



**ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DEL RETIRO DE VÁLVULAS DE  
SEGURIDAD DE FONDO Y PANEL OTIS EN POZOS DEL  
CAMPO CAÑO LIMÓN.**

**DIANA MARCELA AMOROCHO LEMUS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2006**

**ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DEL RETIRO DE VÁLVULAS DE  
SEGURIDAD DE FONDO Y PANEL OTIS EN POZOS DEL  
CAMPO CAÑO LIMÓN.**

**DIANA MARCELA AMOROCHO LEMUS**

Trabajo de Grado Modalidad Práctica Empresarial presentado como requisito para  
optar al título de Ingeniero de Petróleos

**TUTORES:**

**Ing. MARIO EDUARDO RUEDA.**

Occidental de Colombia, Inc.

**Ing. EDELBERTO HERNÁNDEZ T.**

Escuela de Ingeniería de Petróleos - UIS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2006**



## DEDICATORIA

A Dios por darme la vida y ser mi compañero incondicional, por la sabiduría y fortaleza para no desfallecer.

A mi familia por ser la guía y el motor de mis días.

A mis abuelitos Eddy y Pedro y a mi tía Aydeé porque gracias a su amor, apoyo, constancia, esfuerzo y dedicación he logrado alcanzar mis metas y cumplir cada uno de mis sueños.

A mis padres, porque han sido la inspiración de todos mis logros.

A Caro, por ser más que mi hermana, mi amiga; por su incondicional cariño, apoyo y comprensión.

A quienes han sido mi compañía y con quienes he disfrutado de los mejores momentos de mi vida, mis amigos.

## **AGRADECIMIENTOS**

A la Universidad Industrial de Santander por haberme acogido a lo largo de estos años de aprendizaje.

A Occidental de Colombia, Inc., por la oportunidad de adquirir la experiencia y afianzar los conocimientos para complementar mi desarrollo profesional.

A los ingenieros Mario Eduardo Rueda y Edelberto Hernández, por todas sus enseñanzas, su paciencia, apoyo y colaboración hicieron posible la culminación de este proyecto.

A los Ingenieros Fernando Grajales, Henry Castellanos, César Castaño, Luis Eduardo Casanova y Armando Acevedo por hacerme parte de su equipo de trabajo, por ser más que un grupo de buenos profesionales de excelentes personas que me brindaron sus experiencias de vida, de corazón gracias.

A los Ingenieros Gabriel Acevedo, Carlos Santos, Juan Ramón Duarte y Martín Bravo por la oportunidad de demostrar lo mejor de mí, espero no haberlos defraudado.

A los profesores de la Escuela de Ingeniería de Petróleos que han puesto su mejor esfuerzo para formar grandes personas y profesionales.

A mi familia y amigos por su presencia, guía, amistad, compañía y compromiso en cada etapa de mi vida.

Y a todas aquellas personas que fueron partícipes de este proyecto.

## TABLA DE CONTENIDO

	Página
LISTA DE FIGURAS	
LISTA DE TABLAS	
RESUMEN	
INTRODUCCIÓN .....	12
1. GENERALIDADES DEL CAMPO CAÑO LIMÓN.....	13
1.1 RESEÑA HISTÓRICA.....	13
1.2 DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO .....	14
1.3 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO .....	15
1.4 GEOLOGÍA DEL CAMPO .....	17
1.4.1 <i>Ubicación Geológica</i> .....	17
1.4.2 <i>Geología Estructural</i> .....	18
1.4.3 <i>Estratigrafía</i> .....	19
1.5. PROPIEDADES PETRÓFISICAS DEL YACIMIENTO .....	22
1.5.1. <i>Porosidad y permeabilidad</i> .....	22
1.6. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO .....	24
2. ESTADO ACTUAL DEL CAMPO .....	25
2.1. SISTEMA DE LEVANTAMIENTO .....	26
2.1.1. <i>Equipo de Fondo</i> .....	28
2.1.2. <i>Equipo de Superficie</i> .....	29
2.2. VÁLVULAS DE SEGURIDAD DE FONDO.....	30
2.3. PANEL OTIS .....	31
2.3.1. <i>Especificaciones de Diseño</i> .....	32
3. VÁLVULAS DE SEGURIDAD DE FONDO.....	36
3.1. APLICACIONES .....	36
3.1.1. <i>Válvulas De Seguridad Recuperables De Tubería</i> .....	36
3.1.2. <i>Válvulas De Seguridad De Superficie Recuperables Con Wireline</i> ..	37



<b>3.2. INSTALACIÓN.....</b>	<b>40</b>
<b>3.2.1. <i>Nipples de Asiento</i> .....</b>	<b>40</b>
<b>4. ARRANQUE REMOTO .....</b>	<b>43</b>
<b>5. EVALUACIÓN TÉCNICA DEL RETIRO DE VÁLVULAS DE SEGURIDAD... 48</b>	
<b>5.1 DESCRIPCIÓN DEL SIMULADOR .....</b>	<b>48</b>
<b>6. PANEL OTIS.....</b>	<b>68</b>
<b>6.1. DESCRIPCIÓN .....</b>	<b>68</b>
<b>6.2. PROCEDIMIENTO DE ARRANQUE REMOTO .....</b>	<b>77</b>
<b>6.3 PROCEDIMIENTO DE ARRANQUE LOCAL.....</b>	<b>78</b>
<b>7. ANÁLISIS ECONÓMICO .....</b>	<b>81</b>
<b>7.1. EVALUACION DEL PELIGRO DE LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO. ....</b>	<b>89</b>
<b>8. CONCLUSIONES .....</b>	<b>91</b>
<b>9. BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>94</b>

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Página</b>
Figura 1. Localización del Campo Caño Limón .....	16
Figura 2. Ubicación de los Campos en el Bloque Cravo Norte.....	17
Figura 3. Mapa Estructural del Campo Caño Limón.....	18
Figura 4. Columna Estratigráfica del Campo Caño Limón .....	21
Figura 5. Facilidades de Producción (PF-2) .....	26
Figura 6. Instalación típica de un Sistema de Bombeo Electrosumergible .....	27
Figura 7. Válvula de Seguridad de fondo Serie V.....	38
Figura 8. Válvula de seguridad de fondo instalada en Caño Limón. ....	39
Figura 9. Esquema de comunicaciones Caño Limón .....	43
Figura 10. <i>Switch</i> de Presión ubicado en la Subestación de un Pozo.....	44
Figura 11a. Fotografía del medidor de flujo másico <i>Micro Motion</i> instalado en el pozo MN-21 .....	46
Figura 12. Conexión del NOC a la RTU. ....	47
Figura 13. Ventana principal del Simulador PROSPER .....	49
Figura 14. Estado Mecánico típico de un Pozo en el campo Caño Limón.. ....	67
Figura 15. Vista frontal del tablero de control de un Panel OTIS.....	69
Figura 16. Manómetro de presión ubicado en la cabeza de pozo.....	70
Figura 17. Vista lateral de la instalación del Panel OTIS.....	71
Figura 18. Nuevo sistema de comunicaciones del Panel OTIS modificado. ....	73
Figura 19. Panel OTIS modificado. (Prototipo RD-04) .....	74
Figura 20. Comparación del esquema interno del Panel OTIS Tradicional y el Panel Modificado.....	76



## LISTA DE TABLAS

	<b>Página</b>
Tabla 1. Características de La Roca .....	22
Tabla 2. Distribución de Porosidades del Campo Caño Limón. ....	23
Tabla 3. Propiedades de los Fluidos del yacimiento. ....	24
Tabla 4. Especificaciones de Diseño del Panel OTIS .....	32
Tabla 5. Datos de Presión de Yacimiento .....	51
Tabla 6. Datos de Presión de Yacimiento a PMP .....	52
Tabla 7. Datos de Presión de Flujo de los Pozos, resultados de la simulación.....	53
Tabla 8. Porcentaje de Incremento de la presión. ....	65
Tabla 9. Condiciones actuales de los Pozos en estudio. ....	83
Tabla 10. Indicadores y parámetros económicos. ....	84
Tabla 11. Producción estimada de los Pozos.....	85
Tabla 12. Costos de Operación del Crudo. ....	86
Tabla 13. Flujo de Caja Total. ....	86
Tabla 14. Condiciones actuales de los Pozos en estudio. ....	87



**TÍTULO: ANÁLISIS TÉCNICO – ECONÓMICO DEL RETIRO DE VÁLVULAS DE SEGURIDAD DE FONDO Y PANEL OTIS EN LOS POZOS DEL CAMPO CAÑO LIMÓN\*.**

**AUTOR: DIANA MARCELA AMOROCHO LEMUS\*\***

**PALABRAS CLAVES:**

Campo Caño Limón, Válvulas de seguridad de fondo, Panel OTIS, Optimización de producción.

**DESCRIPCIÓN:**

Caño Limón además de ser uno de los gigantes de la industria del petróleo en Latinoamérica, es uno de los campos con mayor desarrollo tecnológico aplicado; es por ello que el departamento de Producción e Ingeniería de Occidental de Colombia, Inc. tiene como objetivo el desarrollo de proyectos de optimización de producción y la implementación de nuevos mecanismos que permitan la disminución de la diferida de aceite del campo, con el fin de obtener los mayores beneficios económicos dada la estabilidad de los altos precios del crudo en el mercado.

Este trabajo presenta un análisis técnico y económico del retiro de válvulas de seguridad de fondo y panel Otis; mecanismos de control de pozos que fueron instalados con el desarrollo del campo hace aproximadamente 15 años, dadas las condiciones de alta presión en el yacimiento y la ubicación geográfica de los pozos que los hace susceptibles a ataques terroristas de grupos al margen de la ley que habitan en el departamento de Arauca. La utilización de estos métodos de control de pozos genera numerosas desventajas en materia de seguridad industrial, mantenimiento de los equipos y pérdidas de producción para la compañía.

El análisis técnico fue realizado con la ayuda del simulador *PROSPER* de *Petroleum Experts*, este software de análisis nodal permite determinar presiones de fondo para los pozos y de esta manera evaluar el retiro de las válvulas de seguridad de fondo. Para la puesta en marcha de este proyecto se efectuó un estudio económico sencillo usando como criterio de evaluación financiera el valor presente neto además de un análisis de riesgo; los resultados de ambos estudios determinaron el retiro de 2 válvulas de seguridad de fondo y los 14 panel Otis existentes en el campo además de la implementación de un nuevo mecanismo de control para estos pozos.

\* Tesis de grado modalidad Práctica Empresarial.

\*\* Facultad de Ingenierías Físico Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos.  
Ing. Mario Eduardo Rueda, Ing. Edelberto Hernández Trejos.



**TITLE: TECHNO-ECONOMIC ANALYSIS TO RETIREMENT OF SUBSURFACE SAFETY VALES AND OTIS PANEL IN WELLS OF CAÑO LIMÓN FIELD.**

**AUTHOR: DIANA MARCELA AMOROCHO LEMUS\*\***

**KEYWORDS:**

Caño Limón Field, Subsurface Safety Valve, OTIS Panel, Production optimization.

**DESCRIPTION:**

Caño Limón in addition to being one of the giants of the industry of petroleum in Latin America, is one of the fields with greater applied technological development; it is for that reason which the Department of Production and Engineering of Occidental de Colombia, Inc. has like objective the development of projects of production optimization and the implementation of new mechanisms that allow the diminution of the differed oil of the field, with the purpose of obtaining the greater economic benefits given the stability of the high prices of the crude one in the market.

This paper presents a technical and economic analysis of the retirement of subsurface safety valves and Otis panel; those well control mechanisms were installed with the development of field approximately 15 years ago, this is due to high pressure conditions in the reservoir and geographic location of wells, that makes it susceptible to terrorist attacks of groups to the margin of the law which they live in the department of Arauca. The use of these methods of well control generates numerous disadvantages in the matter of safety, maintenance of the equipment, and losses of production for the company.

The technical analysis was made with the aid of simulator *PROSPER* of *Petroleum Experts*, this software of nodal analysis allows to determine bottom hole pressures for wells and this way to evaluate the retirement of the subsurface safety valves. For the beginning of this project a simple economic study took place using like criterion of financial evaluation the net present value in addition to a risk analysis; the results of both studies determined the retirement of 2 subsurface safety valves and the 14 existing Otis panel in the field in addition to the implementation of a new control mechanism for these wells.

\* Undergraduate Project, Internship.

\*\* Physiochemical Engineering Faculty, Petroleum Engineering School.  
Eng. Mario Eduardo Rueda, Eng. Edelberto Hernández Trejos.



## INTRODUCCIÓN

El mercado de la industria petrolera en el mundo ha mostrado una gran estabilidad en cuanto a la demanda de producción y los precios del crudo en los últimos años, haciendo de ésta una de las economías más estables.

Dadas estas condiciones las empresas de hidrocarburos centran sus objetivos en proyectos de optimización de producción; este es el caso de Occidental de Colombia, Inc. que en cabeza de su departamento de Producción e Ingeniería busca el desarrollo de proyectos como éste que representan ganancia de producción por disminución de diferida.

Las válvulas de seguridad de fondo y panel OTIS, que fueron instalados en el comienzo del desarrollo del Campo Caño Limón con el objetivo de ejercer un mecanismo de control de pozos ya que se tenían altas presiones de fondo y además serían de gran ayuda en materia de seguridad por los diferentes ataques de grupos al margen de la ley que habitan en el departamento de Arauca.

Con el pasar del tiempo y el avance de la tecnología estos métodos de control de pozos comenzaron a generar diversos inconvenientes en cuanto a mantenimiento de los equipos, disponibilidad en el mercado, seguridad industrial y pérdidas de producción entre otros; es por esto que mediante este trabajo se presenta un análisis técnico con la ayuda del simulador PROSPER para el retiro de las válvulas de seguridad de fondo y panel OTIS, además de tener el respaldo de un estudio económico fundamentado en el criterio de evaluación financiera del valor presente neto y un análisis de riesgo para el desarrollo exitoso de este proyecto.

## **1. GENERALIDADES DEL CAMPO CAÑO LIMÓN**

### **1.1 RESEÑA HISTÓRICA**

OCCIDENTAL DE COLOMBIA, INC. es una división de la compañía multinacional Occidental Petroleum (OXY) dedicada a la exploración, explotación y producción de recursos energéticos e hidrocarburos en varias partes del mundo, además de la industria química.

El 1 de Julio de 1980 ECOPETROL y OCCIDENTAL DE COLOMBIA firmaron el contrato de Asociación Cravo Norte para la exploración de petróleo sobre los bloques Cravo Norte, Cinarucó, Rondón, Orocué y Guarrojo de un millón de hectáreas, ubicados en el departamento de Arauca, iniciando así uno de los proyectos más ambiciosos en la historia de la industria petrolera en Colombia

El campo Caño Limón fue descubierto el 13 de Julio de 1983 por el pozo direccional Caño Limón 1 produciendo de la Formación Mirador Inferior 3.425 barriles de petróleo por día (BOPD); y en julio de ese mismo año se declaró la productividad del yacimiento.

En 1984 la Compañía petrolera SHELL adquirió un 25% de la Asociación Cravo Norte. En 1998 SHELL intercambia activos con Occidental, quedando esta compañía como único socio del contrato.

La duración del contrato es de 28 años que se dividen en dos períodos: el de exploración que tiene una duración máxima de 6 años y el segundo de 22 años. Al



finalizar este período todas las instalaciones, equipos y producción restante pasan a ser propiedad de ECOPETROL sin ningún costo.

Las condiciones económicas del Contrato de Asociación Cravo Norte le aseguran al estado Colombiano el 82% de las utilidades netas generadas por el proyecto petrolero. Esta participación mayoritaria la recibe el Estado a través de ECOPETROL en el proyecto. Las regalías equivalen al 20% de la producción del Campo.

En 1984 fue declarado campo comercial y a partir de esa fecha ECOPETROL participa en la producción y comparte la inversión en un 50 %. El 8 de Diciembre de 1985 se inició la producción comercial con 19 pozos perforados con una producción promedio de 8.000 barriles de fluido por día (BFPD).

## **1.2 DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO**

Caño Limón es un yacimiento de aceite negro, cuya energía está constituida por un empuje frontal de agua, el cual le da soporte y mantenimiento de presión a la estructura; el petróleo tiene una presión de burbuja aproximadamente de 50 psi y una relación Gas Petróleo entre 5 y 8 pies cúbicos de gas por barril fiscal de petróleo (SCF/STB).

Se caracteriza por ser un yacimiento con alta heterogeneidad, en donde no se encuentra una arena productora continua, sino que por el contrario, se tiene una distribución de canales que hacen más compleja su explotación; sin embargo produce principalmente de la arenisca Mirador, a una profundidad promedio de 7600 pies.

Según estudios iniciales se creía que el campo Caño Limón estaba conformado por una sola estructura, no obstante gracias a la ayuda de tecnología sísmica y



con la perforación de nuevos pozos, se identificó la existencia de tres cierres estructurales que hoy en día corresponden a las áreas productivas del Campo; Caño Limón, La Yuca y Matanegra.

Con el pasar de los años, la perforación de pozos en la parte sur occidental de la estructura del Campo, llevó a la comercialidad en junio de 1987 al Campo Redondo, con los pozos Redondo – 01 y Caño Verde – 01; de igual forma en 1989 se inició la producción de otro campo descubierto denominado Caño Yarumal, adyacente al Campo Matanegra al norte del Campo Caño Limón.

En los últimos años con la perforación de nuevos pozos exploratorios en estructuras cercanas al bloque Cravo Norte, se cuenta con 3 campos pequeños, La Yuca Este, Redondo Este y Jiba, el cual cuenta con 5 pozos productores y a la fecha se están perforando 2 más.

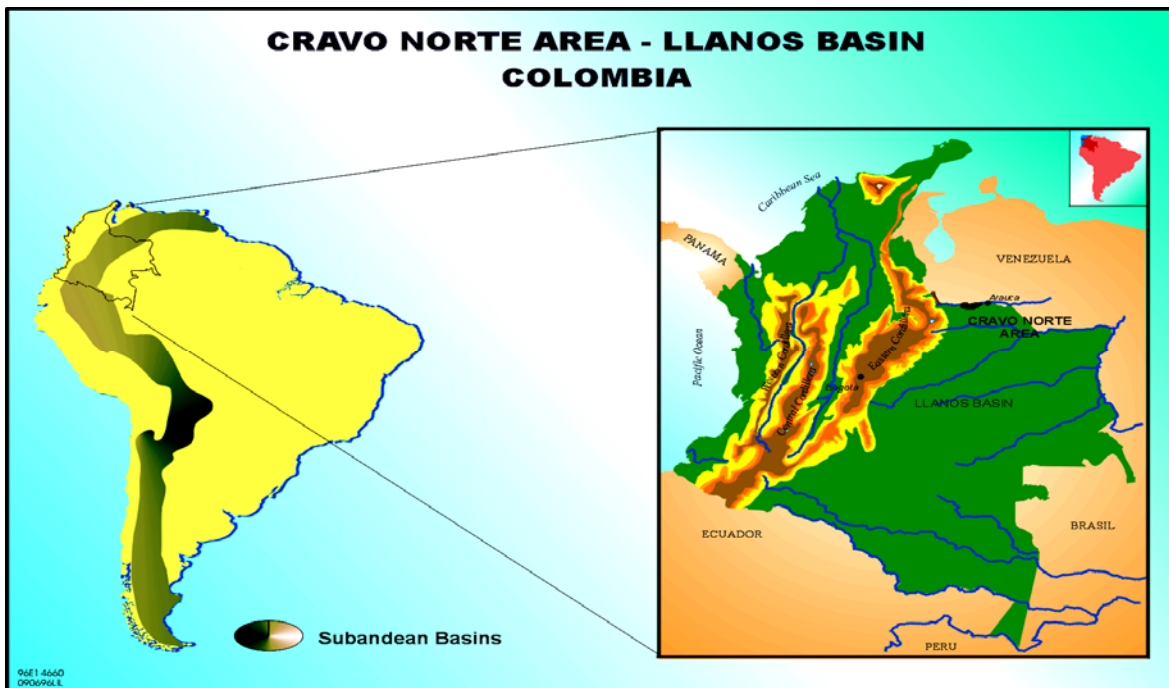
Actualmente el Campo Caño Limón cuenta con 297 pozos productores, 7 inyectores, 12 secos, 3 abandonados y 2 inactivos. Del yacimiento se extraen actualmente en promedio 2.866.975 Bbls de fluido, para una producción promedio de crudo de 95.255 BOPD con un corte de agua del 96%, habiéndose recuperado aproximadamente un 55% del petróleo original cuyas reservas probadas ascienden a los 172.17 MMBO.

### **1.3 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO**

El campo Caño Limón se encuentra ubicado dentro del área del contrato de Asociación Cravo Norte, el cual abarca una extensión de 260.000 hectáreas localizadas en el extremo Norte de los Llanos Orientales de Colombia, en el departamento de Arauca entre la población de Arauquita y el caserío de La Yuca.

El campo está situado sobre la rívera del río Arauca, a 50 Kilómetros al sur occidente de la ciudad de Arauca, capital del departamento de Arauca (Figura 1), en el límite con la República de Venezuela.

**Figura 1. Localización del Campo Caño Limón**



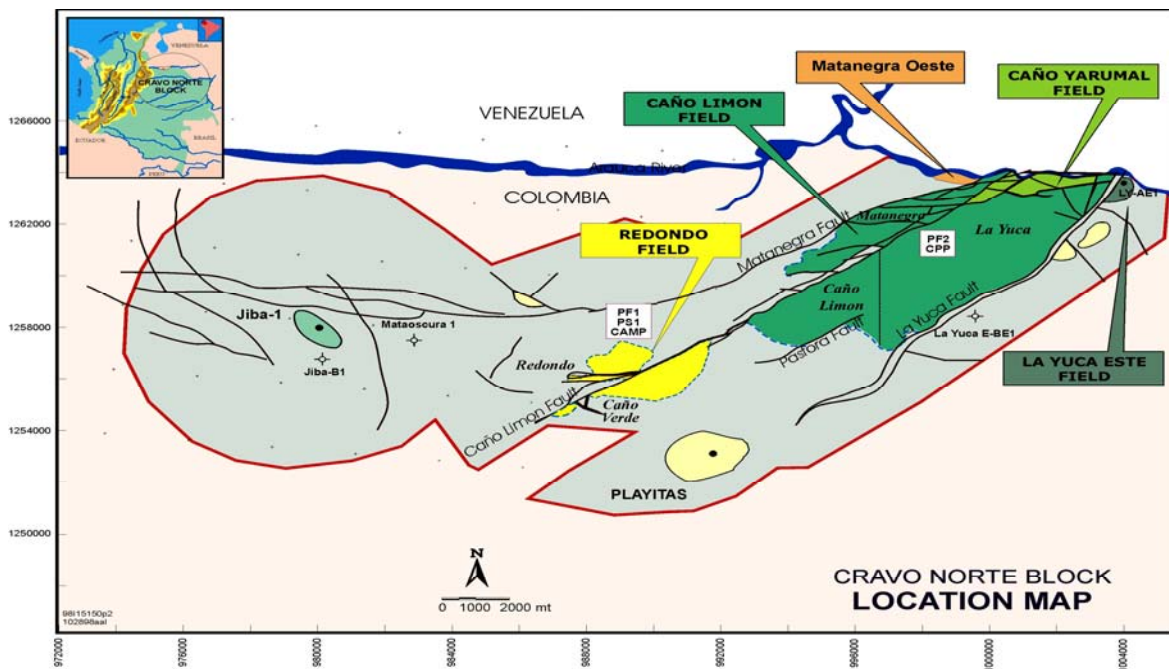
Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

El campo se enmarca dentro de las Coordenadas Gauss con origen 3º Este:

N: 1'256,000 m	-	1'264,000 m
E: 992,000 m	-	1'004,000 m

El área productiva comprende seis campos petrolíferos: Caño Limón, Caño Yarumal, Matanegra, Caño Verde, La Yuca y Redondo (Figura 2).

**Figura 2. Ubicación de los Campos en el Bloque Cravo Norte**



Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

## 1.4 GEOLOGÍA DEL CAMPO

Los yacimientos comprenden formaciones rocosas de origen Cretáceo al Oligoceno, son arenas deltáicas pobremente consolidadas, con una profundidad promedio de 7,600 pies (2,315 m). El mecanismo de producción es un fuerte y activo empuje hidráulico natural.

### 1.4.1 Ubicación Geológica.

La estructura del campo está situada sobre el arco de Arauca que corresponde a un flanco monoclinal que cabecea en dirección Oeste con buzamiento suave, en el flanco Norte de la cuenca de los Llanos Orientales.

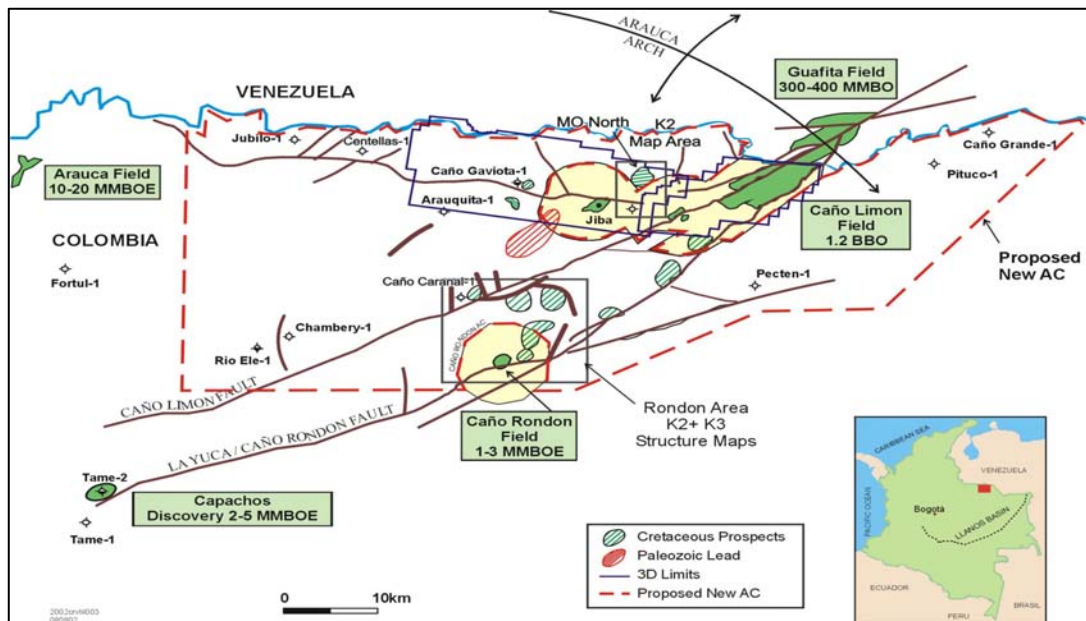
Al norte del arco de Arauca se encuentran las cuencas de Barinas y Apure (Venezuela). Al este de los Llanos Orientales se encuentra un escudo granítico de Guyana y al oeste la cordillera de los Andes.

La formación estructural consiste principalmente en un fallamiento de tipo normal con dirección noreste – sureste, de origen al parecer paleozoico con reactivaciones subsiguientes que involucran sedimentos incluso del Terciario.

### 1.4.2 Geología Estructural.

Inicialmente se consideró que el campo Caño Limón constituía una sola estructura, sin embargo, con un control sísmico adicional pudo establecerse la presencia de estructuras prospectivas aledañas que podían o no estar conectadas al pliegue Caño Limón.

**Figura 3. Mapa Estructural del Campo Caño Limón.**



Fuente: Occidental de Colombia, Inc.



La formación de estas estructuras se debe al movimiento lateral de la Falla Caño Limón, que secciona el Campo de noreste a suroeste y al desplazamiento asociado a las fallas convergentes de Matanegra y La Yuca, que delimitan los bloques estructurales del Campo. (Figura 3).

Adicionalmente, el campo Caño Limón está relacionado con la falla de Arauca que es de corta extensión y corre paralela al río Arauca en la parte norte del campo y lo separa estructuralmente del Campo Caño Yarumal. A su vez el Campo Redondo se encuentra ubicado en la parte suroeste del Bloque y gracias a la falla de Caño Limón se encuentra al otro lado de ésta el Campo Caño Verde.

### 1.4.3 Estratigrafía.

La sección estratigráfica del Campo se extiende desde el Precretáceo al Cretáceo reciente, comprendidos en 9,200 pies de columna sedimentaria (Figura 4); donde se encuentran los estratos productores de Caño Limón, en donde la formación más importante es la Carbonera inferior/Mirador que contiene el 80% del aceite total in situ del Campo, las otras formaciones son el K1, el K2A de edad Cretácica y la Carbonera Superior del Oligoceno, que son una serie de canales aislados del soporte del acuífero.

- **Pre - cretáceo:** esta sección comprende en general areniscas y lutitas arenosas, de posible edad paleozoica. En el Campo Caño Limón, las secuencias estratigráficas con interés petrolífero se analizan a partir del Cretáceo Superior y son denominadas de cobertura productiva.
- **Cretáceo:** esta sección está compuesta principalmente por areniscas finas, con intercalaciones de arcillolitas de alto contenido de cuarzo. Su espesor es superior a 400 pies.



En el Campo Caño Limón esta edad geológica se ha dividido en cuatro unidades productivas limitadas entre sí por discordancias y corresponden a la base del K3, K2A, K2B y K1.

- **Terciario:** En el Campo Caño Limón esta sección se encuentra formada por cuatro formaciones a saber: Carbonera Inferior, Carbonera Superior, León y Guayabo; compuestas generalmente por areniscas arcillosas, areniscas arcólicas, cuarcíticas, por arcillolitas y algunas intercalaciones de lutitas. Su espesor promedio aproximado es de 7,600 pies.

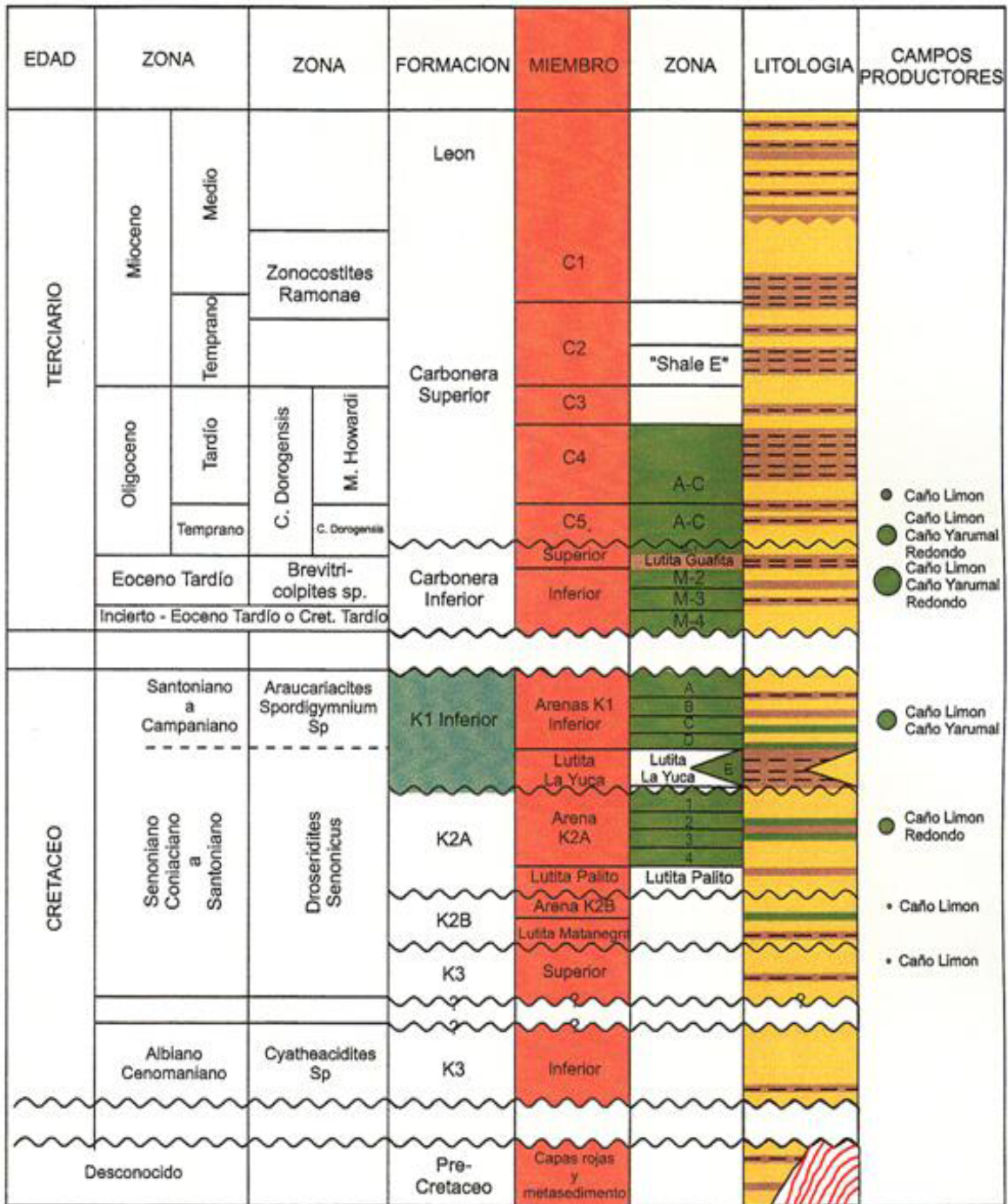
Análisis geoquímicos realizados en muestras de petróleo del Campo Caño Limón indican que la Roca Generadora proviene principalmente de sedimentos marinos ricos en materia orgánica, a diferencia de los crudos producidos por otros campos ubicados en áreas cercanas en la misma cuenca.

La fuente de generación del petróleo producido en el área de Caño Limón aún no ha sido definida, se cree que esta fuente pudo ubicarse en sedimentos profundos hacia el oeste de la cuenca, es decir en el Piedemonte Llanero, o en las cuencas vecinas de Venezuela.

Por el contrario la definición de las unidades K1 y K2 del Cretáceo y Carbonera Inferior, Mirador y Carbonera Superior del terciario está dada para las rocas almacenadoras del Campo.

En la siguiente figura se muestra la Columna estratigráfica de los Campo Caño Limón, Caño Yarumal y Redondo.

**Figura 4. Columna Estratigráfica del Campo Caño Limón**



9801990

Fuente: Occidental de Colombia, Inc.



## 1.5. PROPIEDADES PETRÓFISICAS DEL YACIMIENTO

En la siguiente tabla se resumen algunas de las principales características del yacimiento:

**Tabla 1. Características de La Roca**

CARACTERÍSTICAS DE LA ROCA	
Profundidad Promedio	7,600 pies
Área	8,900 acres
Espesor neto petrolífero	150 pies
Presión inicial (@ 7100 pies, BNM)	3213 psia
Temperatura (@ 7100 pies, BNM)	207° F
Saturación de agua inicial	25%

### 1.5.1. Porosidad y permeabilidad.

Las propiedades promedias del yacimiento fueron computadas por las más prominentes unidades depositacionales, las cuales fueron identificadas en las secciones de Carbonera superior e inferior y del Cretáceo K1 y K2A. Estas arenas fueron corazonadas en el pozo Matanegra 8. Se encontraron las siguientes características:

1. Excelente calidad de reservorio aluvial y canales distribuidos en los sistemas Carbonera y Cretáceo K1 con un promedio de porosidad de un 29.6% y una permeabilidad promedio horizontal del *plug* de corazón de 2,650 mD bajo 4,300 psi de presión de confinamiento.



2. Buena calidad de reservorio, producto de depósitos de “Frente de Playa” de las arenas del Cretáceo con una porosidad promedio de 27.1% y permeabilidad del orden de 1,825 mD bajo la misma presión de confinamiento.

3. De moderada a baja calidad, en canales con depositación de baja energía con una porosidad promedio de 26% y permeabilidad horizontal promedio de 775 mD.

4. De pobre a baja calidad de los estratos de las arenas del Cretáceo con una porosidad promedio de 22.6% y una permeabilidad promedio de 510 mD.

La mayoría de los corazones (77%) fueron extraídos del Sistema Cretáceo. El 16% de los corazones fueron de la formación K1 y el 61% de al formación K2A. Esto es evidenciado por la presencia de numerosas limonitas y la presencia de 20% de glaucomita (Mineral que indica ambiente marino), en las arenas cretácicas bioturbadas.

Analizando las porosidades y las permeabilidades obtenidas en el estudio de corazones, se puede decir que las arenas de Matanegra tienen gran potencial de daño de formación en todos los ambientes depositacionales.

**Tabla 2. Distribución de Porosidades del Campo Caño Limón.**

ÁREA	FORMACIÓN	POROSIDAD (%)
CAÑO LIMÓN	Carbonera Superior	26
	Carbonera Inferior (Mirador)	23.8
LA YUCA	Carbonera Superior	25
	Carbonera Inferior	23.8
	K1 (Cretáceo)	19.9
MATANEGRA	Carbonera Superior	28
	Carbonera Inferior	26.8



	K1 (Cretáceo)	19.9
	K2 (Cretáceo)	24.6

La porosidad se considera buena, con los valores más altos en la estructura Matanegra, con porosidad promedio de 25%, al igual que la permeabilidad con un valor de 5 *Darcys* en promedio.

### 1.6. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO

La determinación de las principales propiedades de los fluidos del Campo Caño Limón se ha realizado con base a muestras de fondo. Los análisis de estas muestras indican que el petróleo se encuentra a una presión superior a la presión de burbuja (50 psi), y que por tal razón no habrá gas libre en el yacimiento durante toda su vida productiva; lo cual permite clasificar el Campo como un yacimiento de aceite subsaturado.

A continuación se presenta un resumen de algunas de las principales características del crudo de Caño Limón.

**Tabla 3. Propiedades de los Fluidos del yacimiento.**

CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS	
Gravedad API del Crudo	29 °API
Densidad del Crudo	0.88 gr/cc
Factor volumétrico @ 207°F y 3,200 psi	1.05 BLS/STB
Viscosidad del Petróleo @ 207°F y 3,200 psi	4 cp
Presión de burbuja	50 psi
Relación Gas – Aceite (GOR)	8 SCF/STB
Relación Agua – Aceite (WOR)	90%



## 2. ESTADO ACTUAL DEL CAMPO

Con la firma de la extensión del Contrato de Asociación Cravo Norte hasta el límite económico del yacimiento en el segundo trimestre de este año, la compañía OCCIDENTAL DE COLOMBIA inició una intensiva exploración sísmica en la zona, con la cual se espera mejorar el modelo geológico existente, confirmando la ubicación de las actuales zonas productoras y evaluando proyectos futuros que permitan aumentar las reservas y por ende el factor de recobro del Campo.

Actualmente, en el área del Contrato Cravo Norte existen 299 pozos productores; de los cuales 36 se encuentran en la estructura Caño Limón, 131 en el área de la Yuca, 16 en Caño Verde, 57 en Caño Yarumal, 40 en Matanegra, 9 en Redondo, 6 en Jiba y 4 en otras estructuras secundarias.

La producción diaria de crudo del campo asciende a los 95,500 BO en promedio produciéndose de esta forma aproximadamente 2,850,000 BFPD, debido al alto corte de agua con que se cuenta en Caño Limón, cuyo promedio es de 96.45%, para el tratamiento de este fluido el Campo cuenta con dos facilidades de producción denominadas PF – 1 y PF – 2 (*Production Facilities 1 y 2*).

En estas facilidades la separación se lleva a cabo mediante unos tanques llamados FWKOS, por sus siglas en inglés, que traducen *Free Water Knock Out*, o Tanques de Agua Libre, de allí el crudo libre de agua y arena es llevado a los tanques de almacenamiento para luego ser bombeados a través de la estación de bombeo PS-1 (*Pump Station 1*) por el oleoducto Caño Limón-Coveñas. Por otra parte el agua de producción sigue su proceso de tratamiento para ser vertida a los

esteros La Conquista y La Hermosa con un contenido aproximado de 5 a 10 ppm (partes de aceite por millón de crudo).

**Figura 5. Facilidades de Producción (PF-2)**



Fuente: Departamento de Producción e Ingeniería.

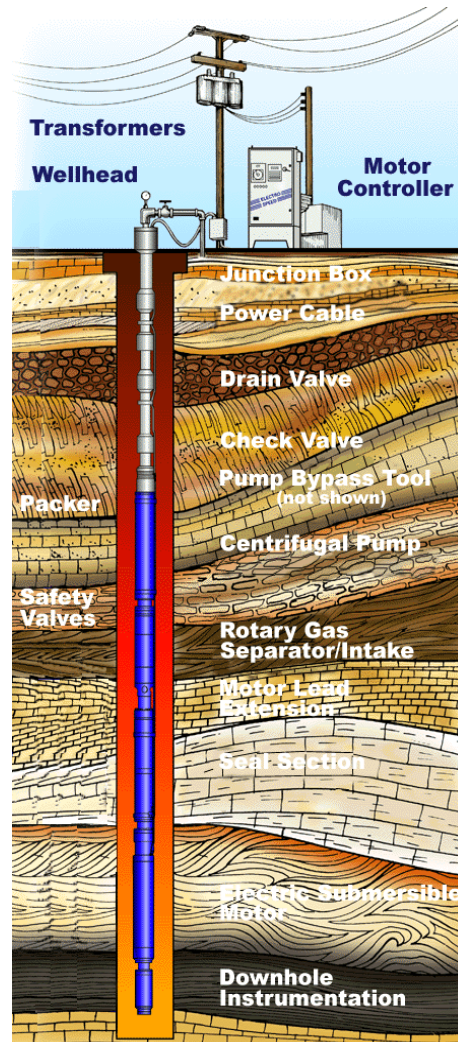
## **2.1. SISTEMA DE LEVANTAMIENTO**

En el campo, ninguno de los pozos fluye de forma natural, por tanto desde 1986 se emplea el Bombeo Electrosumergible como el sistema de levantamiento artificial para producir los pozos, debido al alto caudal que se maneja gracias al aporte del empuje hidrostático activo que se tiene.

En la actualidad el 98% de los pozos maneja el Bombeo Electrosumergible, ESP (*Electrical Sumersible Pump*), 4 usan un sistema combinado de levantamiento

artificial denominado ESPCP (*Electrical Sumersible Progressive Cavity Pump*), que consiste en una bomba PCP, con motor en fondo y 4 tienen una nueva instalación de Bombeo Mecánico con una unidad hidráulica, denominada VSH2, suministrada por *Weatherford* Colombia.

**Figura 6. Instalación típica de un Sistema de Bombeo Electrosumergible**



Fuente: BAKER HUGHES - CENTRILIFT



El sistema ESP, es considerado como un sistema muy eficiente dados los resultados obtenidos en el campo desde hace ya casi 20 años, y a pesar del problema de arena que se presenta en algunos pozos, ya que están diseñados con una metalurgia cuya dureza ofrece alta resistividad a la abrasión (AR).

Este sistema de levantamiento versátil se caracteriza por el manejo de altos caudales de fluido, una de las principales cualidades de los pozos del campo; una rápida recuperación de la inversión inicial de los equipos y un rápido mantenimiento. Se compone básicamente por dos equipos uno en superficie y uno en fondo:

### **2.1.1. Equipo de Fondo**

Está conformado en su orden de instalación desde fondo por: Motor, Sello, Bomba y Cable de Potencia.

El motor es el encargado de suministrar la potencia que requiere la bomba para girar, es un motor de inducción trifásico de dos polos, tipo jaula de ardilla que usa el principio de inducción magnética; contiene aceite dieléctrico en su interior que se usa para refrigerar y lubricar sus componentes. Están diseñados para resistir temperaturas superiores a 250°C, y cuando se utiliza aceite dieléctrico *Centrilift* tipo CL-6 pueden resistir temperaturas hasta de 350°F por encima de éstas se utilizan chaquetas de refrigeración para el equipo, que son juntas de 26 pies de *casing* de 7".

El motor está compuesto por un estator y varios rotores, el estator es la parte exterior que rodea a los rotores sin hacer contacto con ellos que genera un campo magnético al excitar por medio de una corriente alterna su parte interna formada por Electro imanes. A su vez los rotores son unas barras de cobre en forma de jaula donde se induce una corriente que finalmente genera el movimiento, están



acoplados en el interior del estator por medio de un eje, separados entre sí por cojinetes.

El sello conecta el eje del motor con el de la bomba o el separador de gas si existe, su función principal es contener el volumen de aceite dieléctrico adicional del motor que se genera debido a la expansión térmica por el aumento de temperatura del aceite que a su vez se debe a un incremento de la carga de trabajo del motor. Existen sellos de bolsa elástica, mecánicos, de Cámaras laberínticas y de Cámaras de empuje.

Las bombas utilizadas en el sistema de bombeo electrosumergible son bombas centrífugas multietapas, donde una etapa consiste en un conjunto de difusor más impulsor; el funcionamiento de éste consiste en que a medida que el impulsor gira, el fluido que entra en él es expulsado hacia afuera por la acción de una fuerza centrífuga, gracias a la forma de los alabes del impulsor, el fluido es levantado de esta forma hacia el difusor, que a su vez lo encamina al impulsor de la siguiente etapa.

Finalmente el cable de Potencia, es un conductor de tres fases, que se encarga de transportar la corriente eléctrica desde el equipo de superficie hasta el motor en fondo. El cable usado en Caño Limón tiene una resistencia de aislamiento de 5 Kv, con armadura de acero galvanizado y una chaqueta protectora, para evitar que sea afectado por las condiciones del pozo.

### **2.1.2. Equipo de Superficie**

Este sistema lo componen los Transformadores Reductores SDT (*Step Down transformer*), y Elevadores SUT (*Step Upper Transformer*), la Caja de venteo y los Controladores del motor, en Caño Limón existen arrancadores directos



(*Switchboard*), arrancadores suaves (*Soft Starter*) y Variadores VSC, (*Variable Speed Controller*).

En el campo el equipo de superficie funciona de la siguiente manera: la energía que proviene de las líneas de distribución eléctrica de 13.8 KV (kilo voltios) o 34.5 KV, es reducida mediante el SDT a 480 V que es la tensión requerida por los tableros de control. Los variadores de frecuencia VSC, permiten que el motor trabaje a diferentes velocidades, variando la frecuencia de la corriente alterna AC, variando el voltaje con la frecuencia, manteniendo la relación Voltios/Hertz constante; debido a que el voltaje requerido por el motor es superior al de salida del VSC, se emplea el SUT para elevar dicho voltaje entre 1000 y 3600 V que es la tensión que requiere el motor de fondo para poder operar.

## **2.2. VÁLVULAS DE SEGURIDAD DE FONDO**

Algunos pozos del Campo presentan en su estado mecánico, válvulas de seguridad de fondo, denominadas SSSV por sus siglas en inglés *SubSurface Safety Valves*, ya sea porque muestran altas presiones de fondo y en algún momento bajo condiciones anormales del Campo puedan poner fluido en superficie de forma natural o por la necesidad de establecer un control en manera de seguridad del campo, previendo situaciones de ataques terroristas; a pesar de que su instalación genera pérdidas de presión en fondo y problemas en el arranque remoto de los pozos.

Este es el caso de los pozos de la estructura Caño Verde y Redondo, los cuales presentan como sistema de protección este tipo de válvulas de fondo suministradas por la empresa *Baker Oil Tools*; generalmente se ubican a profundidades entre los 200 y 300 pies a partir del *Tubing Hanger*, y son sentadas en un *Landing Nipple* (Niplesilla).



Están diseñadas para estar normalmente cerradas al flujo, cuentan con un sistema de presión hidráulico que se controla neumáticamente con Nitrógeno, y les permite estar abiertas (presurizadas) mientras el pozo fluye desde el fondo. Pueden abrirse o cerrarse desde superficie a través de un tablero de control OTIS, desde el cual se manipula la operación en fondo de la válvula.

Actualmente en el Campo Caño Limón sólo 18 pozos cuentan con válvula de seguridad.

### **2.3. PANEL OTIS**

La Corporación de ingeniería OTIS, compañía de la multinacional HALLIBURTON diseña sistemas Individuales de Control de Pozos, para monitorear las presiones del sistema y controlar la apertura y cierre de válvulas de seguridad ubicadas tanto en superficie como en subsuelo en pozos productores bajo cualquier sistema de levantamiento.

La operación del Panel de Control está dentro de un gabinete de acero con bisagra en el tope que permite el acceso al tablero base de operación de controles e indicadores de presión, (manómetros).

El sistema utiliza en piloto DS que es sensible a presiones anormales, altas o bajas, en la línea de flujo que puedan causar cierre en las válvulas de seguridad.

Este piloto está disponible en diferentes rangos de presiones y se identifica con una designación alfa en la especificación del Panel OTIS.



### 2.3.1. Especificaciones de Diseño

La siguiente es una lista de especificaciones de diseño para la construcción de Sistemas de Control de Pozos por parte de la Compañía OTIS.

**Tabla 4. Especificaciones de Diseño del Panel OTIS**

DESCRIPCIÓN	ESPECIFICACIONES/TOLERANCIAS
TIPO DE SISTEMA DE CONTROL	Single Well
INSTALACIÓN	Normal
SALIDAS HIDRÁULICAS	1
SALIDAS NEUMÁTICAS	1
MÁXIMA PRESIÓN DE SALIDA	6000 PSI
PRESIÓN DEL GAS DE SUMINISTRO	100 a 150 PSI
BOMBAS NEUMÁTICAS	1
PRESIÓN HIDRÁULICA	6000 PSI
SALIDA ESD (Emergency Shut Down)	SI
MATERIAL	Acero al Carbón
ALTURA	19.87 pulgadas
PROFUNDIDAD	18.62 pulgadas
ANCHO	24 pulgadas
PESO	130 lbs
RANGO DE TEMPERATURA	0 a 130°F
TIPO DE PILOTO	OTIS DS

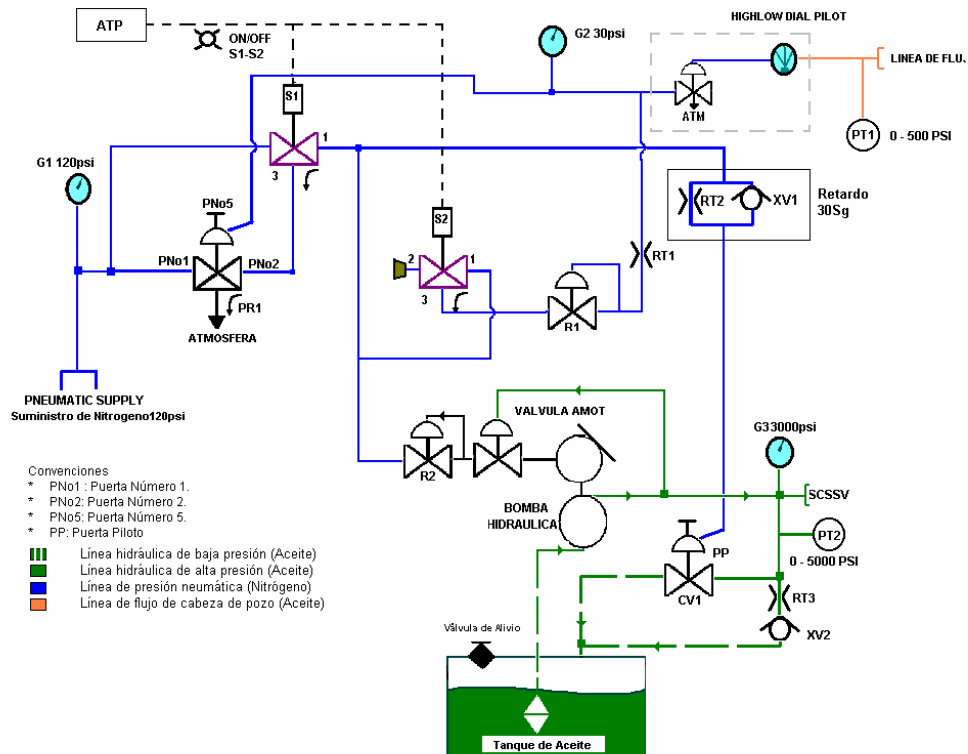
Fuente: Corporación de Ingeniería OTIS

Los rangos de presiones de estos paneles de control pueden ser:

- De: 0 – 600 psi (92DS10)
- 0 – 2000 psi (92DS2)
- 0 – 5000 psi (92DS3)

0 – 10000 psi (92DS4)

El panel OTIS está compuesto en general por una combinación de válvulas, indicadores de presión y filtros Neumáticos e Hidráulicos como se muestra en la figura:



1. Entrada de suministro de Presión G – 1
2. ESD (Emergency Shut Down), Circuito de Presión G – 2
3. Perilla para abrir o cerrar SCSSV (Surface Controlled Subsurface Safety Valve)/ESD PR – 1
4. Presión PSSV (Pneumatic Surface Safety Valve) G – 4
5. Perilla para abrir o cerrar PSSV (Pneumatic Surface Safety Valve) PR – 2
6. Salida de la bomba, Presión de la Válvula SCSSV G – 3 (Bomba Hidráulica Haskel)
7. Válvula de Control Hidráulico



8. Dial Pilot (Indicador de presión, High – Low)
9. Indicador de Presión de 200 psi (3) (Manómetro)
10. Válvulas Neumáticas de 3 vías (2)
11. Indicador de Presión de 6000 psi (Manómetro)
12. Válvula Hidráulica de 2 vías
13. Piloto DS (0 a 600 psi)
14. Palanca de Control manual del Panel

El Panel OTIS es un sistema de control de la válvula de seguridad de fondo de los pozos, de poca confiabilidad y con altos costos para su mantenimiento.

En Caño Limón, actualmente se tienen instalados panel OTIS en catorce (14) pozos que cuentan con válvula de seguridad en fondo. La función del panel es mantener la presión suficiente para que la válvula de seguridad permanezca abierta durante la operación normal del pozo, ésto se logra mediante la inyección de aceite hidráulico a través de una línea de control desde superficie hasta el “*flapper*” de la válvula. Esta presión es controlada neumáticamente utilizando Nitrógeno.

Los pozos a los cuales se le retirarán los panel OTIS son: CL-26, CV-01, CV-02, CV-03, CV-06, CV-07, CV-09, CV-11, RD-03, RD-05, RD-07, RD-08, CV-E1 y CL-22.

La apertura y cierre de las válvulas de seguridad de los pozos mediante el *panel Otis* es un sistema muy antiguo que presenta varios inconvenientes, por ello el retiro de éstos está proyectado para eliminar algunas de las debilidades que se presentan en los equipos de superficie actualmente instalados en estos pozos.

El alcance de este proyecto consiste en el retiro del panel OTIS de superficie, seguido de la realización del montaje de la configuración que actualmente se tiene en algunos pozos del campo, que cuentan aún con válvulas de seguridad de



fondo, como CV-15, CV-16 y CV-17 pero sin panel OTIS en superficie; finalmente se hará la habilitación del arranque remoto de estos pozos, el cuál se encuentra deshabilitado en estos momentos y es uno de los principales inconvenientes que presenta la instalación del panel.



### 3. VÁLVULAS DE SEGURIDAD DE FONDO

#### 3.1. APLICACIONES

Las válvulas de seguridad de fondo tienen como función principal controlar o restringir el flujo desde el fondo del pozo hacia superficie cuando se presenten condiciones anormales de presión en ésta.

Están disponibles en diferentes versiones, las hay recuperables de Tubería y recuperables con *wireline*.

##### 3.1.1. Válvulas De Seguridad Recuperables De Tubería

###### **UNA SOLA SARTA:**

Las válvulas de seguridad recuperables de la tubería proveen control del pozo cuando existe daño en el cabezal de éste. El flujo abierto de la tubería asegura por completo que la producción no es limitada por la válvula de seguridad. El adelanto significativo en tecnología recuperable de la válvula de la tubería provee de un sistema óptimo de seguridad. Las válvulas de seguridad de sub-superficie se fijan típicamente 100 pies (30,47 m) o más profundo debajo del *mudline*.

###### **Válvula De Seguridad Recuperable De la Tubería De Select™:**

La producción de la arena y la formación de la parafina son hechos comunes en muchos pozos de petróleo y se deben considerar en el diseño y la prueba de una válvula de subsuelo. Los resortes fuertes de la energía, las áreas optimizadas de la exclusión de la arena, la metalurgia noble y las capas especiales aseguran que



una válvula de este tipo se cerrará en los ambientes que contienen la parafina y la arena.

### **DOS SARTAS:**

La identificación de la cubierta requiere a menudo que las válvulas de seguridad estén escalonadas. Las válvulas de *Slim-line* se utilizan comúnmente para proporcionar la apertura completa de la tubería y su diámetro externo (OD) no implica una restricción para los completamientos múltiples.

### **ANNULAR SAFETY SYSTEMS:**

El sistema anular de seguridad previene el venteo del levantamiento por gas cuando se usa este método de producción, debido al daño en la cabeza del pozo. La válvula de seguridad anular es controlada desde superficie y permite la inyección durante la producción. Cuando exista pérdida de señal en la línea del control, las válvulas recuperables de tubería y el anular se cerrarán y no permitirán la producción o el gas que se encuentra en el anular es venteado hacia la superficie.

### **3.1.2. Válvulas De Seguridad De Superficie Recuperables Con *Wireline***

#### **UNA SARTA DE PRODUCCIÓN:**

Una válvula de seguridad recuperable con *wireline* protege contra el flujo indeseado de fluidos hacia superficie en el caso de algún daño del cabezal del pozo o de la plataforma. Las válvulas de seguridad recuperables con *wireline* están instaladas dentro de *nipples* y son recuperadas mediante un servicio a pozo. La válvula entonces se reinstala usando procedimientos estándares de *wireline* sin interferir en la secuencia de la tubería, por esto su mantenimiento, instalación y retiro es mucho más sencillo, y menos costoso.

## **DOS SARTAS DE PRODUCCIÓN:**

El uso de las válvulas de seguridad recuperables con *wireline* puede ser necesario debido a las restricciones del diámetro interno (ID) del *casing* que impide el uso de las válvulas de seguridad recuperables. Los *nipples* de la válvula de seguridad son a menudo escalonados debido a las restricciones de capacidad del *casing*.

En Caño Limón se cuenta con válvulas de seguridad de subsuelo de la Compañía *Baker Oil Tools*, con las siguientes especificaciones:

### **“V”™ SERIES WIRELINE RETRIEVABLE SUBSURFACE SAFETY VALVES MODELS “V(E)”™, “VH(E)”™, “VD(E)”™, “VHD(E)”™, “VDS(E)”™ y “VQD”™**

Las válvulas de seguridad de la serie de "V" ofrecen un amplio rango de seguridad del equipo con *wireline*, empleando un concepto modular para permitir su flexibilidad y adaptabilidad a las diferentes terminaciones y roscas existentes y nuevas, además que se pueden usar para cualquier sistema de completamiento, ya sea simple, dual o múltiple.

**Figura 7. Válvula de Seguridad de fondo Serie V.**



Fuente: Catálogo de Productos *Baker Oil Tools*.

Las válvulas de seguridad de la serie de "V" son tipo aleta y recuperables con *wireline*, además son válvulas de seguridad a prueba de averías debido a su uso en el subsuelo. Cuando están montadas en una cerradura apropiada, funcionan y aterrizan en una enterrosca de la válvula de seguridad. La línea hidráulica del control conecta la enterrosca de la válvula de seguridad con el sistema de parada superficial de la emergencia. La pérdida de presión de la línea de control cerrará la válvula y por tanto cerrará el flujo desde el pozo.

La designación modelo de este tipo de válvulas de seguridad de subsuperficie se amplía para incluir la cerradura y la enterrosca de la válvula de seguridad en las cuales se aterriza. Ejemplo: una válvula de seguridad del modelo "BAAFV" se compone de una válvula de seguridad del modelo "V" montada una cerradura del modelo "AF" y se ensambla en una enterrosca modelo "BA".

**Figura 8. Válvula de seguridad de fondo instalada en Caño Limón.**



Fuente: Archivo Departamento de Producción e Ingeniería.



## 3.2. INSTALACIÓN

La instalación de las válvulas de seguridad en los pozos de Caño Limón se llevó a cabo debido a la necesidad de proveer un sistema de control del pozo en caso de una pérdida de presión en superficie ocasionada por algún daño en el cabezal, posiblemente como consecuencia de atentados de grupos al margen de la ley.

Además su instalación tiene como destino aquellos pozos que muestran altas presiones de fondo, por lo que pueden llegar a poner fluido en superficie naturalmente, en casos donde el campo sufra un cierre ya sea parcial o total y la fuerte presión que se tiene puede llevar el nivel de fluido hasta superficie.

La instalación de estas válvulas genera pérdidas de presión en fondo, y su control desde superficie posee ciertas desventajas, sin embargo se hacen obligatorias en términos del factor seguridad por ataques terroristas.

Este es el caso de los pozos de la estructura Caño Verde, los cuales presentan como sistema de protección Válvulas de Seguridad en su estado mecánico. Estas Válvulas se ubican a profundidades entre los 200 y 280 pies a partir del *Tubing Hanger*, y son sentadas en *nipples*.

Su control se establece mediante un panel OTIS, que es el encargado de mantener presurizada la línea de *tubing* que va desde la válvula, hasta el panel, en la cabeza de pozo se tiene un manómetro de 5000 psi, que nos indica la presión de la válvula en el fondo; generalmente esta presión está por el orden de 3000 psi.

### 3.2.1. *Nipples* de Asiento

Son dispositivos tubulares insertados en la tubería de producción y comunes en el pozo a una determinada profundidad. Internamente son diseñados para alojar un



dispositivo de cierre para controlar la producción de la tubería. Los *nipples* de asiento están disponibles en dos tipos básicos que son:

- ***Nipples* de asiento selectivo:** Su principio de funcionamiento está basado en la comparación del perfil del *nipple*, con un juego de llaves colocado en un mandril de cierre. Pueden ser colocados más de uno en una corrida de tubería de producción, siempre que tenga la misma dimensión interna. Las ventajas de este tipo de *nipple* son:
  - Taponar el pozo hacia arriba o hacia abajo o en ambas direcciones.
  - Permite probar la tubería de producción.
  - Permite colocar válvulas de seguridad.
  - Permite colocar reguladores en fondo.
  - Permite colocar un *nipple* de parada.
  - Permite colocar empaquetaduras hidráulicas.

Existen básicamente dos tipos de *nipples* de asiento selectivo: Los *Nipples* de asiento selectivo por la herramienta de corrida y los *Nipples* de asiento selectivo por el mandril de localización.

- ***Nipples* de asiento no selectivo:** Este tipo de *nipple* es un receptor para dispositivos de cierre. Su principio de funcionamiento es de impedir el paso de herramientas de diámetro no deseado a través de él ("NO-GO"), para localizar los dispositivos de cierre, por lo tanto el diámetro exterior del dispositivo debe ser ligeramente mayor que el diámetro interno más pequeño del *nipple*.

Estos *nipples* son colocados, generalmente, en el punto más profundo de la tubería de producción.

A diciembre de 2004 se contaba con válvulas de seguridad de fondo en 26 pozos del campo; actualmente 14 pozos cuentan con válvula de seguridad de fondo y



Panel OTIS CL-22, CL-26, CV-01, CV-02, CV-03, CV-06, CV-07, CV-09, CV-11, CV-E1, RD-03, RD-05, RD-07 y RD-08. Los pozos CV-15, CV-16 y CV-17 tienen válvula de seguridad de fondo instalada pero no tiene Panel de control, lo cual permite que estos pozos tengan habilitado el comando de encendido remoto, desde la sala de control; para este caso la presurización de la válvula se hace con una bomba hidráulica portátil en la línea del *tubing* que llega a la cabeza de pozo y a comienzos de junio de este año se quitaron las válvulas de seguridad de 7 pozos, ya que el estudio de simulación de la presión de yacimiento arrojó como resultado el retiro de éstas, los pozos a los cuales se les retiró SSSV son: CL-18, CV-04, CV-14, RD-01, RD-04, RD-10 y TN-01.

Los pozos del área de Jiba tienen instaladas válvulas de seguridad de fondo en el *tubing*, y además el anular de los pozos está bloqueado por el asentamiento de un empaque que nos impida el flujo a través de este hacia superficie; estos pozos no se tuvieron en cuenta para la simulación ya que dadas las condiciones de seguridad de la zona es imprescindible el uso de éstas.

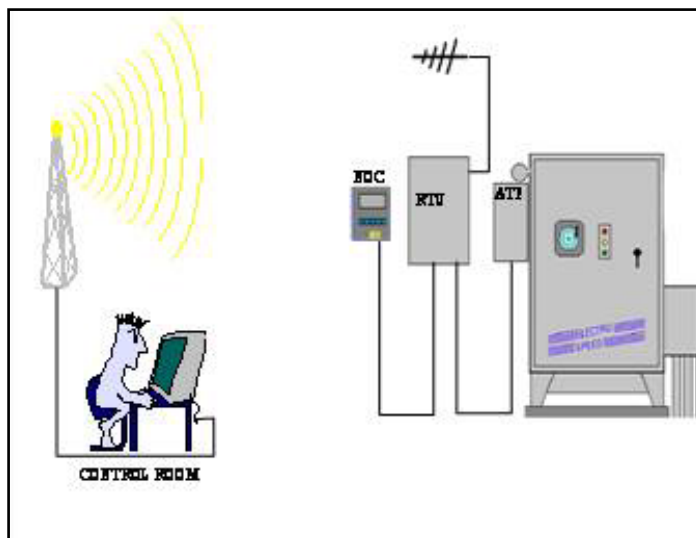
#### 4. ARRANQUE REMOTO

El arranque remoto como su nombre lo indica es la posibilidad para que un pozo que se encuentre apagado pueda ser encendido desde la sala de control sin la necesidad de dirigirse al sitio a efectuar la operación; con esto se evita la diferida de tener el pozo apagado mientras el personal de campo va hacia el sitio.

En Caño Limón se cuenta con un sistema de comunicaciones que permite además de encender y apagar el pozo a modo remoto, tener conocimiento de los parámetros de presión y las condiciones de flujo del pozo.

Como se muestra en el siguiente esquema, se tiene instalada una antena que permite enviar y captar señales emitidas en forma de ondas.

**Figura 9. Esquema de comunicaciones Caño Limón**



Fuente: Archivo Departamento de Telecomunicaciones, SCADA Pozos.

En el pozo se tiene instalado un sistema conocido como **ATP (Axuliar Test Panel)**, éste se encuentra conectado directamente con el variador de frecuencia, y es el encargado de recibir, ejecutar y transmitir las órdenes recibidas al variador.

A su vez este dispositivo está conectado directamente a una Unidad de Transmisión Remota, denominada **RTU (Remote Transmisor Unit)**, que es la que recibe la señal de un Radio de alta frecuencia con una pequeña antena desde la sala de control, por medio de estos sistemas de comunicación y dependiendo del tipo de variador, se envían las órdenes y se recibe la información necesaria desde el pozo en un lenguaje de computación que luego es traducido al Procesador de la Sala de Control.

Los datos de presión se leen por medio de un *Switch* de presión (**PT Pressure Transmisor**) ubicado cerca de la cabeza de pozo y está conectado a través de un *tubing* a la línea de flujo del pozo.

**Figura 10. Switch de Presión ubicado en la Subestación de un Pozo.**



Fuente: Archivo Departamento de Producción e Ingeniería.



El otro sistema de información es el **NOC, Computador de Aceite Neto (*Net Oil Computer*)**, es uno de los componentes del medidor de flujo con el que se cuenta en Caño Limón llamado ***Micro Motion***, éste permite mostrar los datos al usuario en sitio y los envía a la sala de control, donde se lleva a cabo el monitoreo de los pozos a través del sistema SCADA.

En esencia, el NOC es un microprocesador que utiliza el principio de coriolis para obtener medidas en tiempo real, de corte de agua (*BS&W*), flujo volumétrico de aceite neto (BOPD) y flujo neto de agua (BWPD).

El NOC recibe la señal de flujo másico enviada desde la RTF, y una señal del periodo de vibración transmitida desde el sensor. Luego con las constantes de calibración, calcula la densidad de la emulsión. Con el valor de la densidad de la emulsión y las densidades del agua y aceite, el NOC calcula el corte de agua, que es reportado en la pantalla digital junto con los parámetros anteriormente mencionados.

Los resultados reportados por el NOC están influenciados por la correcta calibración del equipo y la exactitud de los datos de entrada que requiere; se ha establecido que por cada descalibración en un grado Fahrenheit el resultado del corte de agua varía en un 0.29% de su valor real, de de allí la importancia de estar calibrados.

En el *display* o pantalla de este microprocesador se pueden obtener los datos de flujo del pozo y las características y propiedades más importantes de los fluidos, tanto aceite como agua.

En las siguientes figuras se presenta el NOC y el medidor de flujo másico, *Micro Motion* instalados en los pozos de Caño Limón.

**Figura 11a. Fotografía del medidor de flujo másico *Micro Motion* instalado en el pozo MN-21**



**Figura 11b. Fotografía del medidor de flujo másico *Micro Motion* instalado en el pozo MN-21**



Fuente: Archivo Departamento de Producción e Ingeniería.

**Figura 12. Conexión del NOC a la RTU.**



Fuente: Archivo Departamento de Producción e Ingeniería.

## 5. EVALUACIÓN TÉCNICA DEL RETIRO DE VÁLVULAS DE SEGURIDAD

Para el estudio del retiro de las válvulas de seguridad de fondo, se llevó a cabo una simulación usando el Software de **Petroleum Experts** llamado **PROSPER**, PRODUCTION AND SYSTEM PERFORMANCE ANALYSIS SOFTWARE, es una herramienta que permite simular las condiciones de fondo de un pozo.

A partir del análisis nodal PROSPER simula el comportamiento del fluido que es entregado por el yacimiento a través de las perforaciones medias, con un destino final en cabeza de pozo.

### 5.1 DESCRIPCIÓN DEL SIMULADOR

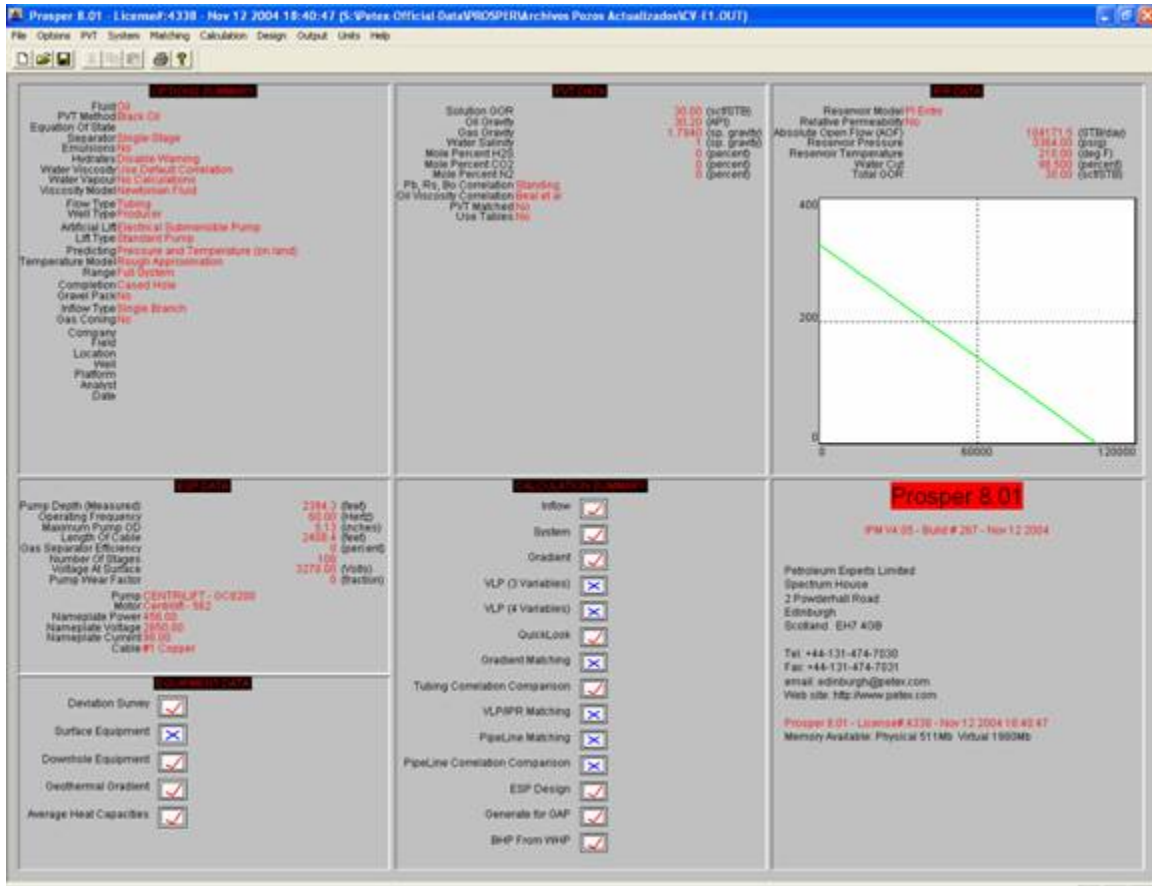
Este software ha sido usado para simular el comportamiento de pozos productores de alta presión de fondo fluyendo, para decidir la definitiva instalación o retiro de válvulas de seguridad. Este software es el complemento de la otra herramienta de simulación existente en el campo conocida como **GAP** (*General Allocation Package*), la cual permite simular redes de superficie en todo su conjunto, estableciendo datos de presión y velocidades de flujo en cada uno de los tramos que conforman el *Gathering Systems*\*. PROSPER le entrega en cabeza de pozo a GAP, un fluido con unas condiciones específicas de presión, temperatura y viscosidad, para que simule su transporte a través de toda la red de facilidades.

La siguiente ventana nos permite escoger los parámetros de simulación que vamos a usar, de acuerdo con las características del campo:

---

\* Significa Sistema de Recolección

Figura 13. Ventana principal del Simulador PROSPER



Fuente: Petroleum Experts, IBM

Para las simulaciones de los pozos en Caño Limón se usa como tipo de fluido *Oil and Water* dado el bajo GOR con el que cuenta el yacimiento, y a la condición de empuje hidrostático con que cuenta.

El simulador se alimenta a partir de información que es introducida por el usuario, como por ejemplo el estado mecánico del pozo, el cual comprende toda la descripción del equipo de fondo, como tipo de bomba, número de etapas, frecuencia de operación, tipo de motor, cable de potencia, *intake* de la bomba, y datos de tubería de producción. También es necesaria la introducción de datos



relacionados con la productividad del pozo tales como tipo de yacimiento, Índice de Productividad, Presión de Yacimiento, Corte de agua y Temperatura, entre otros.

El procedimiento para realizar la simulación, es muy sencillo:

1. Verificar los pozos a los cuales se le han hecho pruebas recientes de **PLT** (*Production Logging Test*) o **MRT** (*Multi Rate Test*) con el propósito de tener un dato aproximado de la presión de yacimiento e índice de productividad de los mismos para realizar la simulación y ajuste a las condiciones actuales del pozo en PROSPER.
2. Determinar si el pozo en mención fluye o no naturalmente con los parámetros actuales de IPR. Esto se realiza activando la opción en PROSPER de pozo sin levantamiento artificial, con el propósito de determinar si las curvas INFLOW y OUTFLOW del pozo se interceptan.
3. Si las curvas INFLOW y OUTFLOW no se interceptan se procede a determinar cual sería la mínima presión de yacimiento a PMP (Punto medio de Perforaciones) requerida para lograr la intercepción de las curvas en cada uno de los pozos simulados.

Teniendo la presión a la cual fluiría el pozo se establece un porcentaje de incremento de ésta y se determina en cuánto tiempo se alcanzaría dicha presión, para así determinar la viabilidad técnica del retiro de las válvulas de seguridad de fondo.

Los últimos datos de ingeniería indican los siguientes valores de presión de fondo para los pozos con válvula de seguridad de fondo instalada.



En la tabla que se muestra a continuación se presentan los 14 pozos que aún cuentan tanto con válvula de seguridad como con Panel Otis para su control en superficie, no se hará el estudio de simulación para los pozos de JIBA, ya que esta zona es altamente peligrosa y muy susceptible a posibles ataques terroristas.

**Tabla 5. Datos de Presión de Yacimiento**

<b>POZO</b>	<b>Presión Estática @ Datum (psi)</b>	<b>Datum (ft)</b>
CL-22	2806	7100
CL-26	2960	7100
CV-01	2878	7350
CV-02	2870	7350
CV-03	3182	7350
CV-06	2863	7350
CV-07	3103	7350
CV-09	2885	7350
CV-11	2772	7350
CV-E1	2858	7350
RD-03	2897	7350
RD-05	2936	7350
RD-07	2440	7350
RD-08	2350	7350

Fuente: Ingeniería de Yacimientos, Occidental de Colombia, Inc.

Teniendo estos valores de presión estática de fondo de cada uno de los pozos referenciada a un *datum* de profundidad se procede a hacer el cálculo de presión



a punto medio de perforaciones, PMP, para poder evaluar en el simulador las curvas de producción de los pozos.

**Tabla 6. Datos de Presión de Yacimiento a PMP**

<b>POZO</b>	<b>Presión Estática @ Datum (psi)</b>	<b>Datum (ft)</b>	<b>Presión a PMP (psi)</b>
CL-22	2806	7100	2845
CL-26	2960	7100	3122,1
CV-01	2878	7350	3015,9
CV-02	2870	7350	2978,9
CV-03	3182	7350	3342,7
CV-06	2863	7350	3076,1
CV-07	3103	7350	3285,9
CV-09	2885	7350	3041,7
CV-11	2772	7350	2937
CV-E1	2858	7350	3080,3
RD-03	2897	7350	2937,5
RD-05	2936	7350	2981,2
RD-07	2440	7350	2673,1
RD-08	2350	7350	2552,7

Fuente: Autor.

Con los valores de presión a punto medio de perforaciones y datos básicos del pozo como corte de agua (BS&W), caudal de fluido (BFPD) y presión en cabeza (WHP, *Well Head Pressure*); se realizó la simulación del comportamiento del pozo si no tuviese sistema de levantamiento artificial, que para este caso sería Bombeo electrosumergible; de esta forma los resultados serán con flujo natural del pozo.



También se hizo la simulación teniendo como caso extremo que la presión en cabeza del pozo fuese cero (0), es decir como si el pozo estuviese apagado, y el sistema de recolección no estuviera haciendo ninguna contra presión.

Los resultados obtenidos se muestran en la siguiente tabla:

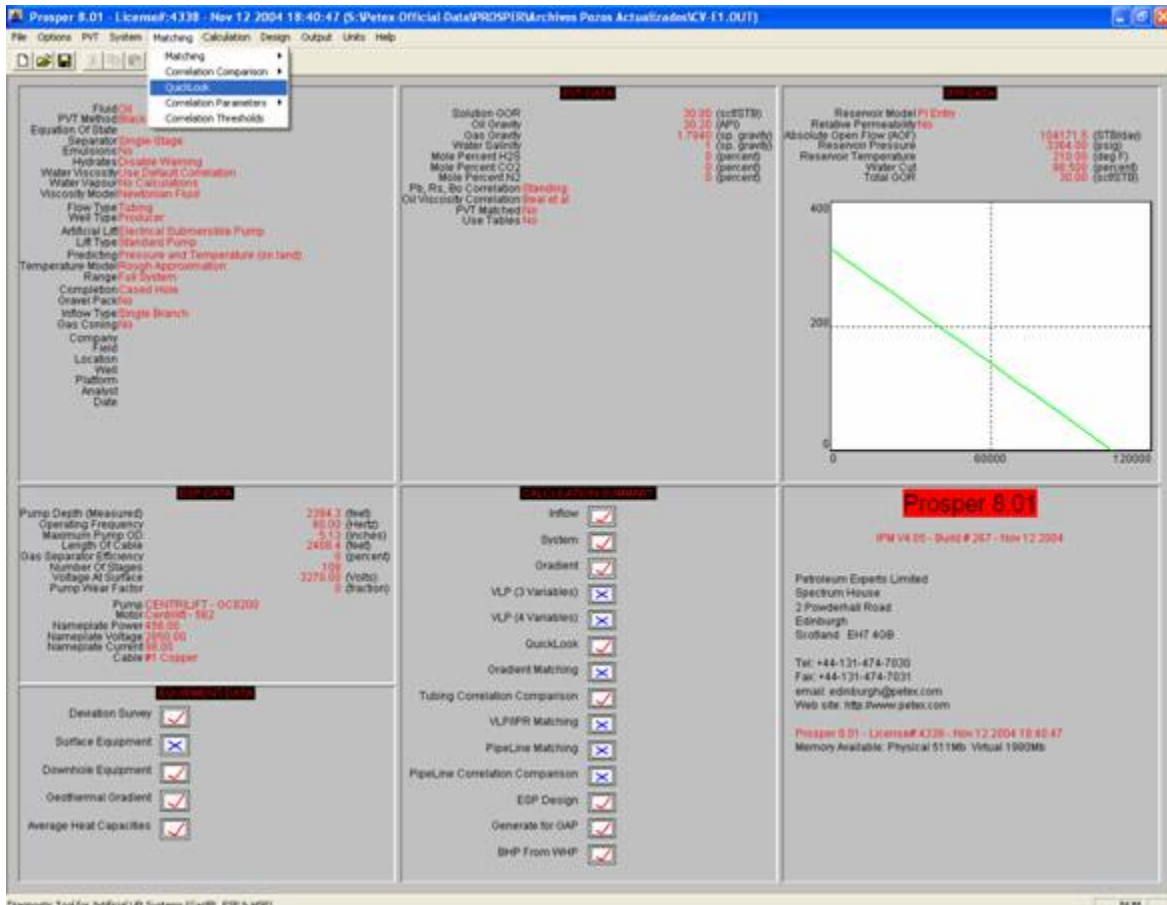
**Tabla 7. Datos de Presión de Flujo de los Pozos, resultados de la simulación.**

<b>POZO</b>	<b>Presión a PMP (psi)</b>	<b>BS&amp;W</b>	<b>BFPD</b>	<b>Presión de Flujo (psi)</b>
CL-22	2845	98%	7741	3217
CL-26	3122,1	99,30%	9178	3321
CV-01	3015,9	98,70%	20750	3482
CV-02	2978,9	98%	9652	3395
CV-03	3342,7	99,50%	22608	3475
CV-06	3076,1	98,80%	13771	3400
CV-07	3285,9	99,20%	19672	3480
CV-09	3041,7	99,20%	19081	3555
CV-11	2937	98,50%	11181	3456
CV-E1	3080,3	99,20%	10605	3530
RD-03	2937,5	98,30%	23675	3474
RD-05	2981,2	98%	22562	3345
RD-07	2673,1	99%	5645	3487,5
RD-08	2552,7	98%	7033	3520

Fuente: Autor.

Para determinar la presión de flujo de los pozos bajo las condiciones establecidas, se introdujo la información básica requerida por el simulador y luego se realizó una

verificación y ajuste de los parámetros de pozo, PROSPER cuenta varias herramientas para este ítem, a continuación veremos una opción de ajuste la cual es muy útil y se conoce como **QUICKLOOK**. Para acceder a esta herramienta se debe tener activa la ventana principal del programa, hacer *click* en **MATCHING** y seleccionar la opción **QUICKLOOK**.



Al seleccionar **QUICKLOOK** aparece la siguiente ventana:



**ESP QUICKLOOK (CL-16.OUT)**

Done Cancel Calculate Export Help  
 Insert Delete Copy Cut Paste All

Input Data			DownHole Data	
Tubing Head Pressure	165	(psig)	Measured Depth	Pressure
Liquid Rate	3917	(STB/day)	(feet)	(psig)
Water Cut	98.1	(percent)	1	
Produced GOR	30	(scf/STB)	2	
Static Bottom Hole Pressure	2470	(psig)	3	
Pump Depth (Measured)	6476	(feet)	4	
Operating Frequency	65.7	(Hertz)	5	
Length Of Cable	6551	(feet)		
Gas Separation Efficiency	0	(percent)		
Number Of Stages	65			
Pump Wear Factor	0.295	(fraction)		

Surface Data			Correlation
Current	98	(amps)	Mukerjee Brill
Surface Voltage	1731	(Volts)	
Power	228	(hp)	

Equipment			
Select Pump	CENTRILIFT GC4100 5.13 inches (2500-5000 RB/day)		
Select Motor	Centrifl 562 165HP 1340V 71A		
Select Cable	#1 Copper	0.26 (Volts/1000ft)	115 (amps) max

En esta ventana se introducen los parámetros actuales de operación del pozo como presión de cabeza, caudal de fluido, corte de agua, GOR, presión de yacimiento; los datos referentes al tipo de bomba, su profundidad, número de etapas, factor de desgaste.

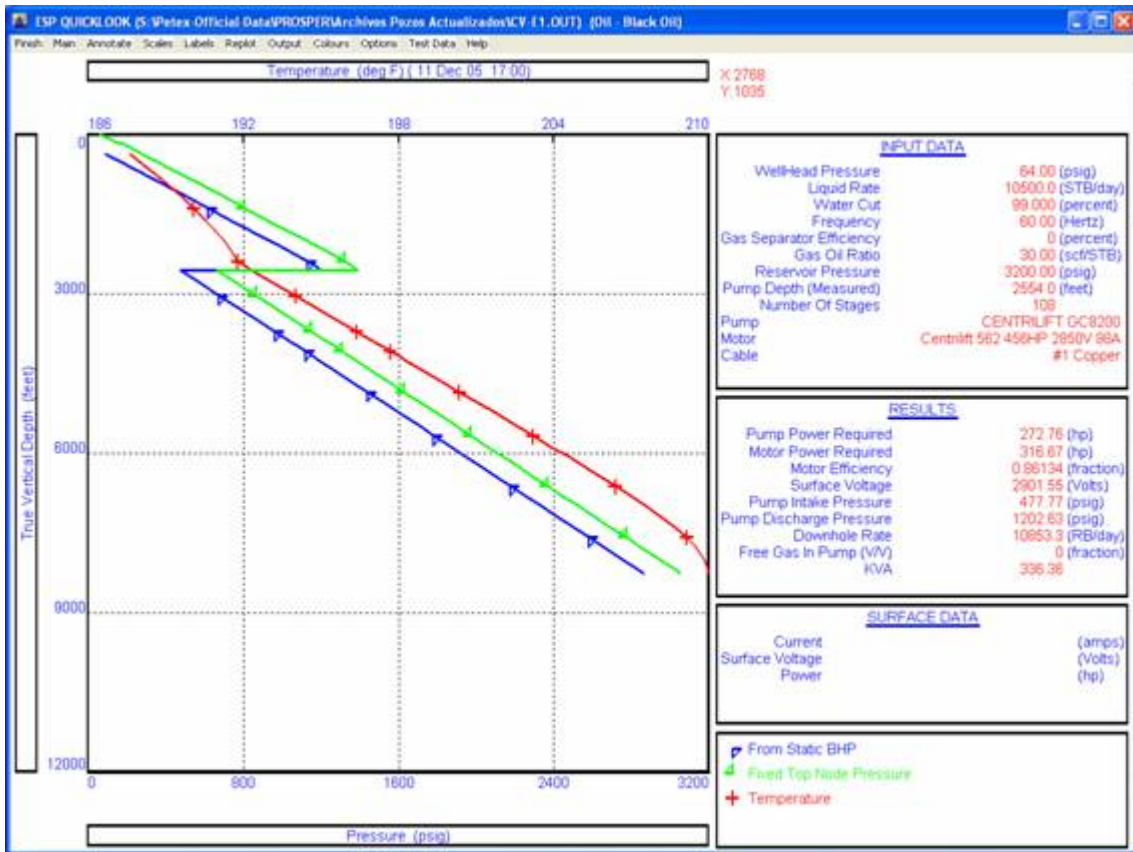
De igual manera se ingresan datos referentes al motor, clase de motor, frecuencia de operación, corriente del motor, potencia; datos de superficie como el voltaje en el TAP. Esta ventana también da la posibilidad de escoger una correlación de flujo vertical en tubería, se recomienda usar la correlación de **Petroleum Experts 2** o **Mukerjee Brill**.

Después de haber introducido los datos se hace *click* en CALCULATE y aparece la siguiente ventana:



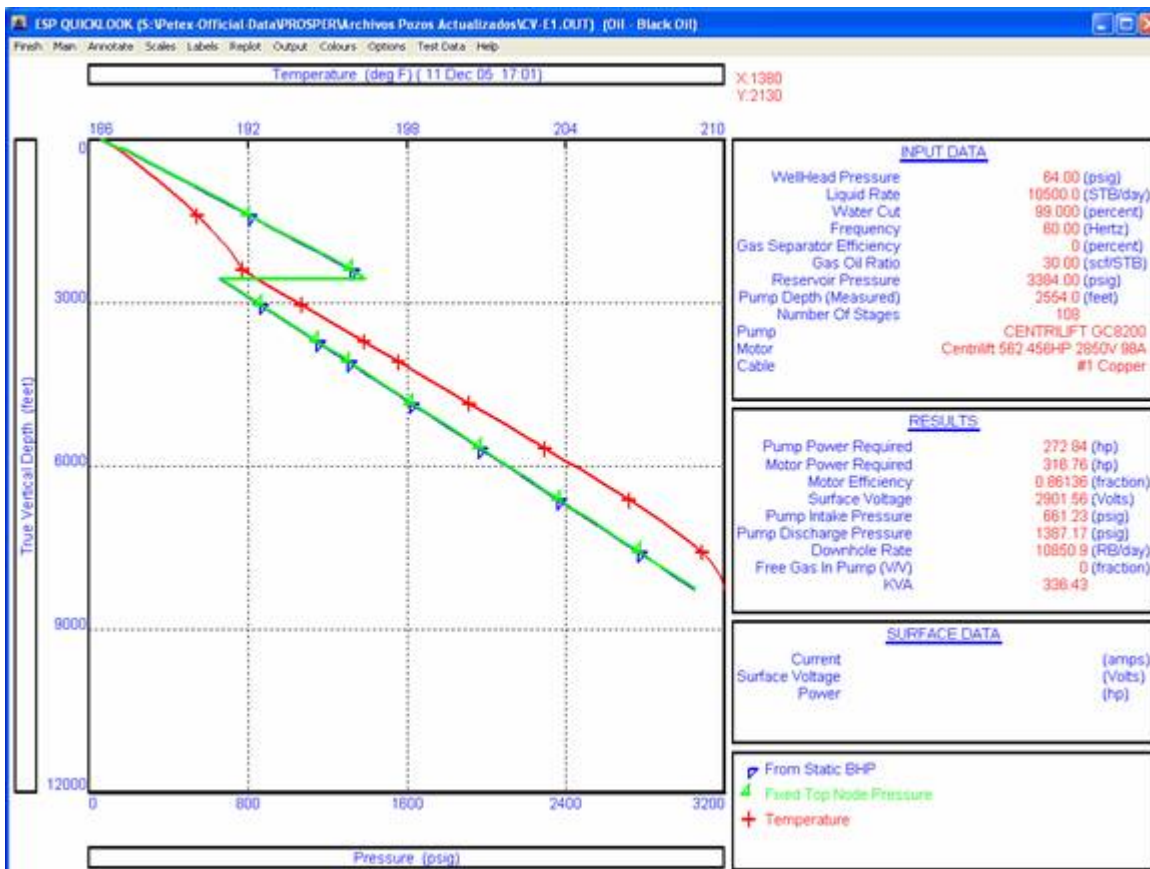
En esta ventana se pueden apreciar las presiones transversas desde cabeza de pozo hasta nivel medio de perforaciones, y desde nivel medio de perforaciones hasta cabeza de pozo, si las dos presiones transversas coinciden significa que el pozo se encuentra ajustado y los parámetros introducidos son correctos; por el contrario si las dos presiones transversas no coinciden significa que el pozo no esta ajustado y alguno de los parámetros introducidos no es correcto.

Al hacer *click* en el botón PLOT de esta ventana se pueden apreciar mejor las presiones transversas, a continuación se muestra la grafica de estas presiones:



En esta gráfica se observa que el pozo no está ajustado a sus condiciones actuales ya que las dos presiones transversas (**FROM STATIC BHP (Azul)** y **FIXED TOP NODE PRESSURE (Verde)**) están separadas la una de la otra. PROSPER calcula a partir de una presión de cabeza, el corte de agua y un caudal que el usuario introduce, el comportamiento de la presión hasta el nivel medio de perforaciones (Gráfica Verde); también calcula a partir del IPR del pozo el comportamiento de la presión desde nivel medio de perforaciones hasta cabeza de pozo (Gráfica Azul).

A continuación se muestra como sería este gráfico si el pozo está ajustado:

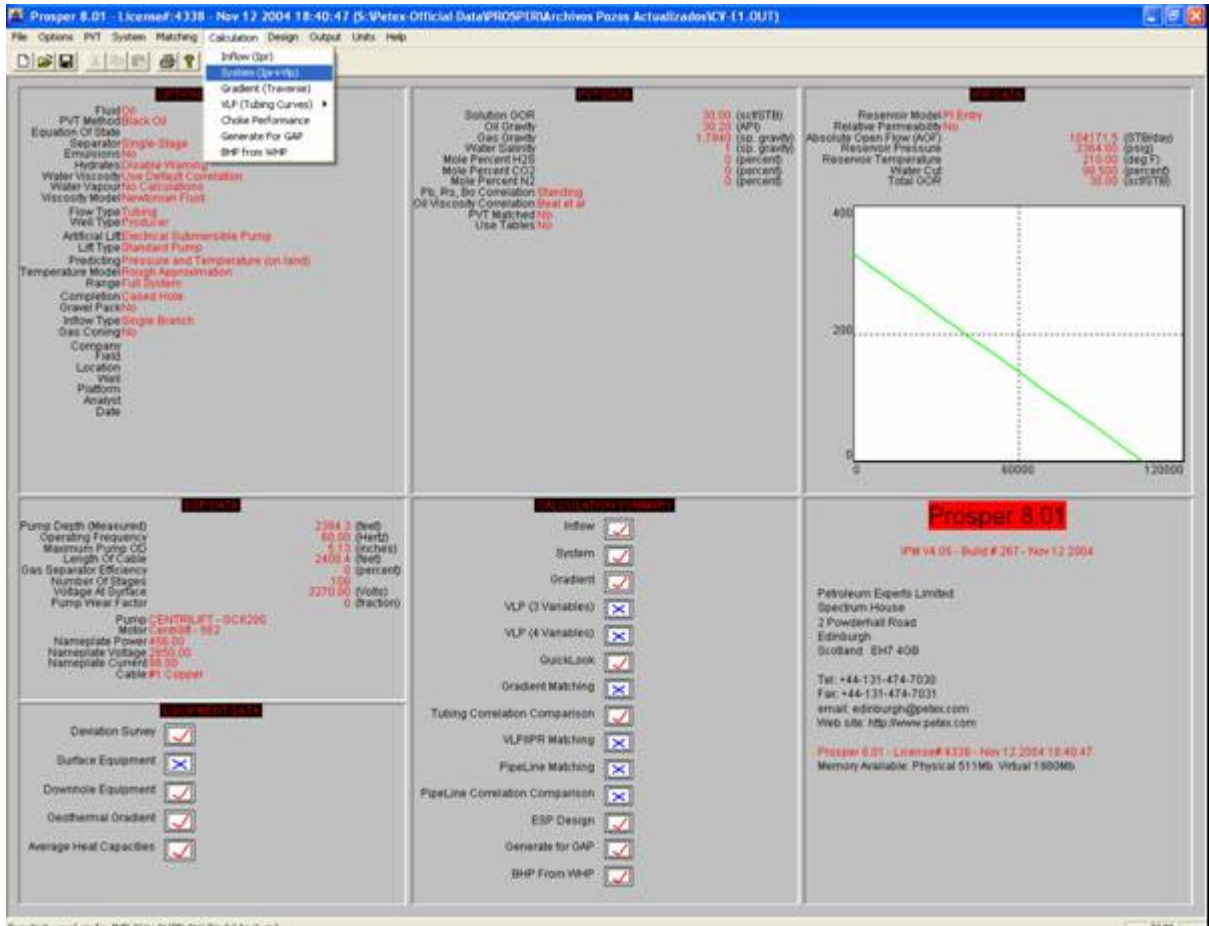


En esta grafica se observa que las dos presiones transversas se sobrepone, esto significa que el pozo esta ajustado y los datos introducidos en la ventana de **QUICKLOOK** son correctos respecto a la **presión de yacimiento**, índice de productividad, y factor de desgaste de la bomba, estas son las variables mas inciertas al hacer este ajuste.

Para las demás variables se tienen valores tomados en cabeza de pozo, estos datos tienen un mayor porcentaje de confiabilidad.

Para corroborar que las condiciones a las cuales fue ajustado el pozo corresponden a su caudal de fluido actual de acuerdo a una presión de cabeza se utiliza la herramienta **CALCULATION/SYSTEM**, esta herramienta nos muestra el comportamiento de las curvas **INFLOW** y **OUTFLOW** del pozo, el caudal actual de producción, el tornado de la bomba y demás parámetros referentes a las

condiciones del pozo. Para acceder a esta opción se sigue el siguiente procedimiento:



Al seleccionar la opción **SYSTEM** se visualiza la siguiente ventana:



Calculation - SYSTEM (CL-09.OUT)

Continue Cancel Report Export Insert Delete All Generate Help

Input Data

Top Node Pressure: 1500 psig

Water Cut: 98.6 percent

Total GOR: 30 scf/STB

Surface Equipment Correlation: Beggs and Brill

Vertical Lift Correlation: Mukerjee Brill

Rate Method: User Selected

Rate Type: Liquid Rates

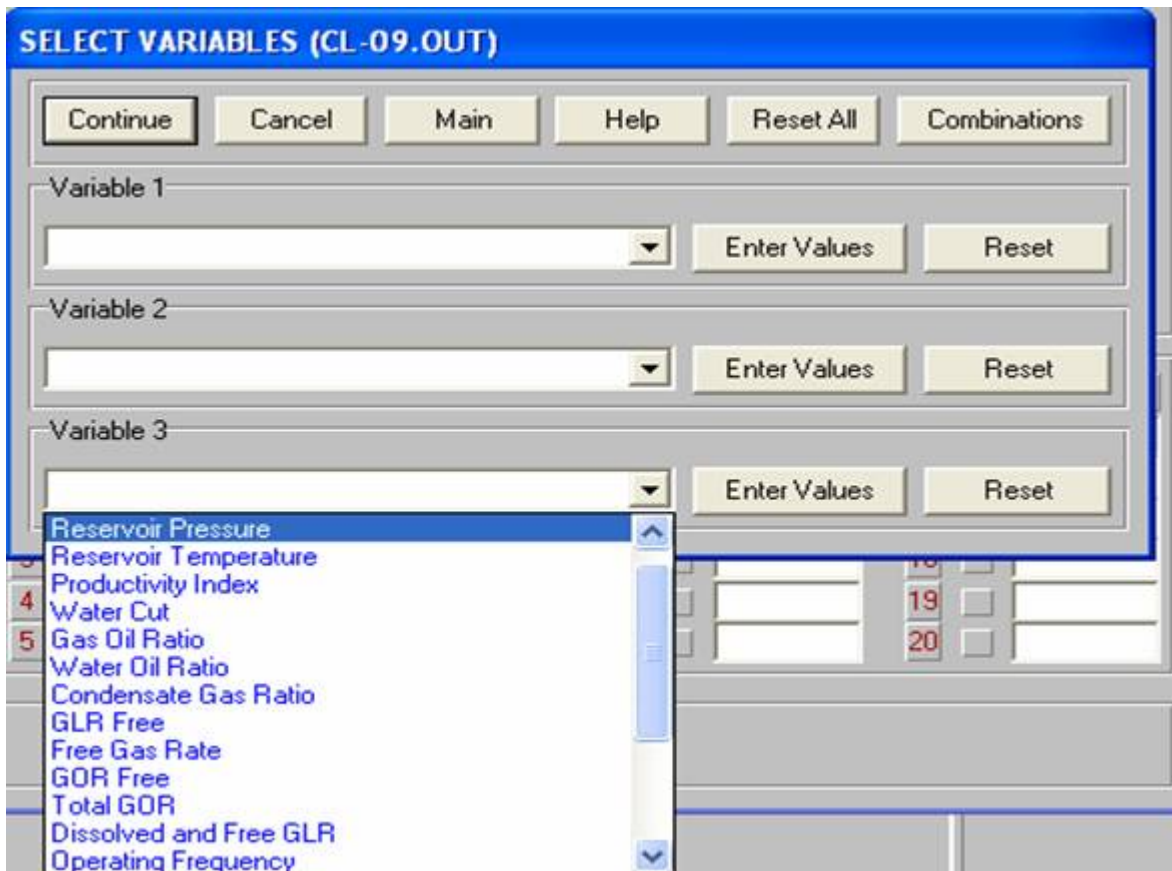
Left Hand Intersection: DisAllow

Enter Rates

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Rate	5000	10000	15000	17000	19000	20000	21000	22000	23000	24000	25000	30000								
STB/day																				

En esta ventana se introducen los datos de presión de cabeza, corte de agua y GOR; de igual manera se selecciona la correlación de flujo vertical previamente escogida, se requiere introducir diferentes caudales para que PROSPER pueda calcular las curvas INFLOW y OUTFLOW del pozo. Cabe anotar que los resultados obtenidos con esta opción están ligados con todos los datos referentes al pozo que se han introducido previamente en las diferentes ventanas.

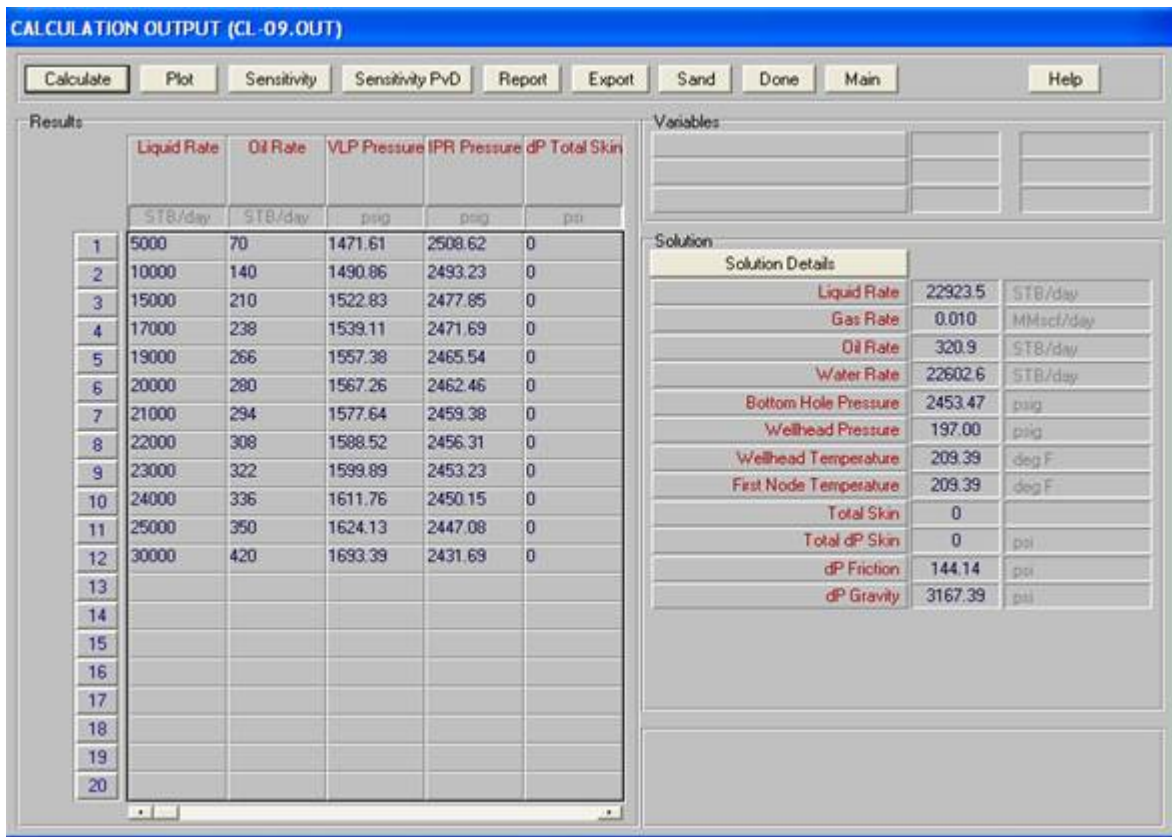
Después de haber introducido los datos mencionados anteriormente se hace *click* en el botón **CONTINUE** y se visualiza la siguiente ventana:



Esta ventana da la posibilidad al usuario de escoger tres variables diferentes para realizar análisis de sensibilidad en el pozo, existe un amplio número de diferentes variables para este proceso. No es requisito escoger variables para continuar con el proceso.

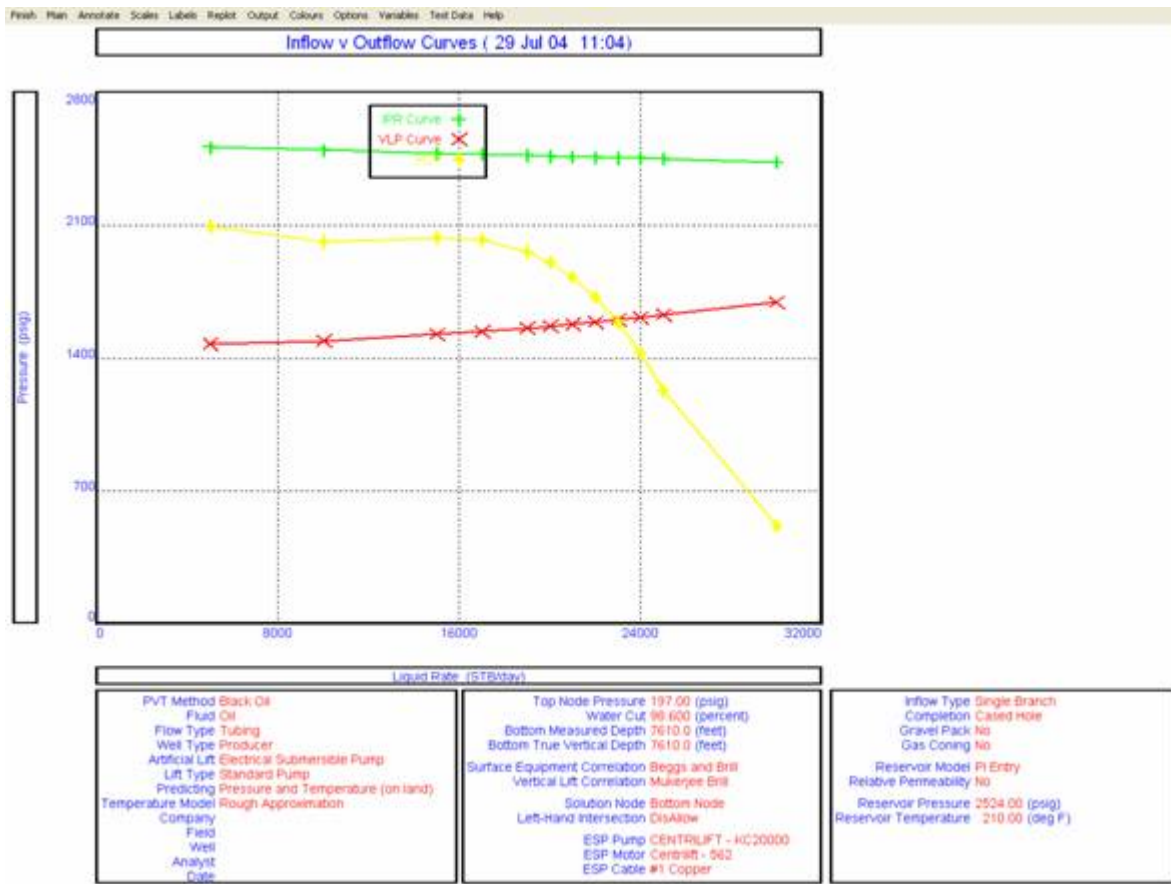
Sin embargo usar la presión de yacimiento para hacer una sensibilidad es una muy buena opción, para la simulación que se está realizando, ya se obtendría no sólo un punto de corte entre las gráficas sino que se puede visualizar el comportamiento para diferentes rangos de presión.

Acto seguido al hacer *click* en el botón **CONTINUE** aparece la siguiente ventana:



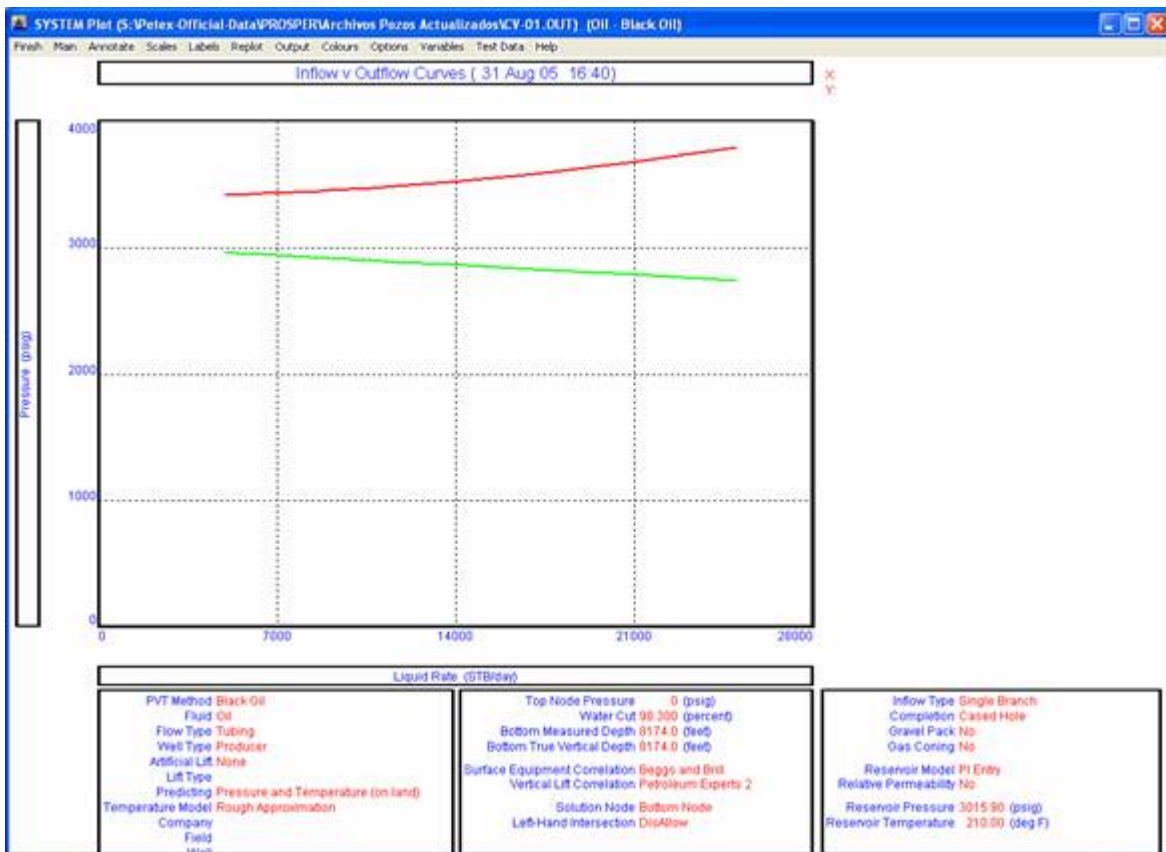
Para visualizar los resultados se debe hacer *click* en el botón **CALCULATE**, estos son los resultados que muestra el proceso, se puede determinar el caudal de fluido, caudal de agua, caudal de petróleo, **la presión de fondo fluyendo**, la presión de cabeza, la temperatura de cabeza, la caída de presión por fricción y por gravedad. De igual manera se visualiza de acuerdo a los caudales digitados la *VLP (Vertical Lift Performance) pressure* y la *IPR (Inflow Performance Relation) pressure*, a partir de estos valores se grafican las curvas INFLOW y OUTFLOW del pozo y se determina el caudal de fluido actual del pozo.

Para visualizar estas curvas se hace *click* en el botón **PLOT** y aparece la siguiente ventana:



La línea verde corresponde a la curva IPR del pozo si este fluyera naturalmente, la línea roja corresponde a la curva VLP del pozo, y la línea amarilla corresponde a la curva de presión de descarga de la bomba en la cual esta incluida la IPR del pozo; el punto de unión entre las curvas roja y amarilla representa en el eje Y la presión de descarga de la bomba, y en el eje X representa el caudal de fluido actual del pozo, cuando la línea verde de flujo natural corta la línea roja tenemos el punto de presión que necesitamos para que el fluido fluya naturalmente hasta la cabeza de pozo.

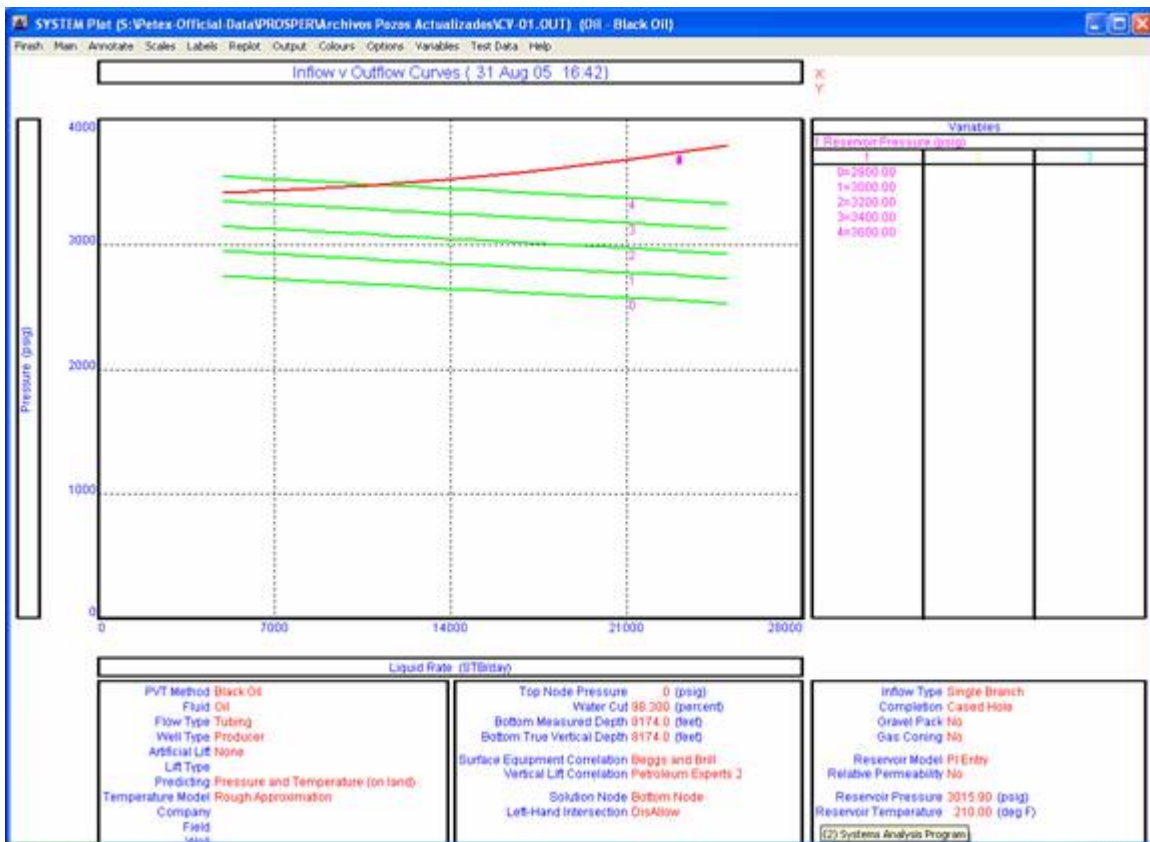
A continuación se muestra la gráfica de un pozo sin levantamiento artificial, como se puede observar las curvas de VLP e IPR, no se interceptan ya que el pozo no alcanza a fluir naturalmente.



Para determinar cuál sería la presión a la que el pozo fluiría naturalmente se hace una sensibilidad con la presión de fondo fluyendo, para el ejemplo se tomaron valores desde 2800 hasta 3600 psi.

El punto de corte entre las dos curvas IPR y VLP nos indica el valor de presión que necesita el pozo para fluir sin sistema de levantamiento artificial, es decir con flujo natural; estos son los valores de presión que se mostraron en la tabla de resultados 3.

Para el ejemplo mostrado se tiene que sólo cuando el pozo alcance una presión de fondo de 3600 psi fluiría a las condiciones de ajuste del pozo, aproximadamente unos 10200 BFPD.



Finalmente en la siguiente tabla se muestran los porcentajes de incremento de presión, es decir en cuanto se necesitaría reestablecer la presión para obtener flujo natural.

**Tabla 8. Porcentaje de Incremento de la presión.**

POZO	Presión a PMP (psi)	Presión de Flujo (psi)	% INCREMENTO
CL-22	2845	3217	13,08%
CL-26	3122,1	3321	6,37%
CV-01	3015,9	3482	15,45%
CV-02	2978,9	3395	13,97%
CV-03	3342,7	3475	3,96%

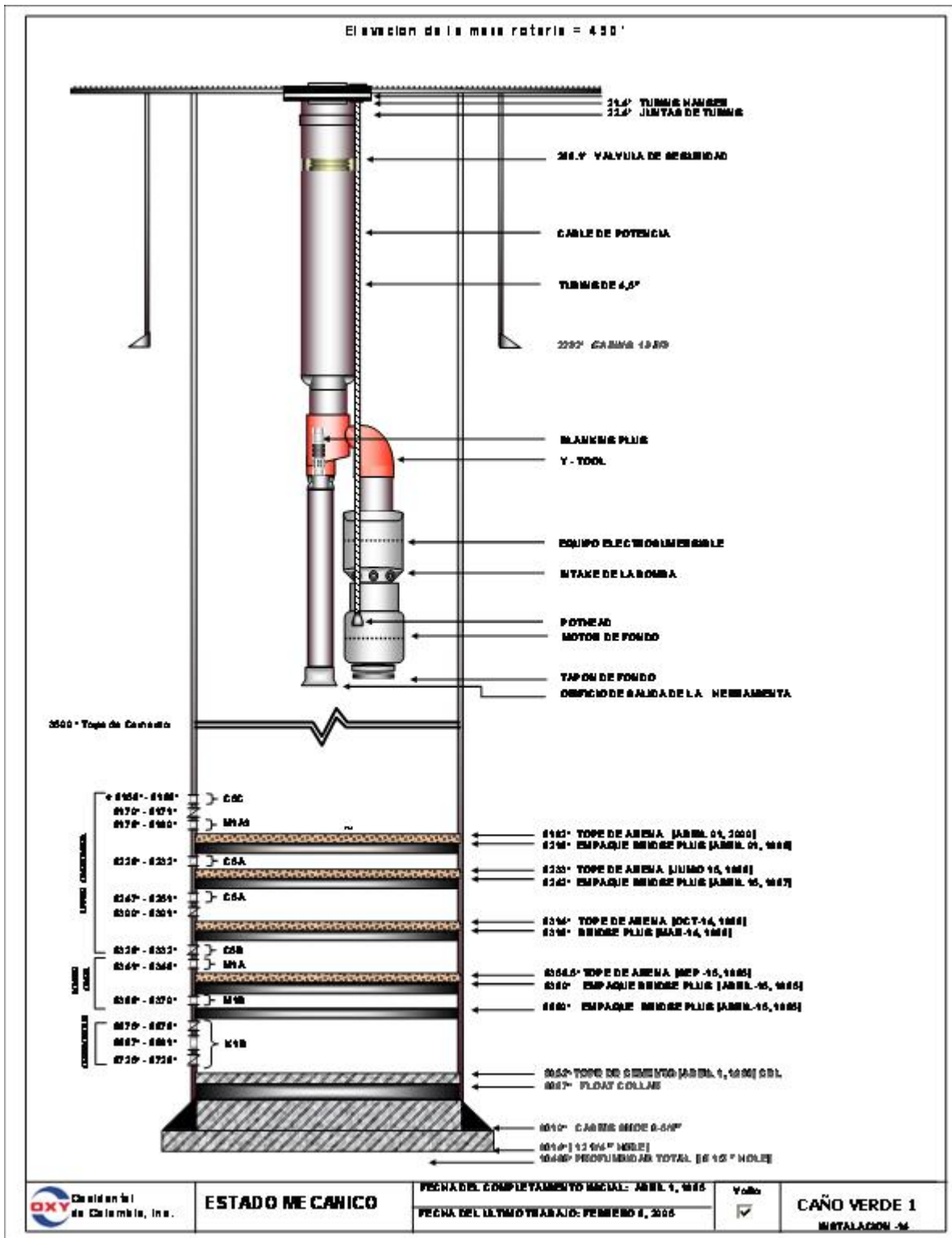


CV-06	3076,1	3400	10,53%
CV-07	3285,9	3480	5,91%
CV-09	3041,7	3555	16,88%
CV-11	2937	3456	17,67%
CV-E1	3080,3	3530	14,60%
RD-03	2937,5	3474	18,26%
RD-05	2981,2	3345	12,20%
RD-07	2673,1	3487,5	30,47%
RD-08	2552,7	3520	37,89%

Fuente: Autor

Como se puede apreciar en la tabla anterior la mayoría de los pozos simulados necesitan un mínimo incremento de presión para fluir naturalmente, por lo que no se hace viable el retiro de las válvulas de seguridad de fondo, sin embargo para los pozos RD-07 y RD-08 donde el restablecimiento de presión sería del orden del 30% de la presión actual se puede proceder al análisis económico para determinar la viabilidad del retiro de las válvulas de fondo, ya que técnicamente es posible.

Figura 14. Estado Mecánico típico de un Pozo en el campo Caño Limón.



Fuente: Archivo de Estados Mecánicos, Occidental de Colombia, Inc.



## 6. PANEL OTIS

### 6.1. DESCRIPCIÓN

El Panel OTIS es un sistema de control de la válvula de seguridad de fondo de los pozos, de poca confiabilidad y con altos costos para su mantenimiento.

En Caño Limón, actualmente se tienen instalados panel OTIS en catorce (14) pozos que cuentan con válvula de seguridad en fondo. La función del panel es mantener la presión suficiente para que la válvula de seguridad permanezca abierta durante la operación normal del pozo, esto se logra mediante el uso de un cilindro de Nitrógeno a alta presión que a través de un *tubing* conectado a la válvula bombea aceite hidráulico contenido en el fondo del panel para mantener la presión requerida.

Sin embargo, esta configuración no permite habilitar el arranque remoto de estos pozos, y el objetivo del departamento de Producción e Ingeniería, PAE, es que el 100% de los pozos del campo cuenten con esta opción, para evitar la diferida que se ocasiona mientras se desplaza personal hacia estos pozos para hacer su encendido manual.

En la siguiente gráfica se puede ver el esquema del tablero de control del Panel OTIS, formado por una serie de manómetros de presión que me permiten conocer las condiciones de operación de la válvula de fondo.

**Figura 15. Vista frontal del tablero de control de un Panel OTIS**



Fuente: Archivo Departamento de Producción e Ingeniería.

En el esquema anterior se puede observar en la parte superior derecha el Dial Piloto, que es el encargado de mostrar las condiciones de operación del pozo, los apuntadores rojos indican la máxima y mínima presión que se debe mantener en cabeza de pozo para que la válvula permanezca abierta, si esta presión está por debajo de 15 psi o por encima de 350 psi, el panel automáticamente se despresurizará y de esta forma la válvula de fondo se cierra e impide el flujo hacia superficie.

En la parte izquierda del Panel se encuentran dos manómetros que indican las condiciones de presión de la válvula de seguridad, que igualmente se puede observar en un manómetro ubicado en la línea de *tubing* que va desde el panel hasta la válvula de fondo, justo en la cabeza de pozo.

La presurización de la válvula se puede hacer tanto en manual como por medio de la acción automática del panel, para eso en el tablero se encuentra un switch que permite esta opción.

Si la presurización se hace manualmente, se tiene que colocar una palanca en el orificio central del panel y accionarla para que la bomba lleve el aceite hidráulico contenido en el reservorio ubicado en el fondo del panel, hasta la válvula y de esta forma se presurice manteniéndose abierta, esta presión está por el orden de los 2500 a 3500 psi.

**Figura 16. Manómetro de presión ubicado en la cabeza de pozo.**



Fuente: Archivo Departamento de Producción e Ingeniería.

En la siguiente figura se muestra el esquema de la instalación del panel OTIS y la botella de Nitrógeno usada para el mantenimiento de la presión de la válvula de fondo. Además se pueden observar las diferentes conexiones de los *tubings* y

*switches* de presión que permiten un conocimiento al instante del comportamiento actual tanto de la válvula de seguridad, como de cabeza de pozo.

**Figura 17. Vista lateral de la instalación del Panel OTIS.**



Fuente: Archivo Departamento de Producción e Ingeniería.



La apertura y cierre de las válvulas de seguridad de los pozos mediante el *panel Otis* es un sistema muy antiguo que presenta varios inconvenientes, por ello el retiro de éstos está proyectado para eliminar algunas de las debilidades que se presentan en los equipos de superficie actualmente instalados en estos pozos, dentro de ellas se pueden mencionar:

1. Pérdida de producción por fallas del panel OTIS o fugas de Nitrógeno.
2. Gran cantidad de horas hombre invertidas en mantenimiento.
3. No disponibilidad de repuestos y componentes.
4. Transporte, consecución y manejo de cilindros de nitrógeno presurizado a 2500 PSIG, lo cual implica un peligro permanente para quienes lo transportan y manipulan.
5. Imposibilidad de habilitar el arranque remoto desde la sala de control en estos pozos con la instalación actual.
6. Gran cantidad de repuestos obsoletos

Surgió entonces como alternativa el desarrollo e instalación de un panel OTIS electromecánico, hecho en Caño Limón, el cual reemplazaría al panel OTIS tradicional ya que ofrece la posibilidad de habilitar el arranque remoto de los pozos.

La prueba de este nuevo panel se realizó en el pozo RD-04, durante 4 meses con buenos resultados de funcionamiento y confiabilidad; se hicieron modificaciones al sistema ATP para los pozos con válvula de seguridad que permitirían el arranque remoto de estos.

El sistema está diseñado para operación remota únicamente, sin embargo en caso de falla del comando remoto, es posible arrancarlo de forma local. A continuación se describen los procedimientos y verificaciones que se deben realizar para asegurar la correcta operación de arranque (remoto o local).

El siguiente es el nuevo controlador del panel, realizado por el departamento de telecomunicaciones de Occidental de Colombia, por medio del cual además de controlar la presión de la válvula de fondo, se pueden tener otras aplicaciones de comunicación entre el panel OTIS electromecánico y el variador del pozo.

**Figura 18. Nuevo sistema de comunicaciones del Panel OTIS modificado.**

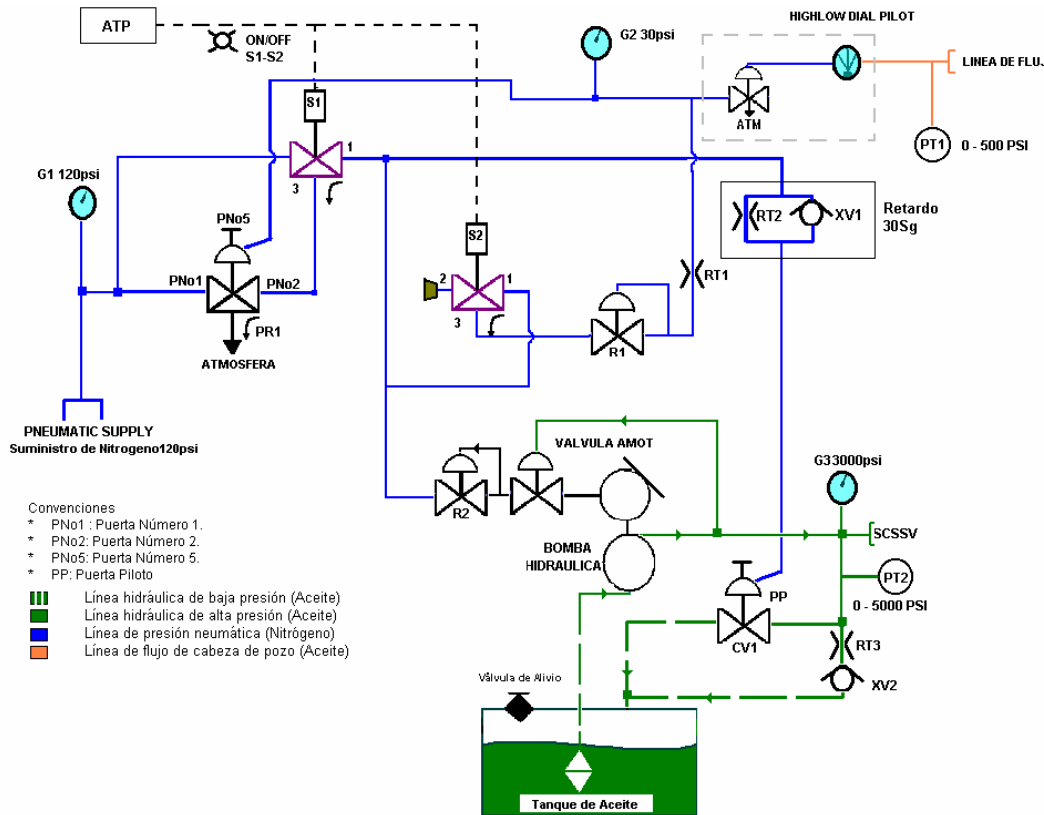


Fuente: Archivo Departamento de Producción e Ingeniería.

El siguiente es un diagrama de flujo del funcionamiento del nuevo panel OTIS, la modificación consiste principalmente en la bomba que presuriza la válvula, esta es una bomba electromecánica que además de cumplir con la función de presurización permite establecer un algoritmo de ejecución para las

comunicaciones con el variador y de esta forma se puede habilitar el arranque remoto del pozo desde la sala de control.

**Figura 19. Panel OTIS modificado. (Prototipo RD-04)**

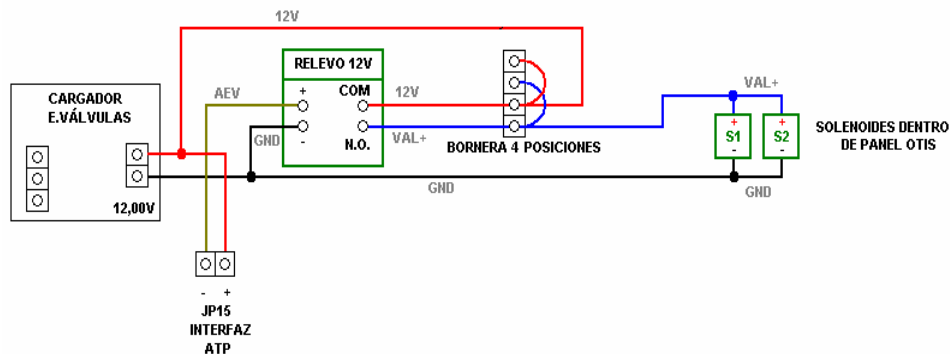


Fuente: Archivo Departamento de Telecomunicaciones, Grupo SCADA Pozos.

Estos son algunas de las condiciones requeridas para la implementación del nuevo sistema de control:

- **CARGADOR ELECTROVÁLVULAS:** El cargador que alimenta las electroválvulas debe ser de 12 Voltios y 3 Amperios exactamente, y se encuentra en la caja de la RTU; arriba del cargador que alimenta la unidad remota. La caja de la RTU tiene un extractor adicional para evitar el sobrecalentamiento de los cargadores.

- **NOC:** El NOC puede ser convencional con la versión de memoria **NOC1.5** o NOC series 3000 (ALTUS). Si la versión de memoria del NOC es 1.4 el arranque remoto no funcionará debido a que esta memoria no envía el dato de tasa de producción hacia la RTU.
- **RTU:** La RTU debe tener la versión de memoria **RTULGV61** o superior, ya que ésta envía el dato de tasa de producción periódicamente hacia el ATP.
- **TARJETA INTERFAZ ATP-VSD:** La tarjeta interfaz para el VSD debe ser de la nueva serie, que tiene habilitado un contacto seco que activa el relevo que energiza las electro válvulas.
- **ATP:** El ATP debe tener la memoria **LGTRK170** o superior. Además debe tener programados y habilitados los valores de apertura de válvula en la EEPROM, valores de corriente y flujo.
- **RELEVO CONMUTACIÓN ELECTROVÁLVULAS:** El sistema ATP debe tener además un relevo de 12VDC para energizar y apagar las electro válvulas. Este se encuentra al lado del ATP. A continuación se muestra el cableado de este relevo con las electro válvulas, el ATP y el cargador.



**Figura 20. Comparación del esquema interno del Panel OTIS Tradicional y el Panel Modificado.**



**Panel OTIS Modificado**



**Panel OTIS Tradicional**

Fuente: Archivo Departamento de Producción e Ingeniería

Como se observa en las figuras la diferencia principal es la implementación de la bomba electromecánica.



## 6.2. PROCEDIMIENTO DE ARRANQUE REMOTO

1. El panel OTIS debe estar en **AUTOMÁTICO** (Pilot Control).
2. El cargador de las electro válvulas debe estar encendido.
3. Las comunicaciones MASTER, RTU, NOC, ATP deben estar en perfecto estado.
4. La tasa de producción debe estar en cero (valor cercano).
5. La presión en cabeza de pozo debe estar en cero.
6. La corriente del VSD debe estar en cero.
7. Solicite el comando de arranque a sala de control.
8. La presurización de la válvula de seguridad debe cumplir con el diagrama de tiempos estimado para el pozo. Si éste no se cumple el ATP aborta el arranque del VSD.
9. El equipo se arrancará automáticamente después de que el ATP asegure que la válvula de seguridad esté abierta.
10. El ATP esperará un tiempo debidamente programado y realizará la verificación de la corriente del VSD, si ésta está fuera de los límites programados, se realizará el apagado del equipo.
11. El ATP esperará otro tiempo (también programado) y realizará la verificación del flujo del pozo; si está fuera de los límites se apagará el VSD y se cerrará la válvula de seguridad.
12. El ATP realizará control de los parámetros de: presión en la válvula de seguridad, corriente y flujo, hasta que el tiempo de *bypass* expire; es en este momento cuando el ATP comienza a realizar control por presión en cabeza de pozo y presión en la válvula de seguridad y se dice que el arranque fue exitoso.
13. En caso que el ATP no realice un arranque exitoso, en el MASTER de pozos aparecerá la razón por la cual falló.



### 6.3 PROCEDIMIENTO DE ARRANQUE LOCAL

Es recomendable realizar siempre el arranque en forma remota, con esto garantizamos que el sistema de arranque remoto queda habilitado y funcionando correctamente. Si embargo de ser obligatorio un arranque manual, se debe seguir el siguiente procedimiento.

1. Apagar el cargador de las electro válvulas.
2. Desconectar el MOLEX correspondiente el STOP proveniente del ATP. Se debe dejar la protección del *switch* de presión del panel OTIS.
3. Realizar el procedimiento de arranque clásico.

Para la instalación de estos nuevos paneles modificados se realizó una evaluación económica para determinar la viabilidad de la ejecución del proyecto; para esto se asumió que con la instalación de los nuevos panel OTIS no se va a tener producción diferida por efecto de fugas, mal funcionamiento y ausencia de suministro de Nitrógeno, los cuáles son los problemas más comunes presentados por el panel OTIS tradicional. Además se asume que se va a tener una reducción del 10% del costo de operación y mantenimiento de éstos.

Sin embargo, con base en los resultados obtenidos de la evaluación económica, no se recomienda el reemplazo del panel OTIS tradicionales existentes en Caño Limón por los nuevos paneles modificados debido a que no es una inversión atractiva para la compañía.

Es entonces cuando se decide hacer un estudio técnico y económico para el retiro de este sistema de control de las válvulas de seguridad de fondo, con el fin de dar solución al sin número de inconvenientes que presenta la instalación actual de los Panel OTIS.



Los pozos a los cuales se le retirarán los panel OTIS son: CL-26, CV-01, CV-02, CV-03, CV-06, CV-07, CV-09, CV-11, RD-03, RD-05, RD-07, RD-08, CV-E1 y CL-22.

El alcance de este proyecto consiste en el retiro del panel OTIS de superficie, seguido de la realización del montaje de la configuración que actualmente se tiene en algunos pozos del campo, que cuentan aún con válvulas de seguridad de fondo y no tiene panel de control, como CV-15, CV-16 y CV-17; finalmente se hará la habilitación del arranque remoto de estos pozos, el cuál se encuentra deshabilitado en estos momentos y es uno de los principales inconvenientes que presenta la instalación del panel.

El retiro de los panel OTIS se proyecta para eliminar las debilidades de los equipos de superficie actualmente instalados en estos pozos y obtener las siguientes ventajas:

- Posibilidad de arranque y apagado remoto, lo cual deriva en disminución de la producción diferida (520 BO/año).
- Disminución de horas hombre invertidas en mantenimiento de estos equipos, ahorro de Nitrógeno y liberación del mantenimiento de siete (14) paneles OTIS que actualmente operan en el campo, para un ahorro total estimado del 10% en el costo operativo.
- Mayor disponibilidad de personal para realizar otras actividades en el campo, por ejemplo monitoreo de BSW y medición de producción de arena con sensor clampON.
- Disminución de peligro de atentado terrorista, debido a que elimina un equipo vulnerable.
- Contribución a la seguridad industrial porque se elimina el transporte y manipulación de cilindros de Nitrógeno presurizado.



El estudio técnico consiste fundamentalmente en la habilitación del arranque remoto de los pozos y la forma mediante la cual se mantendrán presurizadas las válvulas de fondo.

Para esto se dispone de unas bombas con aceite hidráulico portátiles, con las cuales se hace la presurización de la válvula inicialmente y en teoría se mantendrá así de no haber fugas en la línea de *tubing* que comunica los controladores de presión nuevos y la válvula en fondo.

Además desde la sala de control se tiene conocimiento de la presión de la válvula y de esta forma se hace un monitoreo continuo.



## 7. ANÁLISIS ECONÓMICO

En cuanto a la parte económica, para el año 2005 la diferida por problemas con los panel OTIS ha sido 504 BO, lo que equivale a 72 BO/ Mes. Asumiendo un precio por barril de 40 U\$ la diferida mensual por panel OTIS tiene un valor de U\$ 2,880 /mes.

La cantidad de cilindros de nitrógeno ( $N_2$ ) utilizados para el funcionamiento del sistema en el año 2005 ha sido: 98 unidades. Lo que equivale a 14 cilindros de  $N_2$  por mes. El costo de un cilindro de Nitrógeno es de 65.0 U\$. Entonces el costo de  $N_2$  mensual es de 910 U\$/mes.

El costo de realizar un montaje igual al que actualmente se tiene en los pozos CV-14, CV-15 y CV-17, sería de U\$ 1000 (materiales y horas/hombre invertidas en la modificación y retiro de los panel)

En el siguiente cuadro se presenta un resumen de lo que se obtendría con el retiro de los panel OTIS, teniendo en cuenta los pros y contras de la instalación actual y como quedaría la nueva instalación.



**Cuadro 1. Ventajas del Retiro de los Panel OTIS**

Oportunidades de Mejoras en Utilidades	Lo que es	Lo que podría ser	Cálculo/Valor (la diferencia entre Lo que es y Lo que podría ser)
Habilitación Arranque remoto.	Operación manual asistida de los panel OTIS	Retiro de los panel OTIS y montaje similar al actual en CV-15, 16 y 17: U\$ 1,000	US\$ -1,000
Optimización de tiempo de arranque de pozos y de mantenimiento de los mismos	En un arranque de campo es necesaria la acción asistida del Operador Diferida = US\$2,880/Mes de los 14 pozos.	Arranque remoto desde Sala de Control PF-1  Diferida por Mes = 0	Ahorro/ Mes US\$+2,880
Ahorro en cilindros de Nitrógeno	Se están consumiendo 14 cilindros de nitrógeno al mes = US\$ 910	Consumo de nitrógeno = 0	Ahorro /mes US\$+432
			US\$ +2,312/Mes

Fuente: Autor

De acuerdo a la anterior información se realizó un estudio económico para establecer la viabilidad económica del retiro de este sistema de control de las



válvulas de seguridad de fondo, el análisis y los resultados se presentan a continuación.

En la siguiente tabla se presentan los datos de producción de fluido total, agua y crudo de los pozos que cuentan con válvula de seguridad de fondo y panel OTIS.

**Tabla 9. Condiciones actuales de los Pozos en estudio.**

<b>Pozos con Panel OTIS Actual.</b>			
<b>POZO</b>	<b>BFPD</b>	<b>BOPD</b>	<b>ESP LOAD, Kw/h</b>
<b>CL-18</b>	9850	493	504
<b>CL-26</b>	9300	47	156
<b>CV-01</b>	20600	206	547
<b>CV-02</b>	9650	193	202
<b>CV-03</b>	23700	119	546
<b>CV-04</b>	9150	503	472
<b>CV-06</b>	13200	132	743
<b>CV-07</b>	19600	98	257
<b>CV-09</b>	18900	189	302
<b>CV-11</b>	7000	105	169
<b>CV-14</b>	8850	531	544
<b>RD-01</b>	9250	185	353
<b>RD-03</b>	23600	354	740
<b>RD-04</b>	8150	163	328
<b>RD-05</b>	22700	454	767
<b>RD-07</b>	5700	57	275
<b>RD-08</b>	6900	104	252
<b>RD-10</b>	1500	30	150
<b>TN-01</b>	1700	145	117
<b>Total</b>	<b>216250</b>	<b>3440</b>	<b>7424</b>

Fuente: Autor.



Para el desarrollo del análisis económico se tuvieron en cuenta los siguientes parámetros e indicadores que son los establecidos por Occidental de Colombia para determinar el desarrollo de cualquier proyecto.

**Tabla 10. Indicadores y parámetros económicos.**

COL Tax > 2007	35%
COL Tax, Before 2007	38,50%
US Tax	36,65%
Royalties	20%
OOG WI	43,75%
OIL PRICE, U\$/BBL	40
Energy Cost (\$U/MWH)	43
5063 Well Site Maint. (U\$/year/well)	1582
5066 Elec. Line & 5067 VSD Maint. (U\$/year/Well)	4200
Chemical Treatment (U\$/1000bbl)	1,6
Decline Field Rate	10%
Opp. Rate (Effec. Annual)	12%
Deferred production during 2005 (19 wells), BO	1180
Transportation TARIFF U\$/Bbl	1,94
PIPE LINE OPEX	34%
Municipal TAX	0,4%
Remittance TAX	7%

En la tabla anterior se muestran los valores para los impuestos colombianos y americanos que se tienen que pagar por cada barril de crudo producido. En cuanto a los impuestos nacionales se tienen dos valores para antes y después del año 2007, ya que la nueva reglamentación del gobierno así lo establece, también se cuenta con el valor de las regalías, los costos de energía, tratamiento, mantenimiento y transporte del crudo, la tarifa de operación del Oleoducto, impuestos al municipio.



Además se tiene en cuenta la tasa de declinación de producción del campo, la diferida generada por los pozos al no contar con arranque remoto y el precio actual del crudo.

Para el estudio económico se establecieron dos escenarios, el primero los pozos con la instalación actual de válvula de fondo y panel OTIS, y el otro con el retiro de estos últimos, ambos para un período 6 años a partir del mes de Julio de 2005.

La presente tabla es un estimado de producción de los pozos para estos periodos de tiempo, y de la diferida que generarían con la instalación actual.

**Tabla 11. Producción estimada de los Pozos.**

Producción				
Año	Periodo	BO (taking into account deferred prod.)	BW	BFPD
05-Jul	0	1254140	77677110	78931250
06-Jul	1	1128722	72720998	73849720
07-Jul	2	1015846	72833874	73849720
08-Jul	3	914258	72935462	73849720
09-Jul	4	822829	73026891	73849720
10-Jul	5	740543	73109177	73849720
11-Jul	6	666485	73183235	73849720

Fuente: Autor.

La siguiente tabla presenta los costos de operación de producción del crudo, y la retención por el pago de impuestos municipales, para cada uno de los periodos en estudio.

**Tabla 12. Costos de Operación del Crudo.**

Costo Operación							
WELL SITE 5063	ELECT. LINE AND VSD MAINT.5067 & 5066	Treatment	Lifting Cost, U\$	Net Trans. Tarif. U\$	PIPELINE OPEX	MUNICIPAL TAX	Total
30058	79800	126290	2796473	97322	17056304	160530	20346777
30058	79800	118160	2796473	87589	15350620	144477	18607177
30058	79800	118160	2796473	78830	13815506	130029	17048856
30058	79800	118160	2796473	70947	12433909	117026	15646373
30058	79800	118160	2796473	63852	11190475	105323	14384141
30058	79800	118160	2796473	57467	10071385	94790	13248133
30058	79800	118160	2796473	51720	9064196	85311	12225718

Fuente: Autor.

En la tabla que se presenta a continuación se muestra el análisis económico y el flujo de caja total del caso 1 del proyecto.

**Tabla 13. Flujo de Caja Total.**

Análisis Económico									
Revenue, U\$	Royalties, U\$	Opex, U\$	EBDITA, U\$	Col. Tax Income, U\$	REMITANCE, U\$	Performance INCOME, U\$	US TAX, U\$	AF US TAX CF, U\$	NPV, U\$
50165600	10033120	20346777	19785703	7617496	851775	11316432	0	8469271	8469271
45148880	9029776	18607177	17511927	6742092	753889	10015946	0	7495981	15162112
40633840	8126768	17048856	15458216	5410376	703349	9344491	0	6113725	20035937
36570320	7314064	15646373	13609883	4763460	619250	8227173	0	5382710	23867244
32913160	6582632	14384141	11946387	4181236	543561	7221590	0	4724797	26869938
29621720	5924344	13248133	10449243	3657236	475441	6316566	0	4132677	29214930
26659400	5331880	12225718	9101802	3185631	414132	5502039	0	3599763	31038682
								<b>\$31.038.679,77</b>	<b>NPV U\$</b>

Fuente: Autor.

Las siguientes tablas corresponden al caso 2, es decir al retiro de los panel OTIS de los pozos en mención.



**Tabla 14. Condiciones actuales de los Pozos en estudio.**

<b>Retiro de 12 Panel OTIS y 7 SSSV</b>			
<b>POZO</b>	<b>BFPD</b>	<b>BOPD</b>	<b>ESP LOAD, Kw/h</b>
<b>CL-18</b>	9850	493	504
<b>CL-26</b>	9300	47	156
<b>CV-01</b>	20600	206	547
<b>CV-02</b>	9650	193	202
<b>CV-03</b>	23700	119	546
<b>CV-04</b>	9150	503	472
<b>CV-06</b>	13200	132	743
<b>CV-07</b>	19600	98	257
<b>CV-09</b>	18900	189	302
<b>CV-11</b>	7000	105	169
<b>CV-14</b>	8850	531	544
<b>RD-01</b>	9250	185	353
<b>RD-03</b>	23600	354	740
<b>RD-04</b>	8150	163	328
<b>RD-05</b>	22700	454	767
<b>RD-07</b>	5700	57	275
<b>RD-08</b>	6900	104	252
<b>RD-10</b>	1500	30	150
<b>TN-01</b>	1700	145	117
<b>Total</b>	<b>216250</b>	<b>3440</b>	<b>7424</b>

<b>Producción</b>				
<b>Año</b>	<b>Periodo</b>	<b>BO (taking into account deferred prod.)</b>	<b>BW</b>	<b>BFPD</b>
05-Jul	0	1255600	77675650	78931250
06-Jul	1	1130040	72719680	73849720
07-Jul	2	1017036	72832684	73849720
08-Jul	3	915333	72934387	73849720
09-Jul	4	823800	73025920	73849720
10-Jul	5	741420	73108300	73849720
11-Jul	6	667278	73182442	73849720

Fuente: Autor.

Costo Operación							
WELL SITE 5063	ELECT. LINE AND VSD MAINT.5067 & 5066	Treatment	Lifting Cost, U\$	Net Trans. Tarif. U\$	PIPELINE OPEX	MUNICIPAL TAX	Total
30058	79800	126290	2796473	97435	17076160	160717	20366933
30058	79800	118160	2796473	87692	15368544	144646	18625373
30058	79800	118160	2796473	78922	13831690	130181	17065284
30058	79800	118160	2796473	71030	12448529	117163	15661213
30058	79800	118160	2796473	63927	11203680	105447	14397545
30058	79800	118160	2796473	57535	10083312	94902	13260240
30058	79800	118160	2796473	51781	9074981	85412	12236665

Análisis Económico										
Revenue, U\$	Royalties, U\$	Opex, U\$	Capex, U\$	EBDITA, U\$	Col. Tax Income, U\$	REMITANCE, U\$	Performance INCOME, U\$	US TAX, U\$	AF US TAX CF, U\$	NPV, U\$
50224000	10044800	20366933	(20000,00)	19792267	7620023	852058	11320186	0	8472081	8472081
45201600	9040320	18625373	0	17535907	6751325	754921	10029661	0	7506246	15174087
40681440	8136288	17065284	0	15479868	5417954	704334	9357580	0	6122288	20054738
36613320	7322664	15661213	0	13629443	4770306	620140	8238997	0	5390446	23891551
32952000	6590400	14397545	0	11964055	4187420	544365	7232270	0	4731785	26898686
29656800	5931360	13260240	0	10465200	3662820	476167	6326213	0	4138987	29247259
26691120	5338224	12236665	0	9116231	3190681	414789	5510761	0	3605470	31073903
									<b>\$31.073.900,46</b>	<b>NPV, U\$</b>

Dados los anteriores resultados la evaluación económica del retiro de los panel OTIS es un proyecto altamente rentable para la compañía, ya que los costos de inversión inicial son mínimos (US\$ 20000).



## 7.1. EVALUACION DEL PELIGRO DE LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO.

A	GRADO DE PELIGRO	SI	NO
1	El cambio introduce o afecta una fuente importante de energía química, mecánica, térmica o eléctrica?		X
2	El resultado del cambio incrementará el volumen de materiales tóxicos o inflamables? En caso afirmativo indique en que porcentaje aumentará dicho volumen : %__		X
3	El cambio aumenta significativamente el potencial de exposición del personal a materiales peligrosos?		X
4	Podría un incidente de proceso en el sistema bajo cambio resultar en un impacto negativo de importancia para la comunidad?		X

NOTA : Dos o más respuestas afirmativas o un aumento del volumen de más del 25% constituye un ALTO grado de peligro , en cualquier otro caso es BAJO .

B	IMPORTANCIA DEL CAMBIO PROPUESTO	SI	NO
1	Podría el cambio llevar el sistema o proceso fuera de los límites previos de operación normal?		X
2	El cambio introduce nuevos materiales , aditivos , catalizadores , productos y/o subproductos		X
3	El cambio reordena o altera la secuencia de proceso?		X
4	El cambio afecta significativamente el balance de material?		X
5	El cambio altera, afecta y/o desvía (bypass) algún elemento de seguridad o sistema de control crítico o componente crítico?	X	
6	El cambio implica entrenamiento especial para el personal técnico o de operación?		X



NOTA : La respuesta afirmativa a la pregunta 1 ó 2 , o respuestas afirmativas a cualesquiera otras dos preguntas constituye un ALTO nivel de importancia , en cualquier otro caso es nivel BAJO de importancia .

**c. NIVEL DE RIESGO Y ACCION A IMPLEMENTAR**

GRADO		IMPORTANCIA		Vo Bo	NIVEL DE RIESGO	ACCION
ALTO	BAJO	ALTA	BAJA			
	X		X		1	Revisión de diseño
	X	X		X	2	<b>Análisis “WHAT-IF”</b>
X			X		3	Análisis “HAZOP”
X		X			4	Análisis “HAZOP” y “CONSEQUENCE ANALYSIS”

NOTA: Llenar la casilla “VoBo” con una “X” de acuerdo con el grado y la importancia establecidos en los cuadros “A” y “B”.

Según el análisis de nivel de riesgo y acción a implantar se debe realizar un análisis What If, (Qué pasa sí?) requerido por la compañía, y se presenta a continuación:



## 8. CONCLUSIONES

- El software PROSPER, de *Petroleum Experts* es una herramienta de simulación muy versátil que utiliza el análisis nodal para mostrar el comportamiento del fluido a través de la tubería de producción, que facilita el trabajo de campo y es muy útil para evaluar procesos de ingeniería.
- Las válvulas de seguridad de fondo son un mecanismo de control de pozo muy eficiente, a pesar de generar pérdidas de presión en fondo, y de gran ayuda en estructuras con altas presiones de yacimiento y en zonas de conflicto armado, gracias a su principal característica que les permite restringir el flujo de fluidos desde el fondo de pozo hacia superficie.
- Los panel OTIS aunque en un comienzo fueron muy útiles como método de control de las válvulas de fondo, con el correr del tiempo y el avance y desarrollo tecnológico presentaron numerosos problemas en cuanto a mantenimiento, disponibilidad de partes en el mercado, seguridad industrial y lo más importante pérdidas de producción; lo que llevó al estudio de su retiro definitivo del Campo.
- El análisis económico es la parte fundamental de todo proyecto, ya que da la confianza y credibilidad para cualquier inversión y toma de decisiones que se deban realizar.
- Después de realizar la evaluación económica del reemplazo de los 14 panel OTIS por panel OTIS modificados hechos en Caño Limón, se recomienda eliminar los panel OTIS actuales y dejar la operación de apertura de las válvulas



de seguridad de fondo en forma manual, con el propósito de habilitar el arranque remoto y evitar la diferida generada por su utilización.

No se recomienda el cambio de los panel OTIS actuales por panel OTIS modificados debido a que no es una inversión rentable y atractiva para OXYCOL, ya que los indicadores económicos de la evaluación muestran los siguientes resultados:

<b>NPV Diferencial</b>	<b>(\$11,520.07)</b>
<b>IRR Diferencial</b>	<b>2%</b>
<b>DPI Diferencial</b>	<b>0.92</b>

- Para habilitar el arranque remoto de estos pozos se recomienda retirar los 14 panel OTIS, dejar la válvulas de seguridad de fondo y realizar el montaje de la configuración que actualmente se tiene en los pozos CV-15, CV-16 y CV-17, con el uso de *switches* de presión y bombas hidráulicas portátiles en caso de tener despresurización de la línea de control.
- Para un pozo nuevo que requiera de válvula de seguridad en fondo, se sugiere el montaje del panel OTIS modificado, cargando el costo del panel al AFE del pozo. De todas formas el desarrollo del panel en Caño Limón es muy valioso y se debe promocionar y motivar cualquier mejoramiento en los procesos y la operación, a través de su aplicación.
- También se recomienda para los pozos con nueva instalación de válvula de seguridad de fondo el asentamiento de empaques que mantener aislado no sólo el *tubing* sino también el anular del pozo evitando así tener el nivel de fluido muy cerca de la superficie.
- En la siguiente tabla se resume el flujo de caja total para ambos casos, es decir con la instalación actual y con el retiro de los panel OTIS y válvulas de seguridad de fondo:



Año	Periodo	Cash Flow, U\$	VPN, U\$
05-Jul	0	\$2.810,00	\$2.810,00
06-Jul	1	\$10.265,00	\$9.166,00
07-Jul	2	\$8.563,00	\$6.827,00
08-Jul	3	\$7.736,00	\$5.507,00
09-Jul	4	\$6.988,00	\$4.442,00
10-Jul	5	\$6.310,00	\$3.581,00
11-Jul	6	\$5.707,00	\$2.892,00

<b>NPV Diferencial</b>	<b>\$35.220,69</b>
<b>IRR Diferencial</b>	<b>&gt; 100 %</b>
<b>DPI Diferencial</b>	<b>2,76</b>

Fuente: Autor.

En conclusión haciendo un análisis de la tabla anterior, se puede determinar la completa rentabilidad del proyecto ya que además de tener un valor presente neto significativo, la Tasa Interna de Retorno es mayor al 100%, y el período de repago será en sólo unas semanas.



## 9. BIBLIOGRAFÍA

- CENTRILIFT – Baker Oil Tools. Catálogo de Servicios. Well Control Section: Subsurface Safety Valves. 2004.
- CENTRILIFT – Baker Hughes. Handbook for Electrical Submersible Pump System. Sexta Edición 2002.
- GARCÍA, J. A. Matemáticas Financieras con Ecuaciones de Diferencias Finitas. Cuarta Edición. Pearson, Prentice Hall. Bogotá 2000.
- INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN, ICONTEC. Normas Colombianas para la presentación de Tesis de Grado. Bogotá 2005.
- KENDALL, G. et al. Reportes Técnicos del Campo Caño Limón. Occidental de Colombia, Inc. Bogotá 1985.
- LANDMARK GRAPHICS CORPORATION. Drilling Information Management Systems, DIMS. Base de Datos. Occidental de Colombia, Inc. Caño Limón 2005.
- OCCIDENTAL DE COLOMBIA, Inc. OPERATION SYSTEMS: Production Reporting, Well Monitoring System, Field Data Gathering System. Base de Datos Corporativa. Caño Limón - Arauca – Colombia 2005.
- OCCIDENTAL DE COLOMBIA, Inc. Intranet OXYCOL. Caño Limón 2005.



- OTIS Corporation, HALLIBURTON COMPANY. Manual de operación y funcionamiento de los Panel OTIS. Bogotá 1988.
- RANGEL, F., PACHECO, P., & JARAMILLO, A. Conferencia sobre Bombeo Electrosumergible. Centrilift, Baker Hughes. Feb 19 y 20 de 2004. Neiva. Colombia.
- RIVERO, R., DOMINGUEZ, G. & et al. Caño Limón Field, Colombia: The Lastest Giant Oil Reservoir in South America. SPE No 15153, 1988.
- Software PROSPER, Petroleum Experts IBM. 2005.