	24,8	0,071	617,714	0,038	1	1,00
UIS 05	B-37	620,11	62	0,4	1,3	23	0,026	136,619	0,007	2	0,32
UIS 06	B-36	659,41	71	6,7	11,3	39,5	0,266	827,732	0,157	11	1,67
UIS 07	B-31	334,62	62	0,2	1,4	20,7	0,016	95,059	0,004	2	0,60
UIS 08	B-2	111	65	0,7	3,7	81,9	0,04	51,487	0,056	4	3,60
UIS 09	B-3	306,43	66	1,7	3	25,3	0,098	470,091	0,033	5	1,63
UIS 10	B-4	331,42	66	2,3	3	19,2	0,136	850,549	0,026	5	1,51
UIS 11	B-5	446,22	72	7	32,5	132,4	0,24	144,997	0,561	11	2,47
UIS 12	B-6	62,37	65	0,1	1,1	46,2	0,015	39,996	0,012	4	6,41
UIS 13	B-7	420,52	65	0,3	2	88,4	0,019	23,363	0,03	4	0,95
UIS 14	B-8	374,02	65	0,2	2,1	96,8	0,016	20	0,032	4	1,07
UIS 15	B-9	267,12	62	0,3	2	17,2	0,031	221,66	0,005	1	0,37
COLECTOR 8"	B-15	3323,52	60	1,7	4,2	33	0,091	2413,815	0,289	5	0,15
COLECTOR 6"	B-10	3549,91	61	5,6	14,6	57,5	0,228	1822,15	0,755	6	0,17
COLECTOR ESTC	B-16	76,1	55	5,8	12	46	0,229	4235,965	1,044	1	1,31

### 3.2.5 Análisis Nodal Disminución de la Presión de Separación en la Estación

En la estación de recolección existe la posibilidad de variar la presión en el Sistema de Separación, manteniendo la premisa de obtener la mayor cantidad de crudo a los tanques. Actualmente la estación maneja una presión de 55 psi y se realizará una sensibilidad de esta variable con el objetivo de analizar la mejor condición de recuperación de aceite en los tanques de la estación. En la siguiente Tabla 11 se presentan los resultados.

**Tabla 11. Sensibilización de la Presión en la Estación**

POZO	PRESIÓN ESTC (PSI)	PRESIÓN EN CABEZA (PSI)	PRODUCCIÓN DE FLUIDO (BPD)	PRODUCCIÓN N DE GAS (MMSFCD)	POZO	PRESIÓN ESTC (PSI)	PRESIÓN EN CABEZA (PSI)	PRODUCCIÓN DE FLUIDO (BPD)	PRODUCCIÓN DE GAS (MMSFCD)
UIS-01	30	37	199,982	0,013	UIS-05	30	34	139,043	0,007
	35	41	199,982	0,013		35	39	138,552	0,007
	40	46	199,981	0,013		40	45	138,012	0,007
	45	51	199,981	0,013		45	51	137,461	0,007
	50	56	199,981	0,013		50	57	136,96	0,007
	55	61	199,98	0,013		55	62	136,619	0,007
UIS-02	60	66	199,98	0,013	60	66	136,284	0,007	
	30	36	171,414	0,016	UIS-06	30	54	845,373	0,159
	35	40	169,794	0,016		35	56	842,604	0,159
	40	45	168,014	0,016		40	60	839,302	0,158
	45	50	166,198	0,016		45	63	835,754	0,157
	50	56	164,375	0,016		50	67	831,608	0,158
55	62	162,65	0,016	55		71	827,732	0,157	
UIS-03	60	67	160,956	0,016	60	75	823,749	0,156	
	30	37	407,014	0,058	UIS-07	30	38	98,744	0,004
	35	41	400,885	0,057		35	42	98,025	0,004
	40	46	394,297	0,057		40	46	97,236	0,004
	45	51	387,599	0,056		45	52	96,431	0,004
	50	56	380,944	0,056		50	57	95,721	0,004
55	61	374,124	0,055	55		62	95,059	0,004	
UIS-04	60	66	367,268	0,055	60	68	94,407	0,004	
	30	37	660,627	0,039	UIS-08	30	46	51,487	0,056
	35	41	652,33	0,038		35	49	51,487	0,056
	40	46	643,214	0,038		40	53	51,487	0,056
	45	51	634,365	0,038		45	57	51,487	0,056
	50	55	626,176	0,038		50	61	51,487	0,056
55	60	617,714	0,038	55		65	51,487	0,056	
60	65	609,38	0,038	60	69	51,487	0,056		

POZO	PRESIÓN ESTC (PSI)	PRESIÓN EN CABEZA (PSI)	PRODUCCIÓN DE FLUIDO (BPD)	PRODUCCIÓN N DE GAS (MMSFCD)	POZO	PRESIÓN ESTC (PSI)	PRESIÓN EN CABEZA (PSI)	PRODUCCIÓN DE FLUIDO (BPD)	PRODUCCIÓN DE GAS (MMSFCD)
UIS-09	30	46	505,522	0,034	UIS-13	30	46	23,364	0,03
	35	50	499,118	0,034		35	49	23,364	0,03
	40	53	492,262	0,034		40	53	23,364	0,03
	45	57	485,064	0,034		45	57	23,364	0,03
	50	62	477,538	0,033		50	61	23,364	0,03
	55	66	470,091	0,033		55	65	23,363	0,03
UIS-10	60	70	462,683	0,033	60	70	23,363	0,03	
	30	47	895,31	0,027	UIS-14	30	46	20	0,032
	35	51	887,742	0,027		35	49	20	0,032
	40	54	879,633	0,027		40	53	20	0,032
	45	58	870,283	0,026		45	57	20	0,032
	50	62	860,499	0,026		50	61	20	0,032
55	66	850,549	0,026	55		65	20	0,032	
UIS-11	60	70	840,272	0,026	60	70	20	0,032	
	30	56	144,998	0,561	UIS-15	30	40	226,312	0,005
	35	58	144,998	0,561		35	44	225,475	0,005
	40	61	144,997	0,561		40	48	224,579	0,005
	45	64	144,997	0,561		45	52	223,639	0,005
	50	68	144,997	0,561		50	57	222,658	0,005
55	72	144,997	0,561	55		62	221,66	0,005	
UIS-12	60	75	144,997	0,561	60	67	220,637	0,005	
	30	46	39,997	0,012	ESTACIÓN DE RECOLECCIÓN	30	30	4429,127	1,052
	35	49	39,997	0,012		35	35	4394,293	1,051
	40	53	39,997	0,012		40	40	4356,318	1,049
	45	57	39,997	0,012		45	45	4316,564	1,048
	50	61	39,996	0,012		50	50	4276,248	1,046
55	65	39,996	0,012	55		55	4235,965	1,044	
60	70	39,996	0,012	60	60	4195,41	1,042		

Con los resultados presentados en la anterior tabla se concluye lo positivo de bajar en cierto porcentaje la presión de la estación, esta operación, aumenta la recuperación de fluido en la estación en 193 BFD y en 0,008 MMSFCD. Se observa que los pozos que son sensibles al aumento de caudal por la disminución de esta presión, son aquellos que tienen como Sistema de Levantamiento Artificial ESP o PCP. En el capítulo siguiente, se realizara el análisis económico debido a la variación de la presión en la estación.

### **3.2.6 Análisis Nodal Aumentando Frecuencia y RPM a los Equipos de Fondo**

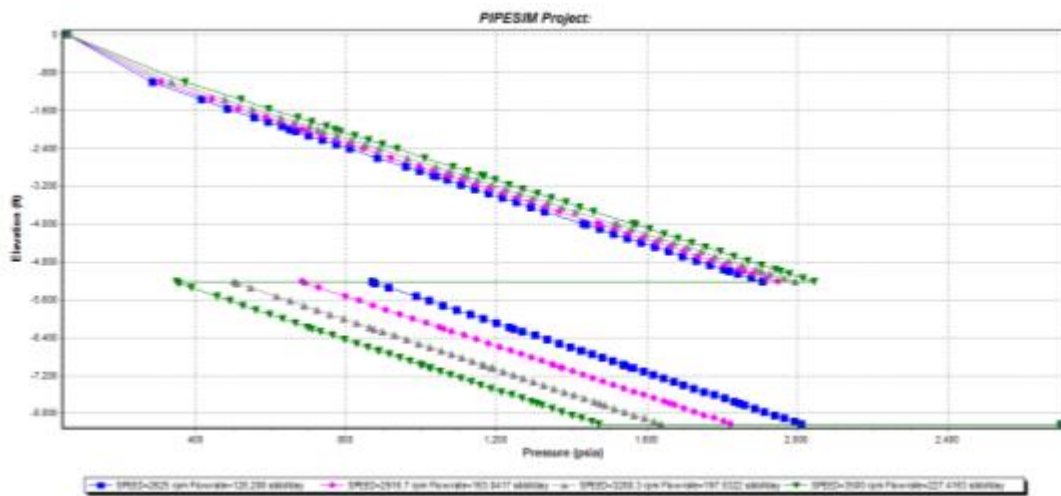
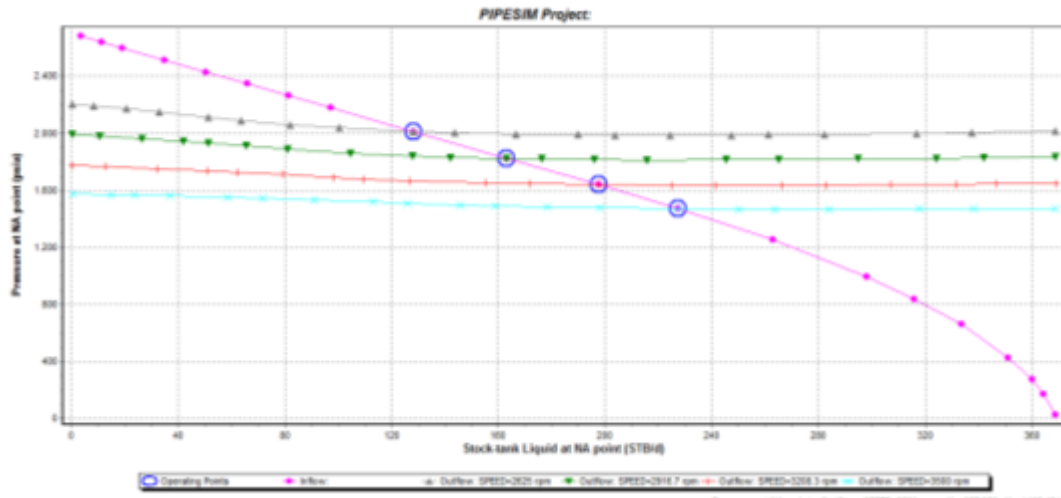
Se realizara el análisis de la variación de la velocidad de operación de los equipos de fondo para sistemas de levantamiento ESP y PCP. En la práctica las variaciones de velocidad de operación de los equipos de fondo se deben hacer de manera gradual, sin tener cambios bruscos en el aumento de las rpms en especial para pozos donde el aporte de arena es significativo. Se tendrá como valor limite la velocidad en la que esta no genere un valor inferior a la PIP límite definido para cada uno de los pozos.

Se presenta a continuación las alternativas generadas para la optimización de los pozos UIS-02, UIS-03, UIS-04, UIS-05, UIS-06, UIS-07, UIS-09, UIS-10, UIS-15

- **UIS-02**

El pozo UIS-02, actualmente trabaja a una frecuencia de 50 hz y tiene una PIP límite de 453 psi. A continuación se presentan la Figura 29 y tabla 12 de resultados del análisis ejecutado.

Figura 29. Análisis Nodal Sensibilización Velocidad Variable Pozo UIS-02



**Tabla 12. Sensibilización Velocidad Variable Pozo UIS-02**

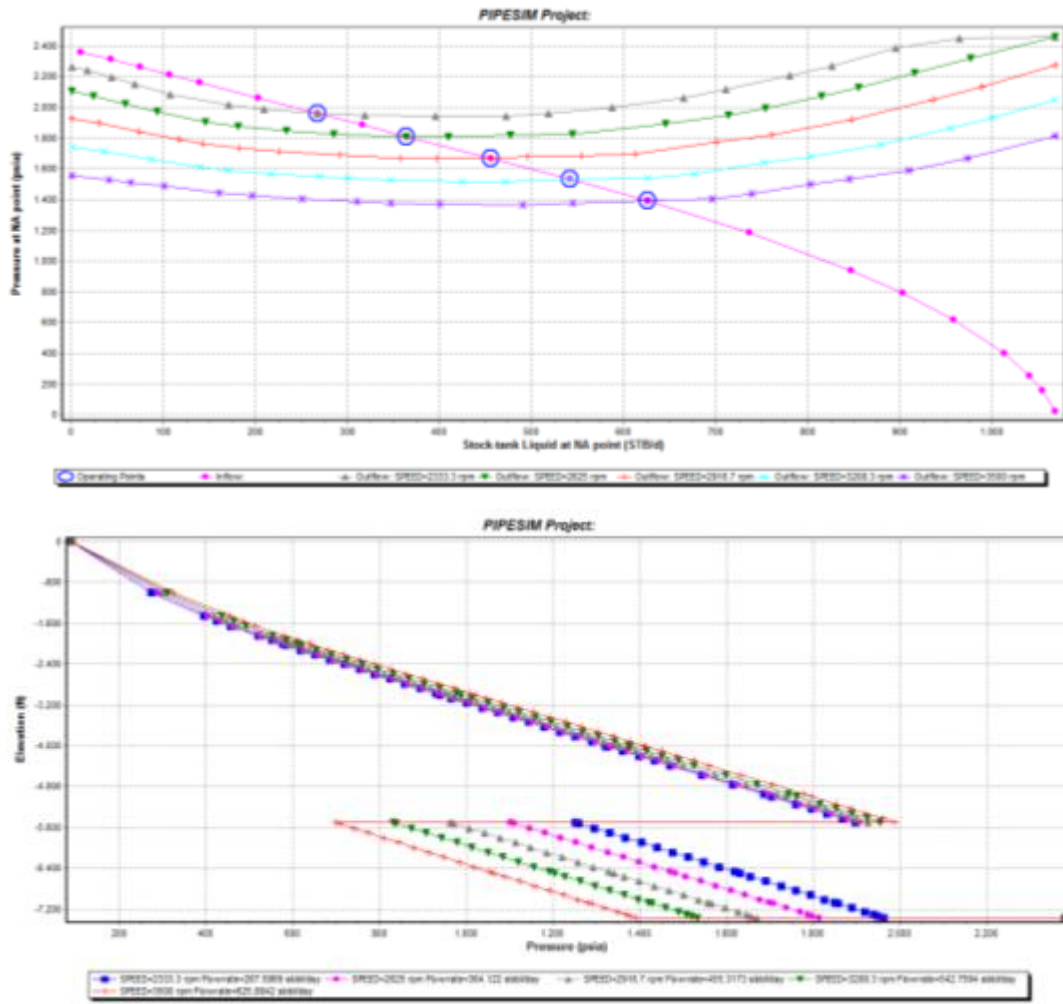
POZO	FRECUENCIA (HZ)	PIP (PSI)	PRODUCCIÓN DE FLUIDO (BPD)	POTENCIA (HP)
<b>UIS-02</b>	45	872,608	128,21	12,91
	50	687,621	163,04	17,70
	55	501,634	197,53	22,65
	60	355,076	227,42	27,40

De acuerdo a lo que se observa en los resultados, es viable realizar un aumento a la frecuencia de operación del equipo hasta 55 hz, en la cual, la PIP reportada es mayor a la PIP limite.

- **UIS-03**

El pozo UIS-03, actualmente trabaja a una frecuencia de 45 hz y tiene una PIP límite de 945 psi. A continuación se presentan la figura 30 y tabla 13 de resultados del análisis ejecutado.

Figura 30. Análisis Nodal Sensibilización Velocidad Variable Pozo UIS-03



**Tabla 13. Sensibilización Velocidad Variable Pozo UIS-03**

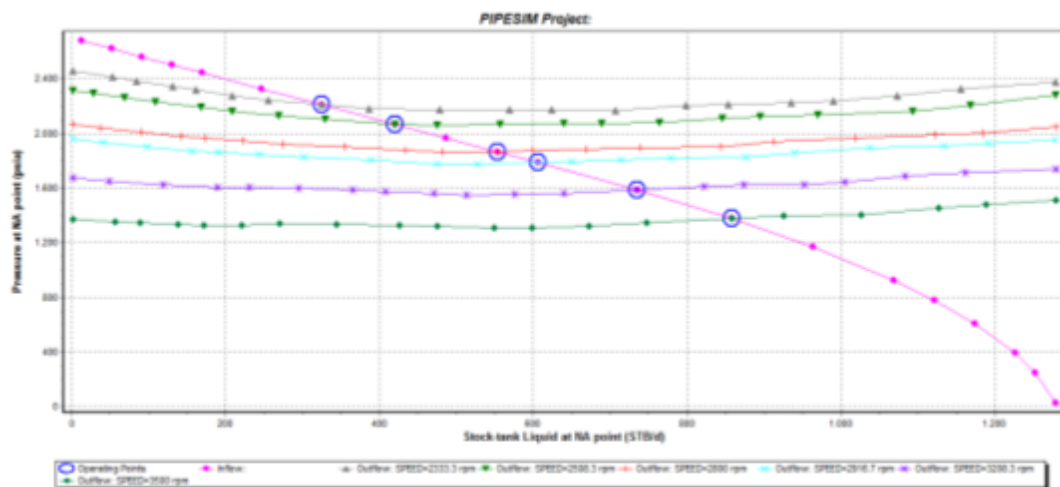
POZO	FRECUENCIA (HZ)	PIP (PSI)	PRODUCCIÓN DE FLUIDO (BPD)	POTENCIA (HP)
UIS-03	40	1251,1	267,59	15,89
	45	1104,2	364,122	23,93
	50	971,12	455,32	34,71
	55	834,12	542,76	45,52
	60	703	625,88	59,93

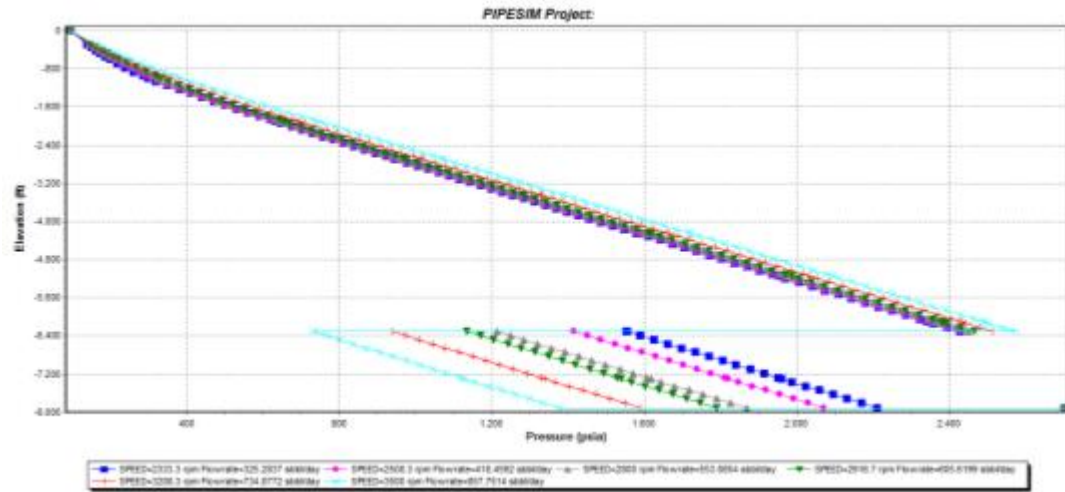
De acuerdo a lo que se observa en los resultados, es viable realizar un aumento a la frecuencia de operación del equipo hasta 50 hz, en la cual, la PIP reportada es mayor a la PIP limite.

- **UIS-04**

El pozo UIS-04, actualmente trabaja a una frecuencia de 43 hz y tiene una PIP límite de 1451 psi. A continuación se presentan la figura 31 y tabla14 de resultados del análisis ejecutado.

**Figura 31. Análisis Nodal Sensibilización Velocidad Variable Pozo UIS-04**





**Tabla 14. Sensibilización Velocidad Variable Pozo UIS-04**

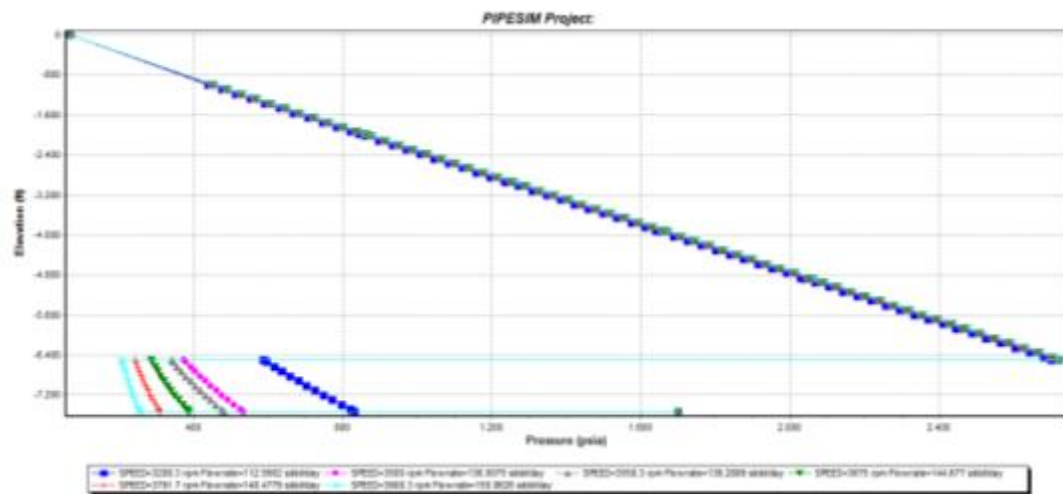
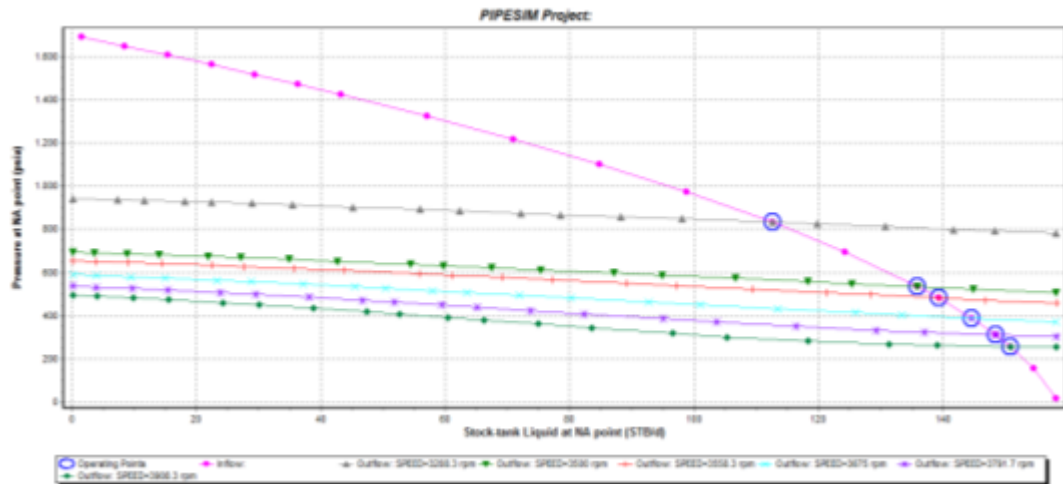
POZO	FRECUENCIA (HZ)	PIP (PSI)	PRODUCCIÓN DE FLUIDO (BPD)	POTENCIA (HP)
<b>UIS-04</b>	<b>40</b>	<b>1550</b>	<b>325,28</b>	<b>19,14</b>
	43	1416,65	418,46	25,92
	48	1211,042	553,09	36,794
	50	1131,96	605,62	41,59
	55	937,652	734,86	55,22
	60	729,8	857,75	71,35

Realizando el análisis de los resultados, no es viable realizar un aumento a la frecuencia de operación del equipo ya que actualmente de acuerdo a la simulación, este se encuentra trabajando por debajo de la PIP límite reportada.

- **UIS-05**

El pozo UIS-05, actualmente trabaja a una frecuencia de 60 hz y tiene una PIP límite de 369 psi. A continuación se presentan la figura 32 y tabla 15 de resultados del análisis ejecutado.

Figura 32. Análisis Nodal Sensibilización Velocidad Variable Pozo UIS-05



**Tabla 15. Sensibilización Velocidad Variable Pozo UIS-05**

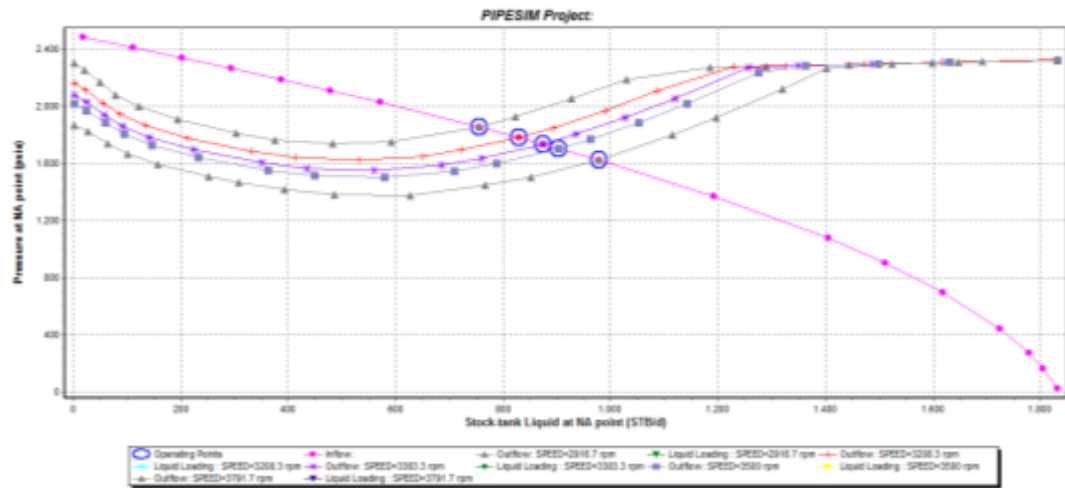
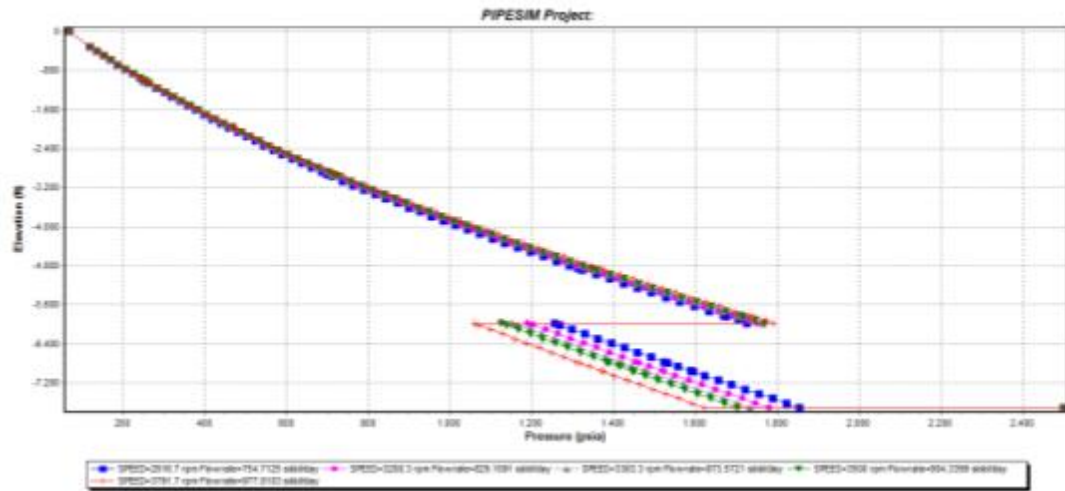
POZO	FRECUENCIA (HZ)	PIP (PSI)	PRODUCCIÓN DE FLUIDO (BPD)	POTENCIA (HP)
UIS-05	55	589,57	112,59	19,23
	60	379,24	150,86	24,53
	61	342,255	139,29	25,518
	63	286,78	144,68	27,405
	65	247,49	150,86	29,18
	67	205,89	150,86	30,84

Realizando el análisis de los resultados, no es viable realizar un aumento a la frecuencia de operación del equipo ya que actualmente, de acuerdo a la simulación, este se encuentra trabajando muy cerca de la PIP límite reportada y no permite optimización.

- **UIS-06**

El pozo UIS-06, actualmente trabaja a una frecuencia de 55 hz y tiene una PIP límite de 946 psi. A continuación se presentan la figura 33 y tabla 16 de resultados del análisis ejecutado.

Figura 33. Análisis Nodal Sensibilización Velocidad Variable Pozo UIS-06



**Tabla 16. Sensibilización Velocidad Variable Pozo UIS-06**

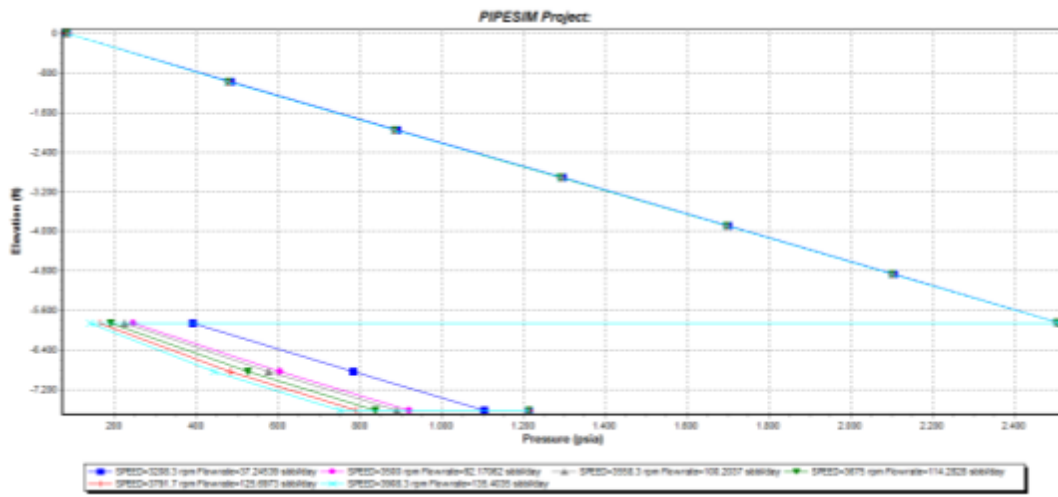
POZO	FRECUENCIA (HZ)	PIP (PSI)	PRODUCCIÓN DE FLUIDO (BPD)	POTENCIA (HP)
UIS-06	50	1258,32	754,71	25,23
	55	1190,86	829,11	33,39
	58	1150,81	873,57	39,002
	60	1127,62	904,34	43,07
	65	1062,269	977,81	54,33

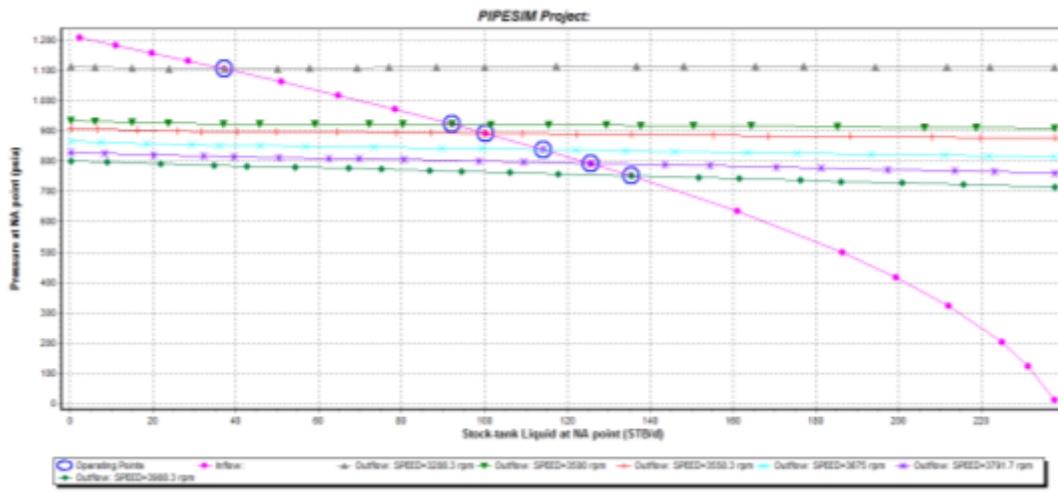
De acuerdo a lo que se observa en los resultados, es viable realizar un aumento a la frecuencia de operación del equipo hasta 65 hz, en la cual, la PIP reportada es mayor a la PIP limite.

- **POZO UIS-07**

El pozo UIS-07, actualmente trabaja a una frecuencia de 60 hz y tiene una PIP límite de 240 psi. A continuación se presentan la figura 34 y tabla 20 de resultados del análisis ejecutado.

**Figura 34. Análisis Nodal Sensibilización Velocidad Variable Pozo UIS-07**





**Tabla 20. Sensibilización Velocidad Variable Pozo UIS-07**

POZO	FRECUENCIA (HZ)	PIP (PSI)	PRODUCCIÓN DE FLUIDO (BPD)	POTENCIA (HP)
UIS-07	55	391,98	37,25	12,924
	60	244,49	92,17	16,359
	61	223,42	135,4	17,028
	63	191,82	114,28	18,346
	65	164,425	125,7	19,65
	67	143,36	135,41	20,93

Realizando el análisis de los resultados, no es viable realizar un aumento a la frecuencia de operación del equipo ya que actualmente, de acuerdo a la simulación, este se encuentra trabajando muy cerca de la PIP límite reportada y no permite optimización.

- **POZO UIS-09**

El pozo UIS-09, actualmente trabaja a una frecuencia de 45 hz y tiene una PIP límite de 1167 psi. A continuación se presentan la figura 35 y tabla 21 de resultados del análisis ejecutado.

Figura 35. Análisis Nodal Sensibilización Velocidad Variable Pozo UIS-09

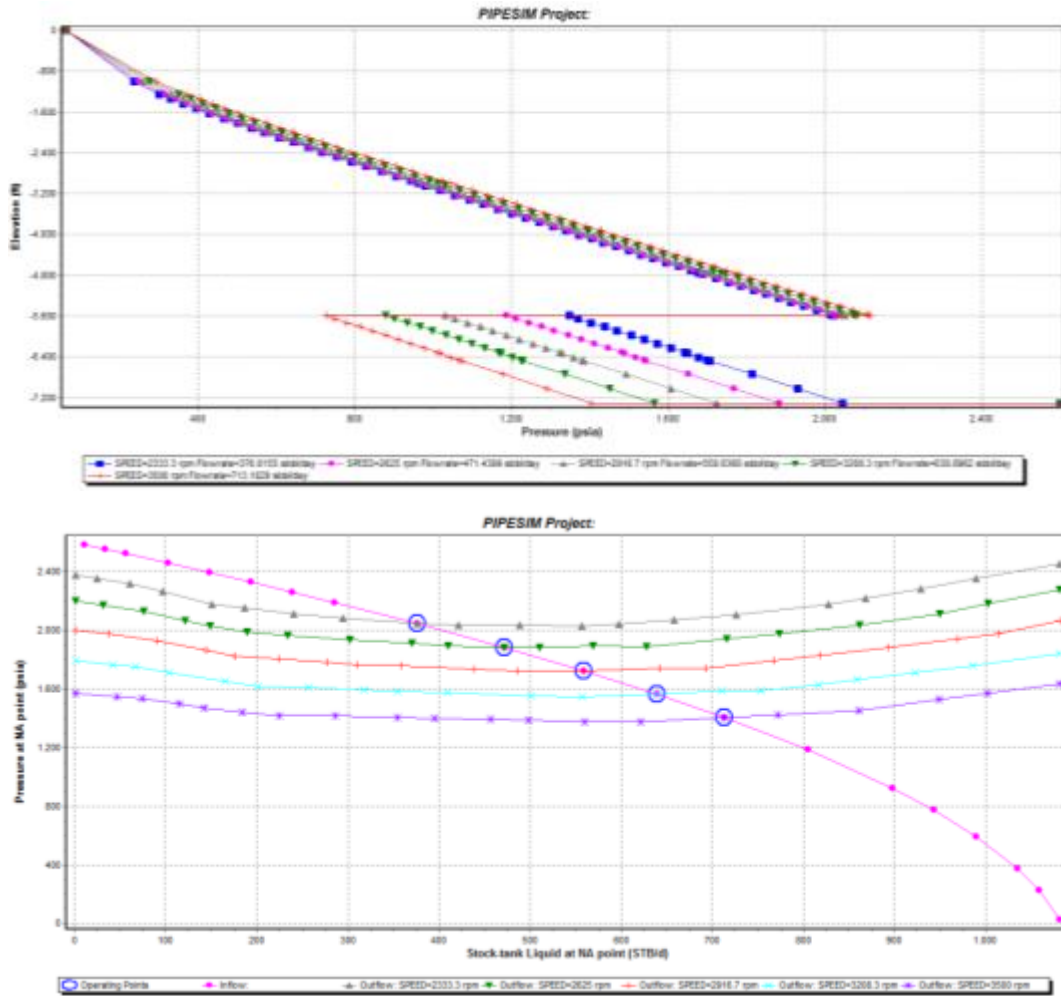


Tabla 21. Sensibilización Velocidad Variable Pozo UIS-09

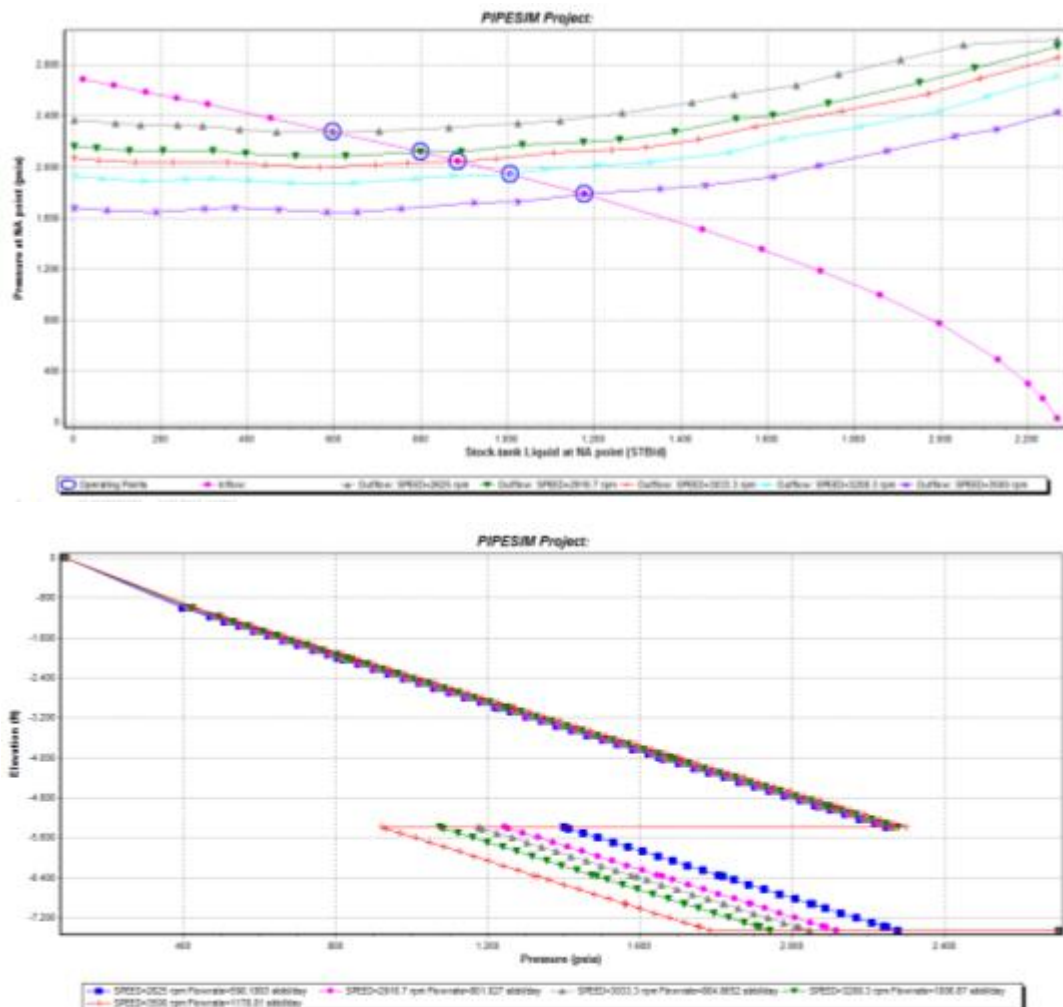
POZO	FRECUENCIA (HZ)	PIP (PSI)	PRODUCCIÓN DE FLUIDO (BPD)	POTENCIA (HP)
UIS-09	40	1343,49	713,1	15,37
	45	1187,5	471,42	22,51
	50	1029,32	558,64	31,222
	55	879,92	638,9	41,68
	60	728,32	713,1	53,80

Realizando el análisis de los resultados, no es viable realizar un aumento a la frecuencia de operación del equipo ya que actualmente, de acuerdo a la simulación, este se encuentra trabajando muy cerca de la PIP límite reportada y no permite optimización.

- **POZO UIS-10**

El pozo UIS-10, actualmente trabaja a una frecuencia de 50 hz y tiene una PIP límite de 772 psi. A continuación se presentan la figura 36 y tabla 22 de resultados del análisis ejecutado.

**Figura 36. Análisis Nodal Sensibilización Velocidad Variable Pozo UIS-10**



**Tabla 22. Sensibilización Velocidad Variable Pozo UIS-10**

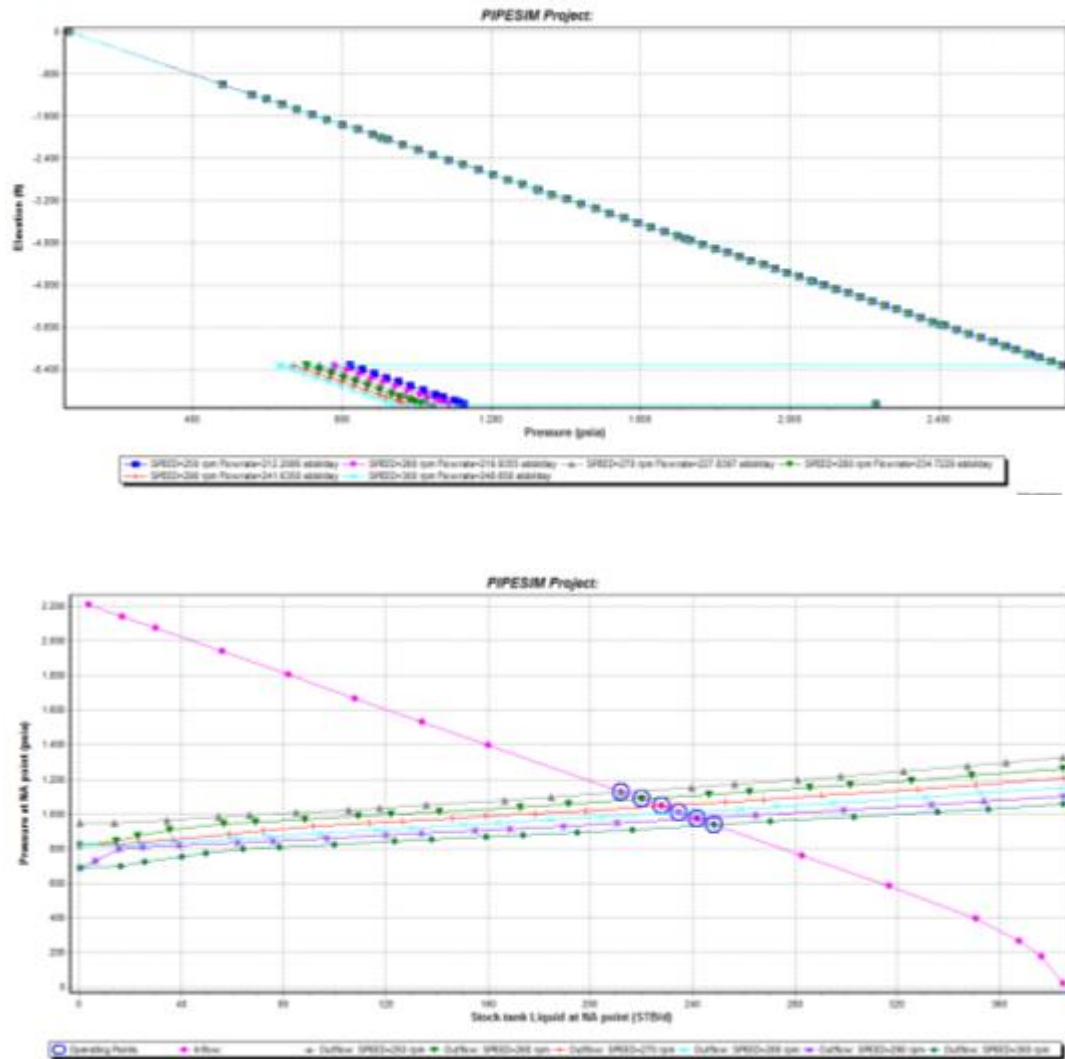
POZO	FRECUENCIA (HZ)	PIP (PSI)	PRODUCCIÓN DE FLUIDO (BPD)	POTENCIA (HP)
<b>UIS-10</b>	45	1404,85	598,2	19,47
	50	1250,88	801,03	26,68
	52	1176,82	884,87	30,946
	55	1074,27	1006,67	38,15
	60	922,566	1178,01	49,85

De acuerdo a lo que se observa en los resultados, es viable realizar un aumento a la frecuencia de operación del equipo hasta 60 hz, en la cual, la PIP reportada es mayor a la PIP limite.

- **POZO UIS-15**

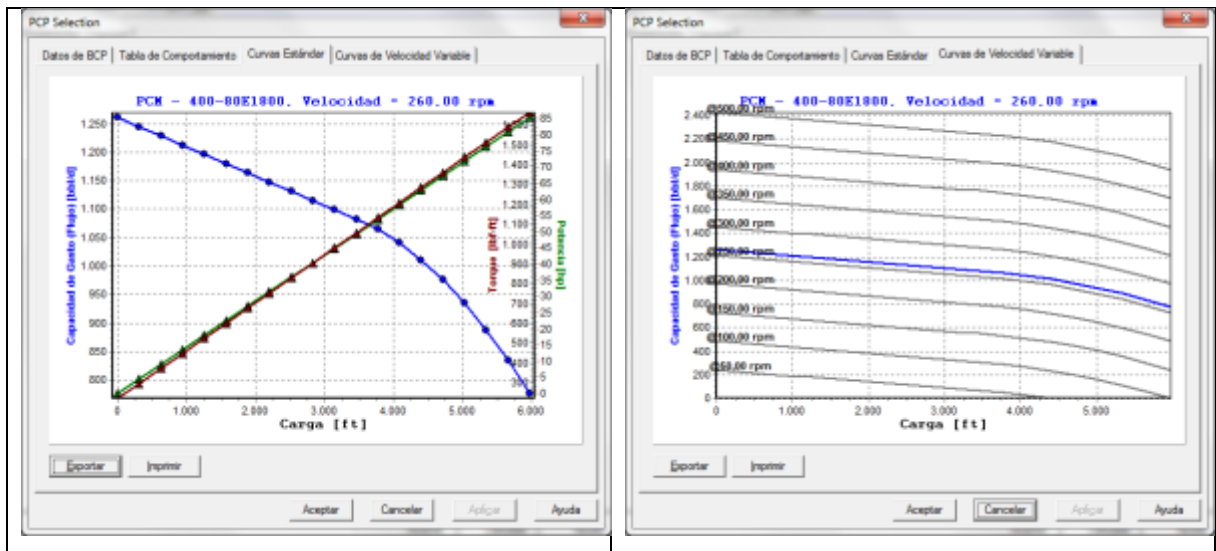
El pozo UIS-15, actualmente trabaja a una velocidad de 260 rpm y tiene una PIP límite de 778 psi. A continuación se presentan la figura 37 y tabla 23 de resultados del análisis ejecutado.

Figura 37. Análisis Nodal Sensibilización Velocidad Variable Pozo UIS-15



En la siguiente figura se presenta la curva de comportamiento de la bomba PCP del pozo UIS-15

**Figura 38. Curva de Comportamiento y Velocidad Variable Bomba Pozo Bon 28**



**Tabla 23. Sensibilización Velocidad Variable Pozo UIS-15**

POZO	VELOCIDAD (RPM)	PIP (PSI)	PRODUCCIÓN DE FLUIDO (BPD)	POTENCIA (HP)
UIS-15	250	821,66	212,2	62,39
	260	781,5	248,7	66,24
	270	739,95	227,84	70,16
	280	705,33	234,72	74,05
	290	670,019	241,64	78,03
	300	631,935	248,66	82,09

Realizando el análisis de los resultados, no es viable realizar un aumento a la velocidad de operación del equipo ya que actualmente, de acuerdo a la simulación, este se encuentra trabajando muy cerca de la PIP limite reportada y no permite optimización.

**NOTA:** Con el análisis realizado en el desarrollo de este numeral se concluye que los pozos sensibles a optimizar variando la velocidad o frecuencia de operación del equipo son: UIS-02, UIS-03, UIS-06 Y UIS-10, esto debido al aumento de la velocidad de operación de la bomba, se disminuye la PIP (presión en la entrada de la bomba), debido a la disminución del nivel dinámico del fluido, lo que se traduce en una reducción de la columna hidrostática, conjuntamente con el incremento en la velocidad de operación se aumenta la presión de descarga de la bomba y esto sumado a la PIP, produce un mayor delta de presión de la bomba ( $\Delta P \text{ bomba} = P \text{ descarga} - P \text{ entrada}$ ) lo anterior produce una mayor capacidad de extracción de la bomba y con ello mayor capacidad de producción del pozo claro siempre se debe tener en cuenta la capacidad de producción del pozo para garantizar la sumergencia de la bomba.

Los demás pozos no se mostraron sensibles a estos cambios pues el aumento en el caudal no fue muy notorio y si por el contrario mostraron un aumento significativo en el consumo energético además de sobrepasar el drawdown promedio calculado para las formaciones productoras.

En el Capítulo siguiente se realizará el Análisis Económico de la viabilidad de aumentar la extracción de fluido vs el aumento en el consumo energético.

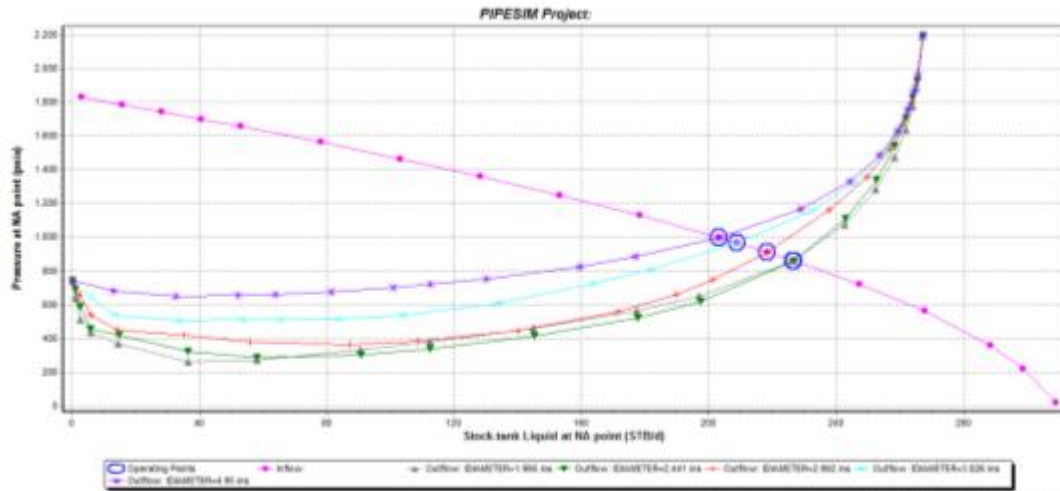
### **3.2.7 Análisis Nodal Cambio de Diámetro de la Tubería de Producción**

Se desarrollará el análisis nodal pozo a pozo donde sensibilizando el diámetro de la tubería de producción y se observarán los cambios en cuanto al caudal transportado

- **POZO UIS-01**

En la figura 39 y tabla 24 siguiente, se presentan los resultados del análisis ejecutado al pozo UIS-01, utilizando diferentes diámetros de tubería de producción.

**Figura 39. Análisis Nodal Sensibilización Diámetro de Tubería Pozo UIS-01**



**Tabla 24. Sensibilización Cambio de Tubería de Producción Pozo UIS-01**

POZO	DIAMETRO ID DE TUBING (PULG)	PRODUCCIÓN DE FLUIDO (BPD)	POTENCIA (HP)
UIS-01	1,995	227,083	8,85
	2,441	227,083	8,84
	2,992	218,151	8,85
	3,826	208,678	8,84
	4,95	203,535	8,85

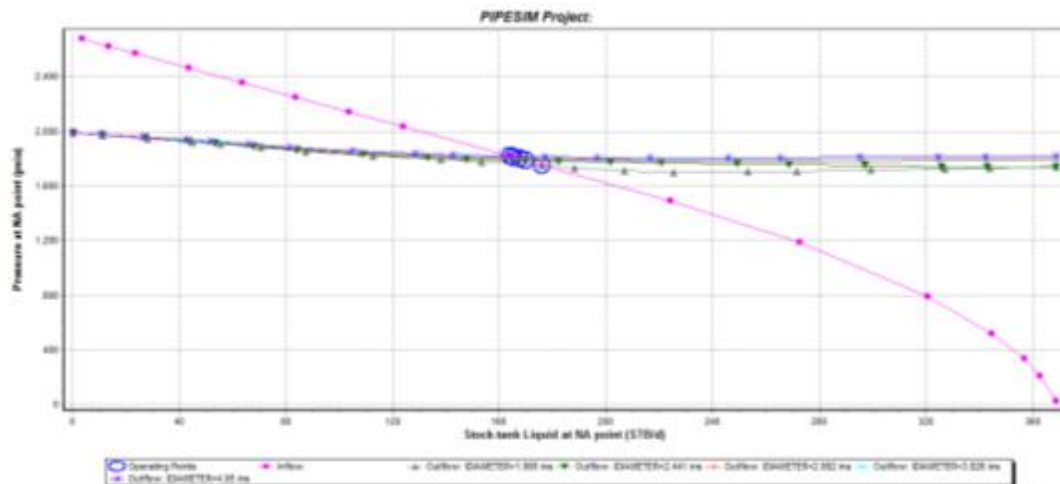
De acuerdo a los resultados, el pozo UIS-01 no presenta cambios significativos en el manejo de fluido al realizar el cambio del diámetro de la tubería de producción.

Por lo que puede decirse que el diámetro de la tubería de producción utilizado actualmente en el pozo UIS-01 es el adecuado para el manejo de los volúmenes de fluido que el yacimiento es capaz de aportar, por lo tanto no se considera como un parámetro a optimizar

- **POZO UIS-02**

En la figura 40 y tabla 25 siguiente, se presentan los resultados del análisis ejecutado al pozo UIS-01, utilizando diferentes diámetros de tubería de producción.

**Figura 40. Análisis Nodal Sensibilización Diámetro de Tubería Pozo UIS-02**



**Tabla 25. Sensibilización Cambio de Tubería de Producción Pozo UIS-02**

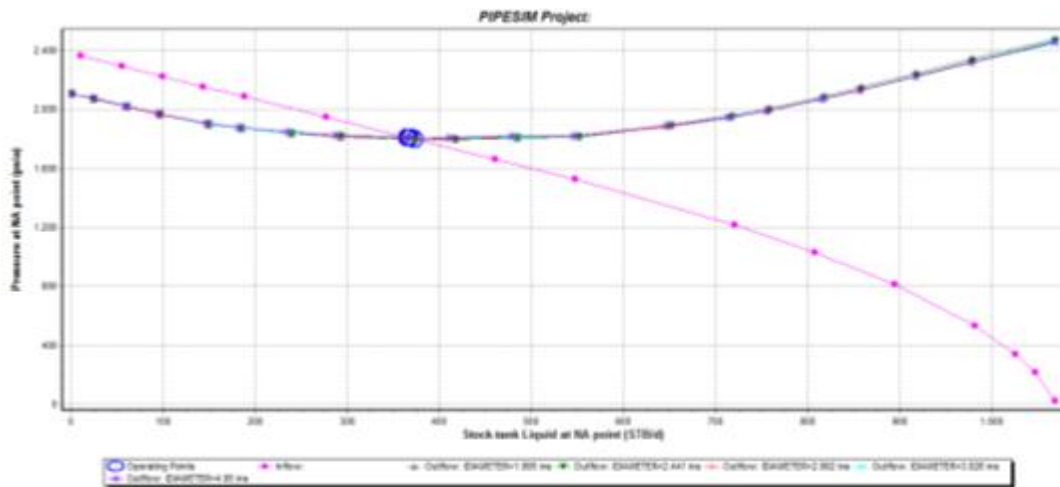
POZO	DIAMETRO ID DE TUBING (PULG)	PRODUCCIÓN DE FLUIDO (BPD)	POTENCIA (HP)
UIS-02	1,995	175	17,25
	2,441	169	17,43
	2,992	167	17,50
	3,826	165	17,59
	4,95	164	17,65

Igual que el pozo anterior el UIS-02 no es susceptible al cambio de tubería de producción ya que la afectación en caudal de fluido es mínima.

**. POZO UIS-03**

En la figura 41 y tabla 26 siguiente, se presentan los resultados del análisis ejecutado al pozo UIS-03, utilizando diferentes diámetros de tubería de producción.

**Figura 41 Análisis Nodal Sensibilización Diámetro de Tubería Pozo UIS-03**



**Tabla 26. Sensibilización Cambio de Tubería de Producción Pozo UIS-03**

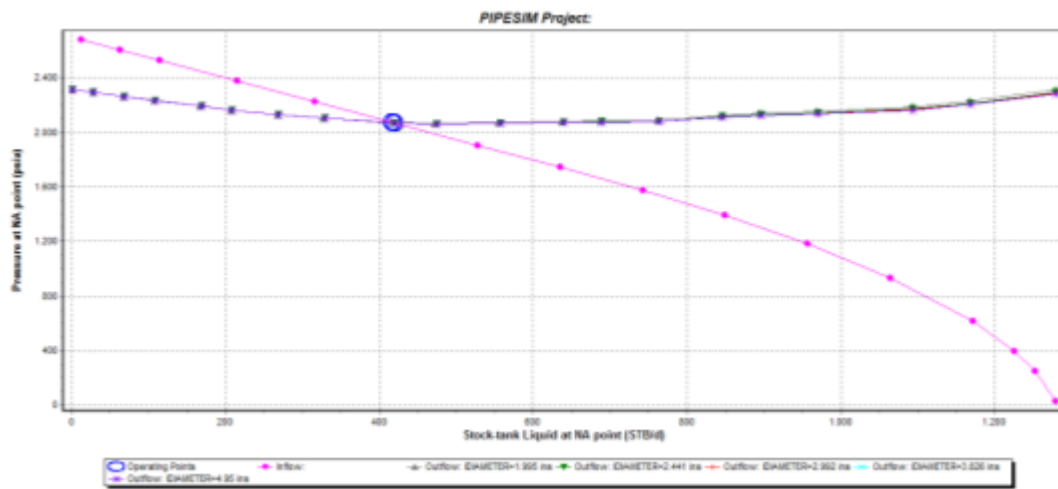
POZO	DIAMETRO ID DE TUBING (PULG)	PRODUCCIÓN DE FLUIDO (BPD)	POTENCIA (HP)
UIS-03	1,995	373	23,88
	2,441	373	23,94
	2,992	368	23,85
	3,826	367	23,87
	4,95	365	23,90

El pozo UIS-03 no es susceptible al cambio de tubería de producción ya que la afectación en caudal de fluido es mínima.

- **POZO UIS-04**

En la figura 42 y tabla 27, se presentan los resultados del análisis ejecutado al pozo UIS-04, utilizando diferentes diámetros de tubería de producción.

**Figura 42. Análisis Nodal Sensibilización Diámetro de Tubería Pozo UIS-04**



**Tabla 27. Sensibilización Cambio de Tubería de Producción Pozo UIS-04**

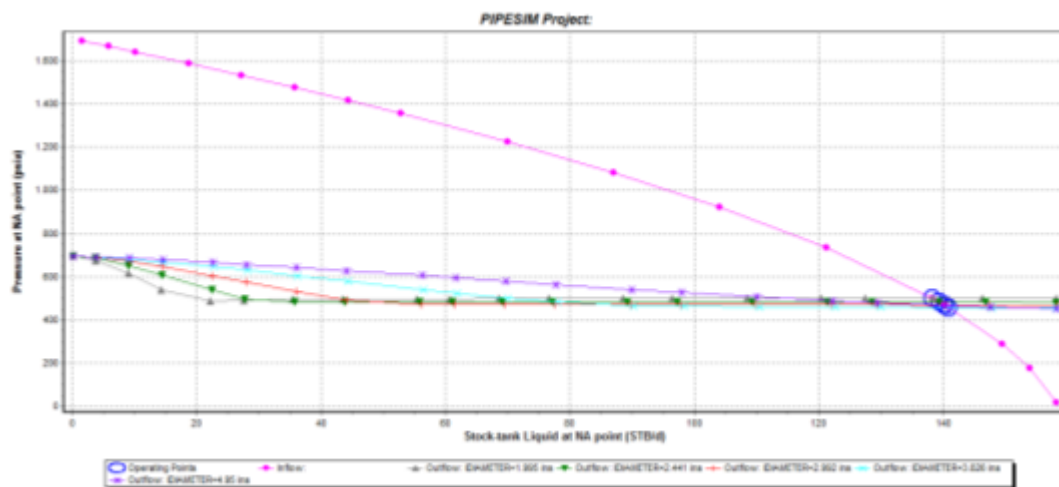
POZO	DIAMETRO ID DE TUBING (PULG)	PRODUCCIÓN DE FLUIDO (BPD)	POTENCIA (HP)
UIS-04	1,995	420	25,88
	2,441	420	25,91
	2,992	417,1	25,92
	3,826	417,1	25,92
	4,95	417,1	25,92

El pozo UIS-04 no es susceptible al cambio de tubería de producción ya que la afectación en caudal de fluido es mínima.

- **POZO UIS-05**

En la figura 43 y tabla 28, se presentan los resultados del análisis ejecutado al pozo UIS-05, utilizando diferentes diámetros de tubería de producción.

**Figura 43. Análisis Nodal Sensibilización Diámetro de Tubería Pozo UIS-05**



**Tabla 28. Sensibilización Cambio de Tubería de Producción Pozo UIS-05**

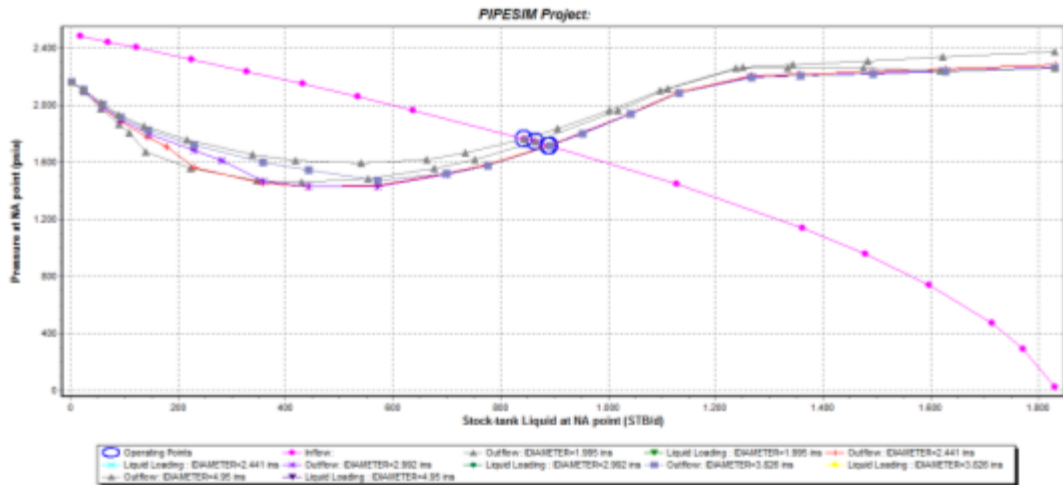
POZO	DIAMETRO ID DE TUBING (PULG)	PRODUCCIÓN DE FLUIDO (BPD)	POTENCIA (HP)
<b>UIS-05</b>	1,995	138,22	24,65
	2,441	139,32	24,71
	2,992	140,14	24,76
	3,826	140,85	24,79
	4,95	140,32	24,77

El pozo UIS-05 no es susceptible al cambio de tubería de producción ya que la afectación en caudal de fluido es mínima.

- **POZO UIS-06**

En la figura 44 y tabla 29 siguiente, se presentan los resultados del análisis ejecutado al pozo UIS-06, utilizando diferentes diámetros de tubería de producción.

**Figura 44. Análisis Nodal Sensibilización Diámetro de Tubería Pozo UIS-06**



**Tabla 29. Sensibilización Cambio de Tubería de Producción Pozo UIS-06**

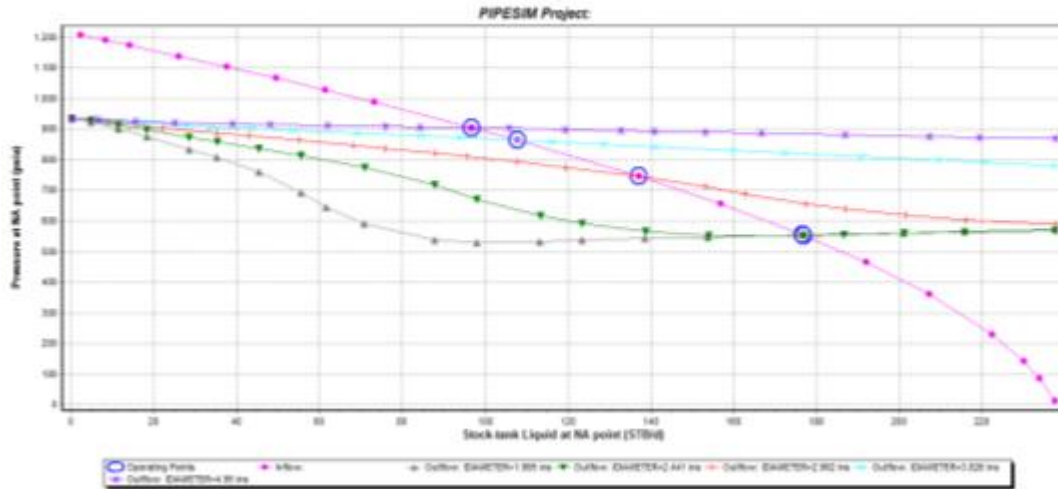
POZO	DIAMETRO ID DE TUBING (PULG)	PRODUCCIÓN DE FLUIDO (BPD)	POTENCIA (HP)
UIS-06	1,995	843,21	34,00
	2,441	888,39	34,37
	2,992	891,624	34,40
	3,826	891,62	34,42
	4,95	891	33,66

El pozo UIS-05 no es susceptible al cambio de tubería de producción ya que la afectación en caudal de fluido es mínima.

- POZO UIS-07**

En la figura 45 y tabla 30 siguiente se presentan los resultados del análisis ejecutado al pozo UIS-07, utilizando diferentes diámetros de tubería de producción.

**Figura 45. Análisis Nodal Sensibilización Diámetro de Tubería Pozo UIS-07**



**Tabla 30. Sensibilización Cambio de Tubería de Producción Pozo UIS-07**

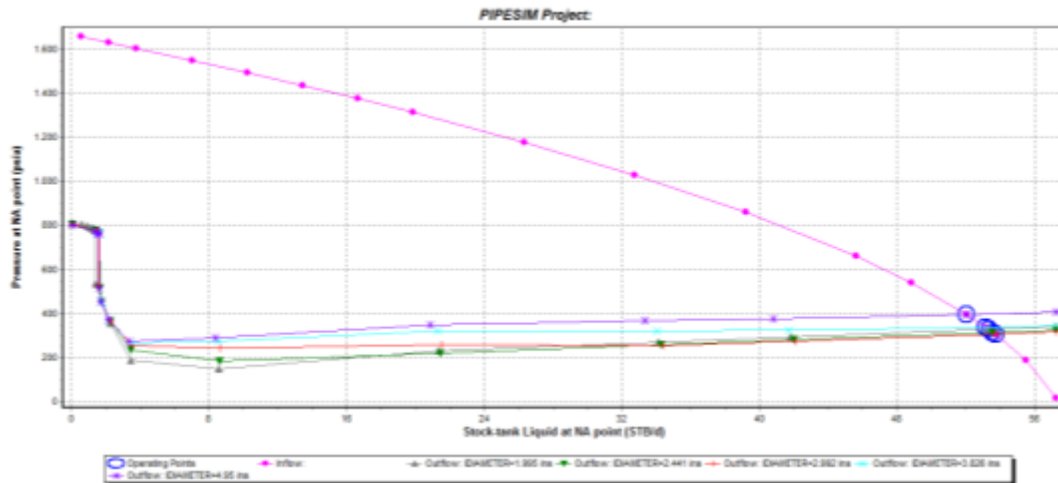
POZO	DIAMETRO ID DE TUBING (PULG)	PRODUCCIÓN DE FLUIDO (BPD)	POTENCIA (HP)
UIS-07	1,995	176,86	18,73
	2,441	176,86	18,74
	2,992	137,33	17,57
	3,826	107,8	16,75
	4,95	96,56	16,47

El pozo UIS-07 presenta un cambio en el caudal al realizar la variación del diámetro de la tubería de producción, aunque el porcentaje de incremento no es tan alto se realizara el respectivo análisis.

- **POZO UIS-08**

En la figura 46 y tabla 31, se presentan los resultados del análisis ejecutado al pozo UIS-08, utilizando diferentes diámetros de tubería de producción.

**Figura 46. Análisis Nodal Sensibilización Diámetro de Tubería Pozo UIS-08**



**Tabla 31. Sensibilización Cambio de Tubería de Producción Pozo UIS-08**

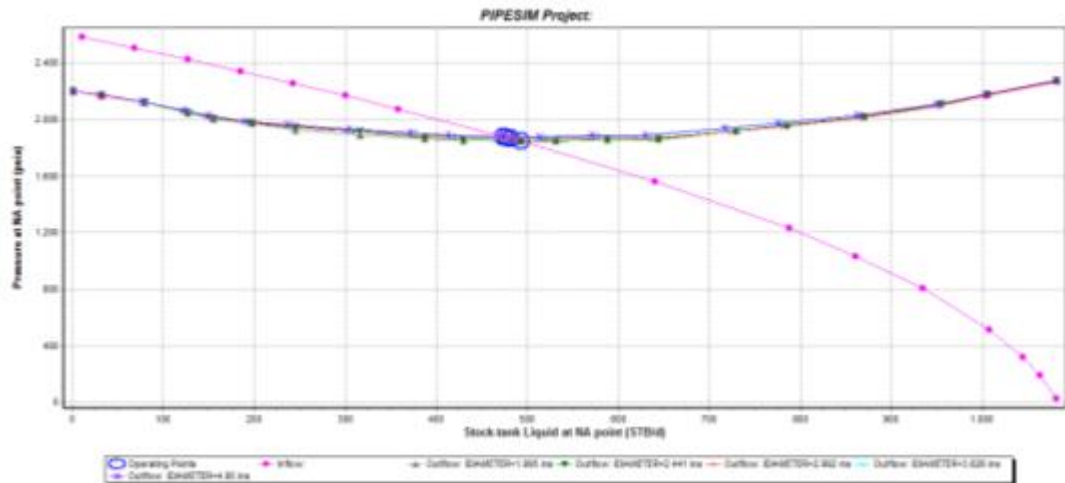
POZO	DIAMETRO ID DE TUBING (PULG)	PRODUCCIÓN DE FLUIDO (BPD)	POTENCIA (HP)
UIS-08	1,995	53,34	2,95
	2,441	53,57	2,96
	2,992	53,73	2,97
	3,826	53,16	2,94
	4,95	52,06	2,88

El pozo UIS-08 no es susceptible al cambio de tubería de producción ya que la afectación en caudal de fluido es mínima.

- **POZO UIS-09**

En la figura 47 y tabla 32, se presentan los resultados del análisis ejecutado al pozo UIS-09, utilizando diferentes diámetros de tubería de producción.

**Figura 47. Análisis Nodal Sensibilización Diámetro de Tubería Pozo UIS-09**



**Tabla 32. Sensibilización Cambio de Tubería de Producción Pozo UIS-09**

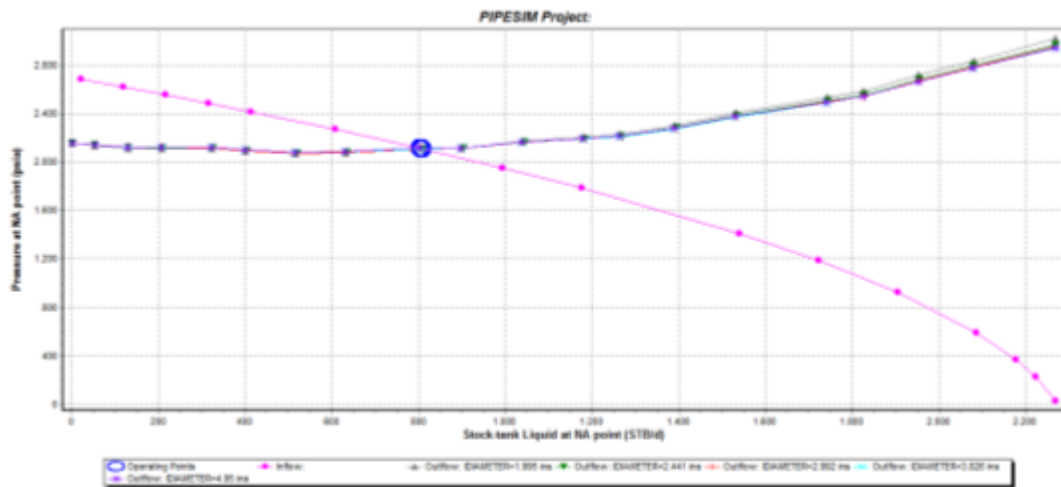
POZO	DIAMETRO ID DE TUBING (PULG)	PRODUCCIÓN DE FLUIDO (BPD)	POTENCIA (HP)
UIS-09	1,995	493,6	22,76
	2,441	493,6	22,76
	2,992	481,69	22,62
	3,826	477,6	22,58
	4,95	473,91	22,54

El pozo UIS-09 no es susceptible al cambio de tubería de producción ya que la afectación en caudal de fluido es mínima.

- **POZO UIS-10**

En la figura 48 y tabla 33, se presentan los resultados del análisis ejecutado al pozo UIS-10, utilizando diferentes diámetros de tubería de producción.

**Figura 48. Análisis Nodal Sensibilización Diámetro de Tubería Pozo UIS-10**



**Tabla 33. Sensibilización Cambio de Tubería de Producción Pozo UIS-10**

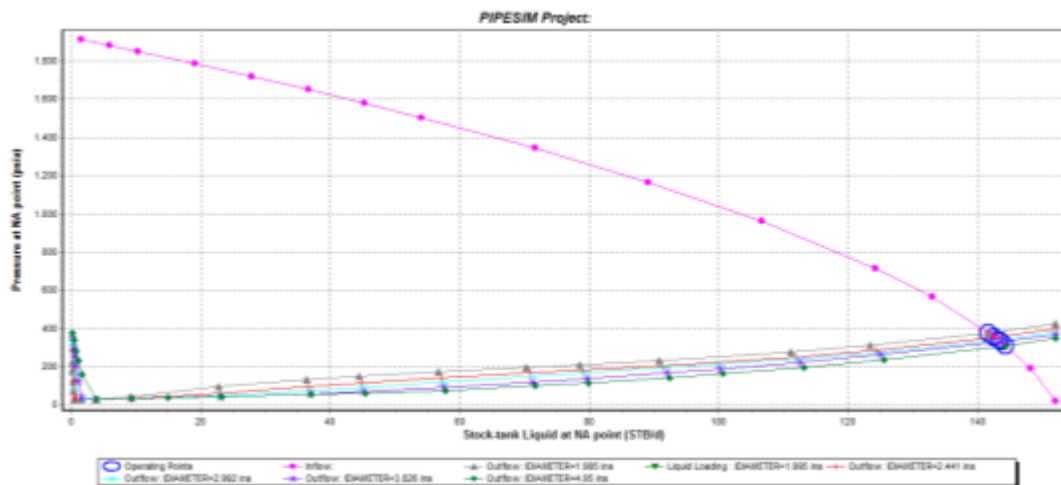
POZO	DIAMETRO ID DE TUBING (PULG)	PRODUCCIÓN DE FLUIDO (BPD)	POTENCIA (HP)
UIS-10	1,995	806,57	26,69
	2,441	811,65	26,77
	2,992	811,65	26,77
	3,826	807,1	26,70
	4,95	802,6	26,67

El pozo UIS-10 no es susceptible al cambio de tubería de producción ya que la afectación en caudal de fluido es mínima.

- **POZO UIS-11**

En la figura 49 y tabla 34, se presentan los resultados del análisis ejecutado al pozo UIS-11, utilizando diferentes diámetros de tubería de producción.

**Figura 49. Análisis Nodal Sensibilización Diámetro de Tubería Pozo UIS-11**



**Tabla 34. Sensibilización Cambio de Tubería de Producción Pozo UIS-11**

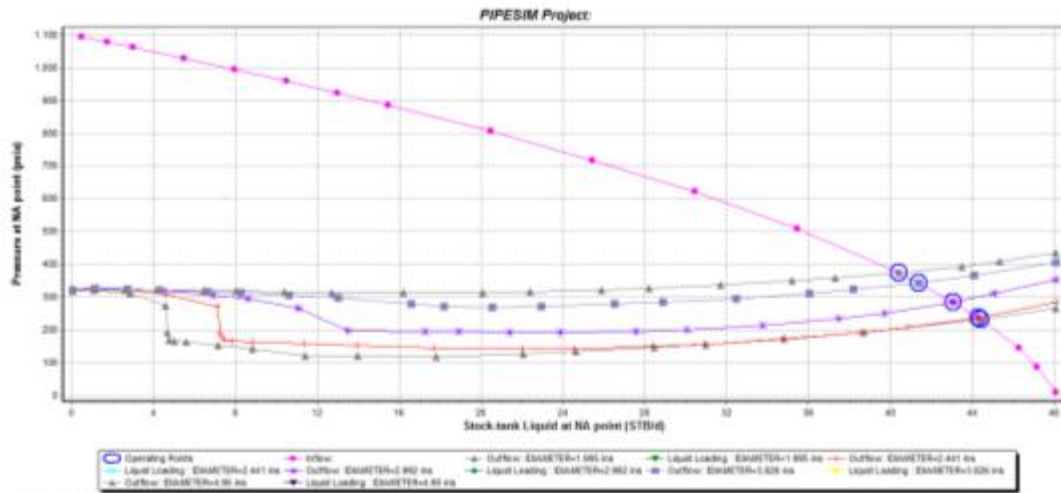
POZO	DIAMETRO ID DE TUBING (PULG)	PRODUCCIÓN DE FLUIDO (BPD)	POTENCIA (HP)
UIS-11	1,995	141,69	9,03
	2,441	142,6	9,08
	2,992	143,2	9,10
	3,826	143,58	9,12
	4,95	144,3	9,15

El pozo UIS-11 no es susceptible al cambio de tubería de producción ya que la afectación en caudal de fluido es mínima.

- **POZO UIS-12**

En la figura50 y tabla 35, se presentan los resultados del análisis ejecutado al pozo UIS-12, utilizando diferentes diámetros de tubería de producción.

**Figura 50. Análisis Nodal Sensibilización Diámetro de Tubería Pozo UIS-12**



**Tabla 35. Sensibilización Cambio de Tubería de Producción Pozo UIS-12**

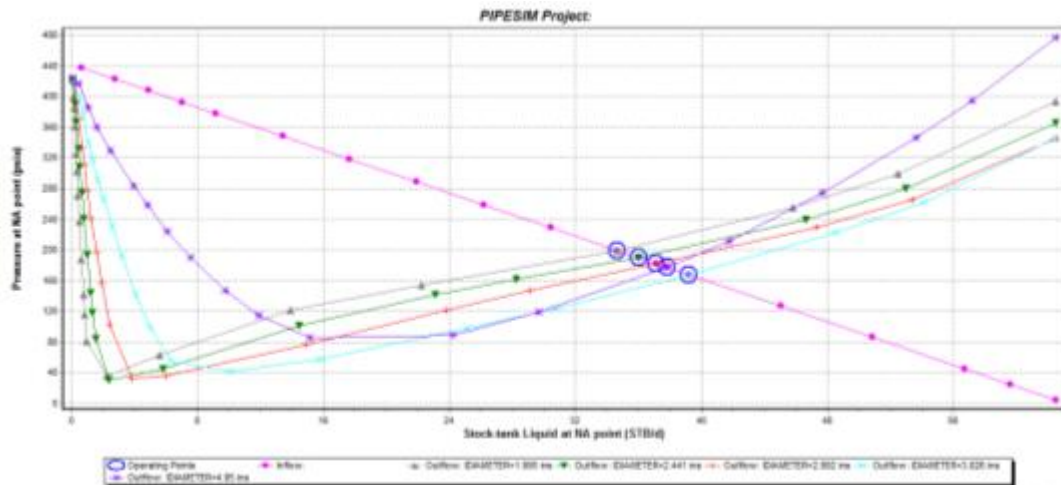
POZO	DIAMETRO ID DE TUBING (PULG)	PRODUCCIÓN DE FLUIDO (BPD)	POTENCIA (HP)
UIS-12	1,995	40,425	3,24
	2,441	44,31	3,23
	2,992	43,59	3,14
	3,826	41,37	3,03
	4,95	41	2,96

El pozo UIS-12 no es susceptible al cambio de tubería de producción ya que la afectación en caudal de fluido es mínima.

- **POZO UIS-13**

En la figura 51 y tabla 36, se presentan los resultados del análisis ejecutado al pozo UIS-13, utilizando diferentes diámetros de tubería de producción.

**Figura 51. Análisis Nodal Sensibilización Diámetro de Tubería Pozo UIS-13**



**Tabla 36. Sensibilización Cambio de Tubería de Producción Pozo UIS-13**

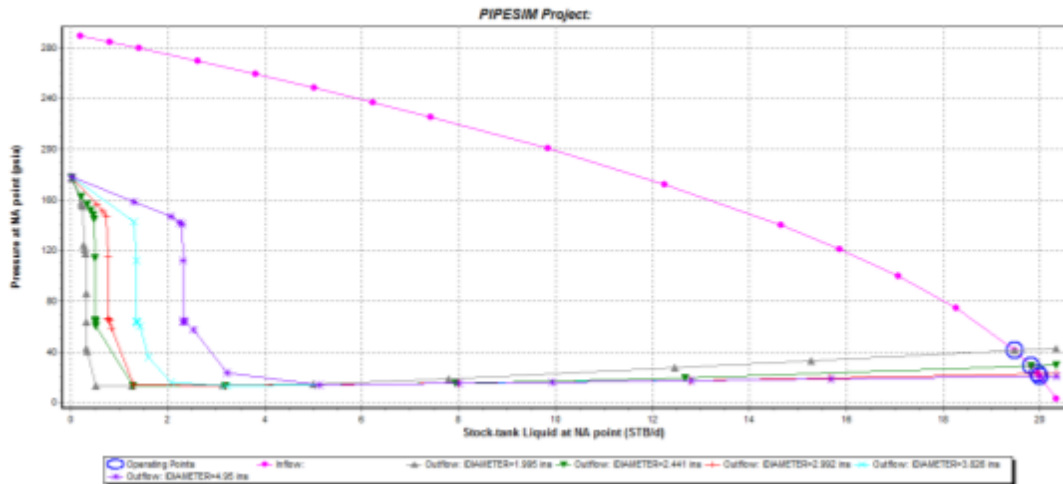
POZO	DIAMETRO ID DE TUBING (PULG)	PRODUCCIÓN DE FLUIDO (BPD)	POTENCIA (HP)
UIS-13	1,995	34,68	2,09
	2,441	36,31	2,17
	2,992	37,11	2,23
	3,826	39,2	2,35
	4,95	37,82	2,27

El pozo UIS-13 no es susceptible al cambio de tubería de producción ya que la afectación en caudal de fluido es mínima.

- **POZO UIS-14**

En la figura 52 y tabla 37, se presentan los resultados del análisis ejecutado al pozo UIS-14, utilizando diferentes diámetros de tubería de producción.

**Figura 52. Análisis Nodal Sensibilización Diámetro de Tubería Pozo UIS-14**



**Tabla 37. Sensibilización Cambio de Tubería de Producción Pozo UIS-14**

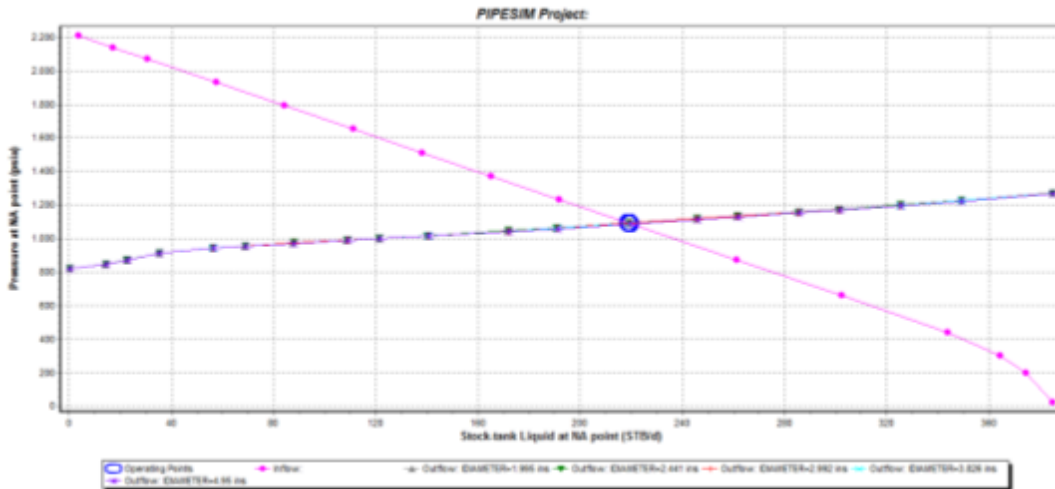
POZO	DIAMETRO ID DE TUBING (PULG)	PRODUCCIÓN DE FLUIDO (BPD)	POTENCIA (HP)
UIS-14	1,995	19,48	1,39
	2,441	19,811	1,42
	2,992	19,96	1,43
	3,826	20	1,43
	4,95	20	1,43

El pozo UIS-14 no es susceptible al cambio de tubería de producción ya que la afectación en caudal de fluido es mínima.

- **POZO UIS-15**

En la figura 53 y tabla 38, se presentan los resultados del análisis ejecutado al pozo UIS-15, utilizando diferentes diámetros de tubería de producción.

**Figura 53. Análisis Nodal Sensibilización Diámetro de Tubería Pozo UIS-15**



**Tabla 38. Sensibilización Cambio de Tubería de Producción Pozo UIS-15**

POZO	DIAMETRO ID DE TUBING (PULG)	PRODUCCIÓN DE FLUIDO (BPD)	POTENCIA (HP)
UIS-15	1,995	218,85	66,07
	2,441	219,12	66,09
	2,992	219,3	66,12
	3,826	219,6	66,15
	4,95	219,8	66,20

El pozo UIS-15 no es susceptible al cambio de tubería de producción ya que la afectación en caudal de fluido es mínima.

**NOTA:** De acuerdo al análisis nodal realizado a la tubería de producción, se concluye que únicamente el pozo UIS-07 presento un incremento en el caudal con el cambio de diámetro de la tubería; en el siguiente capítulo, se evaluara financieramente esta opción. Para los demás pozo se concluye que el diámetro de la tubería de producción utilizado actualmente es el adecuado para el manejo de los volúmenes de fluido que el yacimiento es capaz de aportar, por lo tanto no se considera como un parámetro a optimizar.

## **4. ANALISIS ECONOMICO DE OPTIMIZACIONES**

Teniendo en cuenta los análisis a realizar en un estudio financiero, se determinó la realización de este para establecer la viabilidad de las optimizaciones planteadas, teniendo como base información disponible referente a los costos estimados de las variables que más influyen en la ejecución del proyecto para así evaluar objetivamente la rentabilidad del mismo.

Respecto a los análisis planteados en el anterior capítulo, se realizara el análisis financiero en las siguientes situaciones:

- Disminución de la Presión de Separación en la Estación
- Aumento de Frecuencia y RPM a los Equipos de Fondo
- Cambio de Diámetro de la Tubería de Producción
- Limitación Hidráulicas en Superficie

Estos serán los casos de estudio que se desarrollaran en el transcurso de este capítulo, tomando como base los resultados de las simulaciones realizadas.

### **4.1 ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA DISMINUCIÓN DE LA PRESIÓN DE SEPARACIÓN EN LA ESTACIÓN**

De acuerdo a los resultados registrados en el numeral 3.6.2 “Análisis Nodal Disminución de la Presión de Separación en la Estación” del Capítulo 3, se observa una condición positiva en el aumento de fluidos, al disminuir la presión de separación en la Estación. Los aumentos de fluido se observan en pozos en los que se utiliza como sistema de levantamiento ESP o PCP.

Para el estudio financiero, se determinara solo la afectación en el flujo de caja de la compañía ya que para la ejecución de esta iniciativa no se requiere ningún tipo de inversión inicial y en consecuencia siempre se tendrá un resultado positivo. El horizonte de tiempo que se tomara para el análisis será de un año.

Para este caso de estudio se realizara una disminución de presión de 55 psi a 30 psi y se realizara el respectivo análisis financiero.

En la tabla 39 se presenta la variación de fluido recibido en la estación a diferentes presiones de separación.

**Tabla 39. Fluido presente en la Estación a diferentes Presiones de Separación**

	PRESIÓN ESTC (PSI)	PRESIÓN EN CABEZA (PSI)	PRODUCCIÓN DE FLUIDO (BPD)	PRODUCCIÓN DE GAS (MMSFCD)
ESTACIÓN DE RECOLECCIÓN	30	30	4429,127	1,052
	35	35	4394,293	1,051
	40	40	4356,318	1,049
	45	45	4316,564	1,048
	50	50	4276,248	1,046
	55	55	4235,965	1,044
	60	60	4195,41	1,042

- Cambiando las presiones de separación, se obtiene un incremento de 193,2 BFD, lo que corresponde a un 4,5% de fluidos adicional respecto al inicial.

A continuación se presenta un análisis del incremento en dinero por realizar esta operación, en un horizonte de tiempo de un año.

PRODUCCIÓN DE FLUIDO (BPD)	PRODUCCIÓN DE GAS (MMSFCD)	FLUIDO ADICIONAL (BFPD)	CORTE DE AGUA (%)	PRODUCCIÓN ADICIONAL DE CRUDO (BOPD)	VALOR BARRIL (US\$)	UTILIDADES ADICIONALES (AÑO)
4429,127	1,052	193,162	47%	102,38	50,00	\$ 1.868.359,45
4235,965	1,044					

Como se observa, realizar esta optimización implica un ingreso adicional para la compañía en **1.8 MMUS/AÑO**, siendo una propuesta muy atractiva a implementar.

## 4.2 ANÁLISIS ECONÓMICO POR EL AUMENTO DE FRECUENCIA Y RPM A LOS EQUIPOS DE FONDO

Según los resultados presentados en el numeral 3.6.3 “Análisis Nodal Aumentando Frecuencia y RPM a los Equipos de Fondo” del Capítulo 3, se observa una condición positiva en el aumento de fluidos para algunos pozos al aumentar la Frecuencia o RPM de los equipos de fondo.

Con el análisis realizado se concluye que los pozos sensibles a optimizar variando la velocidad o frecuencia de operación del equipo son: UIS-02, UIS-03, UIS-06 Y UIS-10, los demás pozos no se mostraron sensibles a estos cambios pues el aumento en el caudal no fue muy notorio y si por el contrario mostraron un aumento significativo en el consumo energético además de sobrepasar el drawdown promedio calculado para las formaciones productoras.

Para el estudio financiero, se determinara solo la afectación en el flujo de caja de la compañía ya que para la ejecución de esta iniciativa no se requiere ningún tipo de inversión inicial ya que se utilizan los mismos equipo de fondo y superficie, se tendrá en cuenta el incremento del consumo energético y como premisa el run life de los equipos no se afectara considerablemente por este aumento de frecuencia. El horizonte de tiempo que se tomara para el análisis será de un año.

En la tabla 40 se presenta el resumen de los resultados del análisis desarrollado en el capítulo anterior.

**Tabla 40. Resumen de resultados Optimización de Frecuencia y RPM**

POZO	FRECUENCIA (HZ)	PIP (PSI)	PRODUCCIÓN DE FLUIDO (BPD)	POTENCIA (HP)	FLUIDO ADICIONAL (BFPD)	CORTE DE AGUA (%)	POTENCIA ADICIONAL (HP)
UIS-02	50	687,621	163,04	17,70	34,49	7%	4,95
	55	501,634	197,53	22,65			
UIS-03	45	1104,2	364,122	23,93	91,198	7%	10,78
	50	971,12	455,32	34,71			
UIS-06	55	1190,86	829,11	33,39	148,7	28%	20,94
	65	1062,269	977,81	54,33			
UIS-10	50	1250,88	801,03	26,68	376,98	83%	23,17
	60	922,566	1178,01	49,85			

A continuación Tabla 41, se presenta el análisis económico para este caso de estudio. Se tomaran las siguientes premisas para el análisis:

- TRM: 2500
- Valor Barril de Crudo: US\$50
- Valor KW: \$260 (KW/HR)

**Tabla 41. Análisis Económico Caso de Estudio**

POZO	FLUIDO ADICIONAL (BFPD)	CORTE DE AGUA (%)	POTENCIA ADICIONAL (HP)	PRODUCCIÓN ADICIONAL DE CRUDO (BOPD)	VALOR BARRIL (US\$)	VALOR ADICIONAL ENERGIA (US/DIA)	INGRESO POR CRUDO ADICIONAL (DIA)	UTILIDAD NETA POR CRUDO ADICIONAL (US/AÑO)
UIS-02	34,49	7%	4,951	32,1	50	\$ 9,27	\$ 1.603,79	\$ 581.998,61
UIS-03	91,198	7%	10,781	84,8		\$ 20,18	\$ 4.240,71	\$ 1.540.491,61
UIS-06	148,7	28%	20,944	107,1		\$ 39,21	\$ 5.353,20	\$ 1.939.607,38
UIS-10	376,98	83%	23,172	64,1		\$ 43,38	\$ 3.204,33	\$ 1.153.747,49
<b>GRAN TOTAL</b>							<b>\$ 5.215.845,09</b>	

Como se observa, realizar esta optimización implica un ingreso adicional para la compañía en **5.2 MMUS/AÑO**, siendo una propuesta muy atractiva a revisar, teniendo claro como asunción que no se realiza ninguna inversión en equipos de superficie.

#### **4.3 ANÁLISIS ECONÓMICO POR EL CAMBIO DE DIÁMETRO DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN**

De acuerdo al análisis nodal realizado a la tubería de producción en el capítulo 3, se concluye que únicamente el pozo UIS-07 presento un incremento en el caudal con el cambio de diámetro de la tubería. Para los demás pozo se concluye que el diámetro de la tubería de producción utilizado actualmente es el adecuado para el manejo de los volúmenes de fluido que el yacimiento es capaz de aportar, por lo tanto no se considera como un parámetro a optimizar.

El escenario a analizar es el del cambio de la tubería de producción de un diámetro de 31/2” a 3”. En la siguiente tabla se presenta los resultados de la sensibilidad realizada en el capítulo 3.

**Tabla 42. Resultados Sensibilización Cambio de Tubería de Producción Pozo UIS-07**

POZO	DIAMETRO ID DE TUBING (PULG)	PRODUCCIÓN DE FLUIDO (BPD)	POTENCIA (HP)
UIS-07	1,995	176,86	18,73
	2,441	176,86	18,74
	2,992	137,33	17,57
	3,826	107,8	16,75
	4,95	96,56	16,47

POZO	DIAMETRO ID DE TUBING (PULG)	PRODUCCIÓN DE FLUIDO (BPD)	POTENCIA (HP)	CORTE DE AGUA (%)	PRODUCCIÓN DE CRUDO (BOPD/DIA)	VALOR BARRIL (US\$)
UIS-07	2,441	176,86	18,74	45%	97,27	50,00
	2,992	137,33	17,57	45%	75,53	50,00

Para el desarrollo del Análisis Financiero se recurrirá al cálculo del VPN en dos escenarios y se compararan para definir la viabilidad.

- Con Sarta de Tubería de 31/2”
- Con Sarta de Tubería de 3”

Y se tomaran las siguientes premisas para el análisis:

- TRM: 2500
- Valor Barril de Crudo: US\$50
- Valor KW: \$260 (KW/HR)
- Valor del Servicio de Reacondicionamiento: US\$90.000

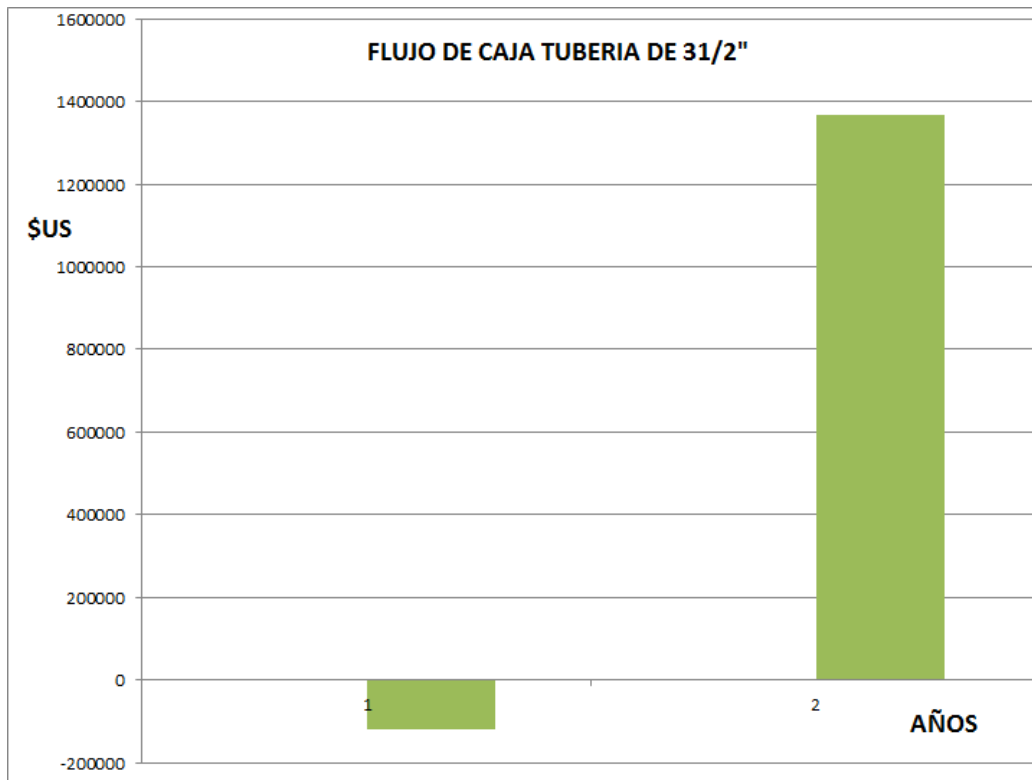
- Valor de la Sarta de Tubería: US\$200.000
- Run Life: 1000 días
- Porcentaje de Cambio de Tubería durante el Servicio: 15%

El análisis financiero se realizara en un horizonte de un solo año, esto debido a que una de las variables más sensibles en el resultado es el precio del crudo y este es muy fluctuante ante muchos factores políticos, económicos y sociales.

**Calculo de VPN con Sarta de 31/2”**, en este caso solo se reemplazara el 15% de la tubería de producción. En la figura siguiente se presenta los resultados del ejercicio.

**Figura 54. Flujo de Caja y Calculo de VPN Pozo UIS-07 con Tubería 31/2”**

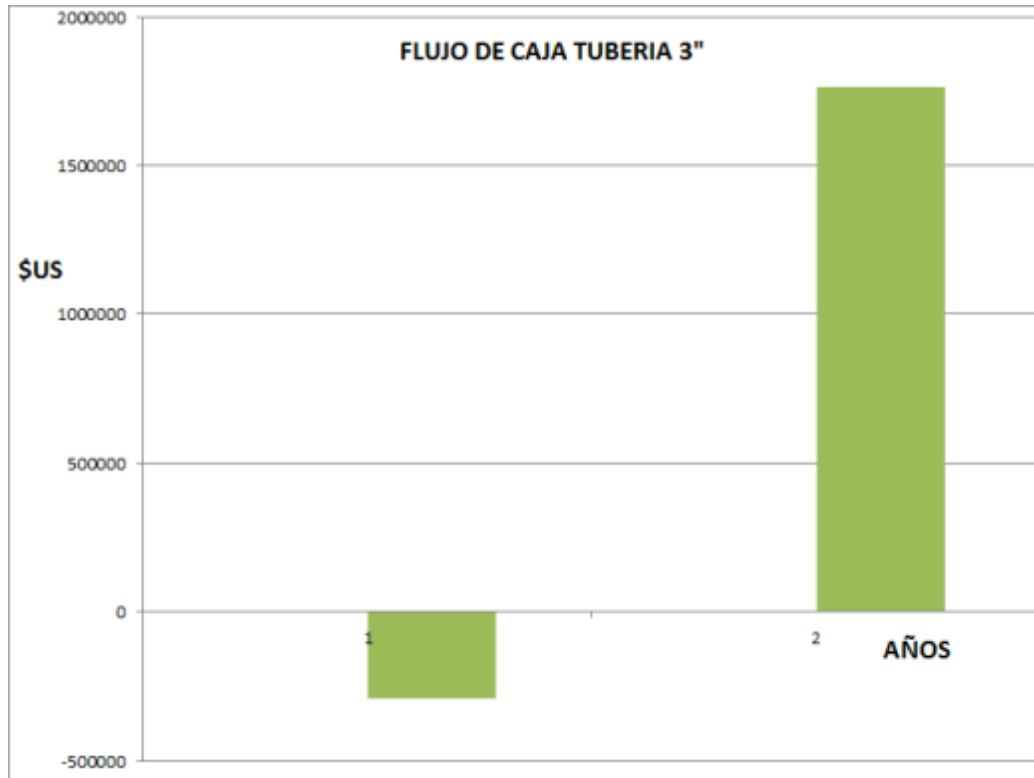
		0	1
<b>AÑO</b>			
Producción (Bls/Año)		0	27568,45
Producción MPCA		0	1378422,5
<b>Ingresos \$USA</b>			<b>1378422,5</b>
<b>EGRESOS</b>			
Intervención de Pozo		120000	0,00
Consumo de Energía			12005,23
<b>TOTAL COSTOS</b>		<b>120000</b>	<b>12005,23</b>
<b>UTILIDAD NETA</b>		<b>-120000</b>	<b>1366417,27</b>
<b>TIR</b>		<b>1039%</b>	
<b>VPN</b>		<b>\$ 900.179,56</b>	



- **Calculo de VPN con Sarta de 3"**, en este caso solo se reemplazara en su totalidad la tubería de producción en el primer servicio, a los 1000 días se reemplaza el 15%. En la figura siguiente se presenta los resultados del ejercicio.

**Figura 55. Flujo de Caja y Calculo de VPN Pozo UIS-07 con Tubería 3”**

	0	1
<b>AÑO</b>		
Producción (Bls/Año)	0	35504,645
Producción MPCA	0	1775232,25
<b>Ingresos \$USA</b>		<b>1775232,25</b>
<b>EGRESOS</b>		
Intervención de Pozo	290000	0,00
Consumo de Energía		12797,83
<b>TOTAL COSTOS</b>	<b>290000</b>	<b>12797,83</b>
<b>UTILIDAD NETA</b>	<b>-290000</b>	<b>1762434,416</b>
<b>TIR</b>		<b>508%</b>
<b>VPN</b>		<b>\$ 902.921,00</b>



Realizando la comparación de los VPN calculados en los dos escenarios, se concluye que es viable realizar el cambio de Tubería de Producción ya que se

obtiene un valor superior a la inversión y existe un retorno de la inversión en el primer año.

#### 4.4 ANÁLISIS ECONÓMICO POR LIMITACIÓN HIDRÁULICAS EN SUPERFICIE

En el análisis realizado en el capítulo 3 acerca de esta situación, se concluye que existe limitación por baja velocidad de flujo en las líneas de los diferentes pozos. Esta condición actualmente no evidencia inconvenientes, salvo posibles flujos tipo tapón; pero a futuro con la implementación del recobro secundario por medio de reinyección de agua, el porcentaje de arenas aumentara e iniciara el depósito en las líneas de superficie generando taponamientos.

Se realizara el ejercicio de simular un aumento de presión de un 25% debido al taponamiento de líneas de flujo por la deposición de arenas en estas. Esto se analizara en un horizonte de tiempo de un año.

En la siguiente tabla se presenta los resultados de la simulación por una sobrepresión en las líneas de flujo debido a taponamientos por deposición de arenas.

**Tabla 56. Resultados Sensibilización por sobrepresión en líneas de flujo**

PRODUCCIÓN DE FLUIDO (BPD)	PRODUCCIÓN DE GAS (MMSFCD)	FLUIDO ADICIONAL (BFPD)	CORTE DE AGUA (%)	PRODUCCIÓN ADICIONAL DE CRUDO (BOPD)	VALOR BARRIL (US\$)	UTILIDADES ADICIONALES (AÑO)
4123,7	1,039	<b>-112,265</b>	<b>47%</b>	<b>-59,50</b>	<b>50,00</b>	<b>\$ (1.085.883,21)</b>
<b>4235,965</b>	<b>1,044</b>					

## 5. CONCLUSIONES

- De acuerdo a los resultados registrados en el numeral de Análisis Nodal Disminución de la Presión de Separación en la Estación, se observa una condición positiva en el aumento de fluidos, al disminuir la presión de separación en la Estación. Los aumentos de fluido se observan en pozos en los que se utiliza como sistema de levantamiento ESP o PCP y se registran aumentos del 4.5% de Fluido Total, lo cual corresponde para el presente caso de 1.8 MMUS/AÑO.
- Para el Análisis Nodal Aumentando Frecuencia y RPM a los Equipos de Fondo se observa una condición positiva en el aumento de fluidos para algunos pozos al aumentar la Frecuencia o RPM de los equipos de fondo.

Con el análisis realizado se concluye que los pozos sensibles a optimizar variando la velocidad o frecuencia de operación del equipo son: UIS-02, UIS-03, UIS-06 Y UIS-10, los demás pozos no se mostraron sensibles a estos cambios pues el aumento en el caudal no fue muy notorio. Esta optimización representa un ingreso adicional para la compañía en 5.2 MMUS/AÑO, siendo una propuesta muy atractiva a revisar, teniendo claro como asunción que no se realiza ninguna inversión en equipos de superficie.

- El análisis realizado a la tubería de producción concluye que únicamente el pozo UIS-07 presento un incremento en el caudal con el cambio de diámetro de la tubería. Para los demás pozo el diámetro de la tubería de producción utilizado actualmente es el adecuado para el manejo de los volúmenes de fluido que el yacimiento es capaz de aportar. El análisis financiero realizado a esta opción de optimización se concluye lo positivo de realizarla ya que el VPN es superior a la inversión ejecutada y el retorno de la inversión se realiza en el primer año.
- En las Limitación Hidráulicas en Superficie se identificaron bajas velocidad de flujo en las líneas de los diferentes pozos. Esta condición actualmente no evidencia inconvenientes, salvo posibles flujos tipo tapón; pero a futuro con la implementación del recobro secundario por medio de reinyección de

agua, el porcentaje de arenas aumentara e iniciara el depósito en las líneas de superficie generando taponamientos. Esta limitación podría generar pérdidas por alrededor de 1 MMUS/AÑO

- Al simular en PIPESIM los pozos y redes de recolección, se obtienen resultados aproximados a las condiciones reales, siempre y cuando las estimaciones que se realicen sean los más ajustadas posibles a la realidad. Para el presente trabajo los resultados obtenidos se consideran acertados comparados con los valores actuales de operación; en el presente caso se considera un porcentaje de error menor al 2% entre las condiciones actuales de operación. Los errores son inducidos por la inestabilidad de los procesos reales.
- Para la ejecución del presente trabajo de monografía fue indispensable la aplicación de los conocimientos adquiridos en los cursos de Análisis Nodal, Propiedades de los Fluidos, Variables de Producción, Bombeo de Cavidades Progresivas, Bombeo Electrosumegible, Bombeo Mecánico, Evaluación de Proyectos Petroleros, Sistema de Separación Gas-Líquido, por esto, los conocimientos adquiridos durante el curso de la especialización fueron fortalecidos en el desarrollo de la presente monografía.
- El uso de la técnica de análisis nodal permite determinar las condiciones favorables de operación para cada uno de los pozos por lo que constituye una herramienta importante para la generación de nuevas alternativas de optimización y de uso sistémico en el análisis preliminar para la realización de cambios de tipo operacional.

## 6. BIBLIOGRAFIA

- BEGGS, Dale. Production Optimization Using Nodal Analysis. Second Edition. Oklahoma Petroskills, 2003. Cap 1-5
- CABARCAS, Manuel, “Optimización Integral de Sistemas de Producción con Análisis Nodal”, Ediciones UIS, Colombia, 2013
- CALISPA, Diego y PROAÑO Gabriela. Optimización de la Producción del Campo Auca Mediante Análisis Nodal. Quito, Ecuador. Tesis de Ingeniería en Geología y Petróleos, Escuela Politécnica Nacional, 2011.
- GARCIA, Nelly. Aplicación de la Técnica de Análisis Nodal en el Sistema de Producción del Campo Bonanza para determinar oportunidades de optimización. Tesis Pregrado. UIS, 2013.
- GIL, Javier. Optimización de la Producción de los Pozos con Levantamiento Artificial por Bombeo Electro-Sumergible del Campo Yarigui-Cantagallo utilizando la Técnica de Análisis Nodal. Tesis Pregrado. UIS, 2010.
- GOMEZ, Vicente y PEREZ, Laura. Factibilidad de Inyección de Agua en el Campo Yarigui-Cantagallo. ECOPETROL S.A., 2006.
- MAGGIOLO, Ricardo. Optimización Integral de Sistemas de Producción Utilizando Análisis Nodal. AIP, 2007.
- ORTIZ, Jennifer y JIMENEZ, Edith. Optimización de la Producción de un Clúster de Crudo Extra pesado del Campo Chichimene Utilizando la Técnica de Análisis Nodal. Tesis Pregrado. UIS, 2011.
- [www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co)

## ANEXOS

### ANEXO A. INFORMACIÓN DE PARA EL DISEÑO

#### 1. POZO UIS-01

<b>PARÁMETROS DE DISEÑO</b>	<b>VALOR</b>
Temperaturas de fondo [°F]	<b>145</b>
Temperaturas de superficie [°F]	<b>90</b>
Gravedad API del crudo [°API]	<b>22</b>
Presión de Casing [Psi] (CHP)	<b>G.E</b>
Presión de Tubing [Psi] (THP)	<b>75</b>
Profundidad Pozo [Ft] (MD)	<b>7970</b>
Profundidad Tope de perforados [Ft] (MD)	<b>6610</b>
Profundidad Base de perforados [Ft] (MD)	<b>7226</b>
Profundidad Estimada de la Bomba [Ft] (MD)	<b>5031</b>
Desviación	<b>Adjunto</b>
GOR [PC/Bbls]	<b>313</b>
Presión de burbuja [Psi]	<b>2400</b>
Presión de Yacimiento [Psi]	<b>1840</b>
Caudal de la Última Prueba [Bbl/d]	<b>200</b>
Presión de fondo fluyente a ultima prueba [Psi]	<b>996</b>
Presión de fondo fluyente mínima [Psi]	<b>840</b>
Caudal a Extraer [BFPD en superficie]	<b>226</b>
Corte de Agua [%]	<b>20%</b>
Índice de productividad [BPD/PSI]	<b>0,24</b>
Casing de producción	<b>7", 23-26#</b>
Tubing de producción	<b>3 1/2"</b>
<b>Rango de caudales de operación de la bomba</b>	
- Min [BFPD en superficie]	<b>200</b>
- Máx [BFPD en superficie]	<b>270</b>

## 2. POZO UIS-02

<b>PARÁMETROS DE DISEÑO</b>	<b>VALOR</b>
Temperaturas de fondo [°F]	145
Temperaturas de superficie [°F]	90
Gravedad API del crudo [°API]	19
Presión de Casing [Psi] (CHP)	60
Presión de Tubing [Psi] (THP)	60
Profundidad Pozo [Ft] (MD)	8816
Profundidad Tope de perforados [Ft] (MD)	6608
Profundidad Base de perforados [Ft] (MD)	7135
Profundidad Estimada de la Bomba [Ft] (MD)	5228
Desviación	Adjunto
GOR [PC/Bbls]	214
Presión de burbuja [Psi]	2400
Presión de Yacimiento [Psi]	2700
Caudal de la Última Prueba [Bbl/d]	163
Presión de fondo fluyente a ultima prueba [Psi]	1312
Presión de fondo fluyente mínima [Psi]	1200
Caudal a Extraer [BFPD en superficie]	172
Corte de Agua [%]	7%
Índice de productividad [BPD/PSI]	0,12
Casing de producción	7", 29#
Tubing de producción	3 1/2"
<b>Rango de caudales de operación de la bomba</b>	
- Min [BFPD en superficie]	165
- Máx [BFPD en superficie]	185

### 3. POZO UIS-03

<b>PARÁMETROS DE DISEÑO</b>	<b>VALOR</b>
Temperaturas de fondo [°F]	145
Temperaturas de superficie [°F]	90
Gravedad API del crudo [°API]	18,9
Presión de Casing [Psi] (CHP)	40
Presión de Tubing [Psi] (THP)	90
Profundidad Pozo [Ft] (MD)	8892
Profundidad Tope de perforados [Ft] (MD)	6828
Profundidad Base de perforados [Ft] (MD)	7459
Profundidad Estimada de la Bomba [Ft] (MD)	5500
Desviación	Vertical
GOR [PC/Bbls]	135
Presión de burbuja [Psi]	2400
Presión de Yacimiento [Psi]	2379
Caudal de la Última Prueba [Bbl/d]	635
Presión de fondo fluyente a ultima prueba [Psi]	1697
Presión de fondo fluyente mínima [Psi]	1379
Caudal a Extraer [BFPD en superficie]	868
Corte de Agua [%]	70%
Índice de productividad [BPD/PSI]	0,93
Casing de producción	7", 29#
Tubing de producción	3 1/2"
<b>Rango de caudales de operación de la bomba</b>	
- Min [BFPD en superficie]	852
- Máx [BFPD en superficie]	875

#### 4. POZO UIS-04

<b>PARÁMETROS DE DISEÑO</b>	<b>VALOR</b>
Temperaturas de fondo [°F]	<b>145</b>
Temperaturas de superficie [°F]	<b>90</b>
Gravedad API del crudo [°API]	<b>19,9</b>
Presión de Casing [Psi] (CHP)	<b>45</b>
Presión de Tubing [Psi] (THP)	<b>95</b>
Profundidad Pozo [Ft] (MD)	<b>8813</b>
Profundidad Tope de perforados [Ft] (MD)	<b>7672</b>
Profundidad Base de perforados [Ft] (MD)	<b>8104</b>
Profundidad Estimada de la Bomba [Ft] (MD)	<b>7200</b>
Desviación	<b>Adjunto</b>
GOR [PC/Bbls]	<b>237</b>
Presión de burbuja [Psi]	<b>2400</b>
Presión de Yacimiento [Psi]	<b>2700</b>
Caudal de la Última Prueba [Bbl/d]	<b>420</b>
Presión de fondo fluyente a ultima prueba [Psi]	<b>1700</b>
Presión de fondo fluyente mínima [Psi]	<b>1740</b>
Caudal a Extraer [BFPD en superficie]	<b>406</b>
Corte de Agua [%]	<b>60%</b>
Índice de productividad [BPD/PSI]	<b>0,42</b>
Casing de producción	<b>7", 29#</b>
Tubing de producción	<b>3 1/2"</b>
<b>Rango de caudales de operación de la bomba</b>	
- Min [BFPD en superficie]	<b>379</b>
- Máx [BFPD en superficie]	<b>435</b>

## 5. POZO UIS-05

<b>PARÁMETROS DE DISEÑO</b>	<b>VALOR</b>
Temperaturas de fondo [°F]	<b>145</b>
Temperaturas de superficie [°F]	<b>90</b>
Gravedad API del crudo [°API]	<b>20,4</b>
Presión de Casing [Psi] (CHP)	<b>GE</b>
Presión de Tubing [Psi] (THP)	<b>70</b>
Profundidad Pozo [Ft] (MD)	<b>7750</b>
Profundidad Tope de perforados [Ft] (MD)	<b>6529</b>
Profundidad Base de perforados [Ft] (MD)	<b>7452</b>
Profundidad Estimada de la Bomba [Ft] (MD)	<b>6632</b>
Desviación	<b>Adjunto</b>
GOR [PC/Bbls]	<b>3456</b>
Presión de burbuja [Psi]	<b>2400</b>
Presión de Yacimiento [Psi]	<b>145</b>
Caudal de la Última Prueba [Bbl/d]	<b>136</b>
Presión de fondo fluyente a ultima prueba [Psi]	<b>515</b>
Presión de fondo fluyente mínima [Psi]	<b>500</b>
Caudal a Extraer [BFPD en superficie]	<b>137</b>
Corte de Agua [%]	<b>0%</b>
Índice de productividad [BPD/PSI]	<b>0,11</b>
Casing de producción	<b>7", 29#</b>
Tubing de producción	<b>3 1/2"</b>
<b>Rango de caudales de operación de la bomba</b>	
- Min [BFPD en superficie]	<b>132</b>
- Máx [BFPD en superficie]	<b>142</b>

## 6. POZO UIS-06

<b>PARÁMETROS DE DISEÑO</b>	<b>VALOR</b>
Temperaturas de fondo [°F]	<b>145</b>
Temperaturas de superficie [°F]	<b>90</b>
Gravedad API del crudo [°API]	<b>20,4</b>
Presión de Casing [Psi] (CHP)	<b>GE</b>
Presión de Tubing [Psi] (THP)	<b>70</b>
Profundidad Pozo [Ft] (MD)	<b>8033</b>
Profundidad Tope de perforados [Ft] (MD)	<b>6675</b>
Profundidad Base de perforados [Ft] (MD)	<b>7543</b>
Profundidad Estimada de la Bomba [Ft] (MD)	<b>6134</b>
Desviación	<b>Adjunto</b>
GOR [PC/Bbls]	<b>669</b>
Presión de burbuja [Psi]	<b>2400</b>
Presión de Yacimiento [Psi]	<b>2500</b>
Caudal de la Última Prueba [Bbl/d]	<b>829</b>
Presión de fondo fluyente a ultima prueba [Psi]	<b>1409</b>
Presión de fondo fluyente mínima [Psi]	<b>1200</b>
Caudal a Extraer [BFPD en superficie]	<b>942</b>
Corte de Agua [%]	<b>20%</b>
Índice de productividad [BPD/PSI]	<b>0,76</b>
Casing de producción	<b>7", 29#</b>
Tubing de producción	<b>3 1/2"</b>
<b>Rango de caudales de operación de la bomba</b>	
- Min [BFPD en superficie]	<b>930</b>
- Máx [BFPD en superficie]	<b>960</b>

7 POZO UIS-07

<b>PARÁMETROS DE DISEÑO</b>	<b>VALOR</b>
Temperaturas de fondo [°F]	<b>145</b>
Temperaturas de superficie [°F]	<b>90</b>
Gravedad API del crudo [°API]	<b>16,6</b>
Presión de Casing [Psi] (CHP)	<b>G.E</b>
Presión de Tubing [Psi] (THP)	<b>85</b>
Profundidad Pozo [Ft] (MD)	<b>7844</b>
Profundidad Tope de perforados [Ft] (MD)	<b>6591</b>
Profundidad Base de perforados [Ft] (MD)	<b>7263</b>
Profundidad Estimada de la Bomba [Ft] (MD)	<b>6020</b>
Desviación	<b>Adjunto</b>
GOR [PC/Bbls]	<b>400</b>
Presión de burbuja [Psi]	<b>2400</b>
Presión de Yacimiento [Psi]	<b>384</b>
Caudal de la Última Prueba [Bbl/d]	<b>360</b>
Presión de fondo fluyente a ultima prueba [Psi]	<b>682</b>
Presión de fondo fluyente mínima [Psi]	<b>314</b>
Caudal a Extraer [BFPD en superficie]	<b>507</b>
Corte de Agua [%]	<b>46%</b>
Índice de productividad [BPD/PSI]	<b>288,62</b>
Casing de producción	<b>7", 29#</b>
Tubing de producción	<b>3 1/2"</b>
<b>Rango de caudales de operación de la bomba</b>	
- Min [BFPD en superficie]	<b>495</b>
- Máx [BFPD en superficie]	<b>515</b>

## 8 POZO UIS-08

<b>PARÁMETROS DE DISEÑO</b>	<b>VALOR</b>
Temperaturas de fondo [°F]	145
Temperaturas de superficie [°F]	90
Gravedad API del crudo [°API]	14
Presión de Casing [Psi] (CHP)	60
Presión de Tubing [Psi] (THP)	75
Profundidad Pozo [Ft] (MD)	8250
Profundidad Tope de perforados [Ft] (MD)	6846
Profundidad Base de perforados [Ft] (MD)	7408
Profundidad Estimada de la Bomba [Ft] (MD)	5414
Desviación	Vertical
GOR [PC/Bbls]	1417
Presión de burbuja [Psi]	2400
Presión de Yacimiento [Psi]	1666
Caudal de la Última Prueba [Bbl/d]	50
Presión de fondo fluyente a ultima prueba [Psi]	750
Presión de fondo fluyente mínima [Psi]	666
Caudal a Extraer [BFPD en superficie]	53
Corte de Agua [%]	45%
Índice de productividad [BPD/PSI]	0,05
Casing de producción	7", 23/26#
Tubing de producción	3 1/2"
<b>Rango de caudales de operación de la bomba</b>	
- Min [BFPD en superficie]	45
- Máx [BFPD en superficie]	58

9 POZO UIS-09

<b>PARÁMETROS DE DISEÑO</b>	<b>VALOR</b>
Temperaturas de fondo [°F]	<b>145</b>
Temperaturas de superficie [°F]	<b>90</b>
Gravedad API del crudo [°API]	<b>19,8</b>
Presión de Casing [Psi] (CHP)	<b>GE</b>
Presión de Tubing [Psi] (THP)	<b>65</b>
Profundidad Pozo [Ft] (MD)	<b>8345</b>
Profundidad Tope de perforados [Ft] (MD)	<b>7111</b>
Profundidad Base de perforados [Ft] (MD)	<b>7750</b>
Profundidad Estimada de la Bomba [Ft] (MD)	<b>6014</b>
Desviación	<b>Adjunto</b>
GOR [PC/Bbls]	<b>365</b>
Presión de burbuja [Psi]	<b>2400</b>
Presión de Yacimiento [Psi]	<b>2653</b>
Caudal de la Última Prueba [Bbl/d]	<b>836</b>
Presión de fondo fluyente a ultima prueba [Psi]	<b>1958</b>
Presión de fondo fluyente mínima [Psi]	<b>1853</b>
Caudal a Extraer [BFPD en superficie]	<b>944</b>
Corte de Agua [%]	<b>81%</b>
Índice de productividad [BPD/PSI]	<b>1,31</b>
Casing de producción	<b>7", 29#</b>
Tubing de producción	<b>3 1/2"</b>
<b>Rango de caudales de operación de la bomba</b>	
- Min [BFPD en superficie]	<b>900</b>
- Máx [BFPD en superficie]	<b>970</b>

10 POZO UIS-010

<b>PARÁMETROS DE DISEÑO</b>	<b>VALOR</b>
Temperaturas de fondo [°F]	<b>145</b>
Temperaturas de superficie [°F]	<b>90</b>
Gravedad API del crudo [°API]	<b>18,7</b>
Presión de Casing [Psi] (CHP)	<b>40</b>
Presión de Tubing [Psi] (THP)	<b>90</b>
Profundidad Pozo [Ft] (MD)	<b>7810</b>
Profundidad Tope de perforados [Ft] (MD)	<b>6610</b>
Profundidad Base de perforados [Ft] (MD)	<b>7462</b>
Profundidad Estimada de la Bomba [Ft] (MD)	<b>5431</b>
Desviación	<b>Adjunto</b>
GOR [PC/Bbls]	<b>381</b>
Presión de burbuja [Psi]	<b>2400</b>
Presión de Yacimiento	<b>2700</b>
Caudal de la Última Prueba	<b>800</b>
Presión de fondo fluyente a ultima prueba [Psi]	<b>1921</b>
Presión de fondo fluyente mínima [Psi]	<b>1500</b>
Caudal a Extraer [BFPD en superficie]	<b>1134</b>
Corte de Agua [%]	<b>84%</b>
Índice de productividad [BPD/PSI]	<b>1,03</b>
Casing de producción	<b>7", 29#</b>
Tubing de producción	<b>3 1/2"</b>
<b>Rango de caudales de operación de la bomba</b>	
- Min [BFPD en superficie]	<b>1100</b>
- Máx [BFPD en superficie]	<b>1190</b>

11 POZO UIS-11

<b>PARÁMETROS DE DISEÑO</b>	<b>VALOR</b>
Temperaturas de fondo [°F]	<b>145</b>
Temperaturas de superficie [°F]	<b>90</b>
Gravedad API del crudo [°API]	<b>14,1</b>
Presión de Casing [Psi] (CHP)	<b>60</b>
Presión de Tubing [Psi] (THP)	<b>80</b>
Profundidad Pozo [Ft] (MD)	<b>8010</b>
Profundidad Tope de perforados [Ft] (MD)	<b>6497</b>
Profundidad Base de perforados [Ft] (MD)	<b>7328</b>
Profundidad Estimada de la Bomba [Ft] (MD)	<b>6442</b>
Desviación	<b>Adjunto</b>
GOR [PC/Bbls]	<b>3909</b>
Presión de burbuja [Psi]	<b>2400</b>
Presión de Yacimiento [Psi]	<b>1924</b>
Caudal de la Última Prueba [Bbl/d]	<b>145</b>
Presión de fondo fluyente a ultima prueba [Psi]	<b>416</b>
Presión de fondo fluyente mínima [Psi]	<b>724</b>
Caudal a Extraer [BFPD en superficie]	<b>128</b>
Corte de Agua [%]	<b>1%</b>
Índice de productividad [BPD/PSI]	<b>0,10</b>
Casing de producción	<b>7", 29#</b>
Tubing de producción	<b>3 1/2"</b>
<b>Rango de caudales de operación de la bomba</b>	
- Min [BFPD en superficie]	<b>110</b>
- Máx [BFPD en superficie]	<b>130</b>

12 POZO UIS-12

<b>PARÁMETROS DE DISEÑO</b>	<b>VALOR</b>
Temperaturas de fondo [°F]	145
Temperaturas de superficie [°F]	90
Gravedad API del crudo [°API]	17,6
Presión de Casing [Psi] (CHP)	50
Presión de Tubing [Psi] (THP)	100
Profundidad Pozo [Ft] (MD)	8101
Profundidad Tope de perforados [Ft] (MD)	6642
Profundidad Base de perforados [Ft] (MD)	7852
Profundidad Estimada de la Bomba [Ft] (MD)	7004
Desviación	Adjunto
GOR [PC/Bbls]	333
Presión de burbuja [Psi]	2400
Presión de Yacimiento [Psi]	261
Caudal de la Última Prueba [Bbl/d]	40
Presión de fondo fluyente a ultima prueba [Psi]	148
Presión de fondo fluyente mínima [Psi]	61
Caudal a Extraer [BFPD en superficie]	58
Corte de Agua [%]	12%
Índice de productividad [BPD/PSI]	0,35
Casing de producción	7", 23/29#
Tubing de producción	3 1/2"
<b>Rango de caudales de operación de la bomba</b>	
- Min [BFPD en superficie]	52
- Máx [BFPD en superficie]	60

13 POZO UIS-13

<b>PARÁMETROS DE DISEÑO</b>	<b>VALOR</b>
Temperaturas de fondo [°F]	<b>145</b>
Temperaturas de superficie [°F]	<b>90</b>
Gravedad API del crudo [°API]	<b>16,6</b>
Presión de Casing [Psi] (CHP)	<b>50</b>
Presión de Tubing [Psi] (THP)	<b>84</b>
Profundidad Pozo [Ft] (MD)	<b>7844</b>
Profundidad Tope de perforados [Ft] (MD)	<b>6381</b>
Profundidad Base de perforados [Ft] (MD)	<b>7210</b>
Profundidad Estimada de la Bomba [Ft] (MD)	<b>5950</b>
Desviación	<b>Adjunto</b>
GOR [PC/Bbls]	<b>1286</b>
Presión de burbuja [Psi]	<b>2400</b>
Presión de Yacimiento [Psi]	<b>442</b>
Caudal de la Última Prueba [Bbl/d]	<b>20</b>
Presión de fondo fluyente a ultima prueba [Psi]	<b>366</b>
Presión de fondo fluyente mínima [Psi]	<b>42</b>
Caudal a Extraer [BFPD en superficie]	<b>68</b>
Corte de Agua [%]	<b>1%</b>
Índice de productividad [BPD/PSI]	<b>0,26</b>
Casing de producción	<b>7", 29#</b>
Tubing de producción	<b>3 1/2"</b>
<b>Rango de caudales de operación de la bomba</b>	
- Min [BFPD en superficie]	<b>50</b>
- Máx [BFPD en superficie]	<b>70</b>

14 POZO UIS-14

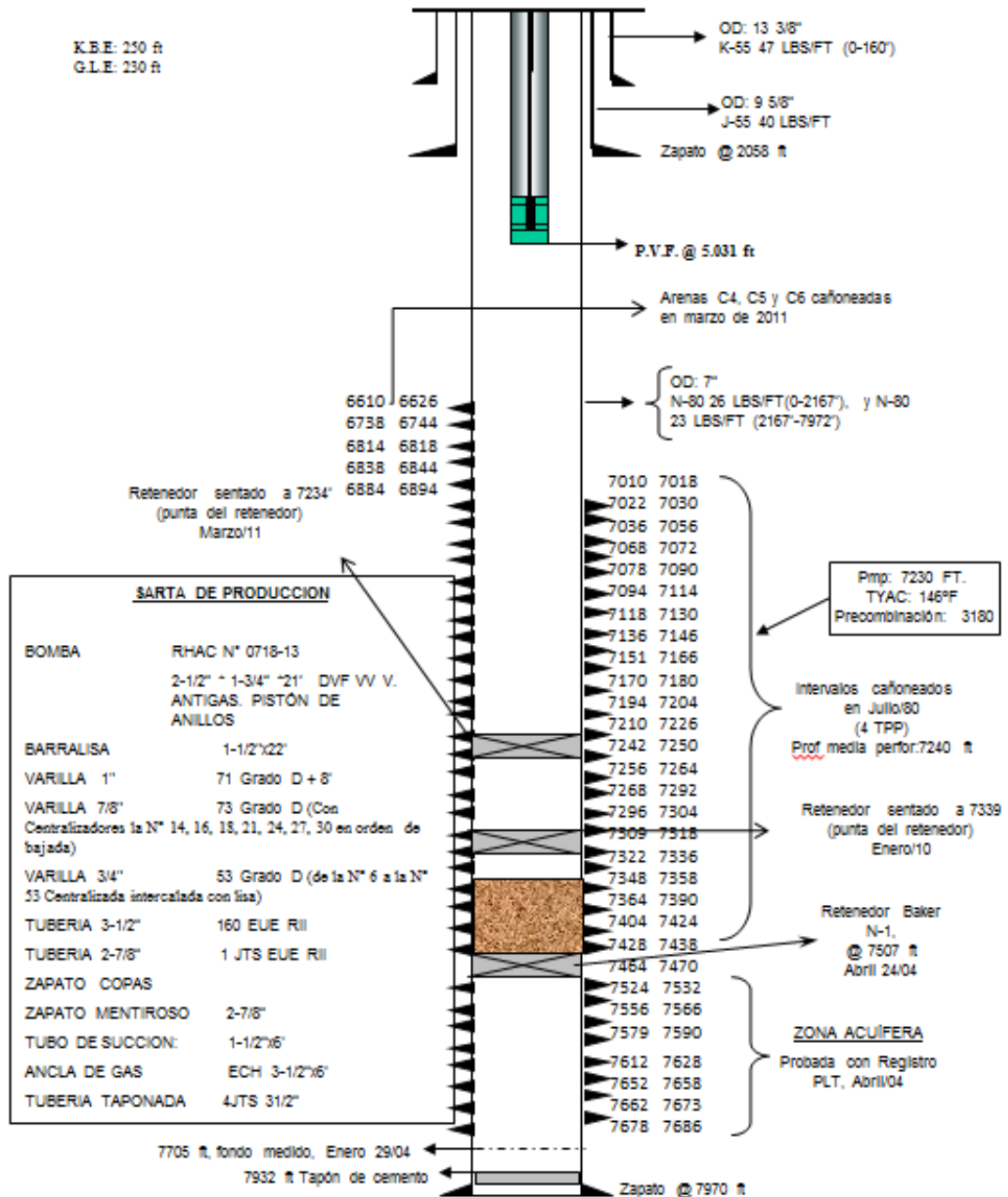
<b>PARÁMETROS DE DISEÑO</b>	<b>VALOR</b>
Temperaturas de fondo [°F]	<b>145</b>
Temperaturas de superficie [°F]	<b>90</b>
Gravedad API del crudo [°API]	<b>14,6</b>
Presión de Casing [Psi] (CHP)	<b>60</b>
Presión de Tubing [Psi] (THP)	<b>80</b>
Profundidad Pozo [Ft] (MD)	<b>7676</b>
Profundidad Tope de perforados [Ft] (MD)	<b>6484</b>
Profundidad Base de perforados [Ft] (MD)	<b>7439</b>
Profundidad Estimada de la Bomba [Ft] (MD)	<b>6928</b>
Desviación	<b>Adjunto</b>
GOR [PC/Bbls]	<b>1667</b>
Presión de burbuja [Psi]	<b>2400</b>
Presión de Yacimiento [Psi]	<b>291</b>
Caudal de la Última Prueba [Bbl/d]	<b>20</b>
Presión de fondo fluyente a ultima prueba [Psi]	<b>22</b>
Presión de fondo fluyente mínima [Psi]	<b>91</b>
Caudal a Extraer [BFPD en superficie]	<b>18</b>
Corte de Agua [%]	<b>3%</b>
Índice de productividad [BPD/PSI]	<b>0,07</b>
Casing de producción	<b>7", 29#</b>
Tubing de producción	<b>3 1/2"</b>
<b>Rango de caudales de operación de la bomba</b>	
- Min [BFPD en superficie]	<b>9</b>
- Máx [BFPD en superficie]	<b>18</b>

15 POZO UIS-15

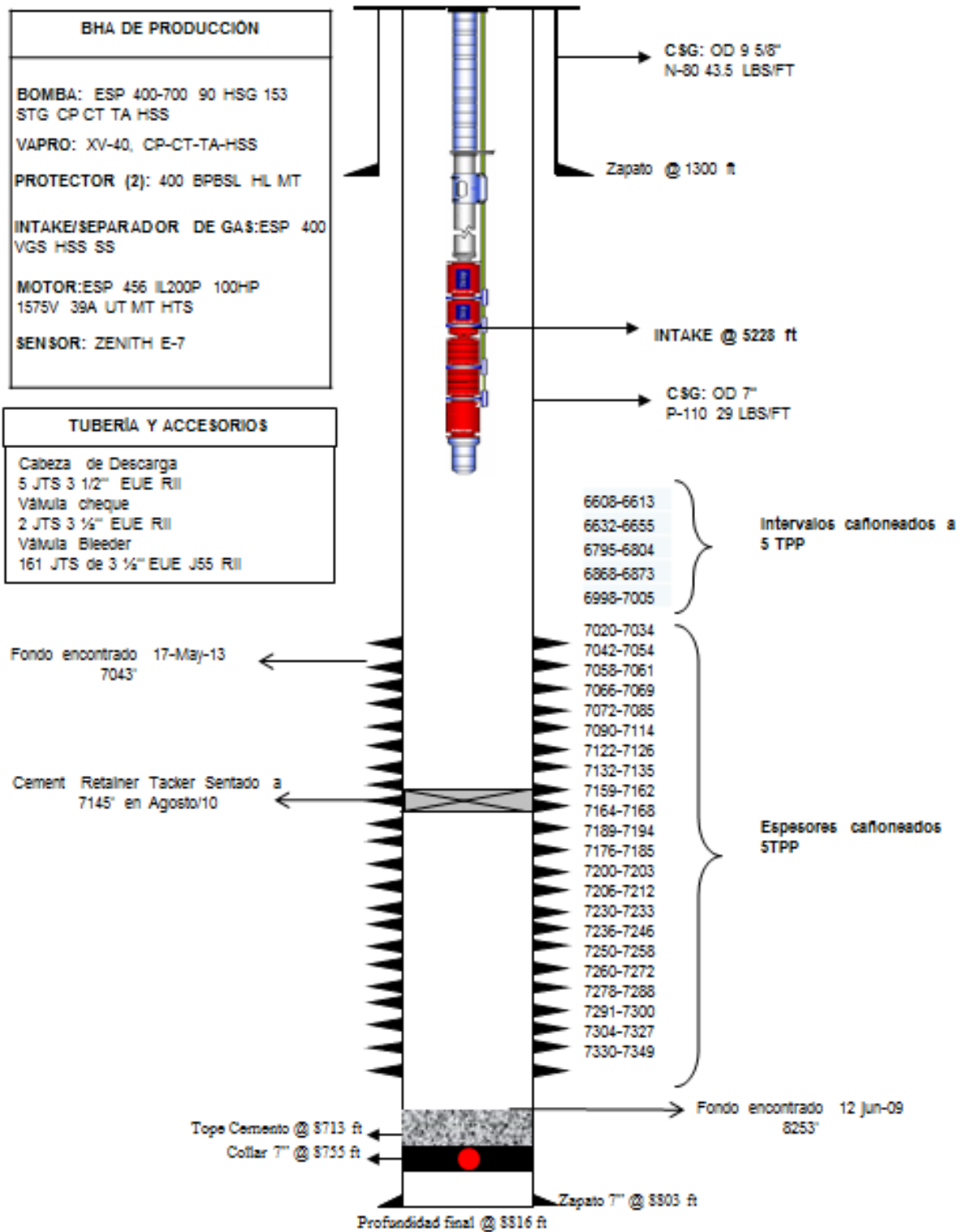
<b>PARÁMETROS DE DISEÑO</b>	<b>VALOR</b>
Temperaturas de fondo [°F]	<b>145</b>
Temperaturas de superficie [°F]	<b>90</b>
Gravedad API del crudo [°API]	<b>16,1</b>
Presión de Casing [Psi] (CHP)	<b>119</b>
Presión de Tubing [Psi] (THP)	<b>70</b>
Profundidad Pozo [Ft] (MD)	<b>8841</b>
Profundidad Tope de perforados [Ft] (MD)	<b>7050</b>
Profundidad Base de perforados [Ft] (MD)	<b>7856</b>
Profundidad Estimada de la Bomba [Ft] (MD)	<b>6970</b>
Desviación	<b>Adjunto</b>
GOR [PC/Bbls]	<b>63</b>
Presión de burbuja [Psi]	<b>2400</b>
Presión de Yacimiento [Psi]	<b>2229</b>
Caudal de la Última Prueba [Bbl/d]	<b>220</b>
Presión de fondo fluyente a ultima prueba [Psi]	<b>947</b>
Presión de fondo fluyente mínima [Psi]	<b>1379</b>
Caudal a Extraer [BFPD en superficie]	<b>163</b>
Corte de Agua [%]	<b>85%</b>
Índice de productividad [BPD/PSI]	<b>0,17</b>
Casing de producción	<b>7", 29#</b>
Tubing de producción	<b>3 1/2"</b>
<b>Rango de caudales de operación de la bomba</b>	
- Min [BFPD en superficie]	<b>150</b>
- Máx [BFPD en superficie]	<b>175</b>

## ANEXO B. ESTADOS MECANICOS

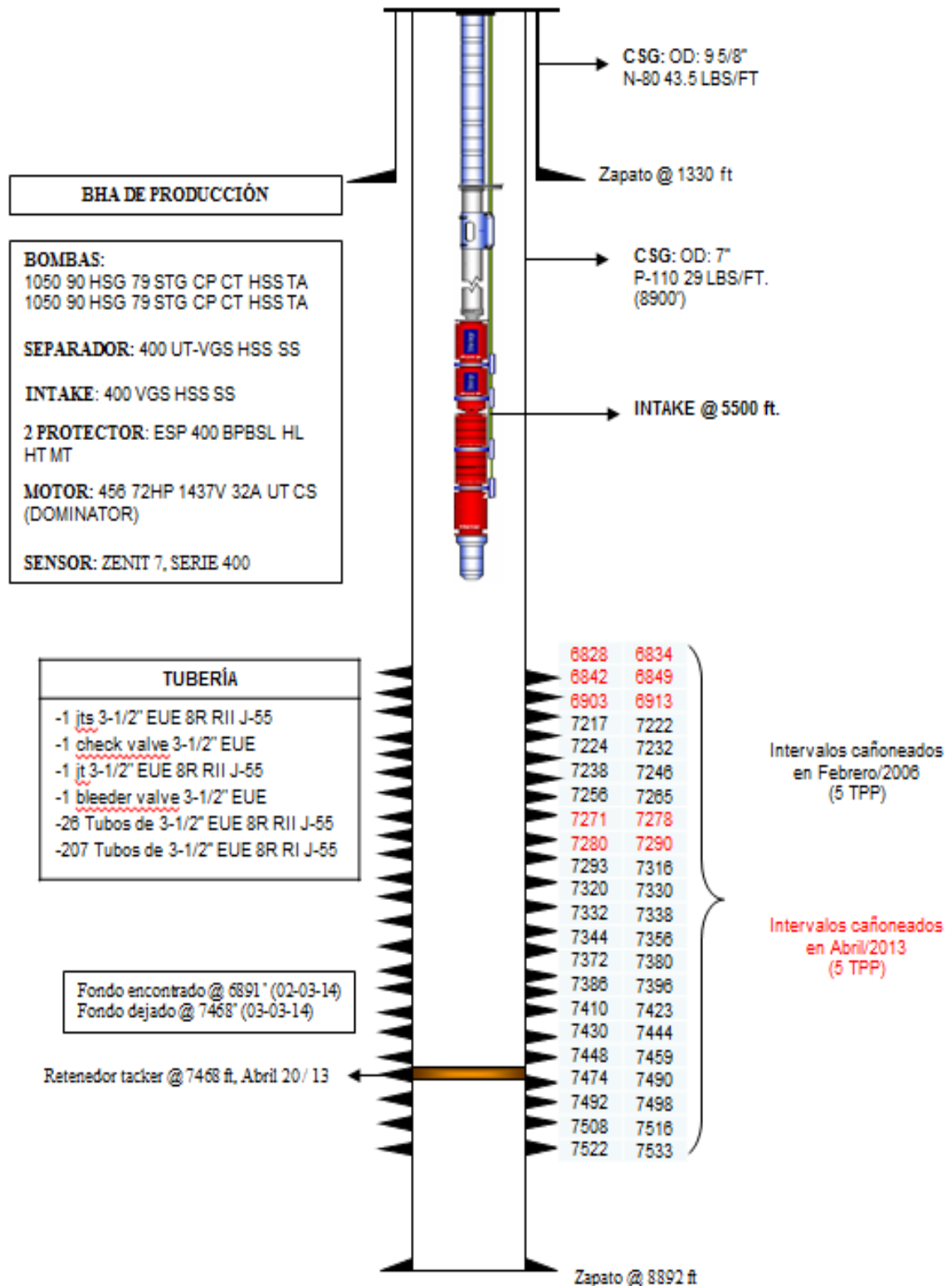
### POZO UIS - 01



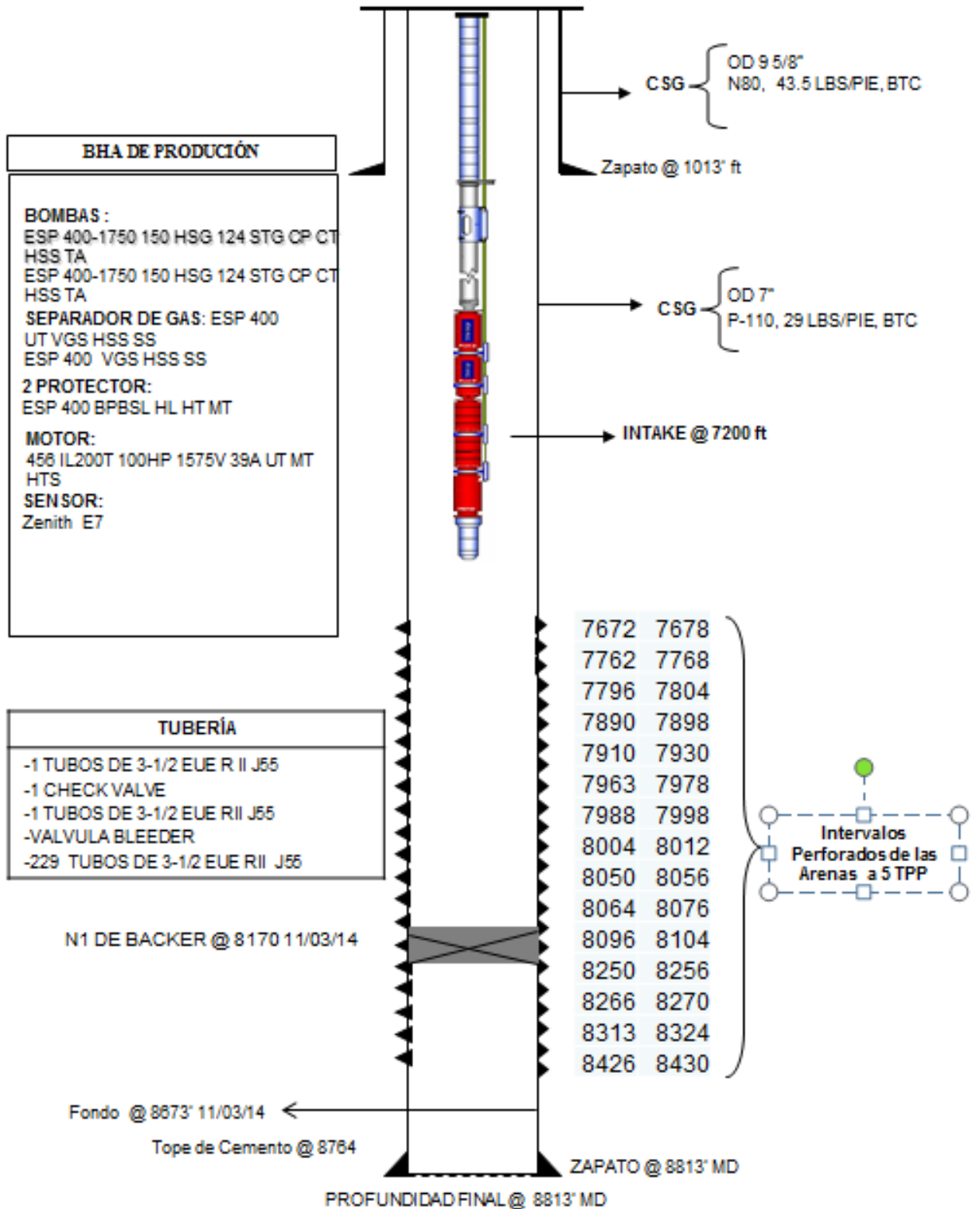
## POZO UIS - 02



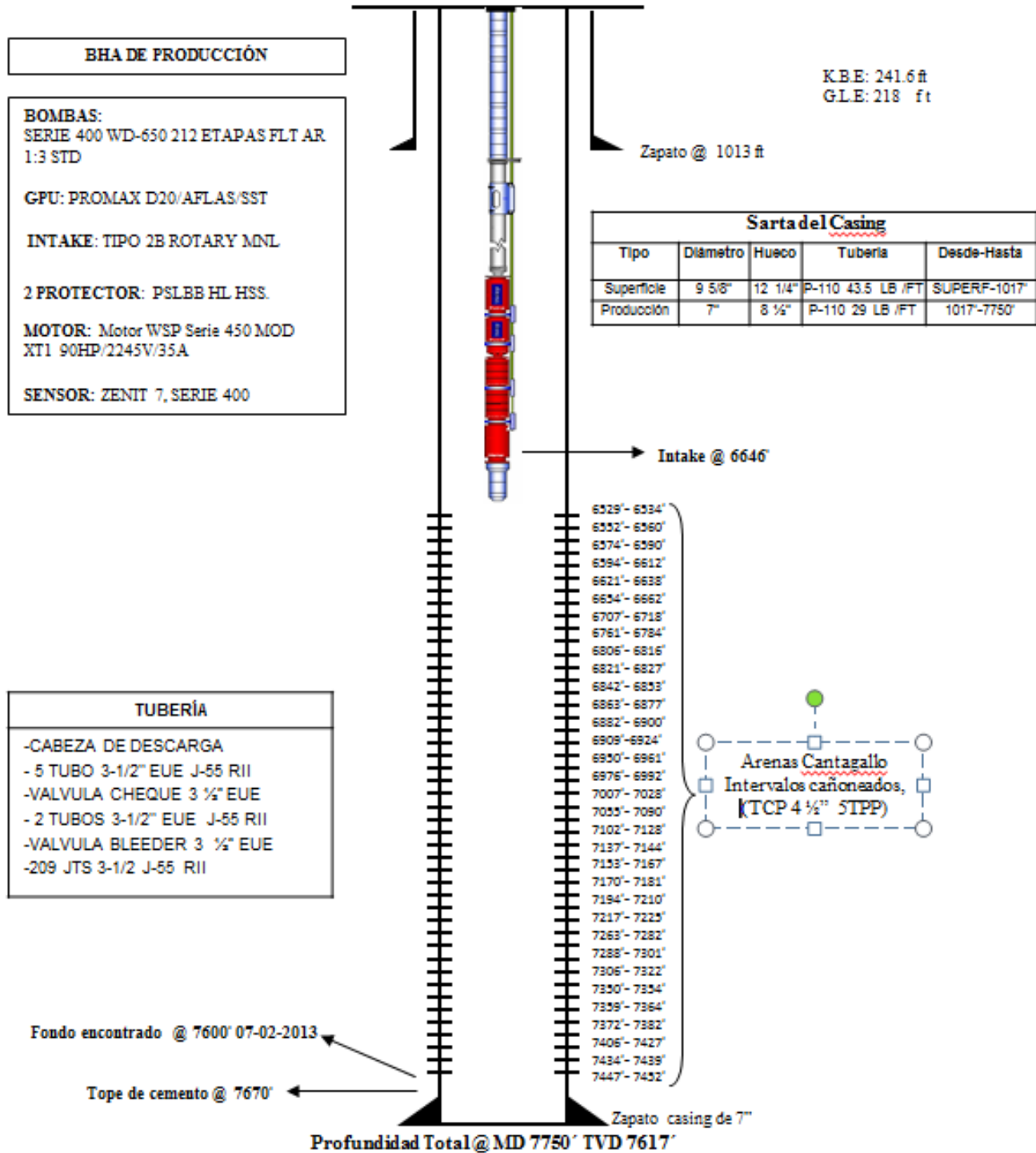
# POZO UIS – 03



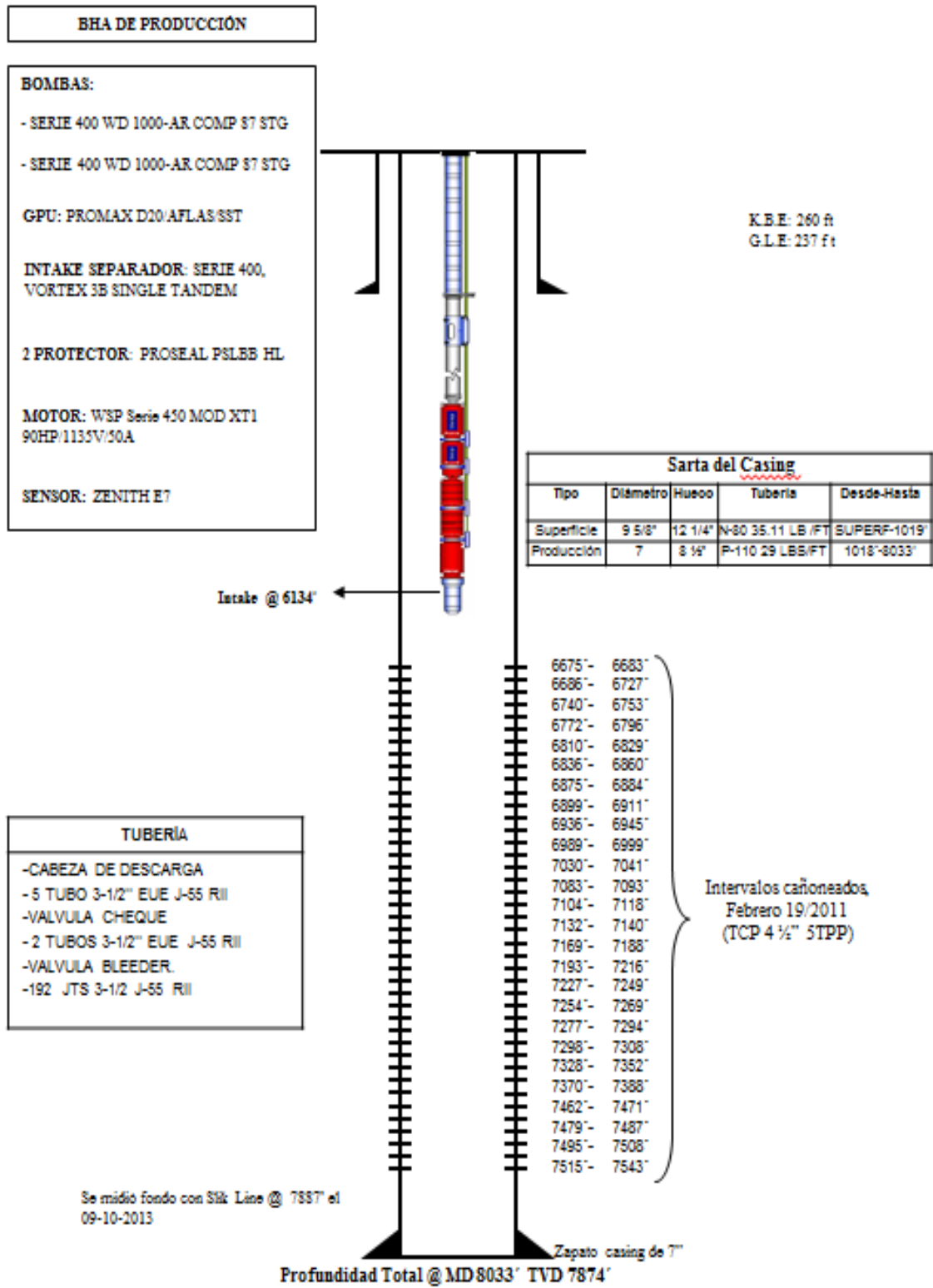
**POZO UIS – 04**



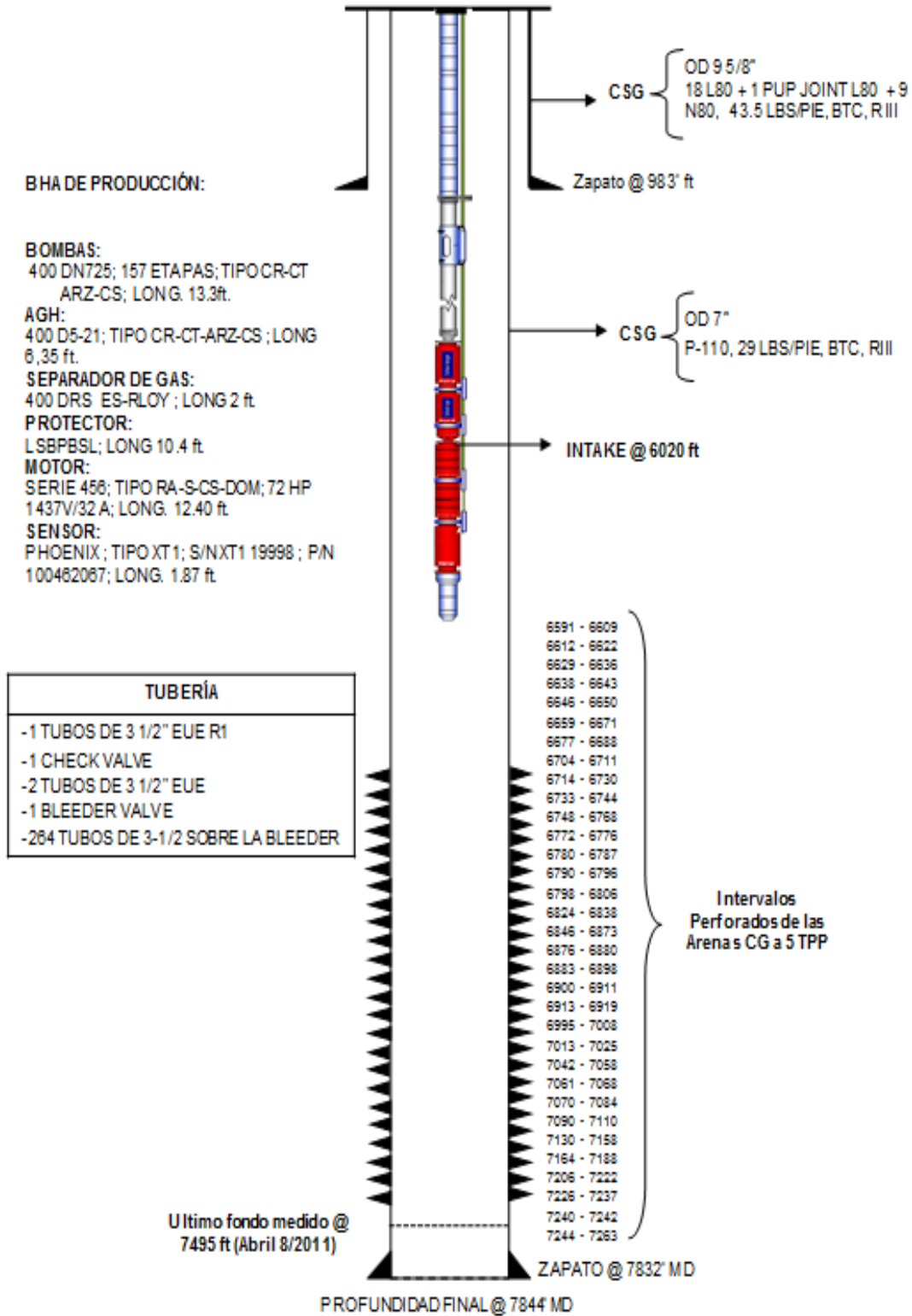
# POZO UIS – 05



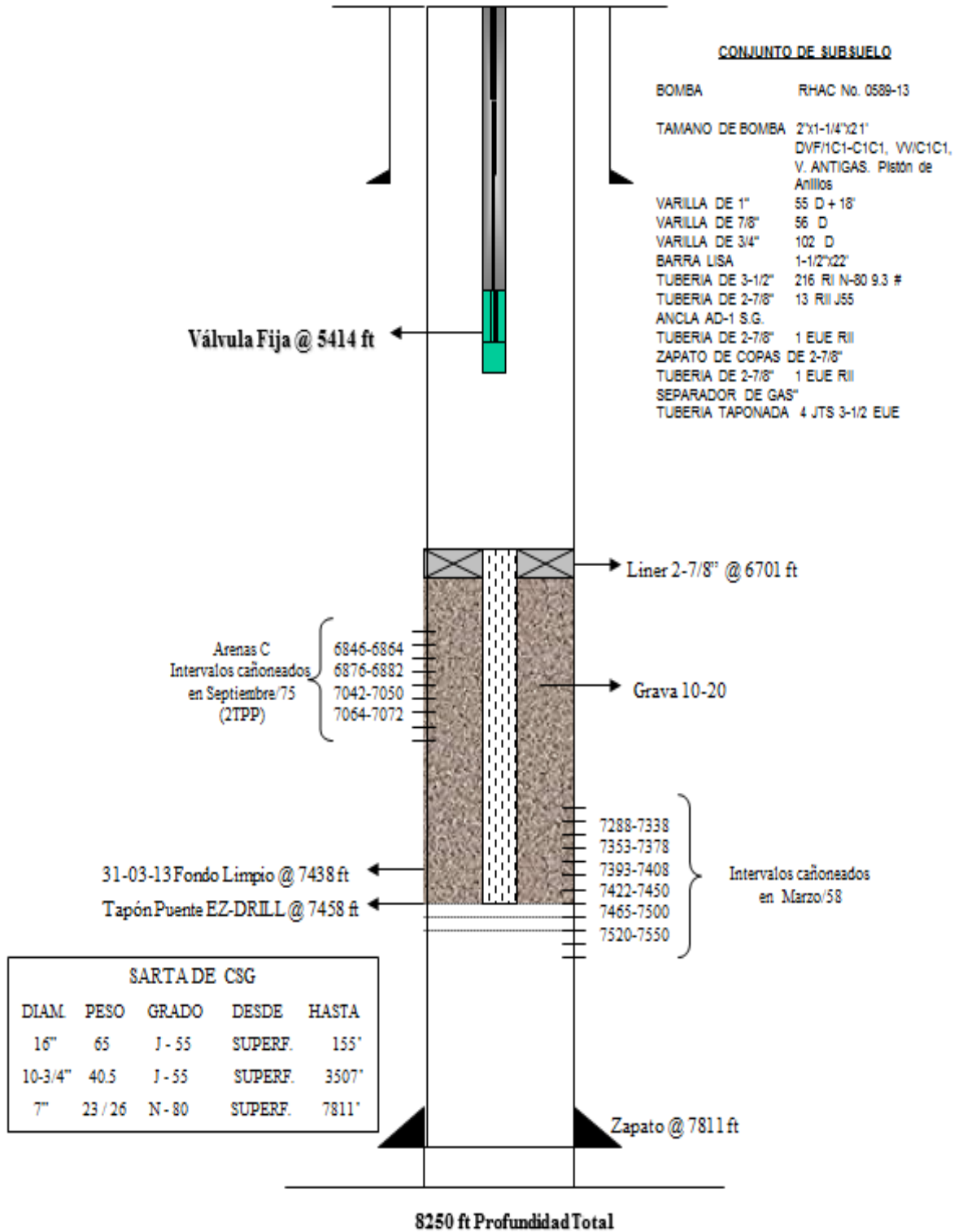
# POZO UIS – 06



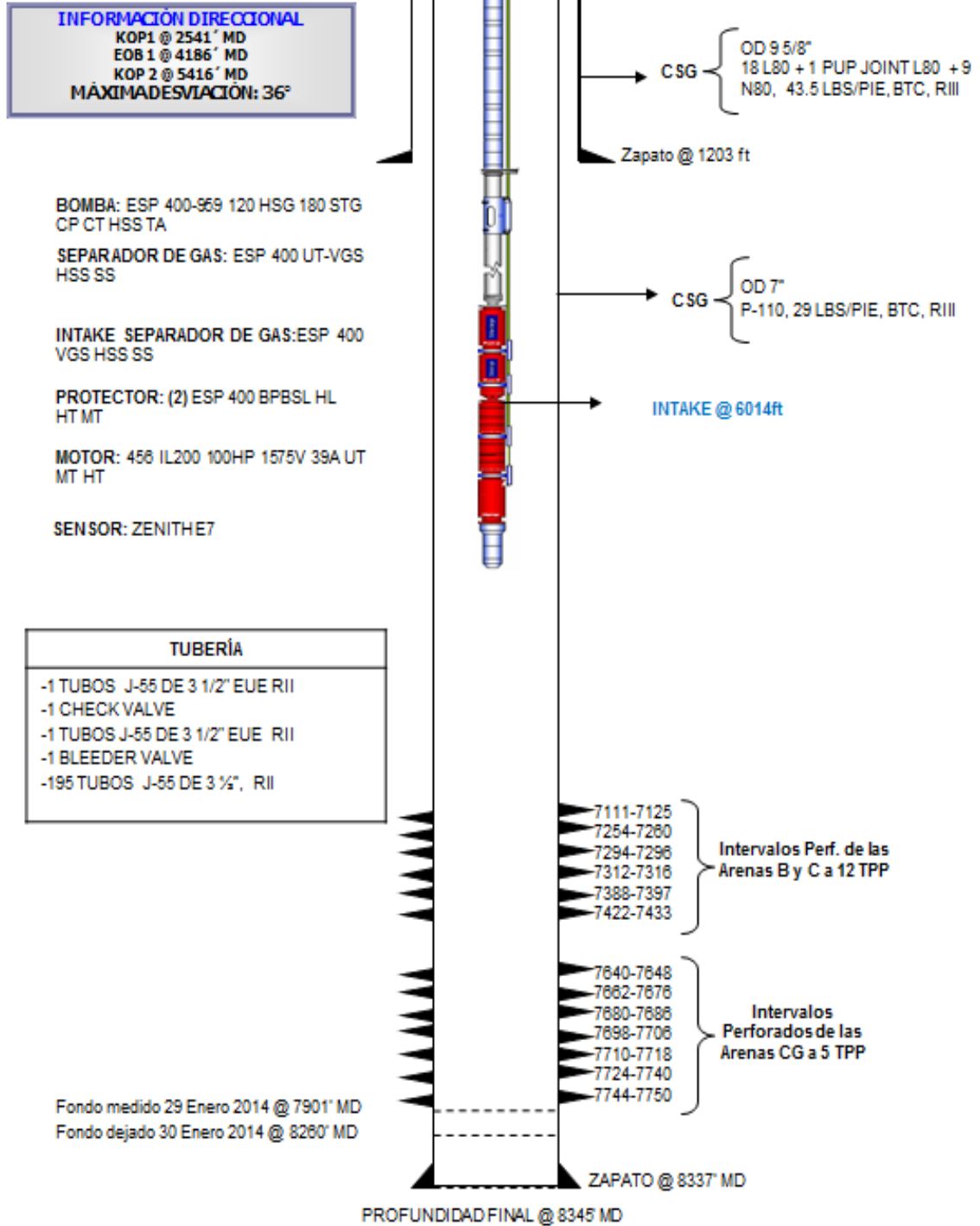
# POZO UIS – 07



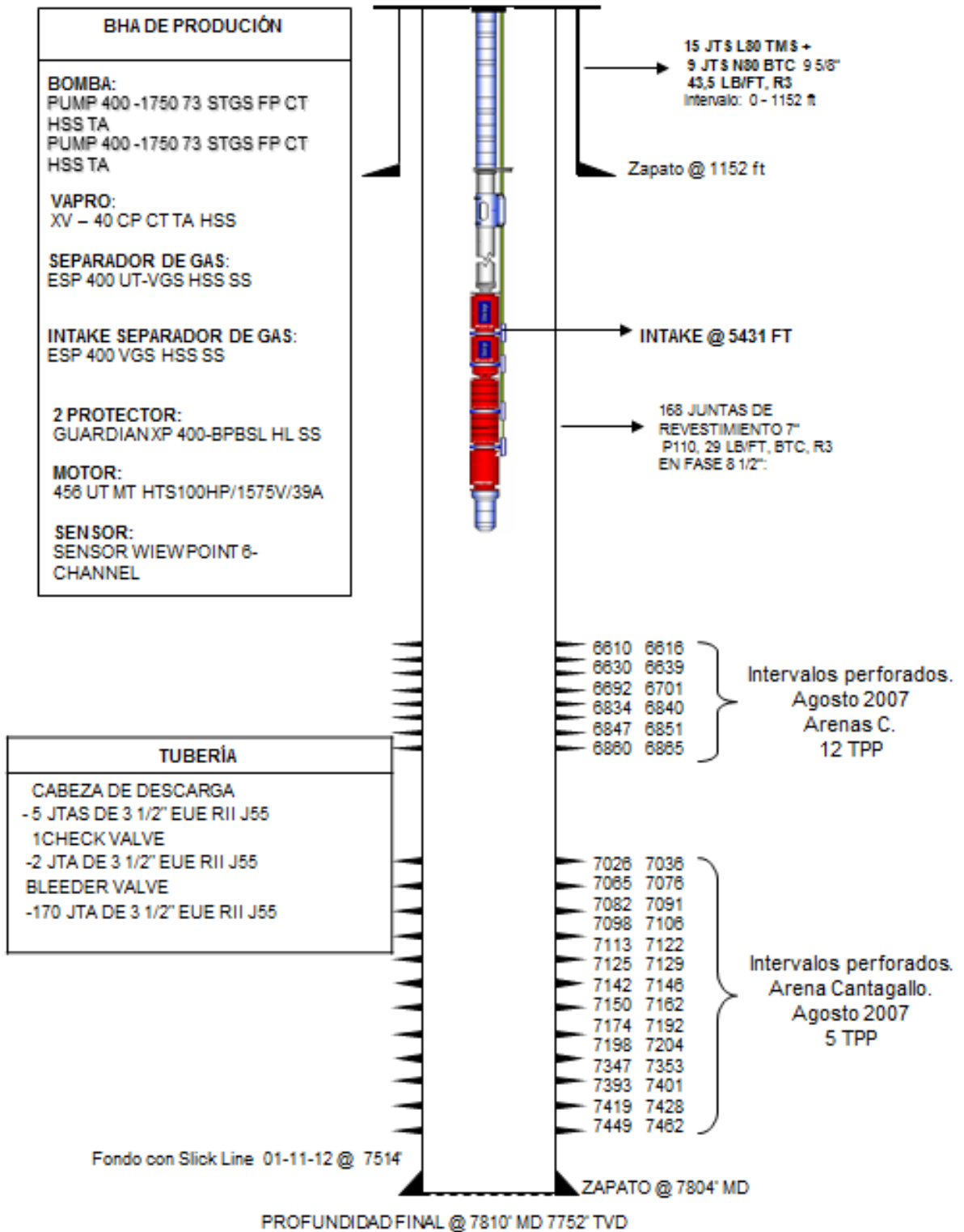
# POZO UIS – 08



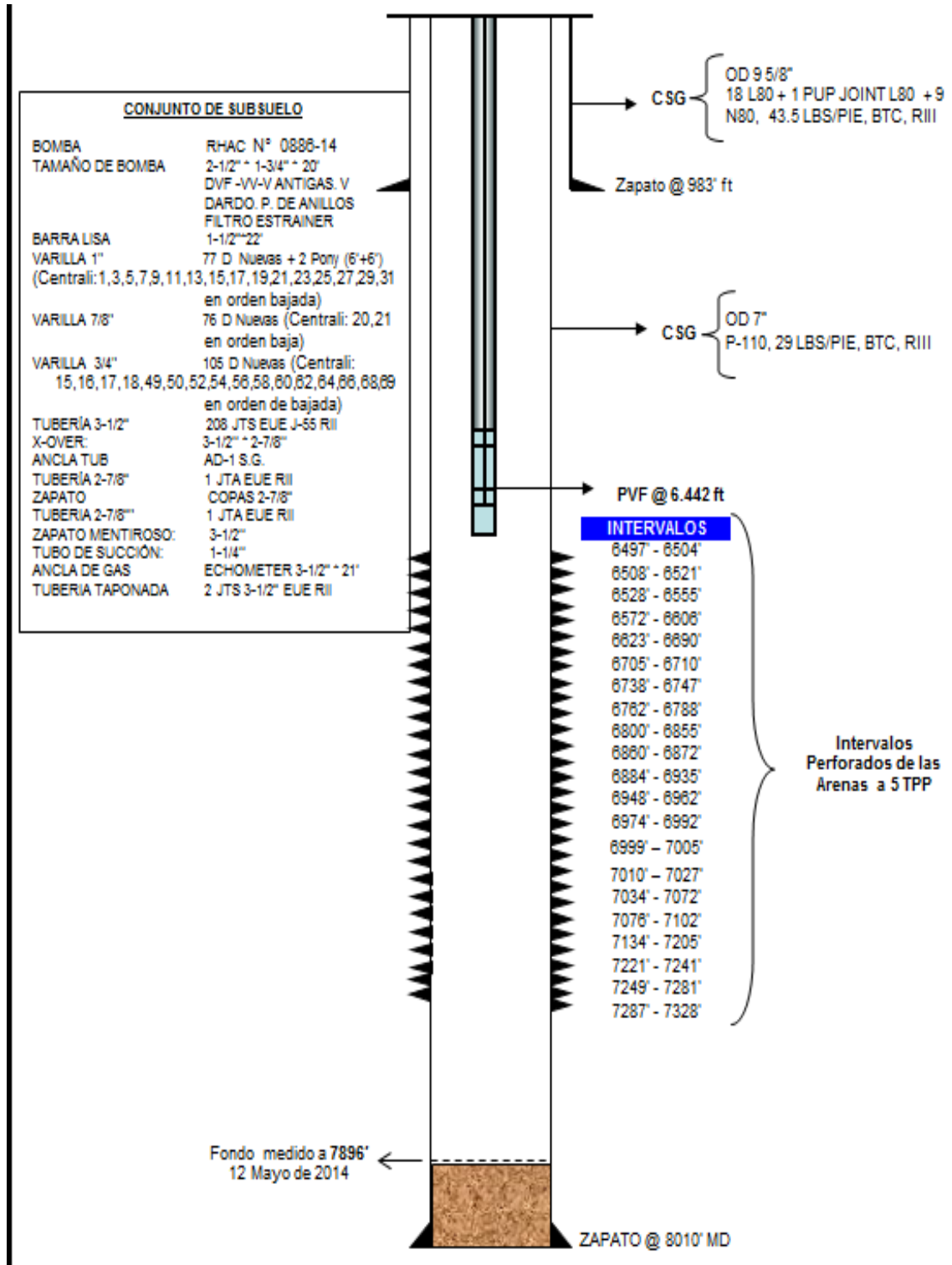
# POZO UIS – 09



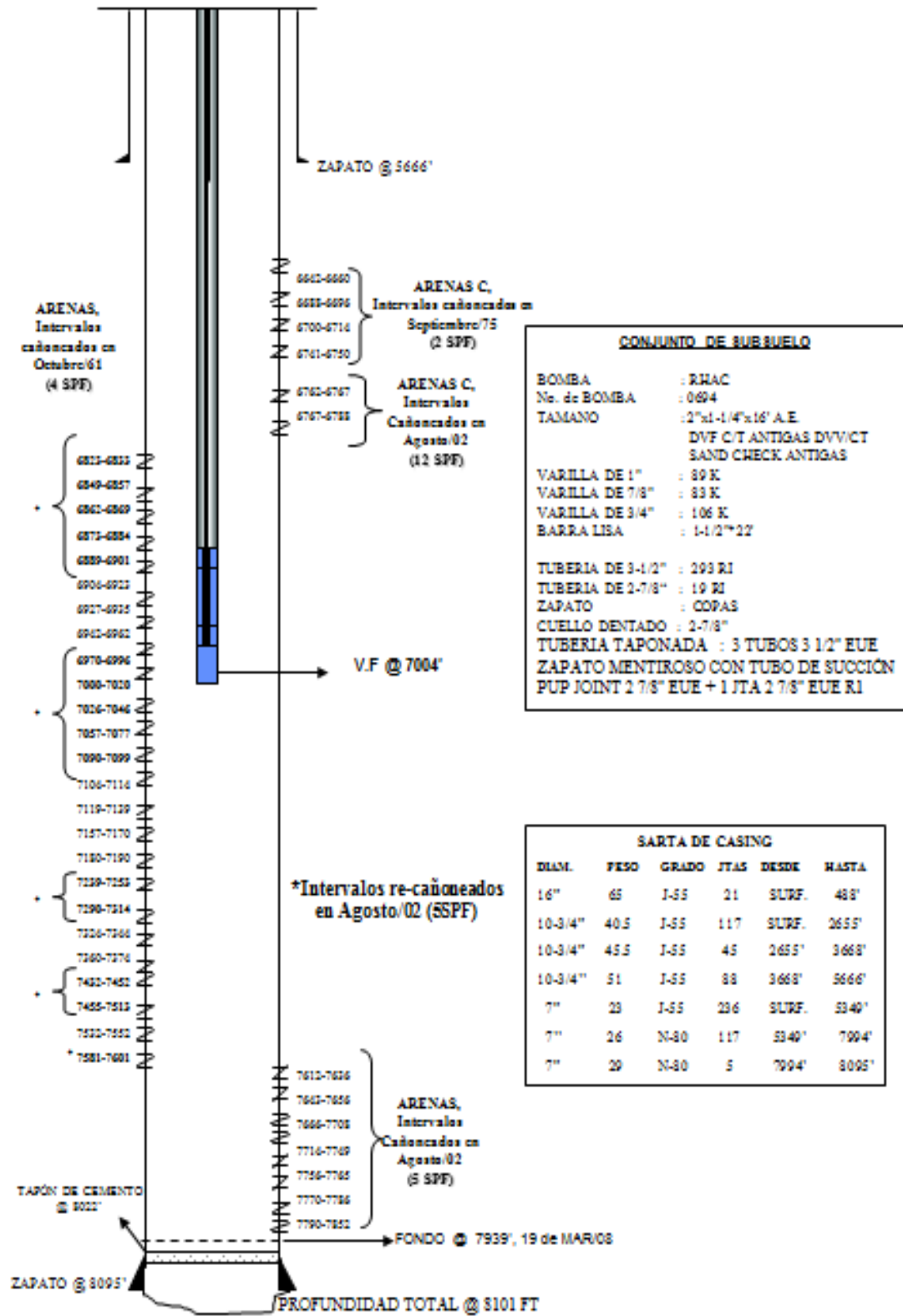
# POZO UIS – 10



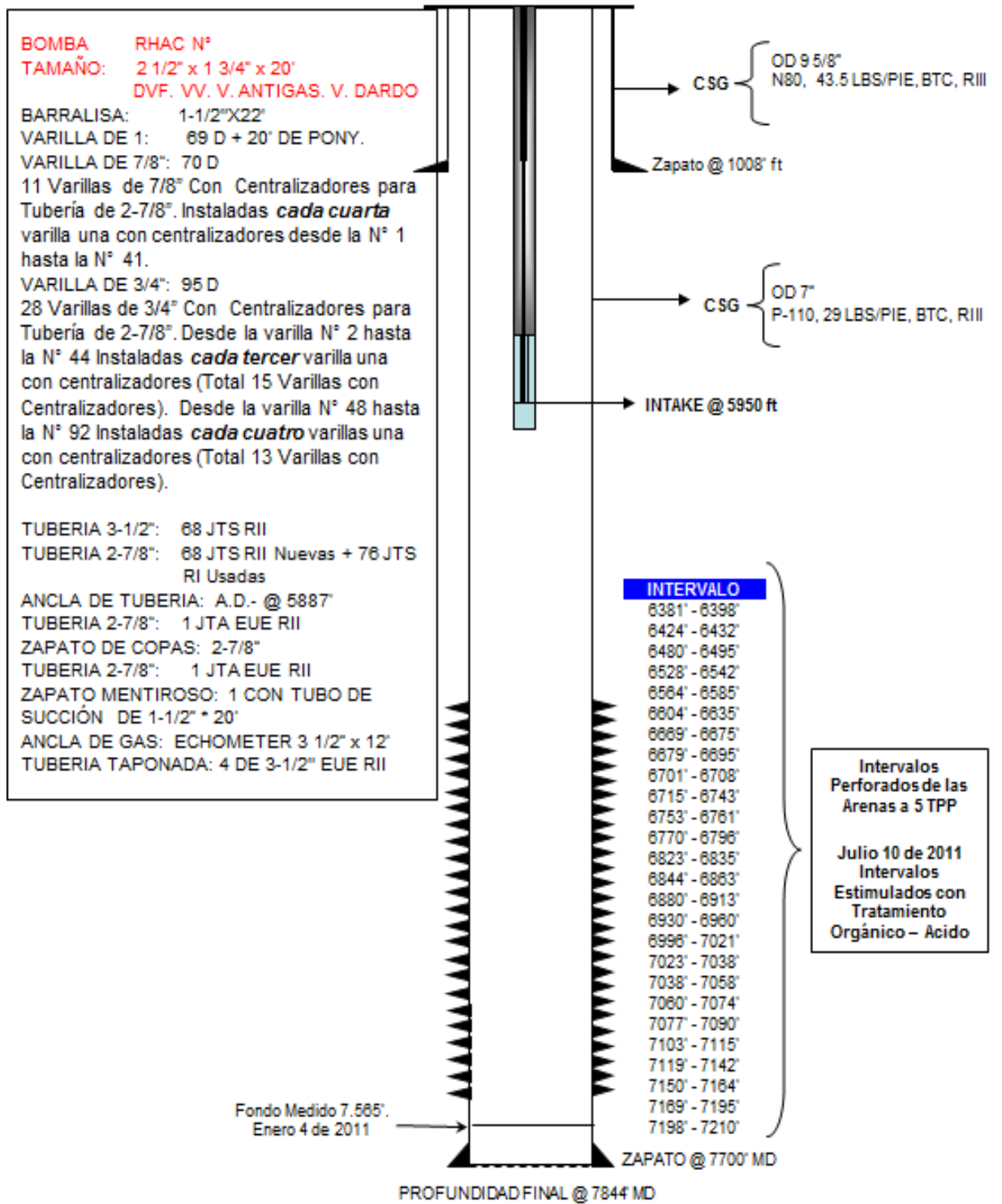
# POZO UIS – 11



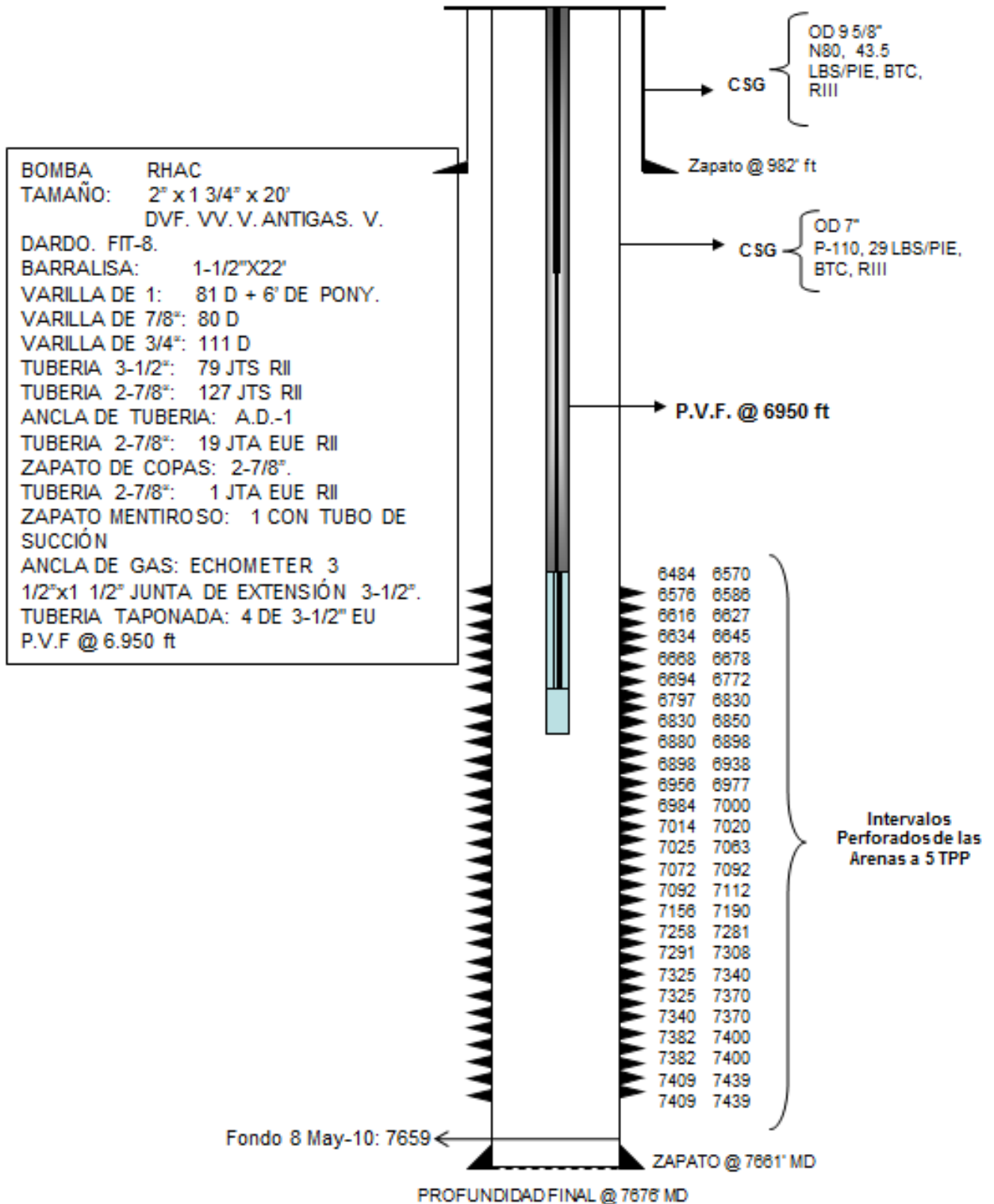
# POZO UIS - 12



# POZO UIS – 13



**POZO UIS – 14**



# POZO UIS – 15

