

**EVALUACION DE ZONAS PRODUCTORAS ABANDONADAS DE POZOS DE  
LOS CAMPOS CAÑO LIMÓN Y CAÑO VERDE QUE PRESENTAN CORTES  
ACTUALES DE AGUA SUPERIORES AL 97 %**

**VLADIMIR ELÍAS OJEDA CASTILLO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
BUCARAMANGA**

**2.005**

**EVALUACION DE ZONAS PRODUCTORAS ABANDONADAS DE POZOS DE  
LOS CAMPOS CAÑO LIMÓN Y CAÑO VERDE QUE PRESENTAN CORTES  
ACTUALES DE AGUA SUPERIORES AL 97 %**

**VLADIMIR ELÍAS OJEDA CASTILLO**

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

**Tutores**

**Msc. OMAR ANDRÉS PATIÑO FLOREZ  
Msc. SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
BUCARAMANGA**

**2.005**

*A Dios por mostrarme el camino; a mis  
padres Ramón Elías y Nelly por apoyarme en  
todo momento; a mis hermanos Leyla,  
Albeiro y Elisenia por creer en mí; a mi  
Sobrino Felipe, por hacer que la vida sea más  
feliz; a mi novia Carito, por su amor  
incondicional.*

## **AGRADECIMIENTOS**

A la Universidad Industrial de Santander por darme la oportunidad de formarme como profesional.

A Samuel Fernando Muñoz, docente de la Escuela de Petróleos por brindarme todo su conocimiento.

A Zully Calderón, docente de la Escuela de Petróleos, por esta oportunidad y todas sus enseñanzas

A Omar Andrés Patiño Florez, Ingeniero de Yacimientos de Occidental, por guiar este estudio y brindarme su conocimiento.

A Occidental de Colombia, Inc, por participar de mi formación como Ingeniero.

A Nohora Novoa, por su apoyo y colaboración a lo largo de toda la carrera.

A mis amigos de la generación '99.

## CONTENIDO

	Pág.
<b>INTRODUCCION</b>	<b>1</b>
<b>1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO CAÑO LIMON</b>	<b>3</b>
1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA	4
1.2 ANTECEDENTES HISTÓRICOS DEL CAMPO	5
1.3 DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO	5
1.4 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA	7
1.4.1 Ubicación Geológica	8
1.4.2 Ambiente de Depositación	8
1.4.3 Geología Estructural	8
1.4.4 Estratigrafía	11
1.5 PROPIEDADES PETROFISICAS	14
1.5.1 Porosidad	15
1.5.2 Permeabilidad	15
1.5.3 Saturación	15
1.6 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	15
<b>2. SISTEMA DE PRODUCCION DEL CAMPO</b>	<b>17</b>
2.1 ESTADO ACTUAL DEL CAMPO	17
2.2 PRODUCCIÓN DEL CAMPO	17

	<b>Pág.</b>
2.3 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO	<b>20</b>
2.3.1 Equipo de Fondo	<b>21</b>
2.3.2 Equipo de Superficie	<b>25</b>
2.4 SISTEMA DE TRANSPORTE DE CRUDO	<b>28</b>
<b>3. EVALUACION DE ZONAS PRODUCTORAS ABANDONADAS DE POZOS DE LOS CAMPOS CAÑO LIMÓN Y CAÑO VERDE QUE PRESENTAN CORTES ACTUALES DE AGUA SUPERIORES AL 97 %</b>	<b>31</b>
3.1 OBJETIVO DEL ESTUDIO	<b>31</b>
3.2 ANTECEDENTES	<b>31</b>
<b>4. CRITERIO DE SELECCIÓN DE POZOS QUE PRESENTAN ALTOS CORTES DE AGUA</b>	<b>33</b>
4.1 MEDIDOR DE FLUJO MÁSSICO	<b>33</b>
4.1.1 Medidor de Flujo Micro Motion	<b>34</b>
4.2 SELECCIÓN DE POZOS DE LAS ESTRUCTURAS CAÑO LIMÓN Y CAÑO VERDE QUE PRESENTAN ALTOS CORTES DE AGUA	<b>37</b>
4.2.1 Campo Caño Limón	<b>37</b>
4.2.2 Campo Caño Verde	<b>39</b>
<b>5. REVISIÓN DE LOS ESTADOS MECÁNICOS DE POZOS SELECCIONADOS POR ALTO BS&amp;W</b>	<b>42</b>
5.1 CONDICION MECÁNICA DE POZOS EN EL CAMPO CAÑO LIMÓN	<b>42</b>
5.2 TUBERÍA DE PRODUCCIÓN	<b>43</b>

	<b>Pág.</b>
5.3 EQUIPO AUXILIAR DE COMPLETAMIENTO	<b>43</b>
5.3.1 Herramienta Tipo Y.	<b>43</b>
5.3.2 Tapón Ciego o Blanking Plug.	<b>44</b>
5.3.3 Válvulas de Seguridad.	<b>45</b>
5.3.4 Empaques.	<b>45</b>
5.3.4.1 Tipos de Empaques usados en Caño Limón	<b>46</b>
5.4 REVISIÓN DE ESTADOS MECÁNICOS DE LOS POZOS DE LOS CAMPOS CAÑO VERDE Y CAÑO LIMÓN	<b>52</b>
<b>6. ANÁLISIS DE DATOS HISTORICOS DE PRODUCCION ANTES Y DESPUES DE ABANDONO DE ZONAS PRODUCTORAS DE POZOS CANDIDATOS</b>	<b>55</b>
6.1 COMPORTAMIENTO DE LAS CURVAS DE PRODUCCION PARA LOS POZOS QUE PERTENECEN AL CAMPO CAÑO LIMON	<b>56</b>
6.1.1 Comportamiento del Pozo Caño Limón-04	<b>58</b>
6.1.2 Comportamiento del Pozo Caño Limón-05	<b>62</b>
6.1.3 Comportamiento del Pozo Caño Limón-09	<b>64</b>
6.1.4 Comportamiento del Pozo Caño Limón-11	<b>65</b>
6.1.5 Comportamiento del Pozo Caño Limón-17	<b>66</b>
6.1.6 Comportamiento del Pozo Caño Verde-02	<b>69</b>
6.1.7 Comportamiento del Pozo Caño Verde-03	<b>70</b>
6.1.8 Comportamiento del Pozo Caño Verde-06	<b>71</b>
<b>7. GENERALIDADES DE LOS REGISTROS DE PRODUCCION</b>	<b>71</b>
7.1 DEFINICIÓN DE CONCEPTOS RELACIONADOS CON LA PRODUCTIVIDAD DE UN POZO	<b>71</b>
7.1.1 Índice de Productividad	<b>71</b>

	<b>Pág.</b>
7.1.2 Determinación del Índice de Productividad	<b>72</b>
7.2 HERRAMIENTAS PARA REGISTROS DE PRODUCCION	<b>73</b>
7.2.1 Partes de la herramienta CPLT.	<b>74</b>
7.2.2 Descripción de las partes de la herramienta	<b>76</b>
7.3 REGISTRO DE PRODUCCION PLT	<b>79</b>
7.3.1 Cuándo correr un registro PLT	<b>79</b>
7.3.2 Información necesaria para correr un Registro de Producción	<b>80</b>
7.4 APLICACIONES DE LOS REGISTROS DE PRODUCCION	<b>82</b>
7.4.1 Evaluación del Completamiento y Trabajos de Reacondicionamiento	<b>82</b>
7.4.2 Monitoreo del Comportamiento del Yacimiento	<b>82</b>
7.4.3 Diagnóstico de Problemas	<b>83</b>
7.5 ESTUDIO DEL HISTORICO DE REGISTROS DE PRODUCCION PLT DE ZONAS ABANDONADAS	
7.5.1 Evaluación de PLT del pozo CL-04	<b>84</b>
7.5.1.1 Primer Abandono Octubre 2 de 1.990	<b>84</b>
7.5.1.2 Segundo abandono Marzo 23 de 1.994	<b>86</b>
7.5.2 Evaluación de PLT del pozo CL-05	<b>88</b>
7.5.2.1 Primer abandono Enero 24 de 1.992	<b>88</b>
7.5.2.2 Segundo abandono Octubre 15 de 1.993	<b>90</b>
7.5.2.3 Tercer abandono enero 2 de 1.996	<b>92</b>
7.5.2.4 Cuarto abandono efectuado el 17 de Mayo de 1.999	<b>93</b>
7.5.3 Evaluación de PLT del pozo CL-09	<b>94</b>
7.5.3.1 Primer abandono corresponde al 25 de Junio de 1.990	<b>94</b>
7.5.3.2 Segundo abandono realizado el 20 de Octubre de 1.990	<b>96</b>
7.5.4 Evaluación de PLT del pozo CL-11	<b>98</b>
7.5.4.1 Primer abandono efectuado el 2 de abril de 1.995	<b>98</b>

	<b>Pág.</b>
7.5.5 Evaluación de PLT del pozo CL-17	<b>100</b>
7.5.5.1 Primer abandono efectuado el 1 de agosto de 2.000	<b>100</b>
7.5.6 Evaluación de PLT del pozo CV-02	<b>101</b>
7.5.6.1 Primer abandono realizado el 17 de Octubre de 1.992	<b>101</b>
7.5.6.2 Segundo abandono realizado el 22 de Julio de 1.997	<b>102</b>
7.5.6.3 Tercer abandono realizado el 14 de Febrero de 1.999	<b>103</b>
7.5.7 Evaluación de PLT del pozo CV-03	<b>104</b>
7.5.7.1 Primer abandono de zonas productoras el 17 de junio de 1.998	<b>104</b>
7.6 ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DE LOS NIVELES DE FLUIDOS	<b>105</b>
7.6.1 Comportamiento del nivel de Fluido del pozo CL-05	<b>106</b>
7.6.2 Comportamiento del nivel de Fluido del pozo CL-17	<b>106</b>
7.6.3 Comportamiento del nivel de Fluido del pozo CV-06	<b>107</b>
<b>8. FUNDAMENTOS DEL SIMULADOR GAP AND PROSPER</b>	<b>108</b>
8.1 DESCRIPCION DEL SIMULADOR PROSPER	<b>108</b>
8.2 FUNCIONAMIENTO DEL SIMULADOR PROSPER	<b>109</b>
8.2.1 Verificación y Ajuste de Parámetros de Pozos en PROSPER	<b>110</b>
8.2.1.1 Ventana Options: Definición de Condiciones de Simulación	<b>111</b>
8.2.1.2 Ventana PVT: Introducción de Datos PVT	<b>121</b>
8.2.1.3 Ventana System: Introducción de Parámetros del Pozo	<b>123</b>
8.2.1.4 Ventana Matching: Ajuste de Parámetros de Pozo	<b>131</b>
8.2.1.5 Ventana Calculation: Verificación del Ajuste de Parámetros de Pozo	<b>137</b>
8.2.2 Procedimiento para Generación de Curvas de Tubing (VLP)	<b>144</b>
8.3.3 Introducción de Datos al Programa y Resultados	<b>148</b>
8.3.2.1 Pozo CL-05 - Tercer Abandono	<b>148</b>
8.3.2.2 Pozo CL-17 - Tercer Abandono	<b>149</b>
8.3.2.3 Pozo CV-06 - Tercer Abandono	<b>150</b>

	<b>Pág.</b>
8.3 DESCRIPCION DEL SIMULADOR GAP	<b>150</b>
8.3.1 Creación de una Red de Superficie	<b>150</b>
8.3.2 Procedimiento para Importar Archivos desde GAP	<b>161</b>
<b>9. EVALUACION ECONOMICA DEL PROYECTO</b>	<b>163</b>
<b>CONCLUSIONES</b>	<b>165</b>
<b>RECOMENDACIONES</b>	<b>167</b>
<b>BIBLIOGRAFIA</b>	<b>168</b>
<b>ANEXOS</b>	<b>170</b>

## RESÚMEN

**TITULO:** Evaluación de Zonas Productoras Abandonadas de Pozos de los Campos Caño Limón y Caño Verde que presentan Cortes Actuales de Agua Superiores al 97 %.

**AUTOR:** Vladimir Elías Ojeda Castillo.\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Caño Limón, Bombeo Electrosumergible, Corte de Agua, Zonas Abandonadas, Heterogeneidad, y Recobro.

### DESCRIPCIÓN:

El Campo Caño Limón se encuentra ubicado en el departamento de Arauca. Forma parte del Contrato de Asociación suscrito entre ECOPETROL y la multinacional OCCIDENTAL DE COLOMBIA, INC, con un área de explotación igual a 260.000 hectáreas.

Caño Limón es un yacimiento de aceite negro, que cuenta con un acuífero activo de acción infinita que ha permitido mantener la presión en el yacimiento. Debido a la alta heterogeneidad de la estructura, no existe una arena productora continua, sino por el contrario, gran cantidad de canales, que hacen más compleja su explotación. Lo componen tres campos principales: Campo Caño Limón, Matanegra, La Yuca, Redondo, Redondo, Caño Verde y el Campo Caño Yarumal. Se considera que la formación productora más importante es Carbonera inferior/Mirador de edad Eoceno, esta contiene el 80% del crudo total in situ del campo; las otras formaciones productoras que contienen el restante 20% del crudo total in situ son el K1, K2A de edad Cretácica, y Carbonera Superior de edad Oligoceno.

La producción diaria de crudo del campo a la fecha, asciende a 97.020 barriles, para lo cual se deben producir 2'759.527 barriles de fluido, debido a los altos cortes de agua que se tienen, cuyo promedio alcanza el 96.48%. Este fluido es tratado y almacenado en conjunto por las dos facilidades de producción existentes PF-1 y PF-2 (Production Facilities), para luego ser bombeado hasta el punto de embarque en el puerto de Coveñas. El sistema de levantamiento artificial utilizado es el Bombeo Electrosumergible que se encarga de extraer el fluido proveniente de los 275 pozos existentes, para luego descargarlo en un sistema común de recolección (Gathering System) que lo traslada hacia las facilidades.

Hasta el momento, la cifra reportada de reservas probadas asciende a 172.17 MMBO habiéndose recuperado un 55.1% de petróleo original. Las expectativas de la compañía son obtener una recuperación total cercana al 64%. Debido a las proyecciones económicas del campo, fue necesario realizar una evaluación técnica y económica para apertura de zonas productoras temporalmente abandonadas y/o aisladas de pozos pertenecientes a los campos Caño Limón y Caño Verde, que presentan cortes de agua actuales superiores al 97%. Esto con el fin de aumentar el factor de recobro de crudo del campo. Este estudio debe integrarse al Modelo Dinámico de Simulación para conocer si las arenas abandonadas han sido drenadas.

---

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad de Ciencias Físico-químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Omar Patiño Flórez y Samuel Fernando Muñoz.

## ABSTRACT

**TITLE:** Evaluation of Abandoned Productive zones of wells in Caño Limon and Caño Verde Fields, showing cuts of water in 97% at present time.

**AUTHOR:** Vladimir Elías Ojeda Castillo.\*\*

**KEYWORDS:** Caño Limón, Pumping Electro submersible, Cut of Water, Zones Abandoned, and Recovery.

### DESCRIPTION:

The Caño Limón field is located in the Department of Arauca. It is a part of a contract of Association subscribed between ECOPETROL and the OCCIDENTAL OF COLOMBIA, INC, an operation area equal to 260.000 Hts.

Caño Limon is reservoir of black oil; it has an active water bearing in infinitive action that permits to maintain the pressure of a deposit. Due to a high heterogeneous in the structure, does not exist productive sand, on the contrary a great quantity of canals making a complex operation. It is conformed by three principal fields: field of Caño Limon, Matanegra, La Yuca, Redondo, Caño Verde and the last field is Caño Yarumal. It is considered that the productive formation more important is Lower Carbonera, terrace of Eocene period, it contain 80% of the total crude in situ in the field and the other productive formations have the 20% of the total crude in situ are K1 and K2A at the Cretaceous period and Upper Carbonera at the Oligocene period.

The daily production of crude in the field at the present time, ascend to 97,020 barrels for that cause it has to produce 2'759.527 barrels of fluidal, due to a high cutting of water, which the average reach 96,48% . This fluidal is treated and stored in mass for the two facilities of production on hand PF-1 and PF-2 (Production Facilities), and then it has to be pumping to the shipment place in Coveñas Port. The artificial lift system used is the Electro submersible Pumping that commends to extract the fluidal which comes from the 275 existent wells, so then unload in a Gathering System to move it into the facilities.

At the moment the reported number of proved reserves upward 172.17% MMBO, regain 55.1% of oil. The expectation of the company is to obtain a total recovering near to 64%. Due to the economic projections of field was necessary to make an economic and technique evaluation to open productive zones temporarily abandoned, and/or isolated the wells that belong to the fields Caño Limón and Caño Verde showing water cutting upper 97% actually, In order to increase the recover factor of crude, on field that has to integrate in a Dynamic Model of Simulation to know if Abandoned Sands have been drains.

---

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad de Ciencias Físico-químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Omar Patiño Flórez y Samuel Fernando Muñoz.

## INTRODUCCION

Con el paso de los años, la declinación del campo se ha hecho evidente, y después de marcar un pico de 257.000 BOPD, hoy se tienen 97.000 BOPD. Por tal razón, obtener el mayor recobro de crudo posible, se ha convertido en el principal reto para Occidental, después de la firma de la prórroga del contrato de asociación, el cual le permite operar hasta el abandono del campo.

Este hecho generó que el departamento de Ingeniería de producción de Occidental planteara realizar una evaluación de aquellas zonas productoras abandonadas en años anteriores. Para ello se inicia la primera etapa de este estudio destinado a evaluar intervalos abandonados de los Campos Caño Limón, y Caño Verde los cuales muy posiblemente eran poco atractivos por su gran aporte de fluidos acompañado de alto corte de agua, por lo cual se optaba por cerrarlos y dar aumento al draw down de las demás arenas de más bajo corte de agua.

El futuro del campo es colocar a producir los pozos a las más altas tasas acompañadas de altos cortes de agua. A la fecha, existen pozos como Caño Limón - 1 produciendo a tasas superiores a los 35.000 BFPD, con corte de agua igual a 99%.

Para ello, se iniciará evaluando aquellos pozos con abandonos en sus intervalos productores estudiando cualitativamente el éxito de la operación a través de curvas de producción histórica que involucre dichos eventos. Por otro lado, también se evaluarán desde el punto de vista histórico los registros de Producción previos y posteriores a los eventos de aislamientos para conocer bajo que condiciones se llevaron a cabo los abandonos.

De igual forma se continuará con la implementación del manejo y creación de la base de datos del simulador GAP AND PROSPER, el cual permite simular el flujo de fluidos a través de todo el sistema de recolección de la facilidad. Esto permitirá complementar el estudio en su segunda etapa como aporte al estudio del modelo dinámico, el cual permitirá dar o no apertura a dichas zonas.

## **1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO CAÑO LIMON**

### **1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA**

El campo Caño Limón se encuentra ubicado en el departamento de Arauca, a 60 Km de su capital, por la vía que conduce a la población de Arauquita y hacia el centro del país, en el límite con la República de Venezuela (Figura 1).

Lo componen principalmente tres campos: Caño Limón, Caño Redondo, y Caño Yarumal; estos campos hacen parte del bloque Cravo Norte, denominado así por el nombre del contrato de asociación que dio origen a la exploración y explotación del campo.

El área del bloque Cravo Norte, comprende una extensión de 260.000 hectáreas localizadas en el extremo norte de los Llanos Orientales entre las poblaciones de Arauquita y el caserío de la “Yuca.” El campo está localizado aproximadamente medio kilómetro al sur del río Arauca\*.

---

\* Tomado del Archivo de Historia y Datos estadísticos del campo Caño Limón

Figura 1. Ubicación Geográfica del Campo



Fuente: Presentación general del campo.

## **1.2 ANTECEDENTES HISTÓRICOS DEL CAMPO**

Con la firma del contrato de Asociación CRAVO NORTE DE LOS LLANOS, entre Occidental de Colombia y ECOPETROL, el primero de Julio de 1.980, se inicia uno de los proyectos más ambiciosos en la historia petrolera de Colombia, basado en la exploración de un millón de hectáreas sobre el bloque Cravo Norte, en el departamento de Arauca.

En Abril de 1983 se inició la perforación del pozo direccional Caño Limón–01, con una profundidad de 10.176 pies, y en julio del mismo año se confirmó la productividad del yacimiento, después de la producción de 10,690 BOPD de 31° API, proveniente de dos zonas de la formación Carbonera Inferior.

Finalmente, en 1985, ECOPETROL reconoció comercialidad sobre las reservas de mil millones de barriles, se declara comercial, y se da inicio a la construcción de las facilidades de producción y del Oleoducto Caño Limón – Coveñas, con una extensión de 779 Km aproximadamente. Ya el 7 de diciembre se inicia en firme la producción de petróleo.\*

## **1.3 DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO**

Caño Limón es un yacimiento de aceite negro, que cuenta con un acuífero activo de acción infinita, que ha permitido mantener la presión en el yacimiento. Debido a la alta heterogeneidad del yacimiento, en caño Limón no encontramos una arena productora continua, sino por el contrario, gran cantidad de canales, que hacen más compleja su explotación.

---

\* Tomado del sitio de Internet, [www.oxy.com](http://www.oxy.com)

En un principio se creyó que el campo Caño Limón estaba conformado por una sola estructura, pero mediante profundos estudios sísmicos, se pudo determinar la presencia de estructuras prospectivas contiguas posiblemente conectadas al pliegue de Caño Limón. Mediante la perforación de los pozos La Yuca 1 y Matanegra 1 se demostró la existencia de tres cierres estructurales, identificados actualmente como las áreas productivas del campo Caño Limón, La Yuca y Matanegra.

Durante los años siguientes, se descubrió el Campo Redondo en la parte sur occidental de la estructura del campo Caño Limón. La producción de este campo comenzó en junio de 1987 con los pozos Redondo 1 y Caño Verde 1.

De igual manera, en enero de 1989 se inició la producción de otro campo de la asociación Cravo Norte denominado Caño Yarumal, el cual se encuentra adyacente a los campo Matanegra en la parte norte del campo Caño Limón.

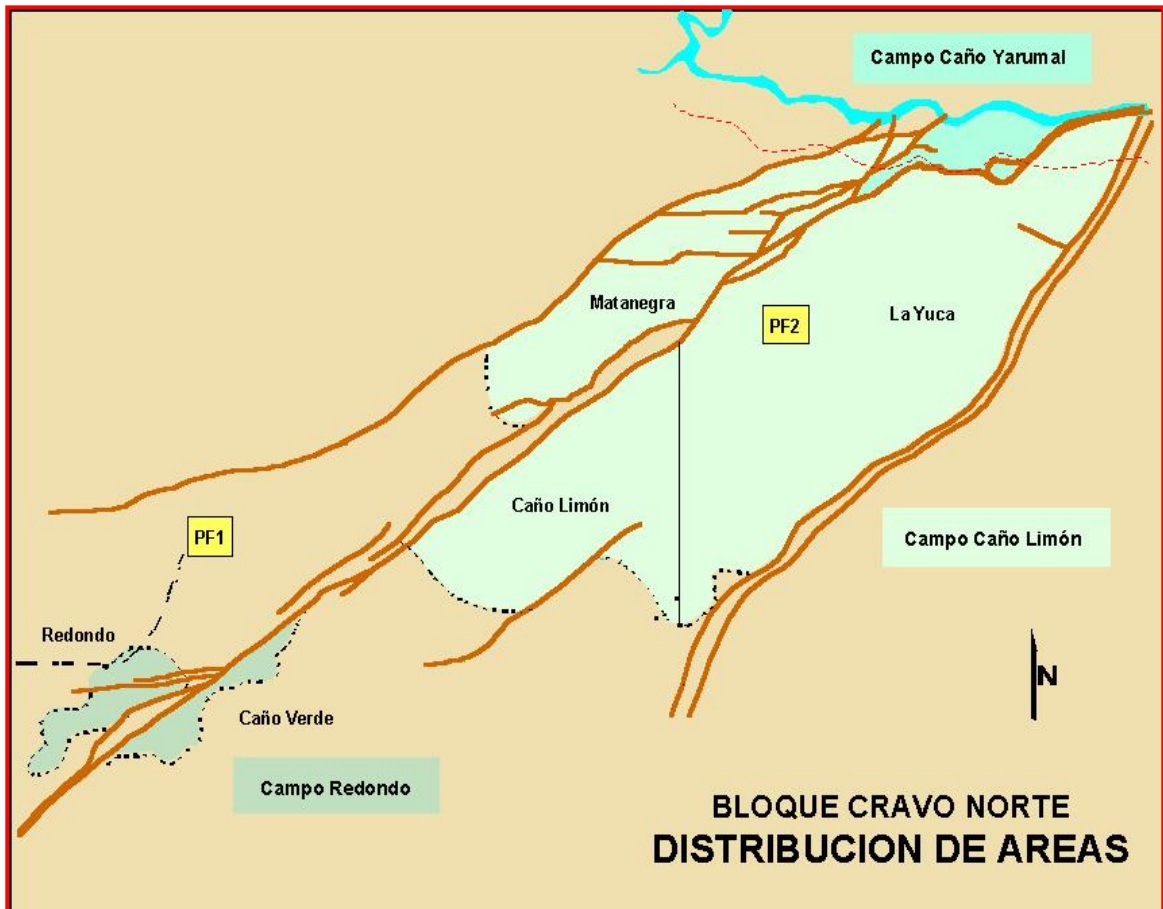
De esta forma el bloque Cravo Norte está compuesto actualmente por tres campos principales: Caño Limón, Matanegra, La Yuca, Redondo, Caño Verde y el Campo Caño Yarumal.<sup>1</sup>

En los últimos años se han perforado varios pozos exploratorios en estructuras aledañas a los campos anteriormente definidos, dando como resultado tres pequeños campos como La Yuca Este, Redondo Este, y Jiba, últimamente descubierto, y que cuenta con dos pozos productores a la fecha(ver figura 2).

---

<sup>1</sup> KENDALL, G. et. al. Reportes técnicos del campo Caño Limón. Bogotá: Occidental de Colombia, Inc, 1985. p. 23.

**Figura 2. Distribución de Áreas del Bloque Cravo Norte**



Fuente: Archivo Pánagon.

## **1.4 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA**

Los fluidos de producción de los campos provienen de las formaciones rocosas comprendidas entre el Cretáceo y el Oligoceno; son arenas de origen deltáico pobremente consolidadas, con una profundidad promedio de 7.600 pies.

**1.4.1 Ubicación Geológica.** La estructura Geológica de los campos está situada sobre el llamado “Arco de Arauca”, en el flanco Norte de la Cuenca de los Llanos

Orientales; al este de esta cuenca se encuentra ubicado el escudo granítico de Guyana, al oeste la cordillera de los Andes y hacia el norte se encuentran las cuencas de Barinas y Apure (Venezuela).

La región norte de los Llanos es un flanco monoclinal de cuenca que desciende en dirección oeste con buzamientos muy leves. La formación estructural general consiste principalmente en un fallamiento de tipo normal con dirección noreste-suroeste cuyo origen parece ser paleozoico con reactivaciones subsiguientes que involucran incluso sedimentos Terciarios.

La cuenca de los Llanos se caracteriza también por una historia tectónica estable lo que ha favorecido una sedimentación cíclica relativamente constante.

**1.4.2 Ambiente de Deposición.** Las formaciones productoras del campo Caño Limón fueron depositadas en una diversidad de ambientes sedimentarios que oscilan de ambiente de plataforma marina somera a ambiente de líneas de costas deltáicas y fluviales.

Estas interpretaciones ambientales (basadas en el análisis de corazones), en conjunto con las correlaciones deltáicas, son la base para los modelos que actualmente se tienen de la continuidad de los yacimientos y del cálculo de la eficiencia de barrido.

**1.4.3 Geología Estructural.** Debido al movimiento lateral de la falla Caño Limón, que secciona la estructura anticlinal principal de noreste a suroeste, las Fallas sellantes, Matanegra y la Yuca dividen el Campo Caño Limón en dos bloques productores.

El bloque más grande, que se encuentra limitado por las fallas de Caño Limón y la Yuca, se denomina bloque Caño Limón-La Yuca; el bloque adicional denominado Matanegra está limitado por las fallas de Caño Limón y Matanegra.

Complementariamente, el campo Caño Limón está vinculado con la falla de Arauca, la cual es de corta extensión y es paralela al río Arauca en la parte norte del Campo, y lo separa del campo Caño Yarumal. Las fallas Matanegra, Arauca y La Yuca circundan el campo definiendo sus límites noroeste, norte y sureste respectivamente, siendo el límite suroeste del campo el contacto agua-aceite.

Por otra parte, el campo Caño Yarumal se encuentra situado dentro del cierre estructural de la parte norte del bloque Cravo Norte, siendo la falla de Arauca su límite estructural sur y parte de la falla Matanegra su límite noroeste.

El campo Redondo se encuentra ubicado en la parte suroeste del bloque Cravo Norte. Debido a la falla Caño Limón, al otro lado encontramos otro campo conocido como Caño Verde.

A continuación se describen las principales características de las Estructuras que conforman el sector Cravo Norte:

- **Estructura Caño Limón-La Yuca:** Está compuesta por pliegues anticlinales con cabeceo suroeste unidos entre sí por un área sinclinal. El pliegue anticlinal de Caño Limón, está truncado por las fallas de Pastora y Caño Limón y cabecea ligeramente hacia el sur-oeste.

El pliegue de La Yuca es un anticlinal que está truncado en su parte superior por la Falla de Arauca. Ambos pliegues son estructuras con buzamientos leves.

▪ **Estructura Matanegra:** Está conformada por el bloque norte del campo Caño Limón, el cual está limitado por las fallas Matanegra y Caño Limón, constituye el rasgo estructural más alto del campo. Al nivel de la formación Carbonera Inferior y de la Unidad K1 Inferior, la estructura tiene forma de un domo elongado en dirección Noreste-Suroeste. Está cortada por fallas normales que tienen una dirección Este-Oeste.

▪ **Estructura Caño Yarumal:** Principalmente está compuesta por un anticlinal truncado longitudinalmente por la acción de la falla de Arauca, esta comprendida entre los límites del río Arauca al norte, por la falla Matanegra al noroeste y por la falla de Arauca en el sur. Está ubicada en la parte más norte del bloque Cravo Norte.

▪ **Estructura Caño Redondo:** Esta constituido por un domo anticlinal que se encuentra al sur del área Cravo Norte, al costado izquierdo de la falla Caño Limón la cual lo separa del sector de la estructura Caño Verde. En su parte sur se encuentra levemente fallado por pequeñas fallas que acompañan la falla Caño Limón.

▪ **Estructura Caño Verde:** Está conformada por un anticlinal elongado en dirección noreste-suroeste, el cual está truncado por la falla Caño Limón en la misma dirección, siendo el resultado del bloque de la parte sureste bajo la falla. Tiene un buzamiento medio y es más bajo estructuralmente que el bloque Redondo.

**1.4.4 Estratigrafía.** La sección estratigráfica de interés del campo Caño Limón, se extiende desde el Precretáceo al Cretáceo reciente, y comprende 9200 pies de columna sedimentaria. En esta sección se encuentran los estratos productores que comprenden cuatro formaciones dentro de los cuales se considera que la formación productora más importante es Carbonera inferior/Mirador de edad Eoceno, esta contiene el 80% del crudo total in situ de Caño Limón; las otras formaciones productoras que contienen el restante 20% del crudo total in situ son el K1, K2A de edad Cretácica, y Carbonera Superior de edad Oligoceno.

Las formaciones productoras mencionadas anteriormente tienen un ambiente de depositación entre los tipos marino superficial y plano deltáico. La formación Mirador es un depósito deltáico con canales fluviales y distributarios, sin embargo, otros ambientes de menor calidad como frentes delta y canales abandonados también se han identificado.

Generalmente estos ambientes de depositación resultan en excelentes características de yacimiento. Las formaciones pertenecientes al periodo Cretácico son de menor calidad que las pertenecientes al Eoceno (Mirador), aún así son considerados yacimientos de excelente calidad.

La formación Carbonera también posee características excelentes de yacimiento pero siendo menos continua que las mencionadas anteriormente (ver tabla 1).

▪ **Precretáceo:** En general esta sección comprende areniscas y lutitas arenosas, de posible edad paleozoica. En Colombia y en especial en el área Cravo Norte la secuencia estratigráfica con interés petrolífero se analiza a partir del Cretáceo Superior y es denominada cobertura productiva.

- **Cretáceo:** Esta sección está compuesta principalmente por areniscas finas, con alto contenido de cuarzo acompañada con intercalaciones de arcillolitas. Su espesor es superior a 500 pies.

El Cretáceo se ha dividido en el área Cravo Norte en cuatro unidades operacionales limitadas por discordancias, estas son la base del K3, K2A, K2B y K1. La división del Cretácico en los miembros K3, K2 y K1 es de carácter práctico, por tal razón no se relacionan con otras unidades del Cretácico en regiones cercanas.

- **Terciario:** En el área Cravo Norte esta sección se encuentra conformada por cuatro formaciones a saber: Carbonera Inferior, Carbonera Superior, León y Guayabo; compuestas generalmente por areniscas arcillosas, areniscas arcósicas, cuarcíticas, arcillolitas y algunas intercalaciones de lutitas. Su espesor promedio aproximado es de 7600 pies.

En la siguiente página se observa la columna estratigráfica de los campos que hacen parte del bloque Cravo Norte:

Tabla 1. Columna Estratigráfica del Campo Caño Limón, Caño Yarumal y Redondo

**CAMPOS CAÑO LIMON, CAÑO YARUMAL Y REDONDO  
COLUMNA ESTRATIGRAFICA**

EDAD	ZONA	ZONA	FORMACION	MIEMBRO	ZONA	LITOLOGIA	CAMPOS PRODUCTORES							
TERCIARIO	Mioceno	Medio	Leon	C1										
								Zonocostites Ramonae						
									Temprano					
		Oligoceno						Tardío		C. Dorogensis	Carbonera Superior	C2	"Shale E"	
								Temprano	C. Dorogensis					
	Eoceno Tardío	Incierto - Eoceno Tardío o Cret. Tardío	Brevitri-colpites sp.	Carbonera Inferior	C3	Superior								
					C4				A-C					
					C5				A-C					
	CRETACEO	Santoniano a Campaniano	Araucariacites Spordigymnium Sp	K1 Inferior	Arenas K1 Inferior	Lutita La Yuca		Caño Limon Caño Yarumal Redondo Caño Limon Caño Yarumal Redondo						
					Lutita La Yuca				Lutita La Yuca					
Senoniano Coniaciano a Santoniano					Droseridites Senonicus				K2A	Arena K2A	1			
									Lutita Palito	Lutita Palito	2			
									Lutita Palito	Lutita Palito	3			
Albiano Cenomaniano		Cyatheacidites Sp	K3	Arena K2B	Lutita Matanegra		Caño Limon Redondo							
				Lutita Matanegra										
Desconocido				Pre-Cretaceo	Superior	Inferior		Caño Limon						
					Capas rojas y metasedimento									

9801990  
010496LIL

Fuente: Prognosis de perforación, campos Caño Limón, Caño Yarumal y Redondo.

Un análisis más detallado de la columna estratigráfica, en donde encontramos las arenas productoras según la formación, el miembro y su respectivo espesor se encuentra consignado en la siguiente tabla:

**Tabla 2. Estratigrafía del Campo Caño Limón**

EDAD	FORMACIÓN	MIEMBRO	ÁREAS PRODUCTORAS	ESPESOR ( pies)	
Oligoceno Temprano a Mioceno Medio	Carbonera Superior	Superior C4	CL-LY	9 - 30	
		Basal C5	CL-LY-MN	10 - 30	
Cretáceo Superior a Tardío	Carbonera Inferior (Mirador)	LCRM1A	CL-LY-MN	80 - 260	
		LCRM1B	CL-LY-MN		
		LCRM1C1	CL-LY-MN		
		LCRM1C2	CL-LY-MN		
		LCRM2A	CL-LY-MN		
		LCRM2B	CL-LY-MN		
		LCRM3A	CL-LY-MN		
		LCRM3B	CL-LY-MN		
		LCRM3C	CL-LY-MN		
		LCRM4A	CL-LY-MN		
Cretáceo	LK1	K1	A MN	76 - 250	
			B MN-LY		
			C MN-LY		
			D MN-LY		
			E MN-LY		
			K2A	1 MN	76 - 250
				2 MN	
				3 MN	
				4 MN	

Fuente: Archivo Pánagon, Occidental de Colombia, Inc.

## 1.5 PROPIEDADES PETROFÍSICAS

A través del estudio litológico de los resultados obtenidos de perfiles, pruebas de presión y producción, y núcleos, se pudo estimar los valores de propiedades petrofísicas del yacimiento, tales como porosidad, permeabilidad, y saturación.

**1.5.1 Porosidad.** La porosidad promedio de las formaciones productoras de las estructuras del área Cravo Norte es de 24% y su rango varía desde 12% hasta 32%. El corte económico para la compañía se ha establecido en 14%.

**1.5.2 Permeabilidad.** La permeabilidad para las facies productivas del área tiene un promedio de 1450 md y su rango varia desde 10 hasta 8000 md. El límite económico es aproximadamente 10 md.

La saturación de agua promedio de las formaciones productoras es de 30% pero el rango varía desde 5% hasta 70%, dependiendo de la Zona.

**1.5.3 Saturación.** La saturación de aceite promedio es de 23% pero varía igualmente de acuerdo al sector. Las curvas de presión capilar han sido derivadas de medición sobre corazones para cada ambiente de depositación.

Las principales propiedades de las diferentes estructuras que conforman el bloque Cravo Norte, guardan una relativa similitud, por lo que pueden prácticamente ser tratadas como similares para efectos prácticos (ver tabla 3).

## **1.6 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS**

Los análisis PVT realizados sobre las muestras de los fluidos del campo demuestran que estos se encuentran a una presión superior a la presión de saturación (50 psi), razón por la cual no se espera gas libre durante la explotación del yacimiento sino de fases líquidas como petróleo y agua. Por esta razón el yacimiento de Caño Limón es clasificado como subsaturado.

Adicionalmente a lo anterior, la relación de gas en solución (Rs) es inferior a 15 SCF/STB factor que contribuye a la baja compresibilidad del petróleo y a su vez a un mínimo aporte de energía de presión al yacimiento por expansión del petróleo.

La viscosidad del petróleo a condiciones iniciales del yacimiento (3200 psi, 200° F), se encuentra entre un rango de valores desde 2.4 hasta 6.9 cp dependiendo de la zona específica de drenaje. La gravedad API, tiene valores que oscilan entre 26.9 y 32.4° a condiciones estándar de superficie (ver tabla 3).

**Tabla 3. Propiedades del Yacimiento y del fluido**

PROPIEDAD ESPECIFICA	Valor
Gravedad API del crudo	29°API
Densidad del crudo	0.88 gr/cc
Profundidad Aproximada	7,600 pies
Área Productiva	9,070 acres
Presión Original del Yacimiento	3,213 pisa @ 7100 pies
Presión de Burbuja	50 psia
Relación Gas-Petróleo (GOR)	8 SCF/STB
Relación Agua-Aceite (WOR)	90%
Viscosidad del crudo	4 cP @ 207°F 3200 Psia
Factor Volumétrico @ 207°F Y 3200 Psia	1.05 BLS/STB

Fuente: Archivo Pánagon, Occidental de Colombia, Inc.

## **2. SISTEMA DE PRODUCCION DEL CAMPO**

### **2.1 ESTADO ACTUAL DEL CAMPO**

Con la aproximación de la fecha de reversión del contrato de asociación Cravo Norte de los Llanos, prevista para finales de 2.007, Occidental de Colombia firma con ECOPETROL la prórroga del contrato para continuar con la operación del campo hasta su abandono.

A partir de este hecho, se inicia una intensiva exploración sísmica en la zona, de la cual se espera mejorar el modelo geológico existente, confirmando la ubicación de estructuras productoras existentes, y descubrir otras, que permitan aumentar el recobro de crudo a través de su explotación\*.

### **2.2 PRODUCCIÓN DEL CAMPO**

Actualmente\*\*, en la totalidad del área Cravo Norte existen 275 pozos productores; de estos pozos 124 se encuentran en el área correspondiente a la estructura La Yuca, 34 en el área de Caño Limón, 38 en Matanegra, 8 en Redondo, 16 en Caño Verde, 49 en Caño Yarumal y 6 en otras estructuras secundarias.

Los fluidos de producción de Caño Limón se componen de una mezcla de agua, aceite, arena, y gas en pequeña proporción debido al bajo GOR y a la baja presión

---

\* La actividad sísmica se llevó a cabo entre los meses de enero y febrero de 2.005, por la compañía Grand Seismic.

\*\* A la fecha de Marzo de 2.005.

de burbuja existente; sin embargo, se extraen aproximadamente 1.000 barriles de condensado, y el gas final es quemado en teas de baja presión debido a que no puede ser comercializado por el bajo Poder Calorífico que finalmente presenta.

El sistema de Inyección de agua con que cuenta el campo, está conformado por 7 pozos dentro de los que podemos mencionar LY\*-16, MN\*\*-10, MN-11, MN-16, MN-31, MN-36, y MN-42, los cuales en alguna época fueron productores.

La producción diaria de crudo del campo a la fecha, asciende a 97.020 BOPD, para lo cual se deben producir 2'759.527 BFPD, debido a los altos cortes de agua que se tienen, cuyo promedio alcanza el 96.48%. Este fluido es tratado y almacenado en conjunto por las dos facilidades de producción existentes PF-1 y PF-2 \*\*\* (Production Facilities), para luego ser bombeado hasta el punto de embarque en el puerto de Coveñas.

La producción de 216 pozos va dirigida a PF-2, donde son tratados 2'160.653 BFPD y la producción restante de 59 pozos va dirigida a PF-1, gracias a su última ampliación a comienzos de 2.004 (Figura 3).

---

\* Abreviatura que hace referencia a pozos pertenecientes a la estructura La Yuca.

\*\* Abreviatura que hace referencia a pozos pertenecientes a la estructura Matanegra.

\*\*\* Significa "Production Facilities" o Facilidades de Producción.

**Figura 3. Fotografía aérea de las Facilidades de Producción 2 (PF-2)**



Fuente: Base de datos del Departamento de Producción e Ingeniería.

En general, el proceso de producción se inicia con el transporte de fluido proveniente de los pozos hacia los tanques separadores llamados FWKO\*, donde se separa la mayoría del agua, el gas y la arena del aceite; el aceite pasa a tanques de almacenamiento, de allí a la estación de bombeo llamada PS-1\*\*, y posteriormente al oleoducto.

---

\* Significa Free Water Knock-out o Tanques de agua libre.

\*\* Significa "Pumping Station" o Estación de Bombeo.

Hasta el momento, la cifra reportada de reservas probadas asciende a 172.17 MMBO habiéndose recuperado hasta el momento un 55.1% de petróleo original. Las expectativas de la compañía son obtener una recuperación total cercana al 64%.

### **2.3 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO**

Ningún pozo en la actualidad fluye naturalmente; desde 1.986 se emplea en su mayoría el sistema de levantamiento Bombeo Electrosumergible, debido a los altos caudales que se manejan por efectos derivados de la actividad del acuífero. Sin embargo en alguna época, se experimentó con el sistema de bombeo hidráulico, sin resultados exitosos.

Hoy por hoy encontramos en el campo, 2 pozos que usan sistema de levantamiento artificial PCP (Progressive Cavity Pump – Bombeo con Cavidades Progresivas), 7 pozos que usan el sistema de levantamiento artificial ESPCP (Electrical Submersible Progressive-Cavity Pump), debido al bajo caudal aportante. El restante de los pozos emplea el sistema de levantamiento ESP (Electrical Submersible Pump–Bombeo Electro Sumergible).

El Sistema ESP, ha sido considera como un sistema muy eficiente, debido a los buenos resultados obtenidos, a pesar del problema de arena que se maneja en algunos pozos del campo; sus características respecto a otros sistemas de bombeo son:

- Maneja altos caudales de fluido, característica de la mayoría de los pozos del campo.
- Su mantenimiento es rápido.

- Es un sistema que en caso de avería permite una pronta atención a los pozos caídos.
- Rápida recuperación de la inversión inicial de los equipos, ya que son equipos costosos.

Este sistema básicamente se compone de dos equipos:

**2.3.1 Equipo de Fondo:** El equipo de fondo en su orden de instalación desde fondo, está conformado por el Motor, Sello, y el Cable de Potencia. Dentro de sus funciones tenemos:

- **Motor:** Se encarga de suministrar la potencia que requiere la bomba para lograr girar. De acuerdo con la calidad de la corriente eléctrica y del voltaje máximo el motor entregara el torque máximo para girar su eje.

El motor que se usa en el sistema ESP es de dos polos, trifásico, tipo jaula de ardilla y de tipo inducción que usa el principio de la inducción magnética.

El motor contiene aceite dieléctrico en su interior para refrigerar y lubricar sus componentes. Estos están diseñados para resistir temperaturas hasta de 260°C. Está sellado para evitar que penetre el fluido de el pozo en su interior.

Principalmente el motor se compone de un estator y varios rotores:

El estator es la parte externa del motor que rodea los rotores sin hacer contacto con ellos, este en su parte interior contiene unos devanados (Electro-Imanes) que generan un campo magnético al ser excitados con corriente alterna.

Los rotores son barras de cobre que forman una especie de jaula, donde se induce una corriente y se genera el movimiento al interactuar con los campos magnéticos de los devanados. Los rotores están unidos por medio de láminas de acero.

En el interior del estator están los rotores acoplados a un eje. Se usan cojinetes para separar los rotores del estator.

El funcionamiento del motor se puede explicar de la siguiente manera:

Los embobinados del estator son alimentados con corriente alterna, generando un campo magnético que cambia de dirección con el tiempo.

El campo magnético corta al rotor generando un torque en éste, que hace que se mueva, ya que todos los rotores están montados en el mismo eje, la potencia de salida del motor es la suma de la potencia entregada por cada rotor.

El motor debe ser diseñado para entregar la potencia necesaria que requiere todo el conjunto de etapas de la bomba, de esta manera cada etapa de la bomba requiere una potencia para ser accionada, mientras que cada rotor del motor entrega una potencia.

Por ejemplo:

1 rotor genera 10 HP y una etapa necesita 2 HP, por lo tanto se requiere 1 rotor para mover 5 etapas.

La velocidad en los motores de inducción depende de la frecuencia de la corriente AC que lo alimenta, la cual se expresa por medio de la siguiente ecuación:

$$rpm = \frac{120 \times f}{np} \quad (1)$$

Donde:

rpm: Velocidad del motor en revoluciones por minuto.

f: Frecuencia en Hertz.

np: Número de polos del motor.

Como se menciona anteriormente los motores del sistema ESP son de dos polos. Para variar la velocidad del motor se requiere variar la frecuencia de la corriente AC y para ello se usan los variadores de velocidad (VSD).

Esta variación en la corriente AC permite un incremento en la frecuencia y consecuentemente un aumento en las revoluciones por minuto.

▪ **Sello:** Se encarga de conectar el eje del motor con el eje de la bomba o del separador de gas si este existe. Su función principal es la de contener el volumen adicional de aceite dieléctrico del motor que se crea debido a la expansión térmica a causa del aumento en la temperatura del aceite por el aumento de la carga de trabajo del motor.

Adicional a la función descrita anteriormente el sello cumple las siguientes funciones:

Iguala la presión del aceite dieléctrico del motor con la del fluido de pozo.

Aísla el fluido del pozo del aceite dieléctrico del motor.

Absorbe la fuerza de empuje causada por la bomba la cual podría causar daños en el motor.

Las principales partes del sello y sus funciones son:

- Bolsa Elástica: Permite que los fluidos del pozo hagan contacto con ella por la cual se regula la presión del aceite dieléctrico del motor.

- Sellos Mecánicos: Aíslan el fluido de pozo con el aceite dieléctrico del motor.
- Cámaras Laberínticas: Son cavidades que junto con los sellos mecánicos actúan en caso que se rompa la bolsa elástica.
- Cámaras de Empuje: Absorben las cargas axiales de la bomba que pueden dañar al motor.
- **Bomba:** Las bombas usadas en el sistema ESP son bombas centrifugas multietapas. Una bomba centrífuga es un dispositivo que transfiere energía mecánica a un fluido por la acción rotativa de un impulsor que gira dentro de una cavidad o difusor. El conjunto impulsor - difusor se conoce como etapa de la bomba.

El funcionamiento de un conjunto de etapas de una bomba electrosomergible consiste en que a medida que el impulsor gira, todo el fluido que entra en él es expulsado hacia afuera por acción de la fuerza centrífuga, debido a la forma de los alabes del impulsor, el fluido es levantado hacia el difusor, quien a su vez lo encamina al impulsor de la siguiente etapa.

Según el tipo y diseño de cada bomba, cada etapa genera una presión determinada. Se debe tener en cuenta que a mayor número de etapas se aumenta la presión de descarga pero el caudal se mantiene constante, ya que el caudal depende de la velocidad del motor.

- **Cable de Potencia:** Básicamente es un conductor de tres fases, se encarga de transportar la corriente eléctrica desde el equipo de superficie hasta el motor, en el equipo de fondo. La temperatura, el voltaje y la corriente del motor determinan el tipo de cable a utilizarse. Los cables se clasifican según:

- Corriente y voltaje del motor.
- Temperatura y profundidad del pozo.
- Nivel de aislamiento eléctrico del cable.

El cable de potencia usado en Caño Limón tiene una resistencia de aislamiento hasta de 5kV; todos tienen una armadura de acero galvanizado y una chaqueta protectora, para que las condiciones en el pozo no afecten el conductor.

El conductor es un cable de cobre, que viene revestido de un polímero que sirve de aislamiento para este mismo.

**2.3.2 Equipo de Superficie:** Este sistema se compone de los Controladores de motor, los Transformadores Reductores y Elevadores, y la Caja de Venteo

▪ **Tableros de Control o Controladores de motor:** Los tableros de control cumplen la función de realizar el arranque controlado y protegido del motor, también suministran la potencia eléctrica al motor de la bomba, según los parámetros de operación, estos se alimentan por el sistema eléctrico de Caño Limón.

En Caño Limón se usan básicamente 3 tipos de tableros de control en los pozos, estos son los siguientes:

- **Arrancador Directo (Switchboard–SB):** El arrancador directo o switchboard (SB) previene al motor de cambios bruscos en la corriente. La potencia tanto a la entrada como a la salida del SB tiene una frecuencia constante de 60 Hz, por lo tanto el motor siempre gira a 3600 revoluciones por minuto. Al utilizar este tipo de tablero de control los arranques del motor son bruscos, pudiendo generársele fallas al eje del motor por el golpe de ariete.

- **Arrancador Suave (Soft Starter - SS):** Este tipo de tablero de control previene al motor de cambios bruscos en la corriente y permite un arranque suave del motor. Este arranque suave se logra variando la frecuencia de la corriente progresivamente desde 0 Hz hasta 60 Hz; una vez encendido el motor este opera a 60 Hz y 3600 rpm.

- **Variador - VSC (Variable Speed Controller):** Los variadores de frecuencia (VSC) permiten que el motor que suministra la potencia requerida por la bomba trabaje a diferentes velocidades, variando la frecuencia de la corriente AC.

Con el objetivo de evitar daños al motor, el variador de frecuencia VSC varía el voltaje con la frecuencia manteniendo la relación Voltio/Hertz constante, de esta manera el VSC permite lograr un amplio rango de caudales de acuerdo al tipo de bomba.

Los VSC son los tableros de control mas confiables y con menos generación de armónicos (Corriente Parásita) en el sistema eléctrico lo cual da como resultado un mejor aprovechamiento de la potencia del motor.

El VSC puede programarse para operar en dos modos diferentes los cuales son:

**Modo de Frecuencia:** Con esta opción se programa para que la frecuencia permanezca constante y la corriente varíe de acuerdo al comportamiento del pozo, esta opción se utiliza cuando la carga nominal del motor no es del 100%.

**Modo de Corriente:** En este caso la corriente permanece constante y la frecuencia varía para ajustar la carga del motor a la corriente máxima fijada, esta opción se utiliza cuando la carga nominal del motor se encuentra al 100%.

▪ **Transformador Reductor (SDT):** Este transformador reductor como su nombre lo indica reduce el voltaje proveniente de las líneas de distribución eléctrica de 13.8 KV o 34.5 Kv a 480V y 380V que es la tensión requerida por los tableros de control.

▪ **Transformador Elevador (SUT):** Debido a que el voltaje requerido por el motor es mayor que el voltaje a la salida del tablero de control, se requiere elevar el voltaje entre 1000V y 3760V que es la tensión requerida por el motor de fondo, esta función la cumple el transformador elevador.

▪ **Caja de Venteo:** La caja de venteo cumple tres funciones principales:  
Conectar los cables de energía provenientes del SUT con el cable de potencia que va conectado al motor en fondo.

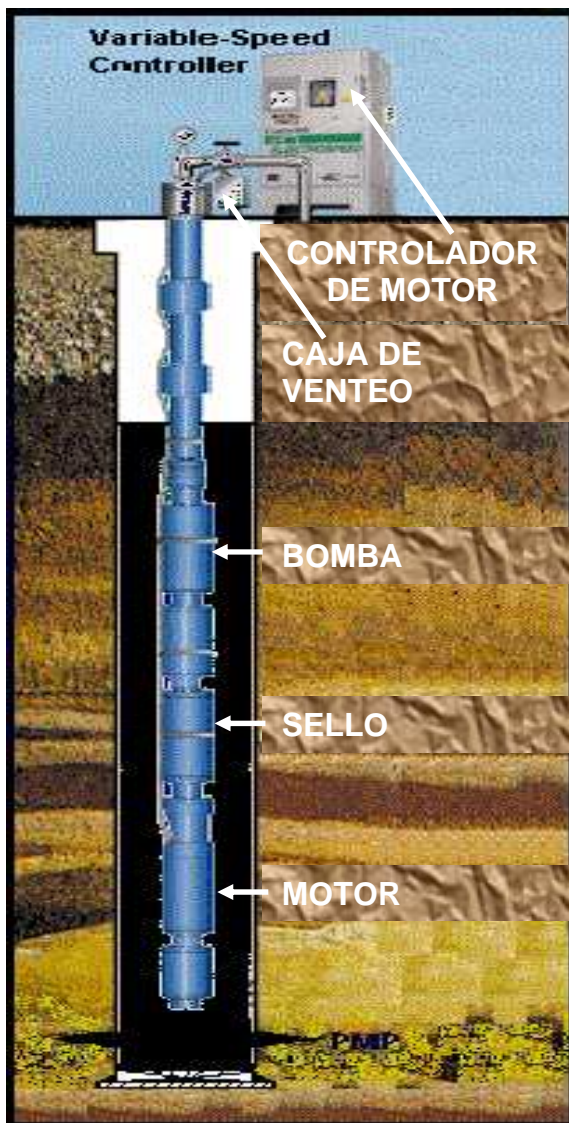
Ventila a la atmósfera los gases que puedan estar atrapados dentro del cable de potencia.

Permite un rápido chequeo de los voltajes y corrientes para el diagnóstico de los problemas que se puedan presentar en el equipo de fondo.<sup>2</sup>

---

<sup>2</sup> CENTRILIFT – BAKER HUGES. Handbook for electrical submersible pumping systems. Sexta edición. 2002. 233 p.

**Figura 4. Componentes básicos del sistema de Bombeo Electrosumergible**



Fuente: Centrilift®.

## **2.4 SISTEMA DE TRANSPORTE DE CRUDO**

La operación del oleoducto es llevada a cabo por ECOPETROL, quien se encarga del control del transporte del crudo, que es entregado por OCCIDENTAL a su

---

® Marca Registrada

primera estación de bombeo ubicada en el campo llamada PS-1\*, para ser llevado hasta el puerto de embarque en Coveñas.

El sistema de Transporte del crudo proveniente del campo, se encuentra conformado por 779 Kilómetros de Oleoducto que recorren cinco estaciones de bombeo, entre ellas, PS-1(Caño Limón, Arauca), PS-1<sup>a</sup> (Banadía, Arauca), PS-2 ( Samoré, Boyacá), PS-3(Toledo, Boyacá) y PS-4(Orú, Norte de Santander), cada una con instalaciones de recibimiento y lanzamiento del raspador; la red atraviesa los departamentos de Arauca, Boyacá, Norte de Santander, Cesar, Magdalena, Bolívar, Sucre y Córdoba, para llegar a su destino final en el terminal marítimo de embarque en Coveñas.

**Figura 5. Proceso de tanqueo de Buque Tanque en el puerto de Coveñas**



Fuente: Base de datos del Departamento de Producción e Ingeniería.

---

\* Significa "Pumping Station" o Estación de Bombeo.

Durante el 2004 se transportaron por el Oleoducto Caño Limón - Coveñas 34'285.545 barriles de petróleo de los campos de la asociación Cravo Norte<sup>2</sup>.

Esto equivale a un caudal de producción promedio de 93.933 BOPD. Se presentaron 18 incidentes en el oleoducto causados por ataques que ocasionaron cierres parciales o totales del Campo, y generando derrames de 51.590 barriles de crudo.

---

<sup>2</sup>Tomado de la Base de datos Operations Systems/Production Reporting, Occidental de Colombia, Inc.

### **3. EVALUACION DE ZONAS PRODUCTORAS ABANDONADAS DE POZOS DE LOS CAMPOS CAÑO LIMÓN Y CAÑO VERDE QUE PRESENTAN CORTES ACTUALES DE AGUA SUPERIORES AL 97 %**

#### **3.1 OBJETIVO DEL ESTUDIO:**

Efectuar una evaluación técnica y económica para apertura de zonas productoras temporalmente abandonadas y/o aisladas de pozos pertenecientes a los campos Caño Limón y Caño Verde, que presentan cortes de agua actuales superiores al 97%, aumentando el factor de recobro sobre todas las arenas.

#### **3.2 ANTECEDENTES:**

Con el descubrimiento y comercialidad del Campo Caño Limón, se inició el proceso de explotación a través de la perforación de pozos de desarrollo, la construcción de las facilidades, y toda aquella infraestructura que fuera necesaria para la extracción y transporte del crudo.

A través del tiempo, muchas zonas productoras perforadas, fueron aisladas y/o abandonadas debido a que su aporte de crudo era inferior al 10% de la producción del pozo, para lo cual debían producirse altos volúmenes de fluido. Entonces se decide abandonarlas, e incrementarse el draw down sobre las otras arenas de menor corte de agua.

Con el paso de los años, la declinación del campo se ha hecho evidente, y después de marcar un pico de 257.000 BOPD, hoy se tienen 97.000 BOPD\*, gracias a la presencia del acuífero activo, al sistema de Inyección de agua en algunos puntos del yacimiento, a la ampliación de las facilidades de producción que permiten más manejo de fluido, y a la intensa actividad exploratoria en la zona, generada después de la firma de la prórroga del contrato de asociación, permitiendo que Occidental opere hasta el abandono.

En la actualidad, el campo cuenta con 275 pozos productores, y siete inyectores. La producción diaria de crudo del campo, asciende a 97.020 BOPD, para lo cual se deben producir 2'759.527 BFPD, debido a los altos cortes de agua que se tienen, los cuales alcanzan un promedio del 96.5%.

El objetivo que se pretende con este estudio, es determinar cuáles zonas productoras abandonadas de los pozos que pertenecen a los campos Caño Limón, y Caño Verde, presentan condiciones tales que les permitan ser habilitadas mecánicamente, para así ponerlas a producir de nuevo, aprovechando el alto precio del barril de crudo que supera los 50 dólares.

El futuro del campo es colocar a producir los pozos a las más altas tasas acompañadas de altos cortes de agua. A la fecha, existen pozos como Caño Limón - 1 produciendo a tasas superiores a los 35.000 BFPD, con corte de agua igual a 99%. De allí la importancia de este estudio.

---

\* A la fecha Mayo de 2.005

#### **4. CRITERIO DE SELECCIÓN DE POZOS QUE PRESENTAN ALTOS CORTES DE AGUA**

Debido al riesgo económico que implica cualquier tipo de actividad que se lleve a cabo con el fin de aumentar la producción de un pozo, los criterios para la selección de este estudio, han sido propuestos y desarrollados minuciosamente; todo ha sido pensando en el posible aporte de crudo que estas zonas puedan generar en la producción de dicho pozo, permitiendo no solo la recuperación progresiva de la inversión que demande el trabajo de workover, sino también la posterior obtención de utilidades.

Como primer criterio de selección para este estudio, se optó por tomar como punto de partida, un corte del 97% observable en la historia de los pozos a partir del segundo semestre del 2.004, pensando en las características de inundación que presentan los pozos del campo y por encontrarse dentro del límite económico de explotación planteado por la compañía, fijado en 99.5%.

En segunda instancia, se optó por aquellos pozos que presentaran buen soporte de presión, por lo cual se recurrió a los pozos pertenecientes a los campos Caño Limón, y Caño Verde, los cuales reportan presiones de fondo fluyendo superiores a los 2.500 psi, asociado al hecho de que son pozos que cuentan con buenos Índices de Productividad.

##### **4.1 MEDIDOR DE FLUJO MÁSIKO**

Los medidores másicos son instrumentos de alta precisión que miden propiedades importantes de los fluidos como caudal, flujo másico, densidad, temperatura, y

corte de agua en el caso nuestro. Son muy usados en la industria petroquímica, y para el caso de Caño Limón el tipo de medidor usado es el Micro Motion.

**4.1.1 Medidor de Flujo Micro Motion.** El principal fabricante de estos aparatos en el mundo es Micro Motion® nombre por el cual también se le conoce a los medidores másicos dentro del campo de Caño Limón.

Su funcionamiento se basa en aprovechar una aceleración de los cuerpos en movimiento llamada coriolis; por eso también se les conoce como CFM (Medidores de flujo de coriolis).

Este equipo se ubica en Caño Limón después de cabeza de pozo para determinar la producción y el corte de agua. Es un instrumento de medida, que utiliza como unidad principal de medición la masa, la cual por ser una magnitud fundamental no deriva sus unidades de otras magnitudes, por lo tanto no varía con la presión y la temperatura.

El medidor funciona aplicando la segunda ley de Newton: Fuerza es igual a masa por aceleración y es un caso similar a un sistema resorte. Mediante dicha ley se determina la cantidad de masa fluyendo a través del sensor. El medidor consta con las siguientes partes: el Sensor, la Unidad Procesadora de Señales (RFT), y el Computador de Aceite Negro (NOC):

- **El Sensor:** Es el instrumento que se encarga de la toma los datos; consiste de un par de tubos de acero que se hacen vibrar por medio de bobinas electromagnéticas las cuales envían sus correspondientes señales a procesadores que las interceptan y las reportan en el tablero digital del NOC.

---

® Marca Registrada

En Caño Limón, los sensores usados en los medidores másicos son los Micro Motion Tipo D, de los cuales se distinguen dos tipos de sensores:

- **Sensor DS: Usado** para bajas tasas de flujo. Debido a que el grosor de los tubos es menor, este sensor es menos resistente al desgaste por abrasión.

- **Sensor DH:** El grosor del tubo es mayor, por lo tanto se emplea en pozos con altos caudales. Es más resistente a la abrasión.

En Caño Limón el sensor instalado en todos los pozos es el DS300S con capacidad máxima de 25.000 libras por minuto de fluido no abrasivo y de 7.000 libras por minuto de fluido abrasivo, a una velocidad no mayor de 10 pies por segundo.

▪ **La Unidad Procesadora de Señales:** Es el “cerebro” o parte que procesa los datos; básicamente es un microprocesador que se encarga de calcular la tasa de flujo másico y la densidad del fluido, formando de esta manera en conjunto con el sensor, un equipo medidor de flujo másico y un sistema de monitoreo de la densidad.

El circuito de entrada de la RFT mide las señales de velocidad de los dos detectores en los tubos del sensor las cuales son digitalmente filtradas para reducir el ruido e incrementar la resolución de la medida.

La diferencia de tiempo entre las señales enviadas por las bobinas detectoras es directamente proporcional al flujo másico. Este dato de entrada (lapso entre señales) es convertido a tasa de flujo másico usando el factor de calibración de flujo y la temperatura sensada por la RTD.

▪ **Computador de Aceite Neto:** Finalmente, un periférico muestra los datos al usuario en sitio y los envía a una 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 enviada 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. El corte de agua puede variar en un 0.29% de su valor real.

**Figuras 6, 7. Fotografías del medidor de flujo másico Micro Motion instalado en el pozo MN\*-21**



Fuente: Base de Datos del Departamento de Producción e Ingeniería.

---

\* Hace referencia al Campo Matanegra

## **4.2 SELECCIÓN DE POZOS DE LOS CAMPOS CAÑO LIMÓN Y CAÑO VERDE QUE PRESENTAN CORTES DE AGUA SUPERIORES AL 97%**

**4.2.1 Campo Caño Limón.** La estructura productora Caño Limón, fue la que dio lugar al descubrimiento del campo en 1.983, mediante la perforación del pozo direccional Caño Limón-01.

Este campo produce a través de 34 pozos, los cuales se encuentran influenciados en gran proporción por la actividad del acuífero. De estos, 26 corresponden a pozos perforados verticalmente, y el resto a direccionales.

Su producción promedio diaria a la fecha, está en 11.031 BOPD aproximadamente, presentando presiones de fondo fluyendo entre 2.500 psi y 2.800 psi.

Después de realizar un reconocimiento de este campo, se accedió a la base de datos Operation Systems, en la cual se lleva registro de todas las operaciones desarrolladas en el campo, distribuidas a través de archivos.

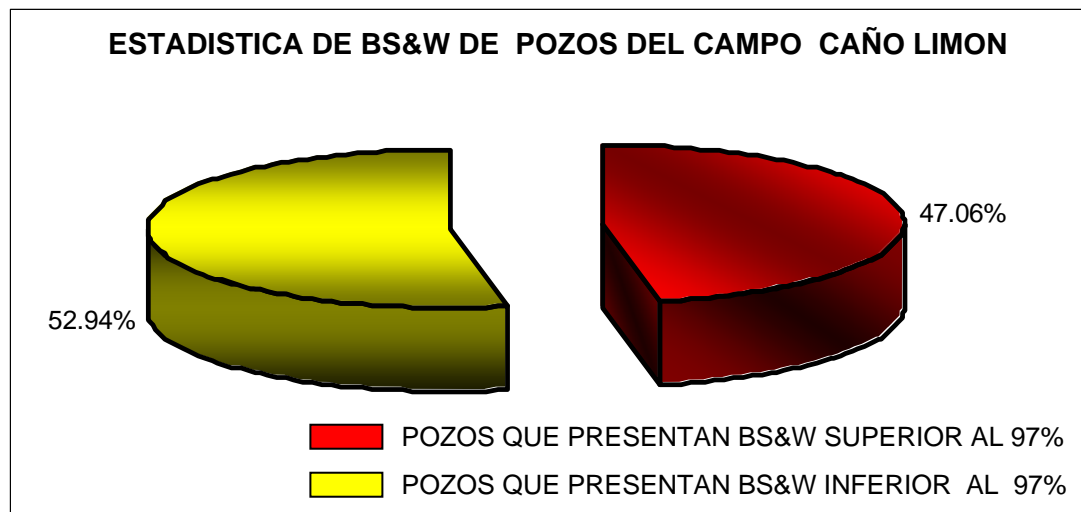
Allí se indagó en el subarchivo Wells Being Monitored; este forma parte del archivo Field Data Gathering System de la base de datos Operation System, en el cual se registra el monitoreo diario de diferentes variables medidas a los pozos, como la producción de arena, el BS&W, Presión y Temperatura en Cabeza, al igual que la tasa de fluido, junto con el nivel de sumergencia de las bombas Electrosumergibles (FLAP).

Esto permitió realizar un cuidadoso chequeo pozo a pozo del Campo Caño Limón, evaluándose monitoreos de eventos comprendidos entre el 1 de Agosto hasta la fecha actual.

Los resultados arrojados permiten establecer, que de los 34 pozos que conforman esta estructura, 16 presentan una historia de producción empañada por un BS&W en aumento superior al 97%.

Esto permite, concluir que el 47.06% de estos pozos apuntan a ser plenos candidatos, debido al alto corte reportado (ver figura de distribución de BS&W de pozos).

**Figura 8. Distribución BS&W de pozos del campo Caño Limón<sup>5</sup>**



Fuente: Archivo Wells Being Monitored/ Field Data Gathering System/ Operations Systems.

La información detallada de la historia de producción, se encuentra consignada en la siguiente tabla, en la que se puede observar claramente, el marcado

<sup>5</sup> Generados por información tomada del archivo Wells Being Monitored/ Field Data Gathering System/ Operations Systems

comportamiento de alto BS&W que presentan los pozos seleccionados de este campo, alcanzando en algunos casos el 99%:

**Tabla 4. Historia de BS&W de pozos seleccionados del Campo Caño Limón<sup>6</sup>**

POZO	BS&W DE POZOS CANDIDATOS DEL CAMPO CAÑO LIMON (CL)							BS&W PROM
	2.004					2.005		
	AGOS	SEP	OCT	NOV	DIC	EN	FEB	
CL-01	98.80	98.90	98.80	99.00	99.00	98.90	99.00	98.94
CL-02	98.70	98.60	98.80	98.60	98.70	99.00	99.00	98.77
CL-04	98.40	98.70	99.00	99.00	98.80	99.00	98.40	98.76
CL-05	99.50	99.20	99.00	98.90	98.90	99.10	99.20	99.11
CL-09	98.40	98.50	98.30	98.70	99.10	99.00	98.80	98.69
CL-10	98.20	98.00	98.20	98.20	98.50	98.60	98.50	98.31
CL-11	98.50	98.60	98.40	98.60	98.30	98.20	98.00	98.37
CL-12	96.60	98.90	99.00	99.20	98.60	98.70	98.30	98.47
CL-14	98.70	98.80	98.90	98.90	98.90	99.00	99.00	98.89
CL-16	98.10	98.20	98.10	98.20	98.60	98.80	98.40	98.34
CL-17	98.50	99.00	98.90	99.00	98.90	99.20	99.00	98.93
CL-22	97.20	96.80	97.20	97.20	97.50	97.70	97.30	97.27
CL-24	96.00	96.20	96.30	97.50	98.20	98.10	98.00	97.19
CL-25	98.30	98.00	97.30	98.20	98.20	97.90	98.00	97.99
CL-26	98.00	98.50	98.30	98.10	98.60	99.10	99.00	98.51
CL-28	98.40	98.20	98.20	98.40	98.80	98.60	98.30	98.41

Fuente: Archivo Wells Being Monitored/ Field Data Gathering System/ Operations Systems.

**4.2.2 Campo Caño Verde.** Este campo produce a través de 16 pozos, de los cuales 13 corresponde a pozos perforados verticalmente y los 3 restantes obedecen a pozos direccionales. Su producción está en 3.144 BOPD en promedio.

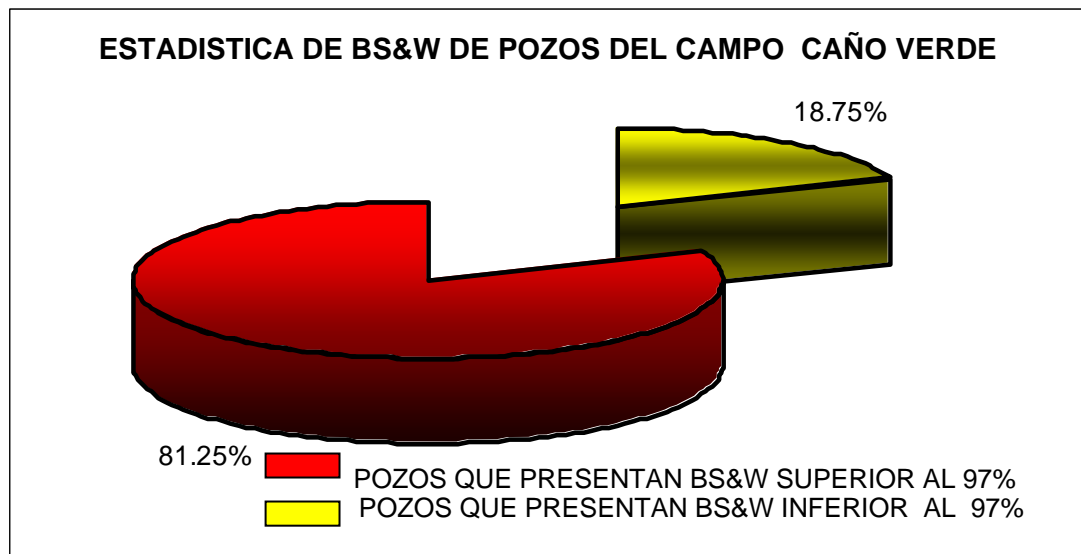
Estos pozos, presentan las más altas presiones de fondo fluyendo del campo, y por efectos de encontrarse en una zona retirada del bloque Cravo Norte, en los

<sup>6</sup> Información tomada del archivo Wells Being Monitored/ Field Data Gathering System/ Operations Systems

límites suroestes, se les ha instalado válvulas de seguridad, como sistema de protección, debido a que pueden llegar a fluir naturalmente, en caso de que su cabezal sea volado, evitando así derrames de crudo que contamine el entorno.

Al ingresar al archivo Field Data Gathering System de la base de datos Operation System, al igual que en el caso anterior se realizó un detallado chequeo pozo a pozo perteneciente al Campo Caño Verde, dentro de los mismos parámetros de fechas usados en el Campo Caño Limón. A diferencia del campo anterior, el campo Caño Verde presenta el 81.25% de los pozos con BS&W superior al 97%, siendo el campo más inundado en proporción, presentando 13 posibles pozos candidatos (ver figura 9).

**Figura 9. Distribución BS&W de pozos del campo Caño Verde<sup>6</sup>**



Fuente: Archivo Wells Being Monitored/ Field Data Gathering System/ Operations Systems.

<sup>6</sup> Generados por información tomada del archivo Wells Being Monitored/ Field Data Gathering System/ Operations Systems

La siguiente tabla permite mostrar, los pozos seleccionados que presentan un BS&W superior al 97%:

**Tabla 5. Historia de BS&W de pozos seleccionados del Campo Caño Verde<sup>7</sup>**

POZO	BS&W DE POZOS CANDIDATOS DEL CAMPO CAÑO VERDE (CV)							
	2.004					2.005		BS&W PROM
	AGOS	SEP	OCT	NOV	DIC	EN	FEB	
CV-01	98.30	98.40	99.10	99.10	99.00	98.80	98.90	98.80
CV-02	97.70	97.80	97.30	98.50	98.10	98.30	98.20	97.99
CV-03	99.00	99.50	99.30	99.10	99.10	99.20	99.00	99.17
CV-06	98.60	98.80	98.50	98.70	98.60	99.10	99.40	98.70
CV-07	98.40	98.80	98.60	98.60	98.80	99.00	99.30	98.79
CV-09	99.20	99.30	98.90	99.00	98.60	98.80	99.00	98.97
CV-10	98.20	98.40	98.30	98.30	98.60	98.20	98.20	98.31
CV-11	97.60	97.50	97.30	98.00	98.00	98.20	98.10	97.81
CV-12	97.30	97.30	97.20	97.30	98.00	98.10	98.10	97.61
CV-15	96.60	96.70	96.90	97.97	98.20	98.10	98.00	97.50
CV-16	99.00	99.10	99.20	99.00	99.00	99.10	99.00	99.06
CV-17	97.10	97.00	97.20	97.40	97.60	97.90	98.10	97.47
CV-E1	98.40	98.20	98.00	98.10	98.50	98.30	98.00	98.21

Fuente: Archivo Wells Being Monitored/ Field Data Gathering System/ Operations Systems.

De la tabla anterior se observa como los pozos, CV-03 y CV-16, sobrepasan el 99% en BS&W, acercándose al límite económico, por lo que es evidente la necesidad de una pronta acción encaminada a un trabajo de workover que cambie las condiciones de producción del pozo para evitar su cierre.

<sup>7</sup> Información tomada del archivo Wells Being Monitored/ Field Data Gathering System/ Operations Systems

## **5. REVISIÓN DE LOS ESTADOS MECÁNICOS DE POZOS SELECCIONADOS POR ALTO BS&W**

Uno de los elementos importantes para continuar con el desarrollo del estudio, es seleccionar aquellos pozos que presenten en su estado mecánico zonas abandonadas. Por ello es importante conocer, los sistemas de aislamiento más usados en el campo, y sus respectivas aplicaciones.

A continuación se describen los componentes más comunes empleados en las operaciones de completamiento en el campo Caño Limón.

### **5.1 CONDICION MECÁNICA DE POZOS EN EL CAMPO CAÑO LIMÓN**

El estado mecánico de los pozos, es una recopilación de la historia mecánica del pozo, donde se encuentran registradas todas las operaciones efectuadas al mismo, desde el completamiento inicial, hasta el estado actual.

Allí encontramos el tipo de revestimiento usado, el completamiento inicial efectuado que lo componen básicamente, la perforación de zonas (cañeo), y la instalación del equipo de levantamiento artificial.

En la medida en que se realicen aperturas y/o abandono de zonas productoras, mediante trabajos de Workover, y cambios de los equipos de subsuelo como motor, sello y bomba, el estado mecánico debe ser actualizado.

Los completamientos finales de los pozos del campo se efectúan a profundidades que van desde los 8000 pies hasta los 9000 pies, con sartas de casing de

producción de 9-5/8“, aunque encontramos algunos pozos completados con casing de 7“. Los intervalos de cañoneo oscilan entre los 7000 pies y 8000 pies, y la densidad de cañoneo en promedio es de 12 tiros por pie, empleando cargas de alta penetración.

## **5.2 TUBERÍA DE PRODUCCION**

La tubería de producción va a permitir que el flujo de fluidos del pozo llegue desde la profundidad de inmersión de la bomba hasta superficie.

El completamiento de producción consiste de una sola sarta de tubería que puede ser de 3-1/2“, 4-1/2” y hasta de 5-1/2“, dependiendo del caudal que se maneje en función del cálculo de la velocidad erosional colocada dentro del revestimiento de 9-5/8“. Todos los intervalos cañoneados se producen por la misma sarta de producción cuya profundidad va desde 2,000 hasta 7,000 pies dependiendo de las presiones de fondo que se tengan.

## **5.3 EQUIPO AUXILIAR DE COMPLETAMIENTO**

**5.3.1 Herramienta Tipo Y.** En Caño Limón generalmente la sarta no se conecta directamente a la bomba en fondo sino que para efectos prácticos cuando se tienen sistemas ESP\*, se le instala en fondo antes de la conexión de la tubería de producción con la bomba, una herramienta conocida como la “Y-TOOL”, que permite la realización de pruebas de registros, tocaditas de fondo, o recañoneos bajando las herramientas por el Tubing sin necesidad de sacar la sarta de producción, ahorrando dinero y tiempo de operación, disminuyendo con ello la producción diferida que se tenga mientras esté apagado el pozo.

---

\* Significa Electrical Submersible Pump o Bomba Electrosumergible

Es una herramienta liviana que ofrece una alta eficiencia hidráulica que puede correrse en revestimiento de producción de diámetro externo superior a 9-5/8", 53.5 libras por pie con motores electrosumergibles hasta la serie 562 Centrilift® y puede instalarse con tubería de producción 3-1/2 o 4-1/2".

**5.3.2 Tapón Ciego o Blanking Plug.** La Y-TOOL, cuenta con un tapón conocido como Blanking Plug que se encuentra ubicado en la parte inferior de la misma; su función es impedir que el flujo descargado por la bomba, reingrese al pozo recirculando a través de la misma. Por tanto, al ejecutar cualquier prueba al pozo, este debe ser retirado para poder tener acceso al fondo del pozo (ver figura 10).

Estos tapones utilizan un sistema de alivio para evitar problemas de pegas que puedan generarse por un diferencial de presión, reduciendo el riesgo de ruptura de la unidad de cable Wire Line.

**Figura 10. Blanking Plug y herramienta en Y**



Fuente: Base de Datos del Departamento de Producción e Ingeniería.

**5.3.3 Válvulas de Seguridad.** Algunos pozos del Campo presentan en su estado mecánico, Válvulas de Seguridad. Su instalación tiene como destino aquellos pozos que muestran altas presiones de fondo, por lo que pueden llegar a poner fluido en superficie naturalmente. La instalación de estas válvulas genera pérdidas de presión en fondo, pero 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.

Están diseñadas para estar normalmente cerradas al flujo; cuentan con un sistema de presión que funciona a base de Nitrógeno, que les permite estar abiertas al flujo de fondo. Pueden abrirse o cerrarse desde superficie a través del tablero de control OTIS, a través del cual se varía la presión de operación que por seguridad se ha fijado en 3.500 psi.

Actualmente solo 18 pozos cuentan con válvulas de seguridad. Estos equipos de superficie requieren de un chequeo y mantenimiento permanente, para evitar fugas en las líneas de control que conlleven a una posterior parada del pozo. Dado al bajo porcentaje de pozos con este sistema, resulta engorroso el asignar personal exclusivo a esta labor, por lo que Occidental a mediados de este primer semestre del 2.005 comenzó pruebas con un nuevo sistema de control de dichas válvulas desarrollado en el mismo Campo.

**5.3.4 Empaques.** Los empaques se utilizan para segregar fluidos y presiones en el espacio anular entre la tubería y el revestimiento, o sólo en el revestimiento cuando no hay tubería para abandono en fondo.

**5.3.4.1 Tipos de Empaques usados en Caño Limón.** En caño limón se emplean dos tipos de Empaques para aislar formaciones productoras, el Bridge Plug\* y el Scab Liner\*\*.

▪ **Empaque tipo Bridge Plug:** Esta herramienta actualmente se utiliza en Caño Limón como retenedor de cemento en cementaciones remediales ó squeezes; también se encuentra instalado como tapón puente. El más utilizado es el tipo EZ Drill SV Squeeze Packer producido por la compañía Halliburton Services®.

Es un sistema que nos permite sellar el fondo del pozo y/o aislar las zonas a producir de las ya producidas o no deseadas, controlando así la producción de fluidos del pozo. Su propósito, es abandonar zonas problema; debe ser diseñado de tal forma que permita soportar altas presiones tanto de la columna hidrostática como la que generen las formaciones aisladas, sin llegar a desplazarse (ver figura 11).

**Características del empaque:**

- Puede ser sentado en hueco abierto o en hueco revestido, recuperable y no recuperable. En ambos casos pueden ser bajados con sarta bien sea de producción o de perforación aplicando presión en superficie con fluido a través de hidrostática, o mediante la descarga del peso de la sarta, permitiendo su expansión hasta sentarlo.
  
- Pueden emplearse tanto en pozos verticales, como en pozos horizontales.
  
- Posee una válvula igualadora de presiones para el control del movimiento del fluido dentro del pozo.

---

\* Conocido también como Tapón Puente

\*\* Se le llama también empaques dobles de completamiento

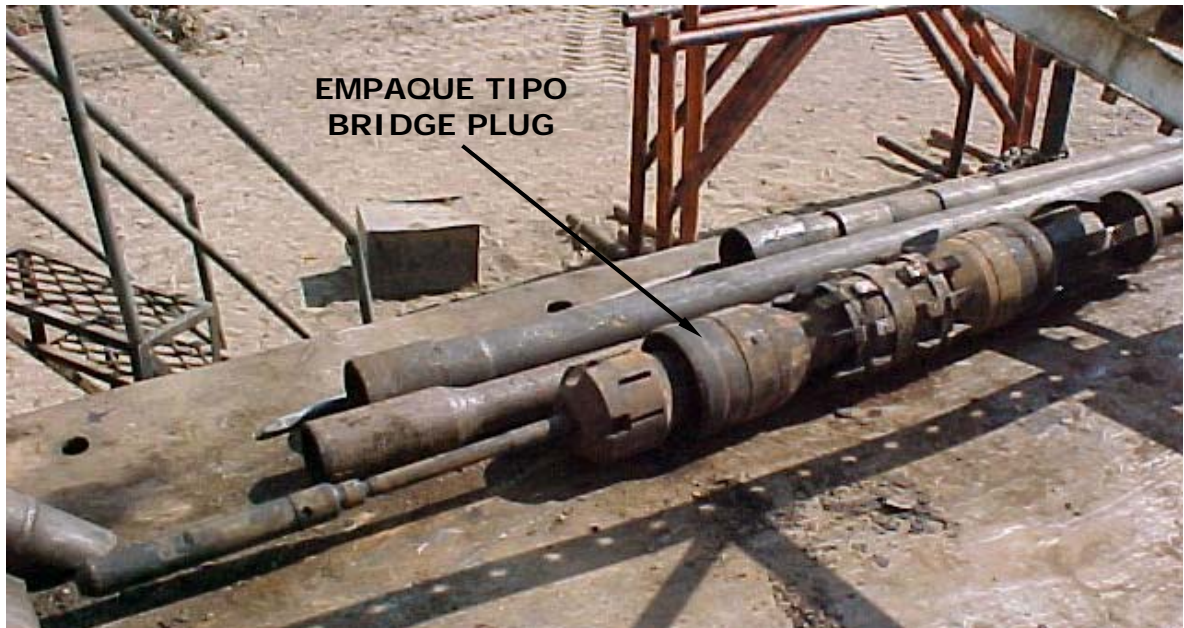
® Marca Registrada

- El movimiento del fluido o la presión a través de la válvula no afecta su posición.
- No hay problemas de cementación de la válvula.
- Opera por simple manipulación de la tubería, la válvula puede deslizarse hasta sellar el empaque en contra del movimiento del fluido en ambas direcciones.
- Rápida corrida, sentada y sello extraefectivo aún en elevadas temperaturas y presiones.

**Aplicaciones:** Dentro de sus aplicaciones encontramos las siguientes:

- Arenas de baja presión, que generen crossflow: El crossflow o flujo cruzado, es el flujo desde una zona productora hacia otra. Se presenta cuando se tiene en fondo una zona de baja presión, que permite que zonas de altas presiones viajen hacia ella, presentándose un contra flujo a través de la formación subpresionada.
- Zonas productoras de gas, o con influjos de gran corte de agua, como en el caso de Caño Limón, debido a la actividad del acuífero.
- Zonas que presenten fracturas que se deseen aislar.
- Porque se presente algún problema operacional en fondo, que exija su instalación.

**Figura 11. Empaque tipo Bridge Plug retirado del pozo MN-10\***



Fuente: Base de Datos del Departamento de Producción e Ingeniería.

▪ **Empaque tipo Scab Liner:** Este empaque es usado con poca frecuencia en el campo. A diferencia del Bridge Plug, el Scab Liner es usado para aislar zonas productoras superiores no deseadas (depletadas, ya sea de baja presión o que presenten un influjo de agua), para así continuar produciendo de zonas inferiores, algo que operativamente no se puede llevar a cabo con el sistema descrito anteriormente. También se les usa para cubrir secciones dañadas de revestimiento.

#### **Características del empaque:**

- Se compone básicamente de una sección corta de liner con un empaque en el fondo y otro en el tope. El empaque se baja en conjunto; en el fondo se usa un

---

\* Hace referencia al pozo Matanegra-10, recientemente convertido a pozo inyector de agua.

empaques mecánicos tipo LH (Liner Hanger Packer) que soportan el peso del liner (ver figura 13).

- Este empaque se instala rotando la sarta a la izquierda, tantas vueltas según la longitud de la tubería según el efecto de elongación de la misma y luego aplicándole el peso correspondiente.

- El tope consiste de un empaque mecánico tipo L (Liner Packer) que se instala simplemente al aplicar peso sobre él, expandiéndose durante el asentamiento ajustándose al contorno de la pared del casing encapsulando de manera segura los cauchos, protegiéndolos de la extrusión aún cuando estén sometidos a altas temperaturas y presiones; el resultado final es un excelente sello casing-empaques (ver figura 12).

- Está diseñado para ser completamente recuperable. Los elementos de sello (cauchos) se energizan contra la pared del revestimiento. En casos de condiciones no favorables, es una solución económica.

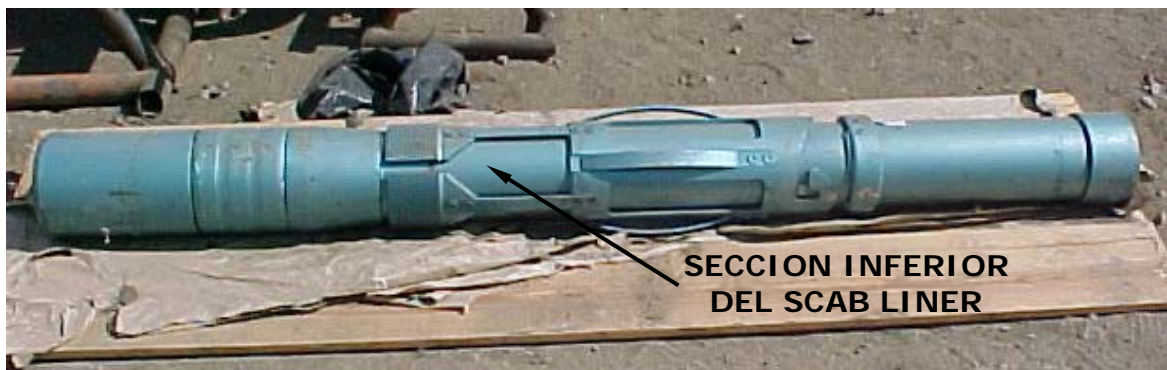
- En caso que se desee recuperar el Scab Liner es necesario desgastar completamente los cauchos de los empaques con el movimiento, para poder sacar libremente la sarta de trabajo. Por tanto, el diámetro interno del Scab Liner es inferior al obtenido cuando se realiza se recupera.

**Figura 12. Sección Superior del Empaque Scab Liner, sentado en el pozo MN\*-10**



Fuente: Base de Datos del Departamento de Producción e Ingeniería.

**Figura 13. Sección Inferior del Empaque Scab Liner, sentado en el pozo MN-10**



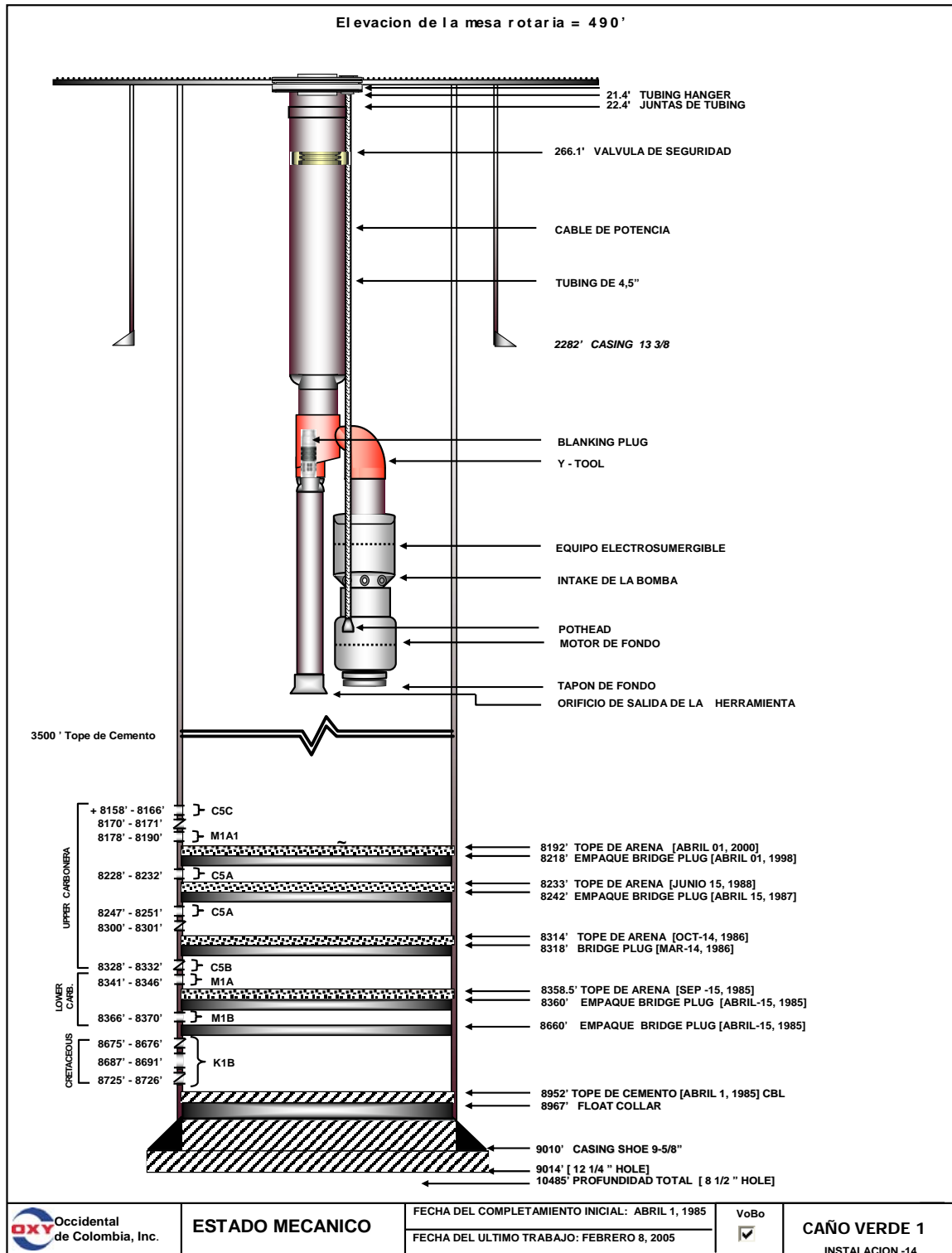
Fuente: Base de Datos del Departamento de Producción e Ingeniería.

En la siguiente hoja se muestra el estado mecánico típico de un pozo del Campo Caño Limón donde podemos visualizar algunos de los elementos anteriormente descritos:

---

\* MN Hace referencia al Campo Matanegra.

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



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

## 5.4 REVISIÓN DE ESTADOS MECÁNICOS DE LOS POZOS DE LOS CAMPOS CAÑO VERDE Y CAÑO LIMÓN

Revisando la base de datos de los estados mecánicos, se pudo determinar, que de los 29 pozos candidatos para el estudio que presentan altos cortes de agua, sólo 12 de ellos cuentan con zonas abandonadas.

En el Campo Caño Limón, encontramos 8 de estos pozos. La siguiente tabla permite mostrar la condición mecánica de dichos pozos:

**Tabla 6. Descripción zonas productoras abandonadas de pozos del Campo Caño Limón**

POZO	No. EMPAQUES	FECHA DE WORKOVER	INTERVALOS AISLADOS	ARENA ASILADA	TIPO DE EMPAQUE
CL-01	2	JUL-20/83	8694.5-8695.5	LCRM-4A	BRIDGE PLUG
		JUL-20/83	9031'-9032'	K-2A	BRIDGE PLUG
CL-04	2	MAR-23/94	7658-7660 7664-7667 7671-7678	LCRM-4A LCRM-4A LCRM-4A	BRIDGE PLUG
		OCT-2/90	7688-7694	LCRM-4A	BRIDGE PLUG
CL-05	4	MAY-17/99	7648'-7650' 7654'-7668'	LCRM-2A LCRM-2A	BRIDGE PLUG
		ENE-2/96	7606'-7617' 7626'-7631'	LCRM-1C1 LCRM-1C2	SCAB LINER
		OCT-15/93	7679'-7682' 7684'-7688'	LCRM-2B LCRM-2B	BRIDGE PLUG
		ENE-24/92	7691'-7722' 7724'-7729'	LCRM-2B/3A LCRM-3A	BRIDGE PLUG
CL-9	2	OCT-20/90	7710'-7716'	LCRM-2B	BRIDGE PLUG
		JUN-25/90	7722'-7732' 7737'-7745'	LCRM-2B LCRM-3A	BRIDGE PLUG
CL-10	3	FEB-19/97	7630'-7635'	LCRM-1C1	BRIDGE PLUG
		JUN-13/93	7714'-7716' 7723'-7728'	LCRM-2B LCRM-2B	BRIDGE PLUG
		AGO-27/92	7734'-7740' 7743'-7746'	LCRM-2A LCRM-3A	BRIDGE PLUG

Fuente: Archivo de Estados Mecánicos y Operaciones a pozos.

**Tabla 7. Continuación de la descripción zonas productoras abandonadas de pozos del Campo Caño Limón**

POZO	No. EMPAQUES	FECHA DE WORKOVER	INTERVALOS AISLADOS	ARENA ASILADA	TIPO DE EMPAQUE
CL-11	1	ABR-2/95	7752'-7758'	LCRM-4B	BRIDGE PLUG
CL-12	3	SEP-10/97	7528'-7540'	LCRM-1B	BRIDGE PLUG
		ENE-31/96	7548'-7553'	LCRM-1B	BRIDGE PLUG
		ENE-31/96	7608'-7611' 7614'-7620'	LCRM-2A LCRM-2A	BRIDGE PLUG
CL-17	1	AGO-1/00	7597'-7603'	LCRM-1C1	BRIDGE PLUG

Fuente: Archivo de Estados Mecánicos y Operaciones a pozos.

En la estructura Caño Verde, encontramos 4 posibles candidatos por alto BS&W con zonas abandonadas. La condición mecánica de dichos pozos es mostrada en la siguiente tabla:

**Tabla 8. Descripción zonas productoras abandonadas de pozos del Campo Caño Verde**

POZO	No. EMPAQUES	FECHA DE WORKOVER	INTERVALOS AISLADOS	ARENA ASILADA	TIPO DE EMPAQUE
CV-01	5	ABR-15/85	8228'-8232'	C-5A	BRIDGE PLUG
		ABR-15/85	8247'-8251'	C-5A	BRIDGE PLUG
		ABR-14/85	8341'-8346'	LCRM-1A	BRIDGE PLUG
		ABR-15/85	8366'-8370'	LCRM-1B	BRIDGE PLUG
		ABR-15/85	8687'-8691'	K-1B	BRIDGE PLUG
CV-02	3	FEB-14/99	8137'-8146'	LCRM-1A	BRIDGE PLUG
		JUL-22/97	8156'-8164'	LCRM-1B	BRIDGE PLUG
		OCT-17/92	8173'-8177' 8186'-8195'	LCRM-1B LCRM-1C1	BRIDGE PLUG
CV-03	1	JUN-17/98	8246'-8256' 8272'-8282' 8290'-8300'	LCRM-3A LCRM-3B LCRM-3B	BRIDGE PLUG
CV-06	1	OCT-31/02	8434'-8445'	LCRM-2B	BRIDGE PLUG

Fuente: Archivo de Estados Mecánicos y Operaciones a pozos.

A partir de pruebas DST\*, se estableció que pozos como Caño Limón-01 y Caño Verde-01, presentaban en sus intervalos productores influjos 100% de agua, lo que generó que antes de producir se aislaran mediante una cementación remedial. Por esta razón para nuestro estudio no se tendrán en cuenta, ya que nunca fueron productores.

De igual forma pozos como CL-10 y CL-12, tampoco se tendrán en cuenta, debido a que presentan un Índice de Productividad muy bajo, lo que hace insuficiente su aporte de fluido; por otro lado, CL-10 fue recientemente llevado a Well Service, instalándose un nuevo equipo de fondo a través del cual se pasó de un sistema Electrosumergible a un sistema ESPCP\*, lo que le resta posibilidades para este estudio por presentar una reciente inversión.

---

\* Significa Drill Stem Test, es una prueba de presión que se realiza para determinar la productividad de un pozo.

\* Significa Electrical Submersible-Progressive Cavity Pump

## **6. ANÁLISIS DE DATOS HISTORICOS DE PRODUCCION ANTES Y DESPUES DE ABANDONO DE ZONAS PRODUCTORAS DE POZOS CANDIDATOS**

Una forma práctica que nos permite visualizar comportamientos, es la construcción de gráficas para caudales de producción, y cortes de agua, posteriores a cambios en el estado mecánico de los pozos. Allí además de evaluar el efecto del cambio, podemos llegar a cuantificar su magnitud.

Al aislar zonas productoras, es posible que las arenas abandonadas fuesen las de más influjo de agua al pozo, causa más inmediata que pudo haber originado su cierre. Sin embargo, existen zonas que se cerraban sencillamente porque producían a una gran tasa, con alto corte de agua, suceso que exigía a las facilidades de producción las cuales técnicamente se quedaban cortas con el manejo de tanto fluído, por lo cual por manejar más agua se le iba a restar capacidad de manejo de más crudo.

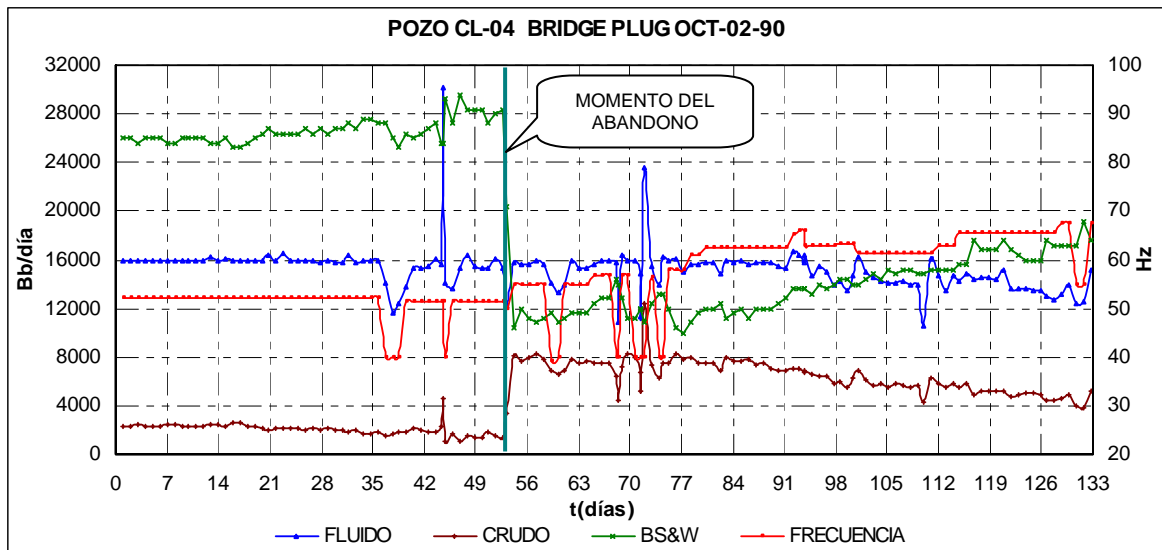
Por estas razones se optó por realizar curvas de producción para cada pozo donde se reflejara el comportamiento de la tasa de flujo de fluidos, la tasa de flujo de crudo, el BS&W, y la frecuencia de trabajo del equipo de levantamiento artificial, antes y después del abandono de zonas, para estudiar de alguna manera el éxito de la operación.

## 6.1 COMPORTAMIENTO DE LAS CURVAS DE PRODUCCION PARA LOS POZOS QUE PERTENECEN AL CAMPO CAÑO LIMON

A partir de las fechas de los eventos encontradas en el archivo de estados mecánicos de los pozos, se ingresa a la Base de datos de Producción (Production Reporting) del Operations Systems. Allí se lleva el registro histórico de producción de todos los pozos existentes en el campo.

**6.1.1 Comportamiento del Pozo Caño Limón-04:** En la figura 15 se visualiza un aumento drástico en la tasa de producción de crudo de 2.000 BOPD a casi 7.000 BOPD; se registra una considerable disminución del 45% en su BS&W, con una tasa de producción de fluido similar a la anterior, debido al incremento en el draw down sobre las otras arenas de más bajo corte de agua.

**Figura 15. Comportamiento del pozo CL-04 antes y después de sentado el Bridge Plug para abandono de zonas el 2 de octubre de 1.990**



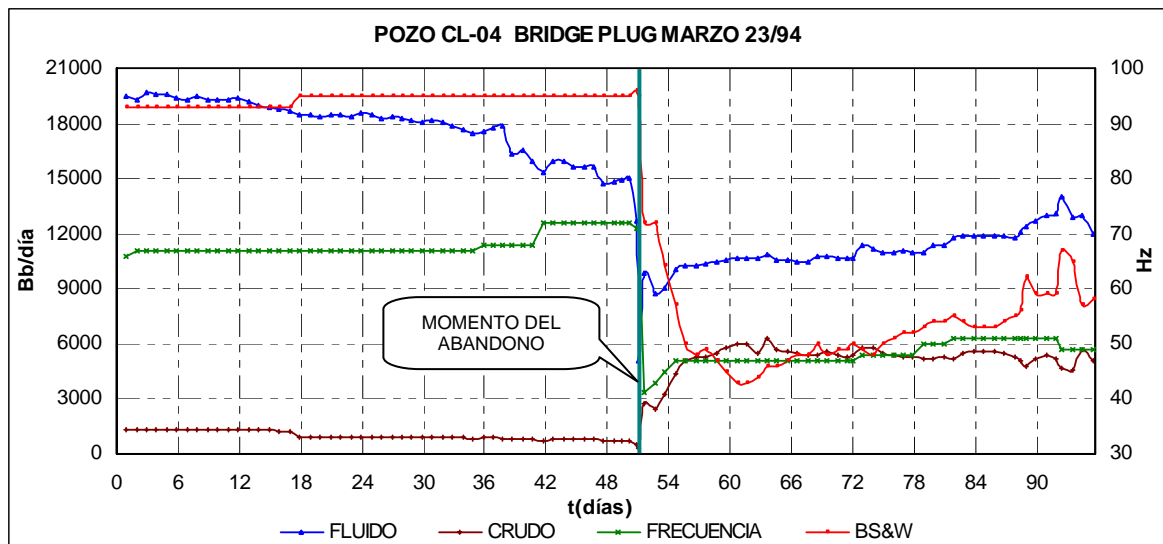
Fuente: Generada a partir de información tomada del Archivo Production Reporting\* perteneciente a la Base de Datos Operations Systems.

\* Significa Reportes de Producción.

Caño Limón-04 históricamente no ha sido un pozo arenoso; desde su completamiento inicial el 28 de enero de 1.990, se decidió instalarle una bomba de subsuelo K-15000 AR, debido a su alto aporte de fluido y a su baja presión de yacimiento.

La siguiente gráfica corresponde al segundo abandono. Se visualiza un acentuado aumento en la tasa de producción de crudo, acompañada de una disminución en el BS&W, y en la producción de fluido. Esto permitió, manejar menos fluido y producir más crudo, haciendo exitosa la operación. Posiblemente que se cerró una zona de agua, y se aumentó el draw down sobre las arenas de mejor corte de agua.

**Figura 16. Comportamiento del pozo CL-04 antes y después de sentado el Bridge Plug para abandono de zonas el 23 de marzo de 1.994**

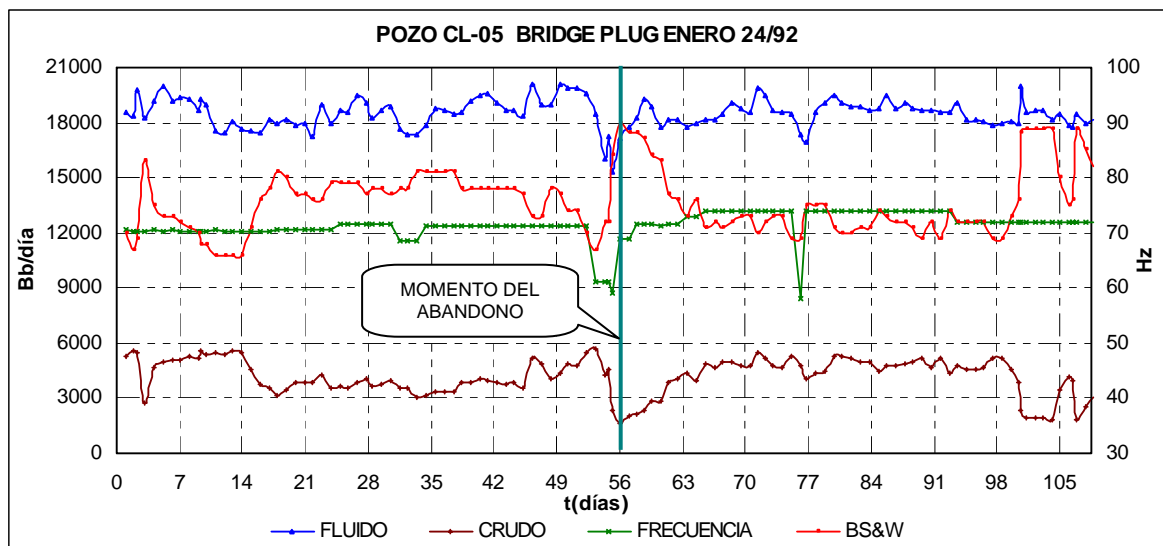


Fuente: Generada a partir de información tomada del Archivo Production Reporting\* perteneciente a la Base de Datos Operations Systems.

\* Significa Reportes de Producción.

**6.1.2 Comportamiento del Pozo Caño Limón-05:** Este pozo fue completado el 28 de noviembre de 1.985. En su historia operacional encontramos dos abandonos; la curva de producción para el primero muestra un aumento en la producción de crudo, acompañado de una disminución de 7% en el valor del BS&W. Sin embargo la producción de fluido es un poco intermitente pero fluctúa en un mismo rango mostrando una tasa similar a la presentada antes del workover.

**Figura 17. Comportamiento del pozo CL-04 antes y después de sentado el Bridge Plug para abandono de zonas el 2 de octubre de 1.990**

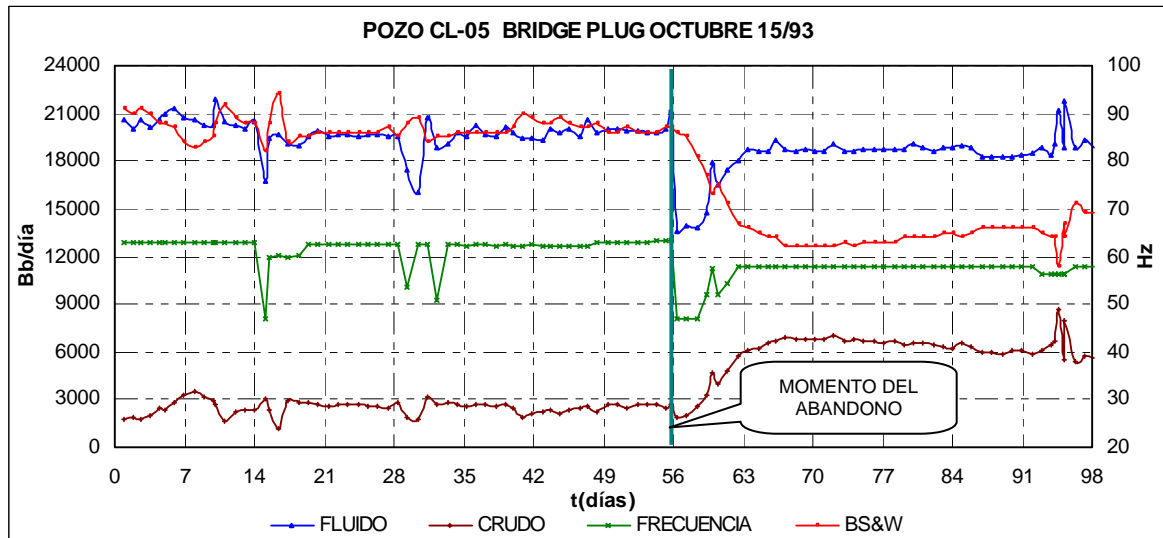


Fuente: Generada a partir de información tomada del Archivo Production Reporting\* perteneciente a la Base de Datos Operations Systems.

\* Significa Reportes de Producción.

El segundo abandono, muestra un aumento en la producción de crudo de más del 50%, acompañado de una buena disminución en el BS&W del pozo, de lo cual se puede inferir que la operación fue exitosa.

**Figura 18. Comportamiento del pozo CL-05 antes y después de sentado el Bridge Plug para abandono de zonas el 15 de octubre de 1.993**



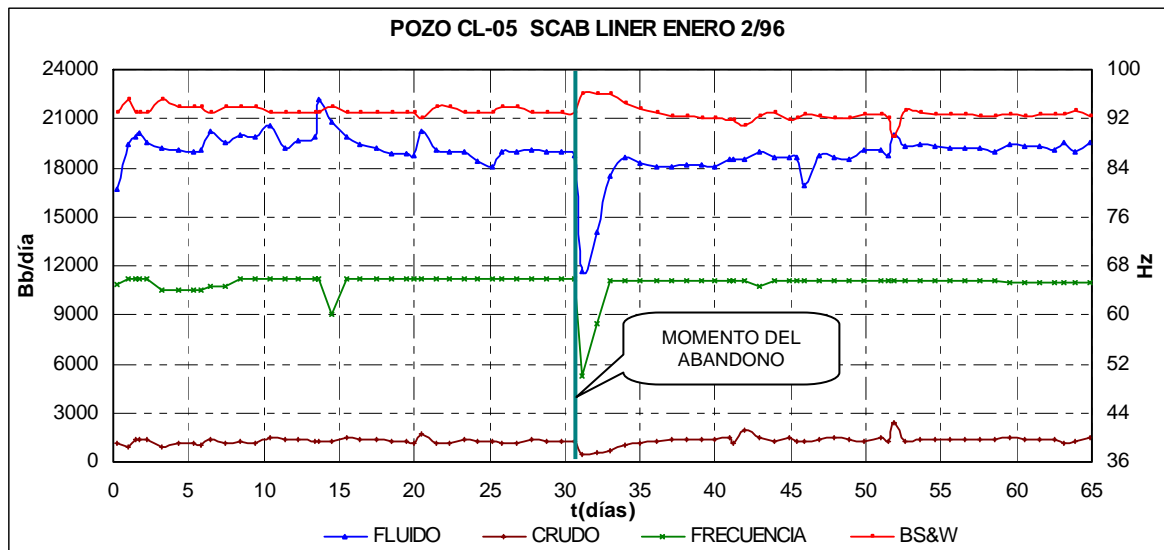
Fuente: Generada a partir de información tomada del Archivo Production Reporting\* perteneciente a la Base de Datos Operations Systems.

Caño Limón-05 no es un pozo calificado como arenoso. Al momento de la operación contaba con una bomba K-15000, diseño confirmado después del workover.

\* Significa Reportes de Producción.

El tercer workover corresponde a un aislamiento a través de un Scab Liner; la curva muestra un pequeño decremento en la tasa de producción de fluido, seguido de una producción de crudo similar a la presentada en su historia. El BS&W presenta una disminución del 1%, con equipo de fondo operando a una misma frecuencia (figura 19). Al parecer se cerró una zona de pequeño influjo de agua.

**Figura 19. Comportamiento del pozo CL-05 antes y después de sentado el Scab Liner para abandono de zonas superiores el 2 de enero de 1.996**



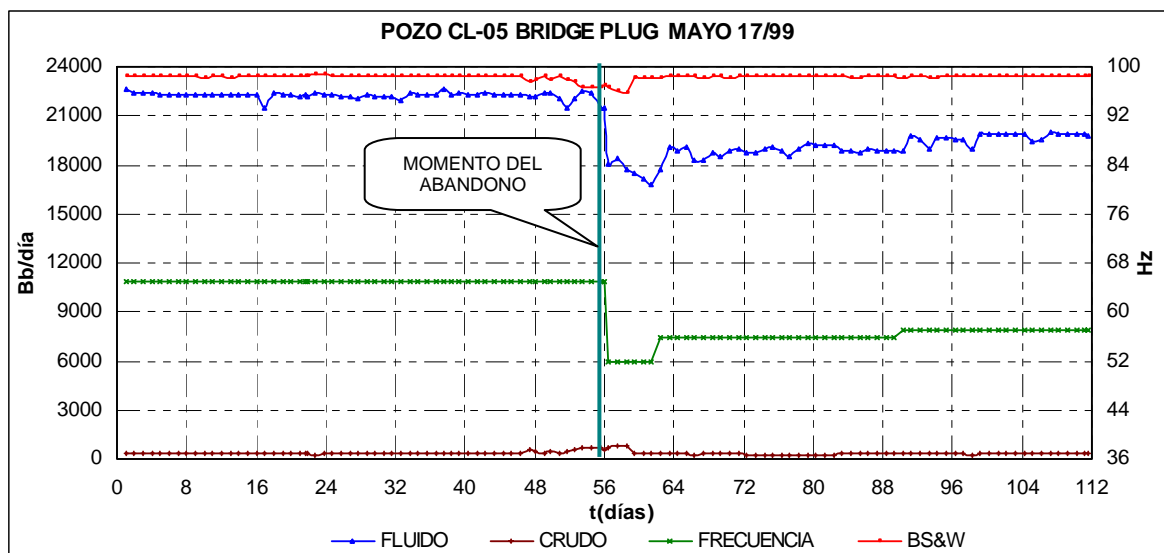
Fuente: Generada a partir de información tomada del Archivo Production Reporting\* perteneciente a la Base de Datos Operations Systems.

\* Significa Reportes de Producción.

Finalmente, encontramos un abandono mediante un empaque tipo Bridge Plug. Su curva de comportamiento, describe una disminución aproximada de 3,000 BFPD, que puede estar relacionada con el decremento registrado en la frecuencia de operación del equipo de fondo. La tasa de crudo y el BS&W son similares a los mostrados en su historia de producción.

Esto permite inferir que se muy posiblemente se abandonaron zonas con igual corte de agua a las que quedaron en producción.

**Figura 20. Comportamiento del pozo CL-05 antes y después de sentado el Bridge Plug para abandono de zonas el 17 de mayo de 1.999**

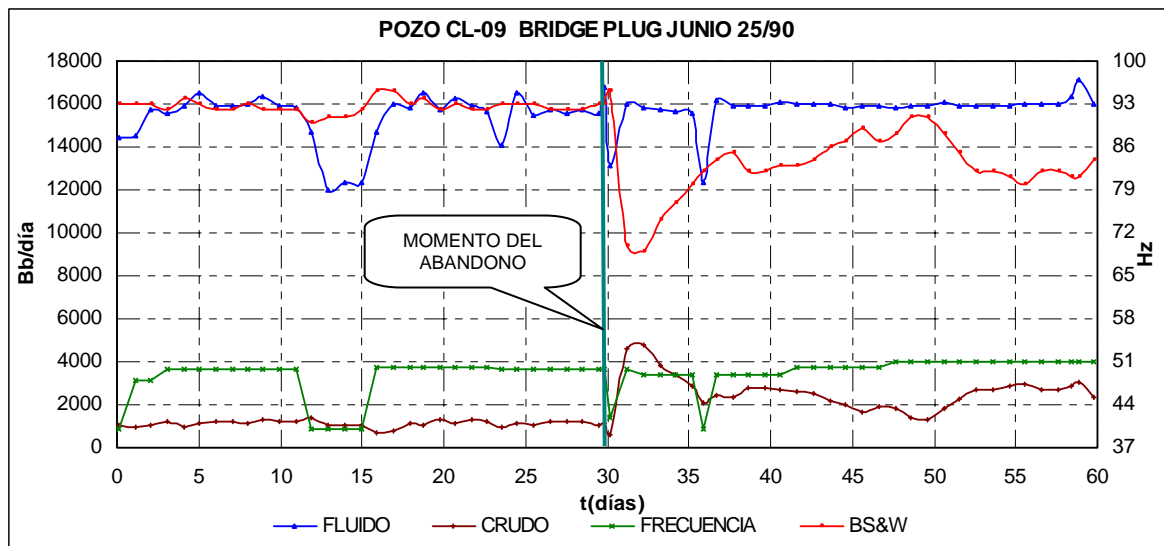


Fuente: Generada a partir de información tomada del Archivo Production Reporting\* perteneciente a la Base de Datos Operations Systems.

\* Significa Reportes de Producción.

**6.1.3 Comportamiento del Pozo Caño Limón-09:** Este pozo fue completado el 25 de agosto de 1.988. El primer workover parece haber sido exitoso; este pozo muestra después de la operación, una tasa de producción de fluido similar a la registrada en la historia de producción, con un aumento en la producción de crudo y una disminución en su BS&W. Todo corresponde a un aumento en el draw down de las zonas de más bajo corte de agua.

**Figura 21. Comportamiento del pozo CL-09 antes y después de sentado el Bridge Plug para abandono de zonas el 25 de junio de 1.990**

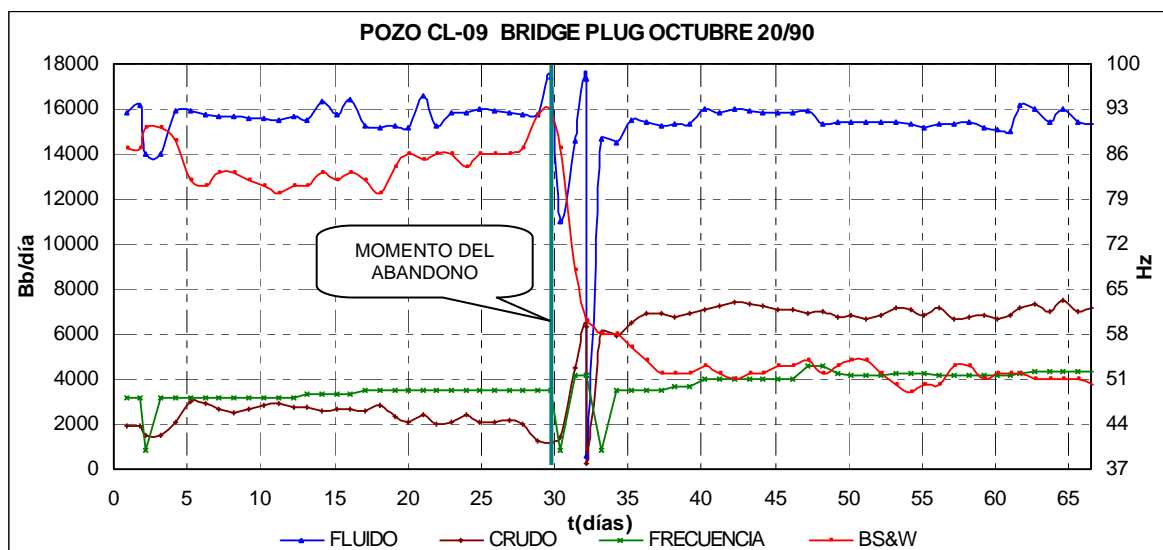


Fuente: Generada a partir de información tomada del Archivo Production Reporting\* perteneciente a la Base de Datos Operations Systems.

\* Significa Reportes de Producción.

Con el segundo empaque, se observa un trabajo igualmente exitoso; la producción de crudo aumenta muy considerablemente desde los 2.200 BOPD a 7.000 BOPD, con una disminución en el BS&W desde el 86% hasta el 52% aproximadamente. Por lo visto se aislaron intervalos con alto influjo de agua, y se aumentó el draw down sobre las otras arenas.

**Figura 22. Comportamiento del pozo CL-09 antes y después de sentado el Bridge Plug para abandono de zonas el 20 de octubre de 1.990**



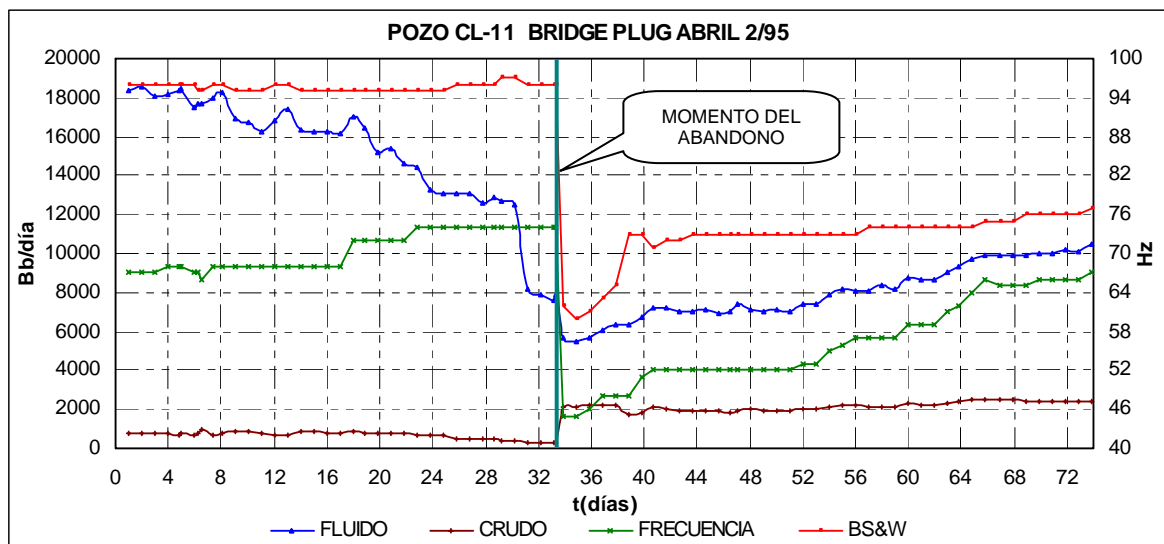
Fuente: Generada a partir de información tomada del Archivo Production Reporting\* perteneciente a la Base de Datos Operations Systems.

Caño Limón -09 es un pozo que no muestra arena en su historia de producción.

\* Significa Reportes de Producción.

**6.1.4 Comportamiento del Pozo Caño Limón-11:** El histórico de producción para este pozo muestra que los resultados después del primer aislamiento, son positivos: la tasa de crudo se incrementó en 1,500 BOPD, con una notoria disminución en su BS&W desde su valor inicial de 96% hasta 73%. Esto permite mostrar acierto en el cierre de zonas con gran influjo de agua, aumentándose el draw down sobre los intervalos con corte de agua más bajo.

**Figura 23. Comportamiento del pozo CL-11 antes y después de sentado el Bridge Plug para abandono de zonas el 2 de abril de 1995**

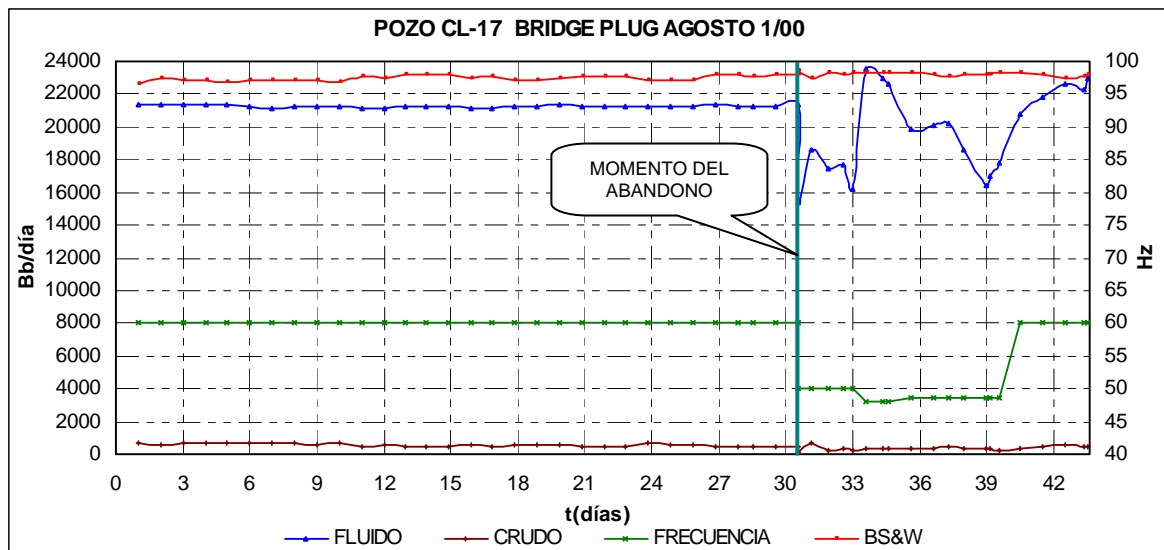


Fuente: Generada a partir de información tomada del Archivo Production Reporting\* perteneciente a la Base de Datos Operations Systems.

\* Significa Reportes de Producción.

**6.1.5 Comportamiento del Pozo Caño Limón - 17:** Después del abandono de los intervalos, la producción de crudo muestra una disminución, mientras el BS&W se mantuvo relativamente constante de acuerdo con su historia de producción registrando tendencia al incremento. Este pozo debe revisarse con más detenimiento en los registros de producción PLT (Production Logging Test), para conocer bajo que condición se aisló dicha zona.

**Figura 24. Comportamiento del pozo CL-17 antes y después de sentado el Bridge Plug para abandono de zonas el 1 de agosto de 2000**



Fuente: Generada a partir de información tomada del Archivo Production Reporting\* perteneciente a la Base de Datos Operations Systems.

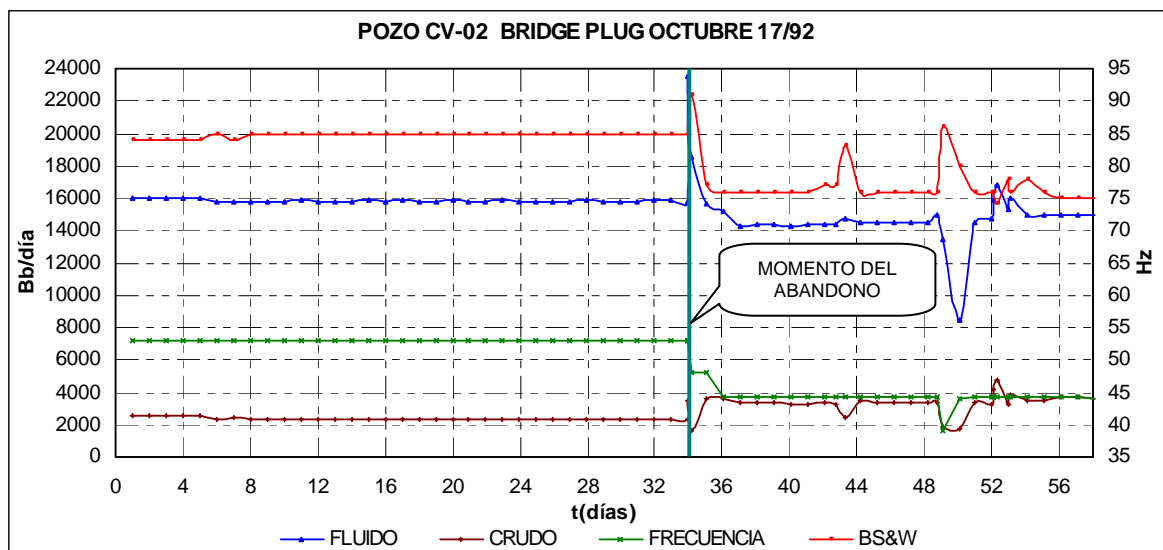
Caño Limón-17, no presenta arena en su monitoreo histórico; después de la operación continuó con el mismo diseño de equipo de subsuelo (KC-20000).

\* Significa Reportes de Producción.

**6.1.6 Comportamiento del Pozo Caño Verde-02:** Como se observa, después del primer evento de abandono, mostró un aumento de 600 barriles aproximadamente en la producción de crudo lo cual indica que se aumentó el draw down sobre las otras arenas; la tasa de producción de fluido disminuye en casi 2,000 BFPD, infiriéndose, que la zona aislada presentaba alto corte de agua por cuanto el corte disminuyó posteriormente al workover.

Este pozo fue completado el 11 de agosto de 1.990. Para la fecha del workover, el pozo contaba con una bomba K-15000, diseño que se mantuvo después del trabajo.

**Figura 25. Comportamiento del pozo CV-02 antes y después de sentado el Bridge Plug para abandono de zonas el 17 de octubre de 1.992**

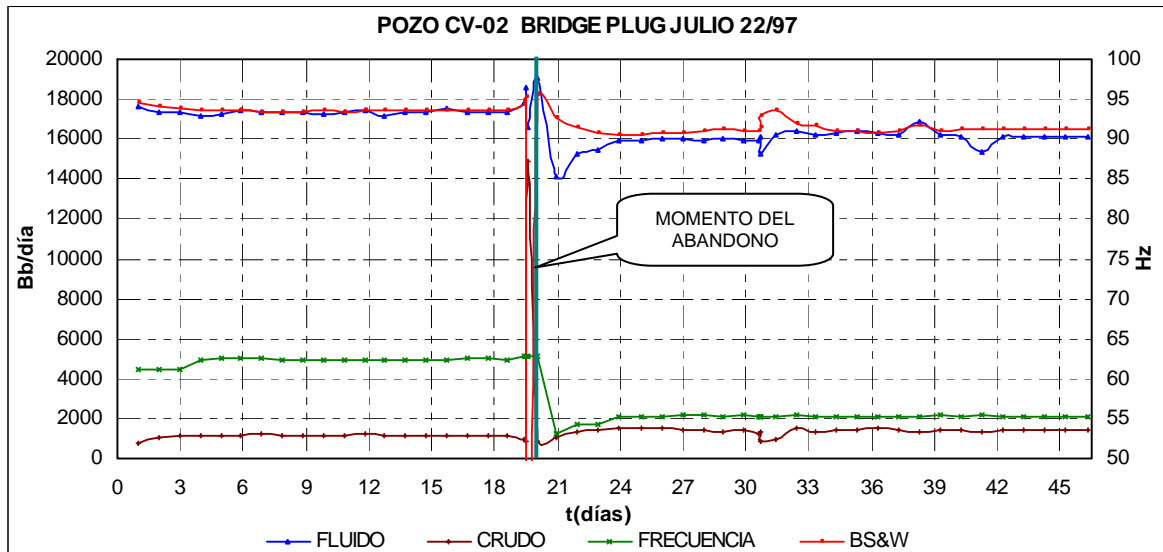


Fuente: Generada a partir de información tomada del Archivo Production Reporting\* perteneciente a la Base de Datos Operations Systems.

\* Significa Reportes de Producción.

Posteriormente, con su segundo workover, la disminución en la producción de fluido y en su corte de agua es evidente. La producción de crudo aumenta en 400 barriles aproximadamente.

**Figura 26. Comportamiento del pozo CV-02 antes y después de sentado el Bridge Plug para abandono de zonas el 22 de julio de 1.997**

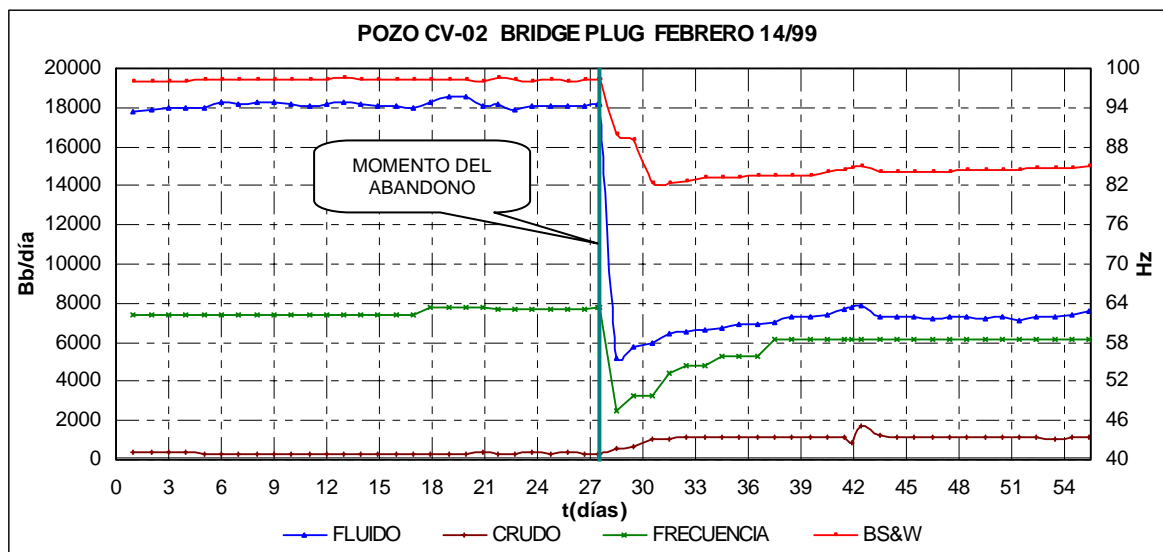


Fuente: Generada a partir de información tomada del Archivo Production Reporting\* perteneciente a la Base de Datos Operations Systems.

\* Significa Reportes de Producción.

Finalmente, Caño Verde-02 en su tercer abandono presenta una respuesta inmediata a la operación efectuada: después de venir produciendo a una tasa de 18,000 BFPD, pasa a producir a una tasa de 8,000 BFPD. La producción de crudo aumenta en casi 800 barriles.

**Figura 27. Comportamiento del pozo CV-02 antes y después de sentado el Bridge Plug para abandono de zonas el 14 de febrero de 1.999**

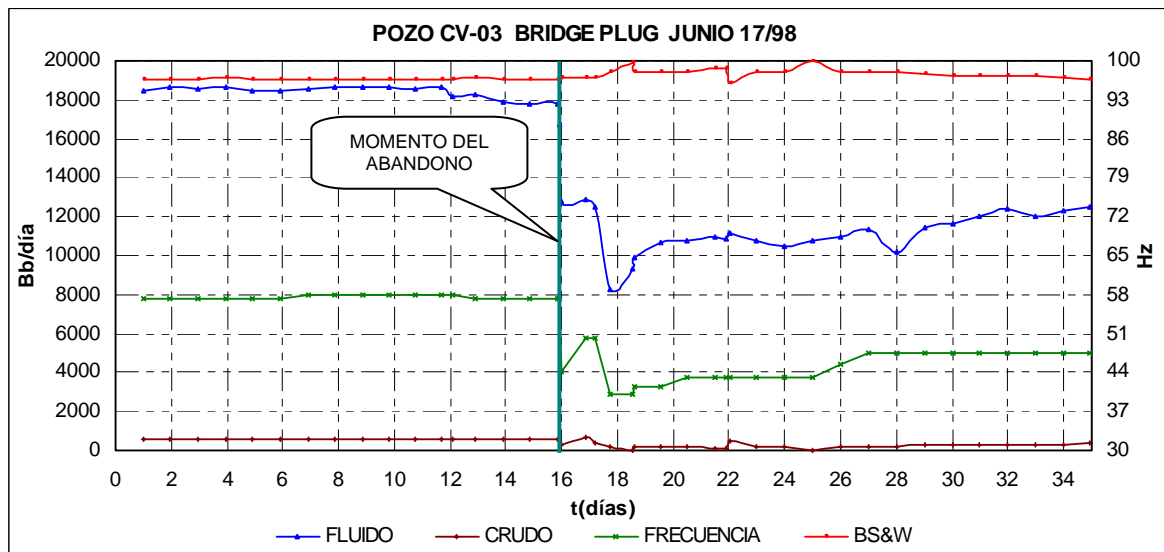


Fuente: Generada a partir de información tomada del Archivo Production Reporting\* perteneciente a la Base de Datos Operations Systems.

\* Significa Reportes de Producción.

**6.1.7 Comportamiento del Pozo Caño Verde-03:** Este pozo fue completado el 22 de marzo de 1.994. La tasa de producción de crudo muestra disminución, mientras el corte de agua refleja un pequeño incremento. Los intervalos abandonados aportaban aproximadamente el 50% de la producción del pozo.

**Figura 28. Comportamiento del pozo CV-03 antes y después de sentado el Bridge Plug para abandono de zonas el 17 de junio de 1.998**

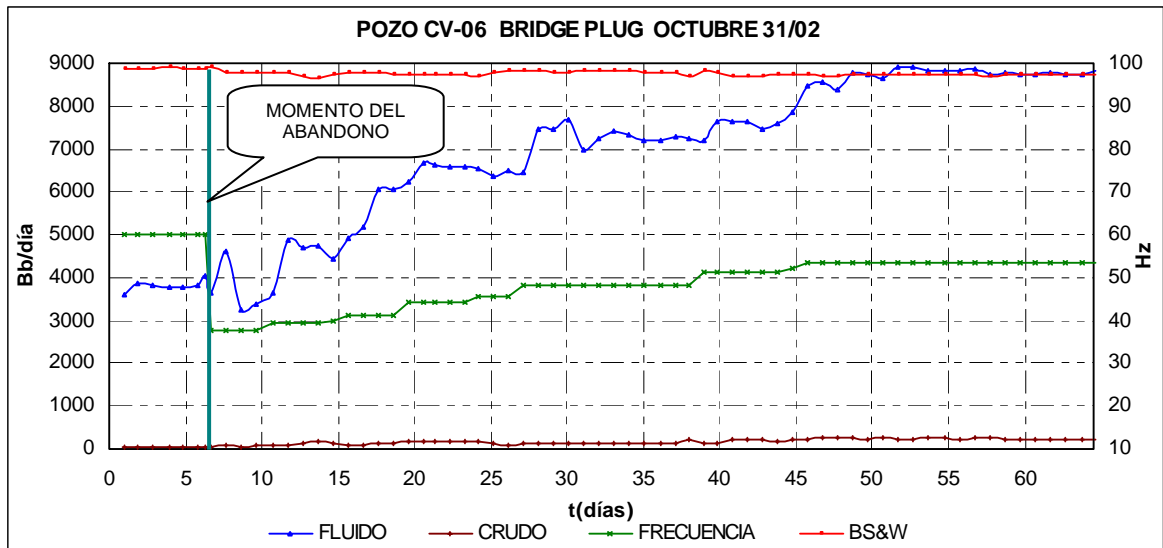


Fuente: Generada a partir de información tomada del Archivo Production Reporting\* perteneciente a la Base de Datos Operations Systems.

\* Significa Reportes de Producción.

**6.1.8 Comportamiento del Pozo Caño Verde-06:** Este pozo fue completado el 18 de septiembre de 1.998. Al parecer se decide incrementarse el draw down sobre las arenas otras arenas al instalarse un equipo de fondo con más manejo de fluido. Este pozo venía produciendo a una tasa de 50 BOPD; después de la operación comenzó a aumentar la tasa de producción de crudo, hasta llegar después de 90 días a los 200 BOPD, disminuyendo el corte que traía.

**Figura 29. Comportamiento del pozo CV-06 antes y después de sentado el Bridge Plug para abandono de zonas el 31 de octubre de 2.002**



Fuente: Generada a partir de información tomada del Archivo Production Reporting\* perteneciente a la Base de Datos Operations Systems.

Caño Verde-06 es un pozo que no presenta historia de producción de arena; antes del workover, contaba con un tipo de bomba de subsuelo GC-6100 AR, diseño que fue modificado al instalársele un equipo GC-8100 AR que permite manejar hasta 10.300 BFPD.

\* Significa Reportes de Producción.

## 7. GENERALIDADES DE LOS REGISTROS DE PRODUCCION

Los registros de producción tienen por objeto identificar y evaluar la naturaleza del flujo de fluidos durante la etapa productiva del pozo.

Los registros de producción corresponden a pruebas que se corren para evaluar las condiciones en fondo y determinar características particulares de cada intervalo productor, conociendo su aporte a la tasa de producción del pozo, la interacción entre dichos intervalos (Efecto Crossflow), su respectivo corte de agua, presión, temperatura, y un posible daño en la cara de la formación.

### 7.1 DEFINICIÓN DE CONCEPTOS RELACIONADOS CON LA PRODUCTIVIDAD DE UN POZO

**7.1.1 Índice de Productividad:** El Índice de Productividad es un indicador de la capacidad o habilidad para producir fluido de un yacimiento a través de un pozo. Se expresa como la relación entre el caudal producido y la caída de presión que se produzca en el reservorio.

En el caso de Caño Limón la presión dinámica de fondo de pozo ( $P_{wf}$ ) es superior a la presión del punto de burbuja determinada en 50 psi, por lo que podemos considerar al fluido como monofásico, y la curva que representa al índice de productividad estará dada por una línea recta según la siguiente ecuación:

$$IP = \frac{Q}{[P_r - P_{wf}]} \quad (2)$$

Donde,

IP = Índice de productividad, BOPD/psi

Q = Caudal de fluido producido, BOPD

Pr = Presión estática promedio del yacimiento, psi

$P_{wf}$  = Presión dinámica del yacimiento @ Q producida, psi

Debido a la presencia del acuífero, la producción de fluidos de los pozos del campo, cada vez es más creciente por la acción del frente de agua que irrumpe poco a poco en los mismos disminuyendo con ello la producción de crudo.

Por este hecho, la base de datos de Ingeniería de Producción y Yacimientos maneja el mismo concepto de dos diferentes formas: un Índice de Productividad Base (BOPD/psi) y un Índice de Productividad General (BFPD/psi), que es actualizado periódicamente de acuerdo al incremento en el corte de agua del pozo. Para ello se ha desarrollado una correlación en función del corte de agua que determina para corte de agua un factor de corrección del  $IP_B$ . Este es el que se usa para el diseño del equipo de levantamiento Electrosumergible, ya que corresponde a la verdadera capacidad de aporte de fluidos del pozo.

### **7.1.2 Determinación del Índice de Productividad**

El Índice de Productividad puede ser determinado a partir de diferentes pruebas. Dentro de las más usadas en Caño Limón podemos mencionar las siguientes:

- Pruebas PLT
- Pruebas MRT (uso de Memory Gauge)
- Pruebas MRT (uso de Ecosonda)

- Pruebas Draw Down
- Pruebas Build-Up
- A partir del estudio de Niveles estáticos y dinámicos de Fluidos

## **7.2 HERRAMIENTAS PARA REGISTROS DE PRODUCCION**

La calidad de los sensores que componen la herramienta PLT usada en los registros de producción, permiten obtener claros elementos de estudio de algunos parámetros del yacimiento tales como permeabilidad y factor de daño<sup>3</sup>.

Esta herramienta permite hacer mediciones tanto en estado estático como en estado dinámico, dejando a un lado los problemas de almacenamiento en la cara de la formación, lo cual evita tener que cerrar el pozo hasta alcanzar su estabilización.

La medición de tasas de flujo y presiones se lleva a cabo inmediatamente arriba de cada uno de los intervalos productores existentes, debido a que allí se alcanzan mejores condiciones de flujo que conducen a una mejor interpretación del registro.

Los registros de producción pueden ser corridos utilizando cualquiera de las dos sondas disponibles en el campo:

- Production Log Tool conocida como herramienta PLT
- Combinable Production Log Tool conocida como herramienta CPLT

---

<sup>3</sup> PIERS GE, Perkins J and ESCOTT D: "A New Flow meter for Production Logging and Well Testing", paper SPE 16819, Dallas, Texas, USA, Septiembre 27 de 1987.

Actualmente la herramienta que se está bajando es la CPLT, sin embargo la diferencia entre las sondas consiste en mejoras realizadas en el cartucho de telemetría.

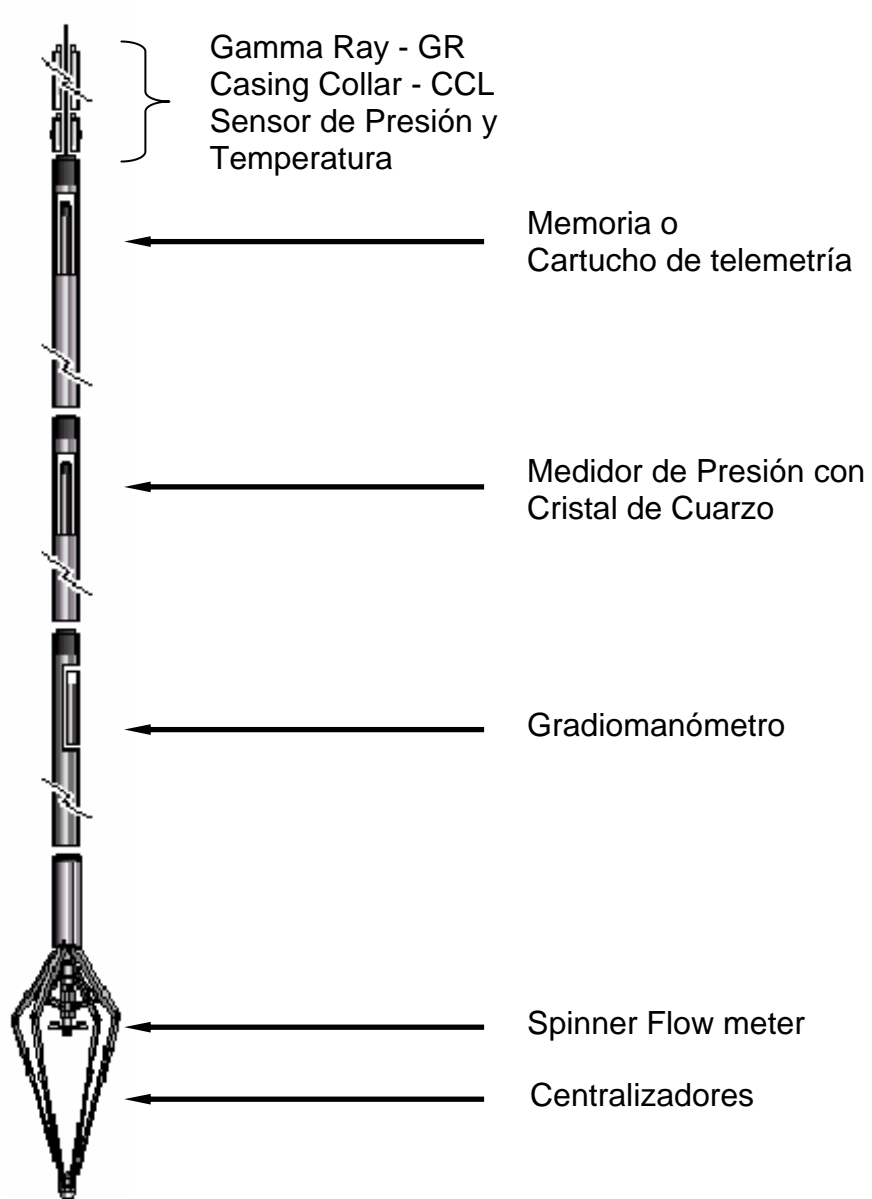
### **7.2.2 Partes de la herramienta CPLT.**

La herramienta cuenta con un cartucho de telemetría y los diferentes sensores. Dentro de los sensores encontramos siete tipos básicos:

- Spinner Flow meter ó hélice medidora de flujo
- Sensor de registro de Densidad ó Gradiomanómetro
- Sensor de registro de Temperatura
- Sensor de registro de Presión
- Sensor de registro Radiactivo ó Gamma Ray
- Sensor Localizador de Collares ó CCL
- Medidor de presión con cristal de cuarzo

La siguiente figura permite mostrar la configuración típica de la herramienta usada para correr los registros de producción en el campo:

Figura 30. Partes de la herramienta CPLT



Fuente: New – Technology Seminar, Schlumberger®.

® Marca Registrada

## 7.2.2 Descripción de las partes de la herramienta

### ▪ **Spinner Flow meter o Hélice motorizada**

Es la herramienta que se encarga de registrar el perfil de flujo. La medición de las tasas de flujo son usualmente obtenidas con la herramienta Spinner Flow meter. Consta de una hélice rotatoria de 4 aspas, protegidas por una jaula de cuatro brazos.

El spinner y los brazos pueden ser retraídos o expandidos en un rango de diámetros de 1-11/16" a 8-1/2" (apertura total) para revestimientos de 9-5/8" para la jaula. Esta operación la hace un motor localizado encima del spinner que es accionado por una señal desde superficie. La respuesta del spinner es dada en revoluciones por segundo (RPS), las cuales luego son convertidas en pulsos y enviados a través del cable eléctrico por medio del cartucho de telemetría a la unidad de interpretación en superficie.

### ▪ **Caliper o Centralizador Mecánico**

Esta parte de la herramienta presenta generalmente con cuatro o seis brazos articulados de forma mecánica los cuales se adaptan de acuerdo a los diámetros internos de las tuberías. Su función principal, es centralizar la herramienta dentro de las sargas de tuberías de producción para obtener valores más reales de densidad, y evitar con ello el roce del spinner contra las paredes de la tubería.

### ▪ **Sensor de Presión de Cristal de Cuarzo**

Su principio de funcionamiento se basa en un cristal de cuarzo, el cual se encarga de controlar un oscilador. La presión del fluido causa una distorsión que hace variar la frecuencia. Debido a que dicha frecuencia depende de la temperatura, la

medida de la frecuencia se corrige por esta, gracias al RTD (Resistance Temperature Device), suministrando de esta manera una mejor resolución y exactitud de los datos de presión.

#### ▪ **Sensores de registro de Densidad, Presión y Temperatura**

- **Densidad:** Es medida con un Gradiomanómetro que posee un diafragma lleno de silicona. La presión del pozo se transmite a 2 puntos separados 21" el uno del otro, y la presión diferencial es transmitida a un Sensor de presión equipado con un RTD para corregir por temperatura, dando al gradiomanómetro una mejor exactitud en la medición. Con la diferencia de presión y la distancia entre los dos puntos se calcula la densidad, que se debe corregir por inclinación con la ayuda de un acelerómetro. El acelerómetro determina la inclinación del pozo y de la herramienta mejorando la exactitud y la resolución vertical del gradiomanómetro.

- **Presión:** El Strain Gauge consta de un cilindro en cuya base hay una cavidad expuesta a la presión. En el exterior del cilindro se ubican 2 bobinados, uno de referencia y otro activo. La presión diferencial hace que la parte activa del cilindro se deforme, lo cual cambia la resistencia del embobinado activo. Este cambio es medido mediante un puente llamado Wheatstone.

- **Temperatura:** Es medida con una resistencia de platino expuesta al fluido, de similar funcionamiento al descrito en los registros de presión.

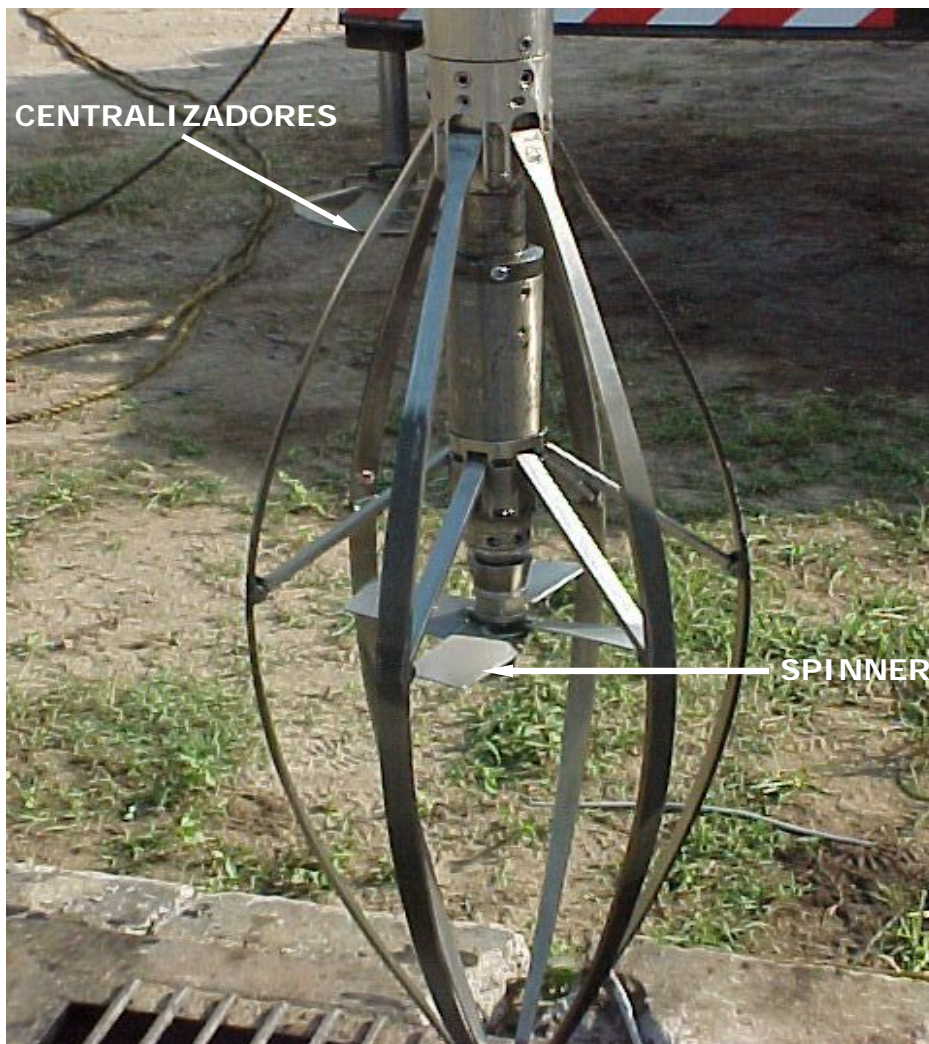
- **Cartucho de Telemetría:** Este cartucho se encarga de digitalizar y enviar mediante pulsos en canales de tiempo las señales de salida de cada uno de los sensores.

- **Sensor de Rayos Gamma:** Este Sensor suministra un medio para el control de la profundidad, midiendo estáticamente la radiación natural de la formación, la cual varía de acuerdo a la litología de las formaciones que atraviese.

- **Sensor Localizador de Collares CCL:** Este Sensor permite llevar control de profundidad mediante el registro de cada uno de los collares; su funcionamiento es igual al descrito en los registros de presión.

La siguiente figura corresponde a una fotografía de la sarta de registro PLT que usa actualmente por la compañía Schlumberger\* en las pruebas realizadas en el campo:

**Figura 31. Fotografía de Herramienta de Registro de Producción PLT**



Fuente: Base de Datos del Departamento de Producción e Ingeniería.

---

\* Marca registrada

### **7.3 REGISTRO DE PRODUCCION PLT\***

El registro de producción se lleva a cabo a través de estaciones y múltiples pasadas frente a los intervalos productores, registrando la respuesta de rotación de la hélice o spinner a través de los intervalos abiertos a cinco velocidades\* en direcciones tanto ascendentes como descendentes con el fin de evaluar si existen flujos cruzados y así determinar su dirección. Para ello se observa el perfil de temperatura al realizar corridas tanto con el pozo cerrado como con el pozo fluyendo para confirmar el flujo cruzado o cualquier posible anomalía detrás del revestimiento.

Al correr el registro, debe tratar de detectarse con la herramienta el contacto agua-aceite. Con esta información se puede evaluar mejor las lecturas del gradiomanómetro y ajustarlas al valor de la densidad del agua a condiciones del yacimiento estimado en 0.9700 gr/cc. Este ajuste se podría hacer también en el rat hole del pozo donde el fluido es 100% agua.

En general para cada zona se grafica la respuesta de rotación, las velocidades de flujo y el perfil de producción del pozo.

#### **7.3.1 Cuándo correr un Registro PLT**

La programación de estas pruebas de producción se realiza de acuerdo a la necesidad que exista de actualizar el perfil de producción de los pozos; sin embargo se suele usar en los siguientes casos:

---

\* Significa Production Log Test.

\* Normalmente se realizan pasadas a velocidades de 30 m/s, 60 m/s, 90 m/s y 120 m/s.

- Cuando el pozo candidato es nuevo, ya que no se cuenta con información de sus intervalos productores.
- En el caso de que el pozo presente un aumento abrupto en el corte de agua.
- Cuando el pozo ha sido sometido a alguna operación de workover como Cementaciones remediales, Recañoneos o adición de nuevas zonas productoras.
- Cuando se desee actualizar la información debido a que el último registro de pruebas de producción es superior a dos años.

### 7.3.2 Información necesaria para correr un Registro de Producción

La información básica para llevar a cabo el desarrollo de una prueba de producción es la siguiente:

- Estado Mecánico del pozo

Aquí se resaltan los siguientes elementos:

- Tipo de perforación de pozo.
- Profundidad efectiva del pozo.
- Para pozos que cuenten con arena en su historia de producción, su correspondiente tope.
- Rat - hole\*.
- En pozos que presenten instalada la herramienta "Y TOOL", conocer la profundidad a la que se encuentra el Blanking Plug.
- Y para aquellos pozos que presenten válvula de seguridad, su respectiva profundidad.

---

\* El Rat-Hole corresponde al espacio que queda por debajo del último intervalo productor perforado.

- Información de Producción

- Caudal actual del pozo.
- Corte de agua.
- Limitaciones del pozo.
- Frecuencia actual de operación del la Bomba Electro sumergible.

- Información del Yacimiento

- Intervalos productores abiertos.
- Pozos que este afecte mediante interferencia.
- Densidad y salinidad del agua de formación.
- Índice de Productividad del pozo.
- Presión del Punto de burbuja del yacimiento.
- Densidad del aceite.
- Relación de solubilidad del fluido (Rs).

- Parámetros de la prueba

- Frecuencia de operación de la bomba para los períodos de flujo (PDD<sup>\*</sup>).
- Profundidad de estabilización del flujo en el interior del pozo; para las pruebas de producción hechas en el campo, se ha establecido que aproximadamente 200 pies por encima de las perforaciones se tiene flujo laminar estabilizado, el cual es básico para no interferir en las mediciones de la herramienta PLT.

---

<sup>\*</sup> Hace referencia a la Prueba de Presión de Draw Down.

## **7.4 APLICACIONES DE LOS REGISTROS DE PRODUCCION**

En Caño Limón los registros de producción tienen como función principal determinar el perfil de flujo por medio de los medidores tipo hélice conocidos comúnmente como Flowmeter Spinner. Dentro de sus aplicaciones encontramos las siguientes:

### **7.4.1 Evaluación del Completamiento y Trabajos de Reacondicionamiento:**

- Permiten determinar del perfil de flujo del pozo
- Determinación del Índice de Productividad

### **7.4.2 Monitoreo del Comportamiento del Yacimiento:**

- Determinación del Comportamiento histórico del perfil de producción
- Determinación del avance del frente de agua
- Determinación de la tasa óptima de producción del pozo

### **7.4.3 Diagnóstico de Problemas:**

Los registros de producción además de determinar características de los intervalos productores del pozo, también permiten diagnosticar problemas comunes que se presentan durante la producción del mismo. Dentro de estos tenemos:

- Detección de anomalías en el diámetro interno del revestimiento
- Mala cementación
- Determinación de Crossflow\*
- Fugas empaques/tubing o empaques/casing<sup>4</sup>.

---

\* Significa Flujo cruzado, se presenta cuando un intervalo productor de alta presión viaja a través de uno de baja presión.

<sup>4</sup> New – Technology Seminar. Sslumberger, Bogotá, Agosto 23-24, 2.004.

## **7.5 ESTUDIO DEL HISTORICO DE REGISTROS DE PRODUCCION PLT DE ZONAS ABANDONADAS**

Hasta este momento se han seleccionado aquellos pozos con corte de agua superior al 97% de las estructuras Caño Limón y Caño Verde, y de ellos se han escogido aquellos que presentan zonas abandonadas; por otro lado, se efectuó un estudio de la historia de producción de cada uno de los pozos, analizando comportamientos antes y después de abandono para examinar el resultado de la operación; ahora, vamos a conocer bajo que condiciones fueron abandonadas dichas zonas.

Para ello se mostrarán los registros de producción históricos previos y posteriores a las fechas de cada uno de los workover de abandono. Es muy posible que algunos pozos no cuenten con registros de producción de fechas cercanas al abandono. Para ello se construirá un registro ideal previo al abandono con las siguientes suposiciones:

- Asumir que el porcentaje de distribución de aporte de fluidos de cada intervalo productor tomado del registro anterior, se mantiene igual hasta el momento del abandono.
- Se asume que la zona a abandonar en el peor de los casos presentaba influjo 100% de agua.
- Con los resultados obtenidos validar bajo que condiciones se abandonaron dichos intervalos de acuerdo a las condiciones de producción del momento (Tasa de fluido y Tasa de aceite).

## 7.5.1 Evaluación de PLT del pozo CL-04:

### 7.5.1.1 Primer Abandono Octubre 2 de 1.990

Corresponde al intervalo 7688'-7694' que es mostrado en color. El PLT más reciente fue realizado el 2 de marzo de 1.990, de acuerdo con la tabla 9:

**Tabla 9. PLT más reciente**

POZO CL-04 PLT PREVIO - MARZO 2 DE 1.990								
INTERVALO	ZONA	FLUIDO	%FLUIDO	%CRUDO	%AGUA	BWPD	BOPD	%CORTE
7617'-7627'	LCRM3B	1255.3	7.9	22.0	2.0	224.9	1030.5	17.9
7638'-7638.7'	LCRM3C	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
7638.7'-7644'	LCRM3C	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
7665'-7667'	LCRM3CS	1611.4	10.1	20.0	6.0	674.6	936.8	41.9
7671'-7678'	LCRM4A	1845.5	11.6	37.0	1.0	112.4	1733.1	6.1
7688'-7694'	LCRM4A	11214.8	70.4	21.0	91.0	10231.1	983.6	91.2
TOTAL		15927.0	100.0	100.0	100.0	11243.0	4684.0	70.6

Fuente: Archivo Production Reporting, base de datos Operations Systems, Occidental de Colombia, Inc.

El siguiente es el PLT supuesto antes de abandono asumiendo influjo 100% de agua de la zona abandonada:

**Tabla 10. PLT supuesto antes de abandono asumiendo influjo 100% de agua en zonas abandonadas**

POZO CL-04 PLT SUPUESTO - SEPTIEMBRE 26 DE 1.990								
INTERVALO	ZONA	FLUIDO	%FLUIDO	%CRUDO	%AGUA	BWPD	BOPD	CORTE
7617'-7627'	LCRM3B	1215.1	7.9	27.9	1.8	217.5	997.6	17.9
7638'-7638.7'	LCRM3C	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
7638.7'-7644'	LCRM3C	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
7665'-7667'	LCRM3CS	1553.5	10.1	25.2	5.5	650.9	902.6	41.9
7671'-7678'	LCRM4A	1784.2	11.6	46.9	0.9	108.8	1675.4	6.1
7688'-7694'	LCRM4A	10828.2	70.4	0.0	91.7	10828.2	0.0	100.0
TOTAL		15381.0	100.0	100.0	100.0	11805.5	3575.5	76.75

Fuente: Archivo Production Reporting, base de datos Operations Systems, Occidental de Colombia, Inc.

La comparación de los resultados obtenidos en el registro supuesto con la información de producción a dicha fecha es mostrada en la tabla 11:

**Tabla 11. Comparación de resultados reales y supuestos de PLT**

PRODUCCION SUPUESTA				PRODUCCION REAL			
BFPD	BOPD	BWPD	CORTE	BFPD	BOPD	BWPD	CORTE
15381	3576	11806	76.75	15381	1384	13997	91.0

Fuente: Archivo Production Reporting, base de datos Operations Systems, Occidental de Colombia, Inc.

La tasa de producción de agua supuesta es inferior a la registrada en el momento; esto indica que no podemos considerar la apertura de este intervalo porque muy seguramente al momento de abandono producía 100% agua.

El PLT inmediatamente posterior al evento de workover fue efectuado el 21 de noviembre de 1.990:

**Tabla 12. PLT realizado después del abandono**

POZO CL-04 PLT PREVIO - NOVIEMBRE 21 DE 1.990								
INTERVALO	ZONA	FLUIDO	%FLUIDO	%CRUDO	%AGUA	BWPD	BOPD	CORTE
7535'-7543'	LCRM1C	5121.0	32.4	33.0	32.0	2828.2	2292.8	55.2
7544'-7545'	LCRM1C1	1591.4	10.1	14.0	7.0	618.7	972.7	38.9
7579'-7589'	LCRM2A	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
7617'-7627'	LCRM3B	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
7638'-7638.7'	LCRM3C	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
7638.7'-7644'	LCRM3C	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
7665'-7667'	LCRM3C S	2879.3	18.2	0.0	0.0	1767.6	1111.7	0.0
7671'-7678'	LCRM4A	6194.3	39.2	16.0	20.0	3623.6	2570.8	58.5
TOTAL		15786.0	100.0	63.0	59.0	8838.0	6948.0	56.0

Fuente: Archivo Production Reporting, base de datos Operations Systems, Occidental de Colombia, Inc.

Los intervalos coloreados corresponden a nuevas zonas perforadas durante la operación de abandono.

### 7.5.1.2 Segundo abandono Marzo 23 de 1.994

El PLT más reciente al abandono es mostrado en la tabla 13; en color se distinguen los intervalos a abandonar:

**Tabla 13. PLT más reciente**

POZO CL-04 PLT REAL ANTES DE ABANDONO - JULIO 22 DE 1991								
INTERVALO	ZONA	FLUIDO	%FLUIDO	%CRUDO	%AGUA	BWPD	BOPD	%CORTE
7579'-7589'	LCRM2A	415.8	2.0	13.0	1.0	193.4	222.4	46.5
7617'-7627'	LCRM3B	1291.9	6.1	19.0	5.0	966.9	325.1	74.8
7638'-7644'	LCRM3C	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
7638.7'-7644'	LCRM3C	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
7665'-7667'	LCRM3CS	648.6	3.1	4.0	3.0	580.1	68.4	89.4
7671'-7678'	LCRM4A	18691.7	88.8	64.0	91.0	17596.7	1095.0	94.1
TOTAL		21048.0	100.0	100.0	100.0	19337.0	1711.0	91.9

Fuente: Archivo Production Reporting, base de datos Operations Systems, Occidental de Colombia, Inc.

A continuación se presenta el PLT supuesto antes de abandono asumiendo en ellos influjo 100% de agua:

**Tabla 14. PLT supuesto antes de abandono asumiendo influjo 100% de agua en zonas abandonadas**

POZO CL-04 PLT SUPUESTO ANTES DE ABANDONO - MARZO 10 DE 1.994								
INTERVALO	ZONA	FLUIDO	%FLUIDO	%CRUDO	%AGUA	BWPD	BOPD	%CORTE
7579'-7589'	LCRM2A	312.1	2.0	40.6	0.9	145.1	167.0	46.5
7617'-7627'	LCRM3B	969.8	6.1	59.4	4.7	725.8	244.0	74.8
7638'-7644'	LCRM3C	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
7638.7'-7644'	LCRM3C	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
7665'-7667'	LCRM3CS	486.8	3.1	0.0	3.2	486.8	0.0	100.0
7671'-7678'	LCRM4A	14031.2	88.8	0.0	91.2	14031.2	0.0	100.0
TOTAL		15800.0	100.0	100.0	100.0	15389.0	411.0	97.4

Fuente: Archivo Production Reporting, base de datos Operations Systems, Occidental de Colombia, Inc.

La comparación de los resultados obtenidos en el registro supuesto con la información de producción a dicha fecha es mostrada en la tabla 15:

**Tabla 15. Comparación de resultados reales y supuestos de PLT**

PRODUCCION SUPUESTA				PRODUCCION REAL			
BFPD	BOPD	BWPD	%CORTE	BFPD	BOPD	BWPD	%CORTE
15800	411.0	15389.0	97.4	15800	790	15010	95.0

Fuente: Archivo Production Reporting, base de datos Operations Systems, Occidental de Colombia, Inc.

La producción de agua asumiendo influjo 100% de las zonas abandonar es superior al registrado antes del workover, lo que indica que los intervalos estaban produciendo crudo.

El PLT inmediatamente anterior es presentado en la siguiente tabla:

**Tabla 16. PLT realizado después del abandono**

POZO CL-04 PLT REAL DESPUES DE ABANDONO - NOVIEMBRE 17 DE 1.997								
INTERVALO	ZONA	FLUIDO	%FLUIDO	%CRUDO	%AGUA	BWPD	BOPD	%CORTE
7535'-7545'	LCRM1C1	1036.0	5.1	6.0	5.0	916.5	119.6	4.5
7579'-7589'	LCRM2A	8778.3	43.2	45.0	43.0	7881.5	896.9	38.8
7617'-7627'	LCRM3B	10507.7	51.7	49.0	52.0	9531.1	976.6	46.9
7638'-7644'	LCRM3C	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
7638.7'-7644'	LCRM3C	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTAL		20322.0	100.0	100.0	100.0	18329.0	1993.0	90.2

Fuente: Archivo Production Reporting, base de datos Operations Systems, Occidental de Colombia, Inc.

## 7.5.2 Evaluación de PLT del pozo CL-05:

### 7.5.2.1 Primer abandono Enero 24 de 1.992

El PLT más cercano corresponde a octubre 1 de 1991:

**Tabla 17. PLT realizado antes del abandono**

POZO CL-05 PLT REAL ANTES DE ABANDONO - JULIO 5 DE 1.992								
INTERVALO	ZONA	FLUIDO	%FLUIDO	%CRUDO	%AGUA	BWPD	BOPD	%CORTE
7576'-7577'	LCRM1A2	182.8	1.0	1.0	1.0	149.1	33.7	81.6
7577'-7596'	LCRM1B	2350.4	12.9	52.0	4.0	596.4	1754.0	25.4
7606'-7617'	LCRM1C1	202.4	1.1	6.0	0.0	0.0	202.4	0.0
7626'-7631'	LCRM1C2	995.9	5.4	3.0	6.0	894.7	101.2	89.8
7648'-7650'	LCRM2A	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
7654'-7668'	LCRM2A	2526.0	13.8	13.0	14.0	2087.5	438.5	82.6
7679'-7682'	LCRM2B	2554.4	14.0	5.0	16.0	2385.8	168.7	93.4
7684'-7688'	LCRM2B	9472.1	51.8	20.0	59.0	8797.5	674.6	92.9
TOTAL		18284.0	100.0	100.0	100.0	14911.0	3373.0	81.6

Fuente: Archivo Production Reporting, base de datos Operations Systems, Occidental de Colombia, Inc.

A continuación se presenta el PLT supuesto antes de abandono asumiendo en ellos influjo 100% de agua:

**Tabla 18. PLT supuesto antes de abandono asumiendo influjo 100% de agua en zonas abandonadas**

POZO CL-05 PLT SUPUESTO ANTES DE ABANDONO - OCTUBRE 6 DE 1.993								
INTERVALO	ZONA	FLUIDO	%FLUIDO	%CRUDO	%AGUA	BWPD	BOPD	%CORTE
7576'-7577'	LCRM1A2	198.7	1.0	1.3	0.9	162.0	36.7	81.6
7577'-7596'	LCRM1B	2552.9	12.9	69.3	3.8	647.8	1905.1	25.4
7606'-7617'	LCRM1C1	220.5	1.1	8.0	0.0	0.0	220.5	0.0
7626'-7631'	LCRM1C2	1082.8	5.5	4.0	5.7	972.7	110.0	89.8
7648'-7650'	LCRM2A	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
7654'-7668'	LCRM2A	2745.6	13.8	17.3	13.3	2269.0	476.6	82.6
7679'-7682'	LCRM2B	2775.4	14.0	0.0	16.2	2775.4	0.0	100.0
7684'-7688'	LCRM2B	10292.2	51.8	0.0	60.1	10292.2	0.0	100.0
TOTAL		19868.1	100.0	100.0	100.0	17119.2	2748.9	86.2

Fuente: Archivo Production Reporting, base de datos Operations Systems, Occidental de Colombia, Inc.

La comparación de los resultados obtenidos en el registro supuesto con la información de producción a dicha fecha es mostrada en la tabla 19:

**Tabla 19. Comparación de resultados reales y supuestos de PLT**

PRODUCCION SUPUESTA				PRODUCCION REAL			
BFPD	BOPD	BWPD	%CORTE	BFPD	BOPD	BWPD	%CORTE
19867	2747.8	17119.2	86.17	19867	2176	15956	80.31

Fuente: Archivo Production Reporting, base de datos Operations Systems, Occidental de Colombia, Inc.

El PLT inmediatamente anterior es presentado en la siguiente tabla:

**Tabla 20. PLT realizado después del abandono**

POZO CL-05 PLT REAL DESPUES DE ABANDONO - AGOSTO 17 DE 1.994								
INTERVALO	ZONA	FLUIDO	%FLUIDO	%CRUDO	%AGUA	BWPD	BOPD	%CORTE
7576'-7577'	LCRM1A2	229.6	1.2	2.0	1.0	166.2	63.5	72.4
7577'-7596'	LCRM1B	9725.8	49.1	76.0	44.0	7313.8	2412.0	75.2
7606'-7617'	LCRM1C1	5050.0	25.5	2.0	30.0	4986.3	63.6	98.7
7626'-7631'	LCRM1C2	696.8	3.5	1.0	4.0	665.0	31.8	95.4
7648'-7650'	LCRM2A	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
7654'-7668'	LCRM2A	4093.8	20.7	19.0	21.0	3490.8	603.0	85.3
TOTAL		19796.0	100.0	100.0	100.0	16622.1	3173.9	84.0

Fuente: Archivo Production Reporting, base de datos Operations Systems, Occidental de Colombia, Inc.

### 7.5.2.3 Segundo abandono Octubre 15 de 1.993

El PLT más cercano se registra en la siguiente tabla:

**Tabla 21. PLT más reciente**

POZO CL-05 PLT REAL ANTES DE ABANDONO - JULIO 5 DE 1.992								
INTERVALO	ZONA	FLUIDO	%FLUIDO	%CRUDO	%AGUA	BWPD	BOPD	%CORTE
7576'-7577'	LCRM1A2	182.8	1.0	1.0	1.0	149.1	33.7	81.6
7577'-7596'	LCRM1B	2350.4	12.9	52.0	4.0	596.4	1754.0	25.4
7606'-7617'	LCRM1C1	202.4	1.1	6.0	0.0	0.0	202.4	0.0
7626'-7631'	LCRM1C2	995.9	5.4	3.0	6.0	894.7	101.2	89.8
7648'-7650'	LCRM2A	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
7654'-7668'	LCRM2A	2526.0	13.8	13.0	14.0	2087.5	438.5	82.6
7679'-7682'	LCRM2B	2554.4	14.0	5.0	16.0	2385.8	168.7	93.4
7684'-7688'	LCRM2B	9472.1	51.8	20.0	59.0	8797.5	674.6	92.9
TOTAL		18284.0	100.0	100.0	100.0	14911.0	3373.0	81.6

Fuente: Archivo Production Reporting, base de datos Operations Systems, Occidental de Colombia, Inc.

El PLT supuesto antes de abandono asumiendo influjo 100% de agua:

**Tabla 22. PLT supuesto antes de abandono asumiendo influjo 100% de agua**

POZO CL-05 PLT SUPUESTO ANTES DE ABANDONO - OCTUBRE 6 DE 1.993								
INTERVALO	ZONA	FLUIDO	%FLUIDO	%CRUDO	%AGUA	BWPD	BOPD	%CORTE
7576'-7577'	LCRM1A2	198.7	1.0	1.3	0.9	162.0	36.7	81.6
7577'-7596'	LCRM1B	2552.9	12.9	69.3	3.8	647.8	1905.1	25.4
7606'-7617'	LCRM1C1	220.5	1.1	8.0	0.0	0.0	220.5	0.0
7626'-7631'	LCRM1C2	1082.8	5.5	4.0	5.7	972.7	110.0	89.8
7648'-7650'	LCRM2A	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
7654'-7668'	LCRM2A	2745.6	13.8	17.3	13.3	2269.0	476.6	82.6
7679'-7682'	LCRM2B	2775.4	14.0	0.0	16.2	2775.4	0.0	100.0
7684'-7688'	LCRM2B	10292.2	51.8	0.0	60.1	10292.2	0.0	100.0
TOTAL		19868.1	100.0	100.0	100.0	17119.2	2748.9	86.2

Fuente: Archivo Production Reporting, base de datos Operations Systems, Occidental de Colombia, Inc.

La comparación de los resultados obtenidos en el registro supuesto con la información de producción a dicha fecha es mostrada en la tabla 23:

**Tabla 23. Comparación de resultados reales y supuestos de PLT**

PRODUCCION SUPUESTA				PRODUCCION REAL			
BFPD	BOPD	BWPD	%CORTE	BFPD	BOPD	BWPD	%CORTE
19867	2747.8	17119.2	86.17	19867	2176	15956	80.31

Fuente: Archivo Production Reporting, base de datos Operations Systems, Occidental de Colombia, Inc.

El PLT inmediatamente después tiene fecha 17 de agosto de 1.994:

**Tabla 24. PLT realizado después del abandono**

POZO CL-05 PLT REAL DESPUES DE ABANDONO - AGOSTO 17 DE 1.994								
INTERVALO	ZONA	FLUIDO	%FLUIDO	%CRUDO	%AGUA	BWPD	BOPD	%CORTE
7576'-7577'	LCRM1A2	229.6	1.2	2.0	1.0	166.2	63.5	72.4
7577'-7596'	LCRM1B	9725.8	49.1	76.0	44.0	7313.8	2412.0	75.2
7606'-7617'	LCRM1C1	5050.0	25.5	2.0	30.0	4986.3	63.6	98.7
7626'-7631'	LCRM1C2	696.8	3.5	1.0	4.0	665.0	31.8	95.4
7648'-7650'	LCRM2A	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
7654'-7668'	LCRM2A	4093.8	20.7	19.0	21.0	3490.8	603.0	85.3
TOTAL		19796.0	100.0	100.0	100.0	16622.1	3173.9	84.0

Fuente: Archivo Production Reporting, base de datos Operations Systems, Occidental de Colombia, Inc.

#### 7.5.2.4 Tercer abandono enero 2 de 1.996

El PLT más cercano fue realizado el 17 de agosto de 1.994, y se encuentra en la tabla 20.

A continuación la tabla 21 plantea un registro ideal asumiendo que las zonas a abandonar producían solo agua:

**Tabla 25. PLT supuesto asumiendo influjo 100% de zonas abandonadas**

POZO CL-05 PLT SUPUESTO - DICIEMBRE 27 DE 1.995								
INTERVALO	ZONA	FLUIDO	%FLUIDO	%CRUDO	%AGUA	BWPD	BOPD	%CORTE
7576'-7577'	LCRM1A2	219.5	1.2	1.9	1.0	158.9	60.7	72.4
7577'-7596'	LCRM1B	9297.9	49.1	72.7	42.1	6992.0	2305.9	75.2
7606'-7617'	LCRM1C1	4827.8	25.5	0.0	29.0	4827.8	0.0	100.0
7626'-7631'	LCRM1C2	666.2	3.5	0.0	4.0	666.2	0.0	100.0
7648'-7650'	LCRM2A	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
7654'-7668'	LCRM2A	3913.7	20.7	18.2	20.1	3336.0	577.7	85.2
TOTAL		18925.0	100.0	92.8	96.1	15980.8	2944.2	84.4

Fuente: Archivo Production Reporting, base de datos Operations Systems, Occidental de Colombia, Inc.

La comparación de los resultados obtenidos en el registro supuesto con la información de producción a dicha fecha es mostrada en la tabla 26:

**Tabla 26. Comparación de resultados reales y supuestos de PLT**

PRODUCCION SUPUESTA				PRODUCCION REAL			
BFPD	BOPD	BWPD	%CORTE	BFPD	BOPD	BWPD	%CORTE
18925	2944.2	15980.8	84.4	18925	1325	17600	93.0

Fuente: Archivo Production Reporting, base de datos Operations Systems, Occidental de Colombia, Inc.

El PLT efectuado inmediatamente después al abandono se realizó el 5 de junio de 1.996:

**Tabla 27. PLT realizado después del abandono**

POZO CL-05 PLT REAL DESPUES DE ABANDONO - JUNIO 5 DE 1.996								
INTERVALO	ZONA	FLUIDO	%FLUIDO	%CRUDO	%AGUA	BWPD	BOPD	%CORTE
7576'-7577'	LCRM1A2	212.9	1.1	2.0	1.0	191.2	21.7	89.8
7577'-7596'	LCRM1B	14385.1	71.2	93.0	70.0	13376.7	1008.4	93.0
7648'-7650'	LCRM2A	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
7654'-7668'	LCRM2A	5596.0	27.7	5.0	29.0	5541.8	54.3	99.0
TOTAL		20194.0	100.0	100.0	100.0	19109.6	1084.4	94.6

Fuente: Archivo Production Reporting, base de datos Operations Systems, Occidental de Colombia, Inc.

#### 7.5.2.5 Cuarto abandono efectuado el 17 de Mayo de 1.999

El PLT más reciente antes del aislamiento fue realizado el 5 de junio de 1.996 en las zonas LCRM2A y es mostrado en la tabla 23. Esta muestra una zona aporte de fluidos y otra inundada al 99% de agua.

La siguiente tabla corresponde al PLT supuesto:

**Tabla 28. PLT supuesto asumiendo influjo 100% de zonas abandonadas**

POZO CL-05 PLT SUPUESTO - MAYO 12 DE 1.999								
INTERVALO	ZONA	FLUIDO	%FLUIDO	%CRUDO	%AGUA	BWPD	BOPD	%CORTE
7576'-7577'	LCRM1A2	235.7	1.1	2.1	1.0	211.6	24.0	89.8
7577'-7596'	LCRM1B	15931.6	71.2	97.9	69.8	14814.8	1116.8	93.0
7648'-7650'	LCRM2A	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
7654'-7668'	LCRM2A	6197.7	27.7	0.0	29.2	6197.7	0.0	100.0
TOTAL		22365.0	100.0	100.0	100.0	21224.2	1140.8	94.90

Fuente: Archivo Production Reporting, base de datos Operations Systems, Occidental de Colombia, Inc.

La comparación de los resultados obtenidos en el registro supuesto con la información de producción a dicha fecha es mostrada a continuación:

**Tabla 29. Comparación de resultados reales y supuestos de PLT**

PRODUCCION SUPUESTA				PRODUCCION REAL			
BFPD	BOPD	BWPD	%CORTE	BFPD	BOPD	BWPD	%CORTE
22365	1140.8	21224.2	94.90	22365	738	21627	96.70

Fuente: Archivo Production Reporting, base de datos Operations Systems, Occidental de Colombia, Inc.

Los resultados muestran que las zonas no producían crudo al momento del abandono.

### 7.5.3 Evaluación de PLT del pozo CL-09:

#### 7.5.3.1 Primer abandono corresponde al 25 de Junio de 1.990

El registro más reciente muestra inundación 100% de uno de los intervalos productores:

**Tabla 30. PLT más reciente**

POZO CL-09 PLT REAL ANTES DE ABANDONO - NOV-18 DE 1.989								
INTERVALO	ZONA	FLUIDO	%FLUIDO	%CRUDO	%AGUA	BWPD	BOPD	%CORTE
7710'-7716'	LCRM2B	7737.9	49.2	71.0	47.0	6718.8	1019.1	86.8
7722'-7732'	LCRM2B	1143.6	7.3	0.0	8.0	1143.6	0.0	100.0
7737'-7745'	LCRM3A	6849.3	43.5	29.0	45.0	6432.8	416.4	93.9
TOTAL		15730.8	100.0	100.0	100.0	14295.3	1435.5	90.9

Fuente: Archivo Production Reporting, base de datos Operations Systems, Occidental de Colombia, Inc.

La siguiente tabla corresponde al PLT supuesto al momento del abandono:

**Tabla 31. PLT supuesto asumiendo influjo 100% de agua en zonas aisladas**

POZO CL-09 PLT SUPUESTO - JUNIO 23 DE 1.990								
INTERVALO	ZONA	FLUIDO	%FLUIDO	%CRUDO	%AGUA	BWPD	BOPD	%CORTE
7710'-7716'	LCRM2B	7676.9	49.2	100.0	45.7	6665.9	1011.1	86.8
7722'-7732'	LCRM2B	1134.6	7.3	0.0	7.8	1134.6	0.0	100.0
7737'-7745'	LCRM3A	6795.3	43.5	0.0	46.6	6795.3	0.0	100.0
TOTAL		15606.8	100.0	100.0	100.0	14595.8	1011.1	93.5

Fuente: Archivo Production Reporting, base de datos Operations Systems, Occidental de Colombia, Inc.

La comparación de los resultados obtenidos en el registro supuesto con la información de producción a dicha fecha es mostrada en la tabla 28:

**Tabla 32. Comparación de resultados reales y supuestos de PLT**

PRODUCCION SUPUESTA				PRODUCCION REAL			
BFPD	BOPD	BWPD	%CORTE	BFPD	BOPD	BWPD	%CORTE
15607	1011.2	14595.8	93.5	15607	1092.5	14514.5	93

Fuente: Archivo Production Reporting, base de datos Operations Systems, Occidental de Colombia, Inc.

En la siguiente hoja se muestra el PLT corrido inmediatamente después de abandono y perforación de un nuevo intervalo productor (LCRM1C1):

**Tabla 33. PLT realizado después del abandono**

POZO CL-09 PLT REAL DESPUES DE ABANDONO - JULIO 29 DE 1.990								
INTERVALO	ZONA	FLUIDO	%FLUIDO	%CRUDO	%AGUA	BWPD	BOPD	%CORTE
7610'-7629'	LCRM1C1	4792.2	30.3	77.0	22.0	2952.6	1839.5	61.6
7710'-7716'	LCRM2B	11017.9	69.7	23.0	78.0	10468.4	549.5	95.0
TOTAL		15810.0	100.0	100.0	100.0	13421.0	2389.0	84.9

Fuente: Archivo Production Reporting, base de datos Operations Systems, Occidental de Colombia, Inc.

**7.5.3.2 Segundo abandono realizado el 20 de Octubre de 1.990:**

El PLT más cercano fue realizado el 29 de Julio de 1.990, y es presentado en la tabla 29. La zona a abandonar corresponde a la LCRM2B.

En la tabla 30 encontramos el PLT supuesto:

**Tabla 34. PLT supuesto asumiendo influjo 100% de agua de zonas aisladas**

POZO CL-09 PLT SUPUESTO - OCTUBRE 16 DE 1.990								
INTERVALO	ZONA	FLUIDO	%FLUIDO	%CRUDO	%AGUA	BWPD	BOPD	%CORTE
7610'-7629'	LCRM1C1	4629.5	30.3	100.0	21.1	2852.3	1777.3	61.6
7710'-7716'	LCRM2B	10644.5	69.7	0.0	78.9	10644.5	0.0	100.0
TOTAL		15274.0	100.0	100.0	100.0	13496.7	1777.3	88.4

Fuente: Archivo Production Reporting, base de datos Operations Systems, Occidental de Colombia, Inc.

La comparación de los resultados obtenidos en el registro supuesto con la información de producción a dicha fecha es mostrada en la siguiente tabla:

**Tabla 35. Comparación de resultados reales y supuestos de PLT**

PRODUCCION SUPUESTA				PRODUCCION REAL			
BFPD	BOPD	BWPD	%CORTE	BFPD	BOPD	BWPD	%CORTE
15274	1777.3	13496.7	88.4	15274	1069.2	14204.8	93.0

Fuente: Archivo Production Reporting, base de datos Operations Systems, Occidental de Colombia, Inc.

El PLT realizado inmediatamente después es el siguiente, en el cual se puede observar además la apertura de un nuevo intervalo productor en la parte superior de la cara de la arena:

**Tabla 36. PLT realizado después del abandono**

POZO CL-09 PLT REAL DESPUES DE ABANDONO - NOVIEMBRE 23 DE 1.990								
INTERVALO	ZONA	FLUIDO	%FLUIDO	%CRUDO	%AGUA	BWPD	BOPD	%CORTE
7589'-7594'	LCRM1B	2401.2	15.4	17.0	14.0	1178.4	1222.8	49.1
7610'-7630'	LCRM1C1	13208.8	84.6	83.0	86.0	7238.6	5970.2	54.8
TOTAL		15610.0	100.0	100.0	100.0	8417.0	7193.0	84.9

Fuente: Archivo Production Reporting, base de datos Operations Systems, Occidental de Colombia, Inc.

## 7.5.4 Evaluación de PLT del pozo CL-11:

### 7.5.4.1 Primer abandono efectuado el 2 de abril de 1.995:

El PLT más cercano al abandono es mostrado a continuación:

**Tabla 37. PLT más reciente**

CL-11 PLT REAL ANTES DE ABANDONO - SEPTIEMBRE 27 DE 1.994								
INTERVALO	ZONA	FLUIDO	%FLUIDO	%CRUDO	%AGUA	BWPD	BOPD	%CORTE
7637'-7641'	LCRM2B	316.4	2.1	5.2	2.0	290.5	25.8	91.8
7649'-7653'	LCRM3A	172.3	1.1	5.2	1.0	146.3	26.0	84.9
7661'-7662'	LCRM3AS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
7662'-7668'	LCRM3B	317.6	2.1	34.6	1.0	145.2	172.4	45.7
7676'-7679'	LCRM3B	488.7	3.2	39.8	2.0	290.5	198.2	59.4
7700'-7704'	LCRM3C	1239.6	8.1	15.6	7.8	1162.0	77.6	93.7
7752'-7758'	LCRMAB	12852.5	83.5	72.7	84.1	12490.0	362.4	97.2
TOTAL		15387.0	100.0	173.0	97.8	14524.5	862.5	94.4

Fuente: Archivo Production Reporting, base de datos Operations Systems, Occidental de Colombia, Inc.

PLT supuesto asumiendo influjo 100% de agua antes del abandono:

**Tabla 38. PLT supuesto asumiendo influjo 100% de agua antes del abandono**

POZO CL-11 PLT SUPUESTO - MARZO 14 DE 1.995								
INTERVALO	ZONA	FLUIDO	%FLUIDO	%CRUDO	%AGUA	BWPD	BOPD	%CORTE
7637'-7641'	LCRM2B	315.5	2.1	5.2	2.0	289.7	25.8	91.8
7649'-7653'	LCRM3A	171.8	1.1	5.2	1.0	145.9	26.0	84.9
7661'-7662'	LCRM3AS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
7662'-7668'	LCRM3B	316.7	2.1	34.5	1.0	144.8	171.9	45.7
7676'-7679'	LCRM3B	487.3	3.2	39.6	2.0	289.6	197.6	59.4
7700'-7704'	LCRM3C	1236.0	8.1	15.5	7.8	1158.7	77.4	93.7
7752'-7758'	LCRMAB	12815.7	83.5	0.0	86.3	12815.7	0.0	100.0
TOTAL		15343.0	100.0	100.0	100.0	14844.4	498.6	96.75

Fuente: Archivo Production Reporting, base de datos Operations Systems, Occidental de Colombia, Inc.

La comparación de los resultados obtenidos en el registro supuesto con la información de producción a dicha fecha es mostrada en la tabla 32:

**Tabla 39. Comparación de resultados reales y supuestos de PLT**

PRODUCCION SUPUESTA				PRODUCCION REAL			
BFPD	BOPD	BWPD	%CORTE	BFPD	BOPD	BWPD	%CORTE
15343	498.62	14844.38	96.75	15343	767.2	14575.9	95.0

Fuente: Archivo Production Reporting, base de datos Operations Systems, Occidental de Colombia, Inc.

La tabla 40 corresponde al PLT efectuado inmediatamente después del aislamiento de los intervalos productores:

**Tabla 40. PLT realizado después del abandono**

POZO CL-11 PLT REAL DESPUES DE ABANDONO - AGOSTO 28 DE 1.998								
INTERVALO	ZONA	FLUIDO	%FLUIDO	%CRUDO	%AGUA	BWPD	BOPD	%CORTE
7637'-7641'	LCRM2B	2696.7	19.3	45.0	18.0	2390.2	306.5	88.6
7649'-7653'	LCRM3A	1310.8	9.4	17.0	9.0	1195.1	115.8	91.2
7661'-7662'	LCRM3AS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
7662'-7668'	LCRM3B	7507.7	53.8	30.0	55.0	7303.5	204.3	97.3
7676'-7679'	LCRM3B	1474.3	10.6	2.0	11.0	1460.7	13.6	99.1
7700'-7704'	LCRM3C	970.4	7.0	6.0	7.0	929.5	40.9	95.8
TOTAL		13959.9	100.0	100.0	100.0	13279.0	681.0	95.1

Fuente: Archivo Production Reporting, base de datos Operations Systems, Occidental de Colombia, Inc.

## 7.5.5 Evaluación de PLT del pozo CL-17:

### 7.5.5.1 Primer abandono efectuado el 1 de agosto de 2.000

El PLT más cercano corresponde a la fecha 26 de Marzo de 1.996. Este muestra una pobre producción de aceite igual a 47 BOPD con un aporte de agua de 3290 barriles que de entrada lo aparta de la propuesta de apertura:

**Tabla 41. PLT más reciente**

POZO CL-17 PLT REAL ANTES DE ABANDONO - MARZO 26 DE 1.996								
INTERVALO	ZONA	FLUIDO	%FLUIDO	%CRUDO	%AGUA	BWPD	BOPD	%CORTE
7556'-7566'	LCRM1A2	18161.3	84.5	100.0	84.8	17271.4	889.9	95.1
7597'-7603'	LCRM1C1	3336.7	15.5	0.0	16.1	3290.0	46.7	98.6
TOTAL		21498.0	100.0	100.0	100.9	20561.4	936.6	95.6

Fuente: Archivo Production Reporting, base de datos Operations Systems, Occidental de Colombia, Inc.

El PLT supuesto sumiendo 100% de influjo de agua se observa en la tabla 42:

**Tabla 42. PLT supuesto sumiendo 100% de influjo de agua**

POZO CL-17 PLT SUPUESTO - JULIO 25 DE 2.000								
INTERVALO	ZONA	FLUIDO	%FLUIDO	%CRUDO	%AGUA	BWPD	BOPD	%CORTE
7556'-7566'	LCRM1A2	17957.7	84.5	100.0	83.8	17077.8	879.9	95.1
7597'-7603'	LCRM1C1	3299.3	15.5	0.0	16.2	3299.3	0.0	100.0
TOTAL		21257.0	100.0	100.0	100.0	20377.1	879.9	95.86

Fuente: Archivo Production Reporting, base de datos Operations Systems, Occidental de Colombia, Inc.

A continuación, la tabla 43 permite confirmar que al momento del abandono solo se producía agua por el intervalo a abandonar:

**Tabla 43. Comparación de resultados reales y supuestos de PLT**

PRODUCCION SUPUESTA				PRODUCCION REAL			
BFPD	BOPD	BWPD	%CORTE	BFPD	BOPD	BWPD	%CORTE
21257	879.93	20377.1	95.86	21257	403.9	20853.1	98.1

Fuente: Archivo Production Reporting, base de datos Operations Systems, Occidental de Colombia, Inc.

El siguiente PLT corresponde al realizado después del abandono:

**Tabla 44. PLT realizado después del abandono**

POZO CL-17 PLT REAL DESPUES DE ABANDONO - AGOSTO 1 DE 2.000								
INTERVALO	ZONA	FLUIDO	%FLUIDO	%CRUDO	%AGUA	BWPD	BOPD	%CORTE
7556'-7566'	LCRM1A2	18432	100	100	100	18240.0	192.0	99.0
TOTAL		18432	100	100	100	18240.0	192.0	98.9

Fuente: Archivo Production Reporting, base de datos Operations Systems, Occidental de Colombia, Inc.

### 7.5.6 Evaluación de PLT del pozo CV-02:

#### 7.5.6.1 Primer abandono realizado el 17 de Octubre de 1.992:

El registro más reciente tiene como fecha septiembre 3 de 1.992:

**Tabla 45. PLT más reciente**

POZO CV-02 PLT REAL ANTES DE ABANDONO - SEPTIEMBRE 3 DE 1.992								
INTERVALO	ZONA	FLUIDO	%FLUIDO	%CRUDO	%AGUA	BWPD	BOPD	%CORTE
8093'-8106'	UCR5C	674.8	3.9	21	1.0	146.02	528.8	21.64
8137'-8146'	LCRM1A2	6651.7	38.9	67	34.0	4964.7	1687	74.64
8156'-8164'	LCRM1B	3413.9	19.9	8.0	22.0	3212.4	201.4	94.1
8173'-8177'	LCRM1BS	3504.5	20.5	0.0	24.0	3504.5	0.0	100.0
8186'-8195'	LCRM1C1	2875.1	16.8	4.0	19.0	2774.4	100.7	96.5
TOTAL		17120.0	100.0	100.0	100.0	14602.0	2518.0	85.29

Fuente: Archivo Production Reporting, base de datos Operations Systems, Occidental de Colombia, Inc.

No se necesita calcular un PLT previo debido a que el último registro es muy cercano a la fecha de abandono.

#### 7.5.6.2 Segundo abandono realizado el 22 de Julio de 1.997:

El PLT más cercano al abandono fue corrido el 2 de Marzo de 1.993:

**Tabla 46. PLT más reciente**

POZO CV-02 PLT REAL ANTES DE ABANDONO - MARZO 2 DE 1.993								
INTERVALO	ZONA	FLUIDO	%FLUIDO	%CRUDO	%AGUA	BWPD	BOPD	%CORTE
8093'-8106'	UCR5C	1234.7	7.4	34.0	1.0	133.6	1101.1	10.8
8137'-8146'	LCRM1A2	9943.5	59.9	47.0	63.0	8421.2	1522.4	84.7
8156'-8164'	LCRM1B	5426.8	32.7	19.0	36.0	4811.4	615.4	88.7
TOTAL		16605.0	100.0	100.0	100.0	13366.2	3238.8	80.5

Fuente: Archivo Production Reporting, base de datos Operations Systems, Occidental de Colombia, Inc.

El PLT supuesto antes del abandono asumiendo influjo 100% de agua de zonas abandonadas:

**Tabla 47. PLT supuesto antes del abandono asumiendo influjo 100% de agua de zonas abandonadas.**

POZO CV-02 PLT SUPUESTO - JULIO 7 DE 1.997								
INTERVALO	ZONA	FLUIDO	%FLUIDO	%CRUDO	%AGUA	BWPD	BOPD	%CORTE
8093'-8106'	UCR5C	1291.2	7.4	42.0	1.0	139.5	1151.8	10.8
8137'-8146'	LCRM1A2	10399.2	59.9	58.0	60.2	8808.1	1591.1	84.7
8156'-8164'	LCRM1B	5675.5	32.7	0.0	38.8	5675.5	0.0	100.0
TOTAL		17366.0	100.0	100.0	100.0	14623.1	2742.9	94.2

Fuente: Archivo Production Reporting, base de datos Operations Systems, Occidental de Colombia, Inc.

La comparación de los resultados obtenidos en el registro supuesto con la información de producción a dicha fecha es mostrada en la tabla 48:

**Tabla 48. Comparación de resultados reales y supuestos de PLT**

PRODUCCION SUPUESTA				PRODUCCION REAL			
BFPD	BOPD	BWPD	%CORTE	BFPD	BOPD	BWPD	%CORTE
17366	2742.9	14623.1	94.2	17366	1128.9	16238.1	93.51

Fuente: Archivo Production Reporting, base de datos Operations Systems, Occidental de Colombia, Inc.

La siguiente tabla muestra solo un intervalo productor ya que el registro fue corrido después del segundo y tercer abandono:

**Tabla 49. PLT realizado después del segundo y tercer abandono**

POZO CV-02 PLT REAL DESPUES DE ABANDONO - FEBRERO 16 DE 1.999								
INTERVALO	ZONA	FLUIDO	%FLUIDO	%CRUDO	%AGUA	BWPD	BOPD	%CORTE
8093'-8106'	UCR5C	5206.00	100.0	100.0	100.0	4674	532	89.78
TOTAL	LCRM1A2	5206	100	100	100	4674	532	89.78

Fuente: Archivo Production Reporting, base de datos Operations Systems, Occidental de Colombia, Inc.

### 7.5.6.3 Tercer abandono realizado el 14 de Febrero de 1.999:

El Registro de producción más cercano a la fecha de abandono se encuentra en la tabla 47. Allí se pueden observar las características de producción del intervalo LCRM1A2.

No se puede construir un PLT supuesto debido a que no existen registros previos con las mismas arenas productoras. El PLT posterior al workover se encuentra en la tabla inmediatamente anterior (tabla 49).

## 7.5.7 Evaluación de PLT del pozo CV-03:

### 7.5.7.1 Primer abandono de zonas productoras el 17 de junio de 1.998:

La siguiente tabla muestra el registro de producción previo al abandono:

**Tabla 50. PLT más reciente de fecha 11 de julio de 1.994**

POZO CV-03 PLT REAL ANTES DE ABANDONO - JULIO 11 DE 1.994								
INTERVALO	ZONA	FLUIDO	%FLUIDO	%CRUDO	%AGUA	BWPD	BOPD	%CORTE
8217'-8230'	LCRM2B	17211.5	83.8	92.0	82.0	13810.5	3401.0	80.2
8246'-8256'	LCRM3A	616.2	3.0	3.0	3.0	505.3	110.9	82.0
8272'-8282'	LCRM3B	579.2	2.8	2.0	3.0	505.3	73.9	87.2
8290'-8296'	LCRM3BS	1084.5	5.3	2.0	6.0	1010.5	74.0	93.2
8296'-8300'	LCRM3C	1047.5	5.1	1.0	6.0	1010.5	37.0	96.5
TOTAL		20538.8	100.0	100.0	100.0	16842.1	3696.7	82.0

Fuente: Archivo Production Reporting, base de datos Operations Systems, Occidental de Colombia, Inc.

**Tabla 51. PLT supuesto asumiendo aporte 100% de agua de los intervalos abandonados**

POZO CV-03 PLT SUPUESTO - MAYO 31 DE 1.998								
INTERVALO	ZONA	FLUIDO	%FLUIDO	%CRUDO	%AGUA	BWPD	BOPD	%CORTE
8217'-8230'	LCRM2B	14924.6	83.8	100.0	80.6	11975.5	2949.1	80.2
8246'-8256'	LCRM3A	534.3	3.0	0.0	3.6	534.3	0.0	100.0
8272'-8282'	LCRM3B	502.2	2.8	0.0	3.4	502.2	0.0	100.0
8290'-8296'	LCRM3BS	940.4	5.3	0.0	6.3	940.4	0.0	100.0
8296'-8300'	LCRM3C	908.3	5.1	0.0	6.1	908.3	0.0	100.0
TOTAL		17810	100.0	100.0	100.0	14860.7	2949.1	83.4

Fuente: Archivo Production Reporting, base de datos Operations Systems, Occidental de Colombia, Inc.

La comparación de los resultados obtenidos en el registro supuesto con la información de producción a dicha fecha es mostrada en la tabla 52, de la cual se

infiere que las zonas abandonadas estaban produciendo solo agua al momento del cierre:

**Tabla 52. Comparación de resultados reales y supuestos de PLT**

PRODUCCION SUPUESTA				PRODUCCION REAL			
BFPD	BOPD	BWPD	%CORTE	BFPD	BOPD	BWPD	%CORTE
17810	2949.1	14860.7	83.4	17810	570	17240	96.80

Fuente: Archivo Production Reporting, base de datos Operations Systems, Occidental de Colombia, Inc.

**Tabla 53. PLT realizado después del abandono**

POZO CV-03 PLT REAL DESPUES DE ABANDONO - JULIO 17 DE 1.998								
INTERVALO	ZONA	FLUIDO	%FLUIDO	%CRUDO	%AGUA	BWPD	BOPD	%CORTE
8217'-8230'	LCRM2B	12942.0	100.0	100.0	100.0	12609.0	333.0	97.4
TOTAL		12942.0	100.0	100.0	100.0	12609.0	333.0	97.4

Fuente: Archivo Production Reporting, base de datos Operations Systems, Occidental de Colombia, Inc.

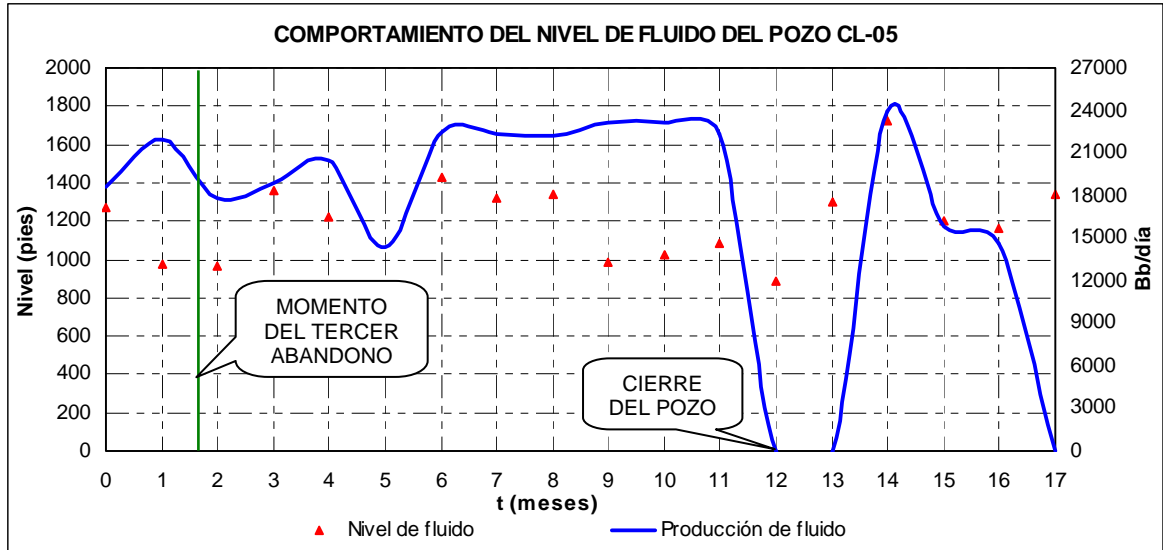
## 7.6 ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DE LOS NIVELES DE FLUIDOS

El monitoreo del nivel dinámico de los pozos del campo, es muy importante debido a que permite conocer la sumergencia de la bomba en condiciones de operación; esto proporciona información acerca de la Presión de intake mínima necesaria por la bomba para su óptimo desempeño.

Sin embargo, es a partir de 1.995 que se decide monitorear el comportamiento de los niveles de fluido de los diferentes pozos existentes en el campo. Por esta razón solo pozos como Caño Limón-05, Caño Limón-17 y Caño Verde-06 presentan información acerca de sus niveles de fluido.

**7.6.1 Comportamiento del nivel de Fluido del pozo CL-05:** Este pozo solo registra monitoreo para la época de su tercer workover.

**Figura 32. Monitoreo del nivel de fluido del pozo CL-05**

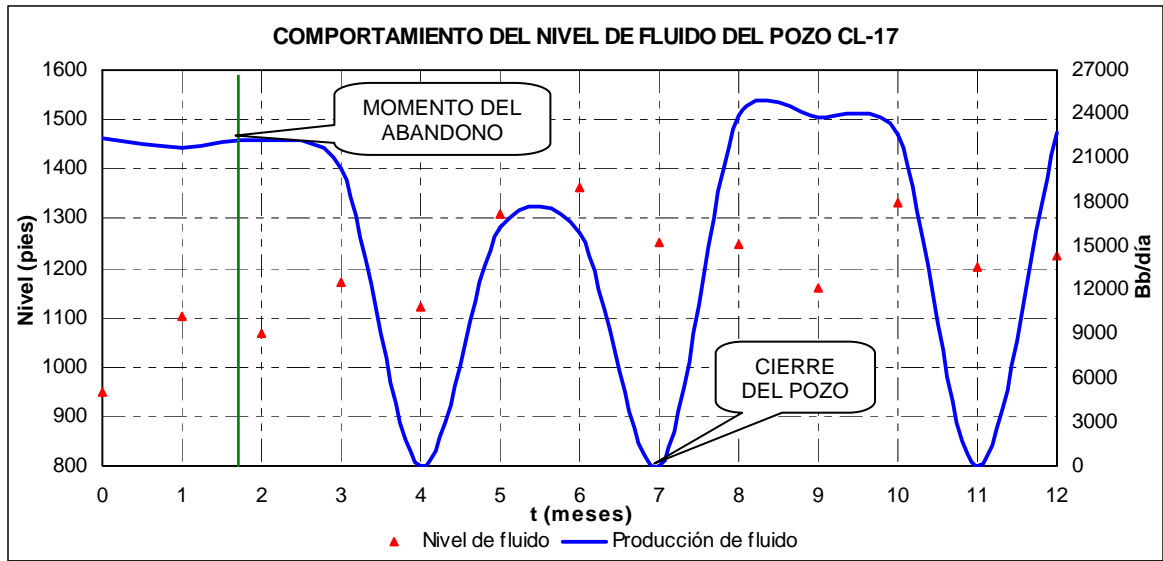


Fuente: Archivo Well Being Monitored, base de datos Operations Systems, Occidental de Colombia, Inc.

Para el anterior monitoreo de nivel de fluido, el pozo conservó diseño de bomba y frecuencia de operación, por lo cual se inferir que las fluctuaciones en el nivel de fluido se debe a interferencias en la explotación de arenas con otros pozos, es decir, la arena drenada a través de este pozo también se drena de otro cercano.

**7.6.2 Comportamiento del nivel de Fluido del pozo CL-17:** Este pozo registra para la época de abandono un buen nivel dinámico de fluido, inferior a los 1.100 pies.

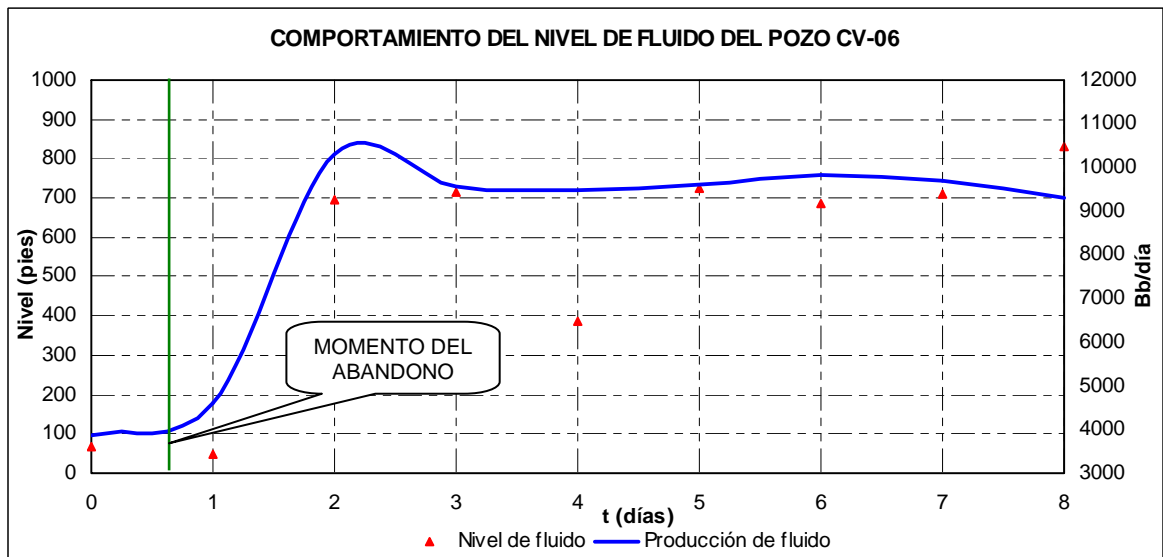
**Figura 33. Monitoreo del nivel de fluido del pozo CL-17**



Fuente: Archivo Well Being Monitored, base de datos Operations Systems, Occidental de Colombia, Inc.

**7.6.3 Comportamiento del nivel de Fluido del pozo CV-06:** Este pozo solo registra monitoreo para la época de su tercer workover.

**Figura 34. Monitoreo del nivel de fluido del pozo CV-06**



Fuente: Archivo Well Being Monitored, base de datos Operations Systems, Occidental de Colombia, Inc.

## **8. FUNDAMENTOS DEL SIMULADOR GAP AND 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.

Este capítulo se presenta como complemento del estudio del modelo dinámico que debe efectuarse. De manera didáctica se muestra cómo se creó la base de datos del simulador. Para ello se presenta el manual que se construyó a raíz de las lecciones aprendidas alrededor de todo este semestre de uso de la aplicación como parte de mi entrenamiento en el manejo del mismo, que le permitirá a la compañía hacer uso de él.

Es importante su correcto manejo porque permitirá tener la última palabra en la apertura de zonas debido a que se debe simular el comportamiento del sistema de recolección, indicando si el aumento en el aporte de fluidos de nuevas zonas genera o no contrapresión en cabeza de otros pozos de buen aporte de crudo, reduciendo su producción.

### **8.2 DESCRIPCION DEL SIMULADOR PROSPER**

Este software ha sido usado por la compañía Occidental para simular el comportamiento de pozos productores de alta presión de fondo fluyendo, para

decidir la definitiva instalación o retiro de válvulas de seguridad, y de dar a conocer en cuales sargas de producción se presenta velocidad erosional. 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.

## **8.2 FUNCIONAMIENTO DEL SIMULADOR PROSPER**

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

Se alimenta de los parámetros de operación del pozo como presión de cabeza, caudal de fluido, corte de agua, GOR, presión y temperatura de yacimiento, así como también del Índice de productividad; también se introducen datos referentes al tipo de bomba, su profundidad, número de etapas, factor de desgaste; de igual manera se introducen datos referentes al motor, clase de motor, frecuencia de operación, corriente del motor, potencia; datos de superficie como el voltaje en el TAP. Prosper da la posibilidad de escoger la correlación de flujo vertical en tubería que a criterio propio se ajuste más a las condiciones reales de operación.

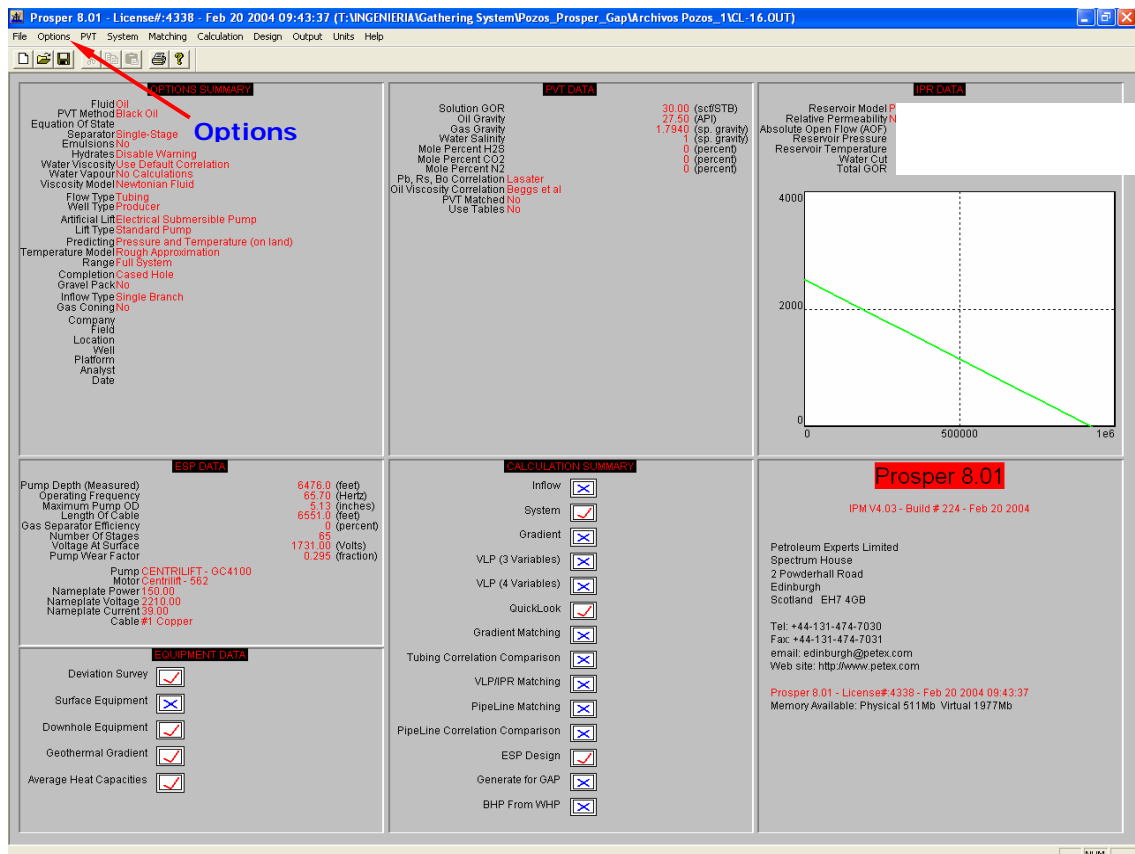
---

\* Significa Sistema de Recolección

## 8.2.1 Verificación y Ajuste de Parámetros de Pozos en PROSPER

El siguiente procedimiento corresponde a los pasos que deben llevarse a cabo para ejecutar una simulación en PROSPER. Al abrir la aplicación se visualiza la ventana principal del simulador, la cual contiene el menú que permitirá escoger el tipo de simulación deseado:

Figura 35. Ventana principal del simulador PROSPER



Fuente: Petroleum Experts, IBM

En esta ventana se hace click en el menú **Options**, este menú indica las principales opciones de simulación con las que cuenta el programa.

La ventana **Options** se visualiza de la siguiente manera:

Figura 36. Menú de la ventana Options

The screenshot shows a software window titled "System Summary (CL-16.OUT)". At the top, there are buttons for "Done", "Cancel", "Report", "Export", "Help", "Datestamp", and "Datestamp Comments". The main area is divided into several sections with dropdown menus:

- Fluid Description:** Fluid (Oil and Water), Method (Black Oil), Separator (Single-Stage Separator), Emulsions (No), Hydrates (Disable Warning), Water Viscosity (Use Default Correlation), Viscosity Model (Newtonian Fluid).
- Calculation Type:** Predict (Pressure and Temperature (on land)), Model (Rough Approximation), Range (Full System), Output (Show calculating data).
- Well:** Flow Type (Tubing Flow), Well Type (Producer).
- Well Completion:** Type (Cased Hole), Gravel Pack (No).
- Artificial Lift:** Method (Electrical Submersible Pump), Type (Standard Pump).
- Reservoir:** Inflow Type (Single Branch), Gas Coning (No).
- User information:** Fields for Company, Field, Location, Well, Platform, Analyst, and Date.
- Comments:** A text area for notes, with a prompt "(Cntl-Enter for new line)".

Fuente: Petroleum Experts, IBM

Esta ventana nos permite escoger que parámetros de simulación que vamos a usar, a continuación se describe cada uno de los submenús con que cuenta esta ventana:

### 8.2.1.1 Ventana Options: Definición de Condiciones de Simulación

#### Fluid Description

▪ **Fluid:** Permite escoger el tipo de fluido que se va a simular; para las simulaciones de los pozos en Caño Limón siempre se ha usado **OIL and Water** dado el bajo GOR con el que cuenta el campo; PROSPER cuenta con otras

opciones dentro de las que encontramos: **Dry and Wet gas** y **Retrograde Condensate**.

- **Method:** Permite escoger la manera como se va a modelar el fluido. Para las simulaciones de los pozos en Caño Limón se ha utilizado el método de **Black Oil**; PROSPER cuenta con otra opción llamada **EQUATION OF STATE**; este método usa la ecuación de estado de PENG-ROBINSON para predecir las propiedades PVT.

- **Separator:** Permite seleccionar la manera como PROSPER calcula la separación de fluidos; para las simulaciones de los pozos en Caño Limón se ha utilizado **Single-Stage Separator**. La otra opción posible cuando se ha escogido como método de cálculo **Black Oil** es **Two-Stage Separator**, esta opción permite introducir datos como presión de separador, temperatura de separador, GOR de separador, gravedad específica del gas de separador. Para acceder a esta ventana se debe hacer click en el menú PVT ubicado en la ventana de menú principal previamente habiendo seleccionado **Two-Stage-Separator**.

- **Emulsions:** Esta opción permite simular el efecto sobre la viscosidad de la mezcla de la emulsión petróleo/agua. PROSPER cuenta con dos opciones, No y **Emulsion + Pump Viscosity Correction**: la primera no considera ningún tipo de parámetros para emulsión, la segunda requiere de una serie de datos más específicos para su evaluación. Al seleccionar la segunda opción la viscosidad de la emulsión calculada reemplazará la viscosidad de la mezcla. La ventana para estos datos se presentan a continuación:

**Figura 37. Ventana de entrada de datos para Emulsión**

Emulsion Data	
Water Cut	Emulsion Viscosity
(percent)	(centipoise)
1	
2	
3	
4	
5	
6	
7	
8	
9	
10	

Experimental Parameters	
Experimental Pressure	psig
Experimental Temperature	deg F
Left Water Cut For Maximum Viscosity	percent
Right Water Cut For Maximum Viscosity	percent

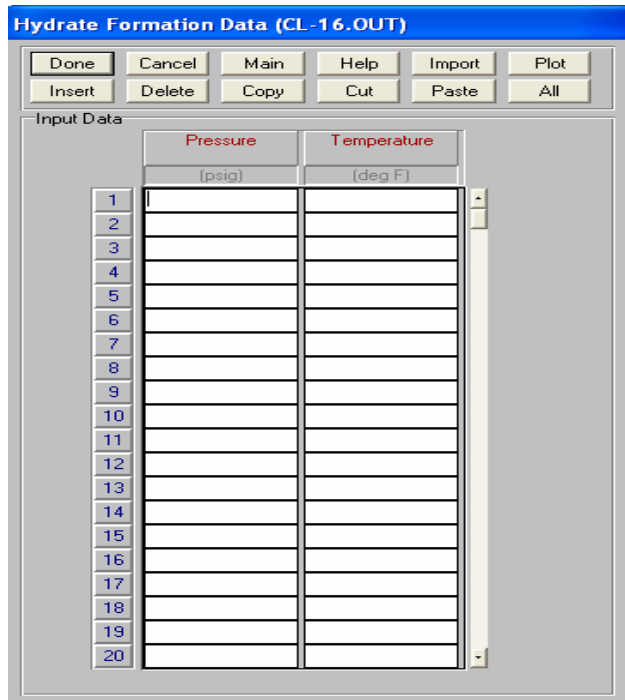
Match Parameters	
Match Parameter 1	1
Match Parameter 2	2.5
Match Parameter 3	14.1
Match Parameter 4	0
Match Parameter 5	0
Standard Deviation	

Fuente: Petroleum Experts, IBM

La presión y temperatura correspondientes a condiciones experimentales se ubican en parámetros experimentales, esto permite a PROSPER corregir la viscosidad de la emulsión por presión y temperatura. Los parámetros **Left y Right Water Cut for Maximum Viscosity** definen la máxima región de meseta. Es necesario ingresar pares de corte de agua y viscosidad de la emulsión, esto con el fin de que PROSPER realice una regresión no lineal y ajuste la viscosidad de la mezcla con la viscosidad de la emulsión.

- **Hydrates:** Esta opción permite activar una advertencia para la formación de hidratos en el pozo. PROSPER tiene dos opciones para este ítem, **Enable Warning** y **Disable Warning: disable warning** no considera la formación de hidratos; cuando se activa **enable warning** es necesario introducir datos adicionales de presión y temperatura para que PROSPER pueda activar la advertencia de formación de hidratos. Esta tabla se muestra a continuación:

**Figura 38. Ventana de datos para la predicción de formación de hidratos**



Fuente: Petroleum Experts, IBM

▪ **Water Viscosity:** Este menú permite escoger las variables de sensibilidad de la viscosidad del agua. Para este menú PROSPER tiene dos opciones: **Default Correlation** y **Pressure Corrected Correlation**. En la primera opción la viscosidad del agua es sensible a su salinidad y a la temperatura; para la segunda opción la viscosidad del agua es sensible a su salinidad y temperatura pero adicionalmente es sensible a la presión.

▪ **Viscosity Model:** Este menú proporciona la posibilidad de que el modelo de viscosidad sea Fluido Newtoniano o Fluido No Newtoniano. La primera opción simula el fluido con características de fluido newtoniano y la segunda modela el efecto de un fluido no newtoniano, al seleccionar la opción de fluido no newtoniano PROSPER requiere el ingreso de los parámetros reológicos del fluido los cuales se muestran a continuación:

Figura 39. Ventana de entrada de parámetros rheológicos

	Temperature (deg F)	Pressure (psig)	Yield Stress (TAUo) (psi)	Consistency Index (K)	Shear Thinning	Parameter 4	Parameter 5
1							
2							
3							
4							
5							
6							
7							
8							
9							
10							
11							
12							
13							
14							
15							
16							

Fuente: Petroleum Experts, IBM

## Well

En la ventana de la figura 36 encontramos este submenú. Prosper proporciona la entrada de los siguientes parámetros:

- **Flow Type:** Esta opción permite seleccionar que tipo de flujo tenemos en la tubería. PROSPER cuenta con dos opciones para este ítem: **Tubing Flow** y **Anular Flow**. Cuando se simula un pozo en flujo natural se activa la opción de **Tubing Flow + Annular Flow**.

▪ **Well Type:** Este submenú permite seleccionar que tipo de pozo se va a simular. PROSPER tiene tres opciones para este ítem: **Producer**, **Injector** y **Water Injector**. La opción **Injector** permite simular inyección de gas.

### **Artificial Lift**

En la ventana **Options** de la figura 36, Prosper presenta las opciones para levantamiento artificial:

▪ **Method:** Este menú permite escoger con que tipo de levantamiento se va a simular el pozo. Al desplegar el menú de la casilla method aparecen las siguientes opciones:

- **None:** Pozo en flujo natural.
- **Gas lift:** Con esta opción y flujo anular se simula inyección de gas a través del tubing y la producción por el anular.
- **Electrical Submersible Pump:** Bombeo electrosumergible.
- **Hidraulic Drive Down hole Pump:** Bombeo hidráulico.
- **Progressive Cavity Pumps:** Bomba de Cavidades Progresivas.
- **Coil Tubing Gas Lift.**

▪ **Type:** Este menú permite escoger opciones se van a simular de acuerdo al método de levantamiento artificial que se seleccione. Para cada método existe una serie de opciones que se presentan a continuación:

#### **\*Gas lift:**

- **No friction loss in annulus:** En esta opción la caída de presión debida a la fricción en el anular se desprecia y el gradiente del gas se determina a través de la presión en el tope del casing y el perfil de temperatura.
- **Friction loss in annulus:** La caída de presión debida a la fricción en el anular se tiene presente, pero la presión en el tope del casing se supone constante. Si se

selecciona esta opción la ventana de ingreso de datos de tubing cambia automáticamente y se requieren datos de OD del tubing e ID del casing (Esta ventana se mostrará mas adelante en el menú **System/Equipment/Down hole equipment**).

- **Safety equipment:** Se tienen presentes líneas de flujo de superficie, choques, red de inyección de gas lift y válvulas de seguridad en el anular. Para esta opción la presión en el tope del casing cambia con la tasa de inyección.

\* **ESP:**

- **Standard Pump:** Bomba convencional.

- **Frame Pump:** Bomba submarina.

\* **Hydraulic Drive Downhole Pump:**

- **Commingled Annular Supply:** El fluido de potencia para la turbina es entregado a través del anular casing – tubing y retorna a la superficie en conjunto con el fluido de producción a través del tubing.

- **Commingled Tubing Supply:** Usando esta opción el fluido de potencia para la turbina es entregado a través del tubing y retorna a superficie en conjunto con el fluido de producción a través del anular casing – tubing.

- **Close Loop Supply:** Para esta opción el fluido de potencia para la turbina es entregado a través del anular casing – tubing y retorna a superficie a través del anular tubing – bomba. El fluido de producción se transporta a través del tubing. No hay combinación del fluido de pozo con el fluido de potencia.

\* **PCP:**

- **Sucker Rod Drive:** Esta opción es una típica instalación de PCP.

- **Down hole Motor Drive:** Esta opción es una instalación de ESPCP.

## Calculation Type

Esta posibilidad la encontramos en la ventana **Options** (figura 36). Nos permite determinar que tipo de cálculo se va a utilizar para determinar los parámetros del pozo. Este menú se divide en los siguiente sub menús:

- **Predict:** Con esta opción PROSPER predice únicamente cambios en la presión o cambios en presión y temperatura simultáneamente. Esta menú se divide en las siguientes opciones:

- \* **Pressure Only:** Esta opción permite calcular rápidamente y acertadamente perfiles de presión, para esta opción se debe ingresar el perfil de temperatura.

- \* **Pressure and Temperature (Land and Offshore):** Esta opción calcula tanto perfil de presión como perfil de temperatura. Se puede diferenciar para cálculos en tierra y costa afuera.

- **Model:** Este menú permite diferenciar en que tan riguroso va a ser el modelo para hacer los cálculos de predicción, este menú se divide en los siguientes opciones:

- \* **Enthalpy Balance:** Este modelo termodinámico considera la transferencia de calor por conducción, radiación, y convección libre y forzada. Esta opción predice de una manera precisa temperaturas de flujo para un amplio rango de condiciones. Su mayor aplicabilidad esta dada para pozos costa afuera.

- \* **Rough Approximation:** Esta opción calcula la pérdida de calor desde el pozo a sus alrededores usando un coeficiente global de transferencia de calor. Se requiere ingresar un gradiente geotérmico para ingresar la temperatura a diferentes profundidades; mínimo se necesitan dos puntos de medición (Esta ventana se mostrará mas adelante en el menú de **System/equipment**).

\* **Improved Approximation:** Esta opción es igual a **Rough Approximation** pero se diferencia en que el coeficiente global de transferencia de calor puede variarse a lo largo del pozo.

▪ **Range:** Este menú tiene dos opciones: **Full System y Pipe Line Only**, la primera hace cálculos para líneas de flujo, tubing y yacimiento, la segunda es únicamente para líneas de flujo.

▪ **Output:** Este menú permite escoger dos opciones: **Show calculating data y Hide calculating data**, la primera opción muestra como se calculan las variables, la segunda agiliza el proceso al no actualizar la ventana de cálculos.

### **Well Completion**

▪ **Type:** Este menú tiene dos opciones: **Cased Hole y Open Hole**, hueco revestido y hueco abierto.

▪ **Gravel Pack:** Tiene las opciones **Yes/No**, cuando se habilita Yes, se calcula la caída de presión a través de la grava, lo contrario sucede cuando se habilita la opción No.

### **Reservoir**

▪ **Inflow Type:** Este menú cuenta con dos opciones:

\* **Single Branch:** Al seleccionar esta opción se da la posibilidad de escoger varios modelos de yacimiento de la ventana **Inflow Performance** (Esta ventana se mostrará mas adelante en el menú **System/Inflow Performance**).

\* **Multilateral Well:** Al seleccionar esta opción se requiere realizar un esquema completo del completamiento de fondo. Este esquema se realiza en el menú **System/Inflow Performance**.

▪ **Gas Coning:** Da la posibilidad de acuerdo al GOR presente en el pozo de predecir la conificación de gas; cuando se selecciona esta opción se requiere de unos datos adicionales los cuales se muestran a continuación, los cuales se introducen en el menú **System/Inflow Performance/Coning**.

**Figura 40. Ventana de entrada de datos para predecir Conificación de Gas**

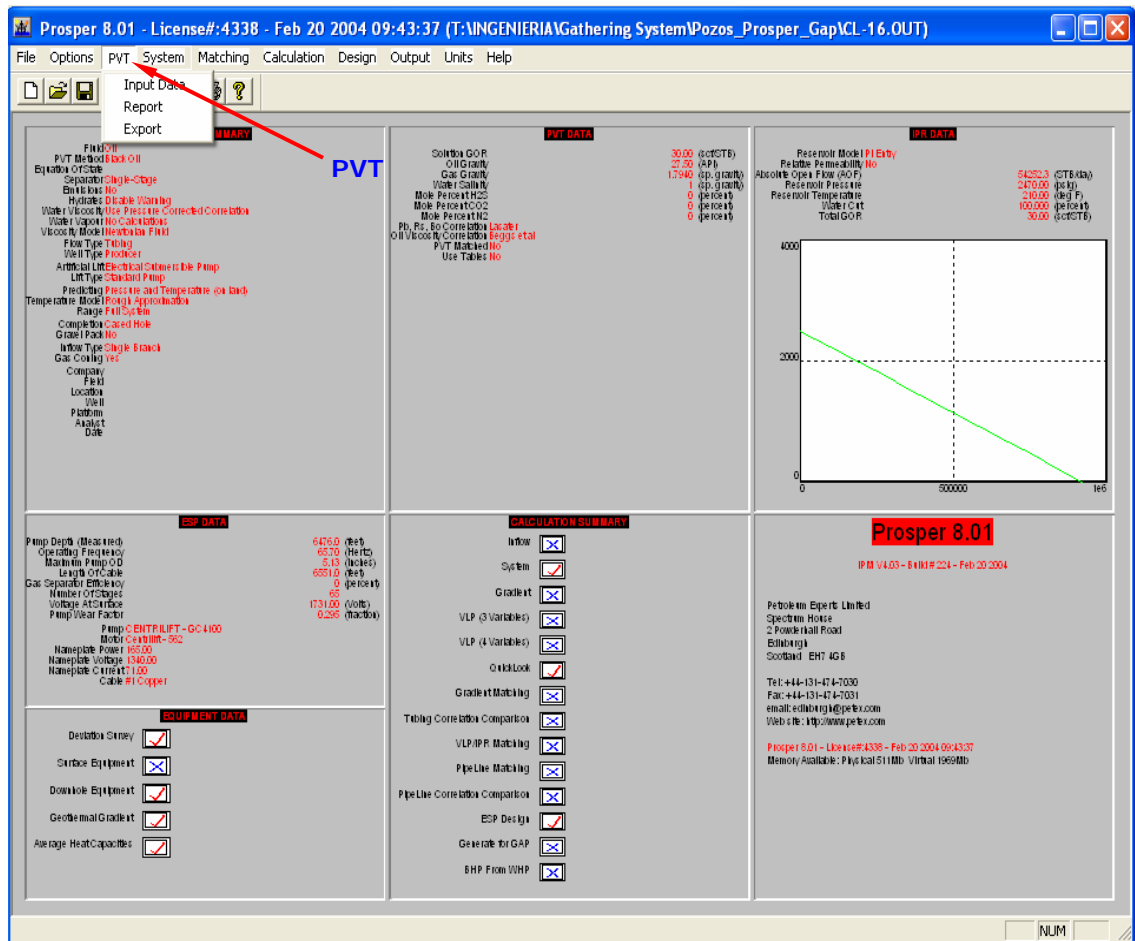
Fuente: Petroleum Experts, IBM

### 8.2.1.2 Ventana PVT: Introducción de Datos PVT

Después de haber seleccionado los parámetros deseados de simulación a través de la ventana **Options** se procede a hacer el ingreso de datos del pozo al programa, a continuación se muestra el proceso de ingreso de datos para la simulación de un pozo con sistema de levantamiento artificial de Bombeo Electro sumergible.

- **PVT:** El primer paso es ingresar al menú PVT al cual se llega haciendo click en el menú PVT ubicado en la ventana principal:

Figura 41. Menú de entrada de datos PVT



Fuente: Petroleum Experts, IBM

Previamente para las opciones de simulación se ha escogido como fluido **Oil and Water**, como tipo de fluido **Black Oil**, como separador single-stage separator. Al hacer click en PVT aparecen tres sub-menús, se debe escoger **input data** para hacer el ingreso de datos. Después de haber seleccionado **input data** aparece la siguiente ventana:

**Figura 42. Ventana de entrada de datos PVT**

**PVT - INPUT DATA (CL-16.OUT) (Oil - Black Oil)**

Done Cancel Tables Match Data Regression Correlations Calculate Save Recall Composition Help

Use Tables

**Input Parameters**

Solution GOR	80	scf/STB
Oil Gravity	27.5	API
Gas Gravity	1.794	sp. gravity
Water Salinity	1	sp. gravity

**Correlations**

Pb, Rs, Bo	Lasater
Oil Viscosity	Beggs et al

**Impurities**

Mole Percent H2S	0	percent
Mole Percent CO2	0	percent
Mole Percent N2	0	percent

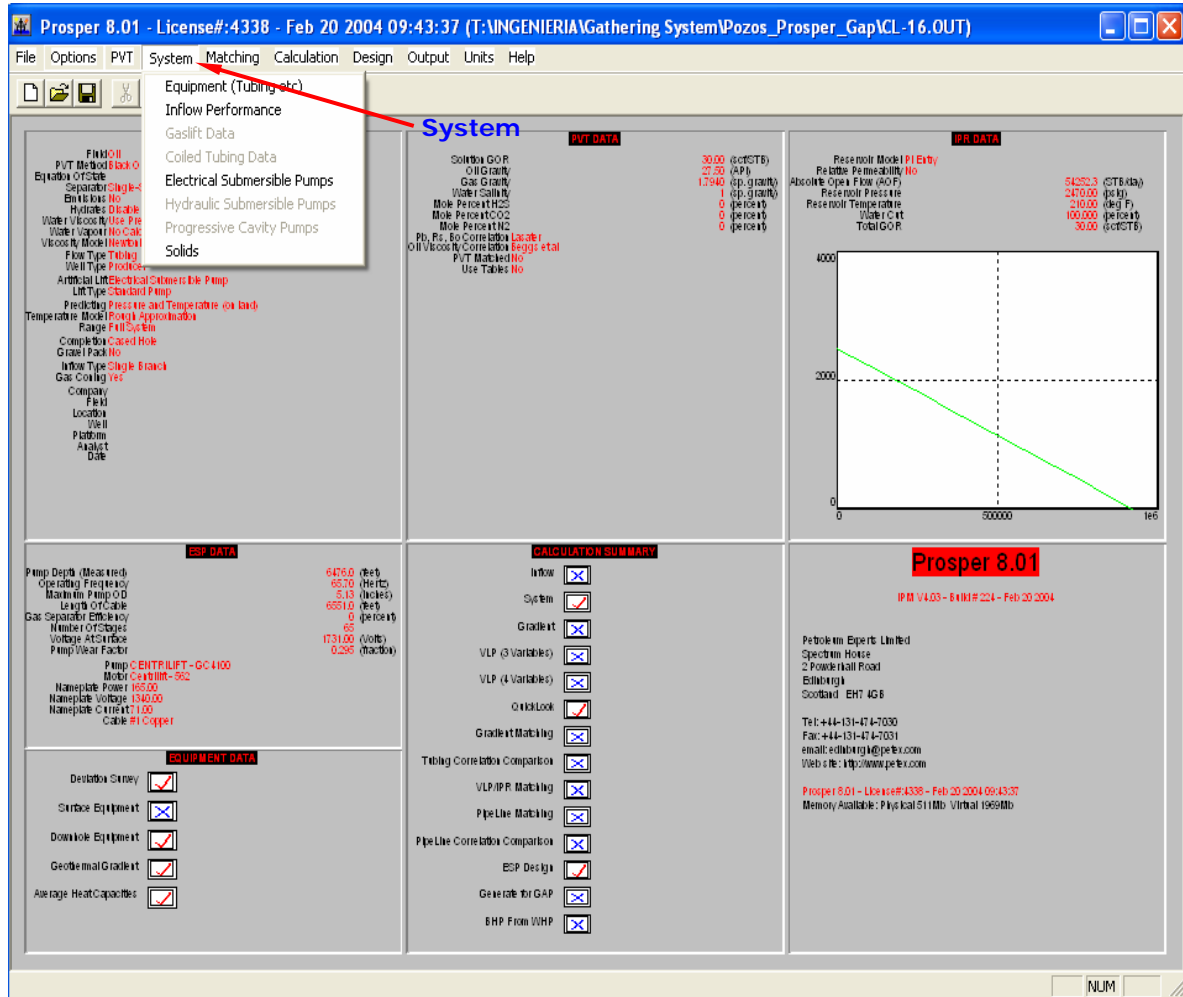
Fuente: Petroleum Experts, IBM

Esta ventana corresponde al ingreso de datos para el análisis PVT del pozo, y las correlaciones para las diferentes variables. PROSPER cuenta con varias herramientas para ajustar el PVT del pozo a las diferentes correlaciones con las cuales cuenta el programa.

### 8.2.1.3 Ventana System: Introducción de Parámetros del Pozo

Después de haber hecho el ingreso de datos en la ventana de PVT, se regresa a la ventana principal haciendo click en **Done** y posteriormente en la ventana principal se hace click en el menú **System**, en este menú aparecen varias opciones, para hacer el ingreso de datos respecto al equipo de fondo se escoge el sub-menú **Equipment**.

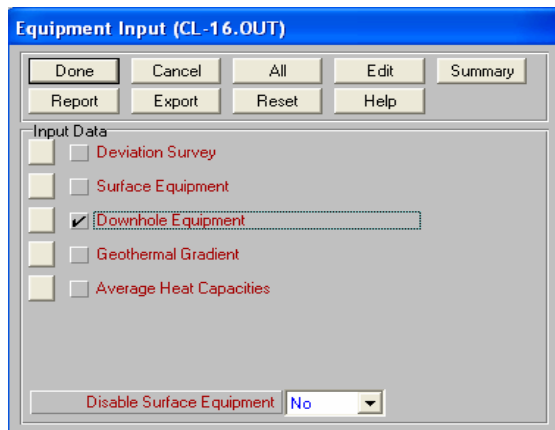
Figura 43. Ventana de opciones para ingreso de datos de fondo



Fuente: Petroleum Experts, IBM

\* **Equipment:** Al hacer click en equipment aparece la siguiente ventana la cual se conoce como **Equipment Input** (figura 44):

**Figura 44. Ventana de entrada de datos del equipo de fondo**



Fuente: Petroleum Experts, IBM

A través de las opciones presentes en esta ventana se hace el ingreso de datos referentes a desviación del pozo, equipo de fondo y gradiente geotérmico, a continuación se explica cada una de las opciones. Al hacer click en **Deviation Survey** aparece la siguiente ventana:

**Figura 45. Ventana de entrada de datos de profundidad del pozo**

	Measured Depth (feet)	True Vertical Depth (feet)	Cumulative Displacement (feet)	Angle (degrees)
1	0	0	0	0
2	7581	7581	0	0
3				
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
11				
12				
13				
14				
15				
16				
17				
18				

Fuente: Petroleum Experts, IBM

Si el pozo es vertical los datos se introducen como se muestra en la ventana, los valores en la fila 1 corresponden a la cabeza de pozo, y los valores en la segunda fila corresponden al nivel medio de perforaciones dentro del pozo. Si el pozo es desviado se deben buscar los datos de desviación en DIMS\* e introducirlos en las filas a partir de 0; PROSPER automáticamente calcula el desplazamiento acumulado en pies y el ángulo de desviación de acuerdo a las diferencias en la TVD y la MD. Después de haber introducido los datos se hace click en done y se regresa a la ventana de **Equipment Input**.

Ya en la ventana de **Equipment Input** se hace click sobre el icono **Downhole Equipment** y aparece la siguiente ventana:

---

\* Base de datos de Operaciones

**Figura 46. Ventana de entrada de datos de casing y tubería de producción**

DOWNHOLE EQUIPMENT (CL-16.OUT)

Done Cancel Main Help Insert Delete Copy Cut Paste All Import Export Report

Input Data

	Label	Type	Measured Depth (feet)	Tubing Inside Diameter (inches)	Tubing Inside Roughness (inches)	Tubing Outside Diameter (inches)	Tubing Outside Roughness (inches)	Casing Inside Diameter (inches)	Casing Inside Roughness (inches)	Rate Multiplier
1		Xmas Tree	0							
2		Tubing	6442	3.958	0.0018	4.5	0.0018	8.681	0.0018	1
3		Tubing	6476	2.992	0.0018	3.5	0.0018	8.681	0.0018	1
4		Casing	7581					8.681	0.0018	1
5										
6										
7										
8										
9										
10										
11										
12										
13										
14										
15										
16										
17										
18										

Fuente: Petroleum Experts, IBM

En esta ventana se introducen los valores de profundidad, ID (diámetro interno) y OD (diámetro externo) del tubing, al igual que el OD del casing y la profundidad del mismo hasta el nivel medio de perforaciones. El último valor de MD de tubing que se aprecia en la fila 3 debe ser igual al valor de profundidad de la succión de la bomba. En esta ventana también se introducen los valores de rugosidad, para las simulaciones de los pozos en Caño Limón se usa un valor de rugosidad media igual a 0.0018 pulgadas.

Después de introducir los datos se hace click en **Done** y se regresa a la ventana de **Equipment Input**.

Ya en la ventana de **Equipment Input** se hace click sobre el icono **GEOTHERMAL GRADIENT** y aparece la siguiente ventana:

**Figura 47. Ventana para cálculo del Gradiente Geotérmico**

	Formation Measured Depth (feet)	Formation Temperature (deg F)	Overall Heat Transfer Coefficient (BTU/h/ft <sup>2</sup> /F)
1	0	193	2
2	7581	210	
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			
10			
11			
12			
13			
14			
15			
16			
17			
18			

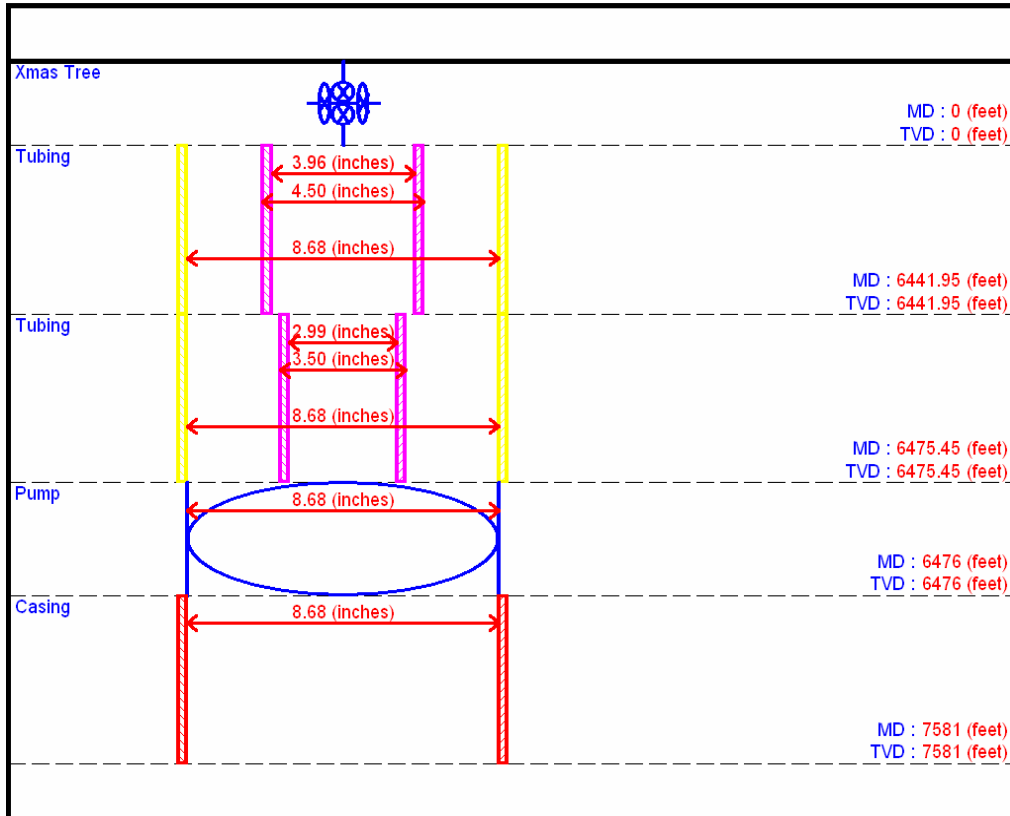
Fuente: Petroleum Experts, IBM

En la fila 1 se introducen los datos de cabeza de pozo respecto a profundidad y temperatura, en la fila 2 se introducen los datos de temperatura de formación y el nivel medio de perforaciones del pozo, de esta manera PROSPER calcula un gradiente geotérmico desde el nivel medio de perforaciones hasta cabeza de pozo. Para el valor del coeficiente global de transferencia de calor se recomienda utilizar 8 para tener un mejor ajuste. Al finalizar la introducción de datos se hace click en Done y se regresa a la ventana de **Equipment Input**.

Si se desea visualizar el estado mecánico del pozo en PROSPER, se hace click en el icono **Summary** de la ventana **Equipment Input**, posteriormente se hace

click en el icono **Draw Downhole**, a continuación se muestra la ventana que se visualiza:

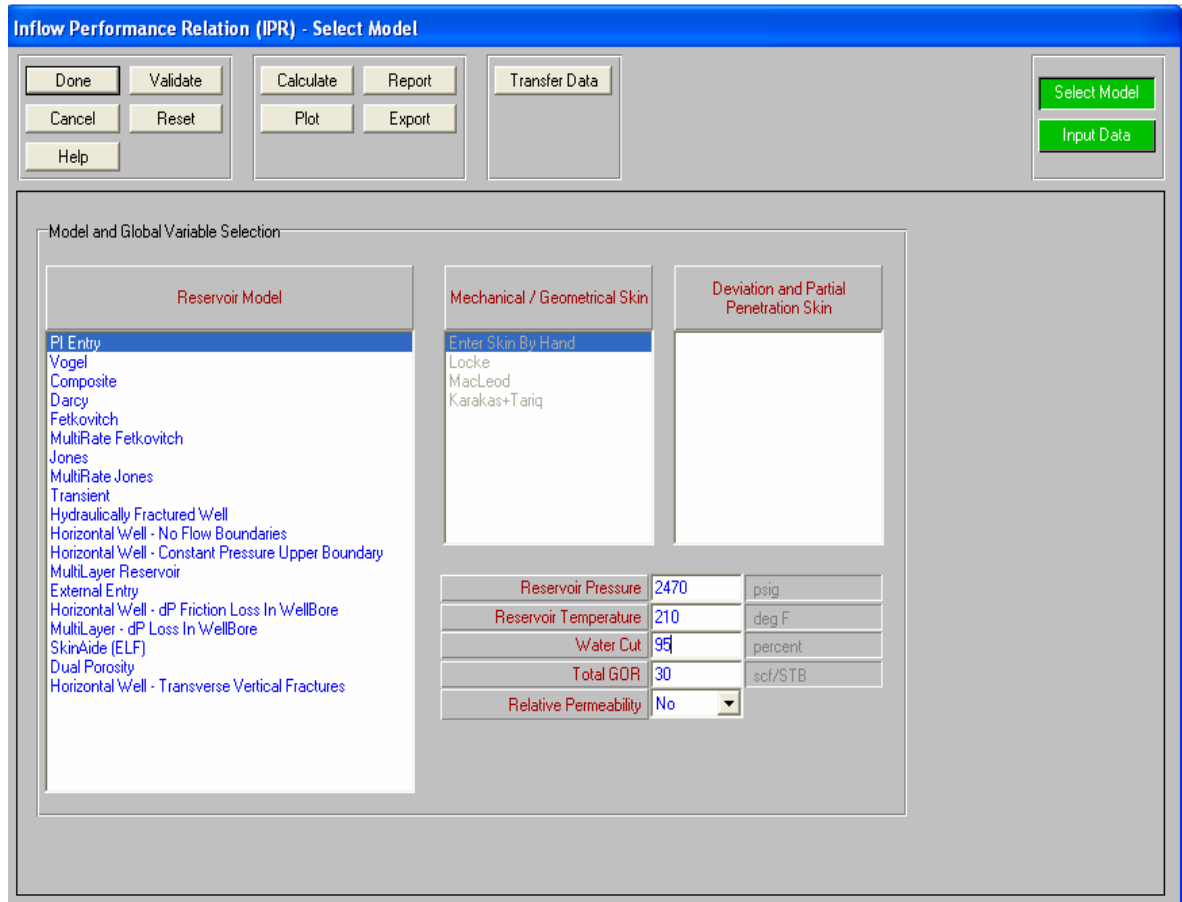
**Figura 48. Configuración del estado mecánico del pozo según Prosper**



Fuente: Petroleum Experts, IBM

\* **Inflow Performance:** El siguiente procedimiento está relacionado con el ingreso de datos respecto al IPR del pozo, para hacer este ingreso de datos se debe regresar a la ventana principal, y hacer click en el menú **System** y escoger la opción **Inflow Performance**, al escoger esta opción se visualiza la siguiente ventana:

**Figura 49. Ventana de selección del modelo de IPR**

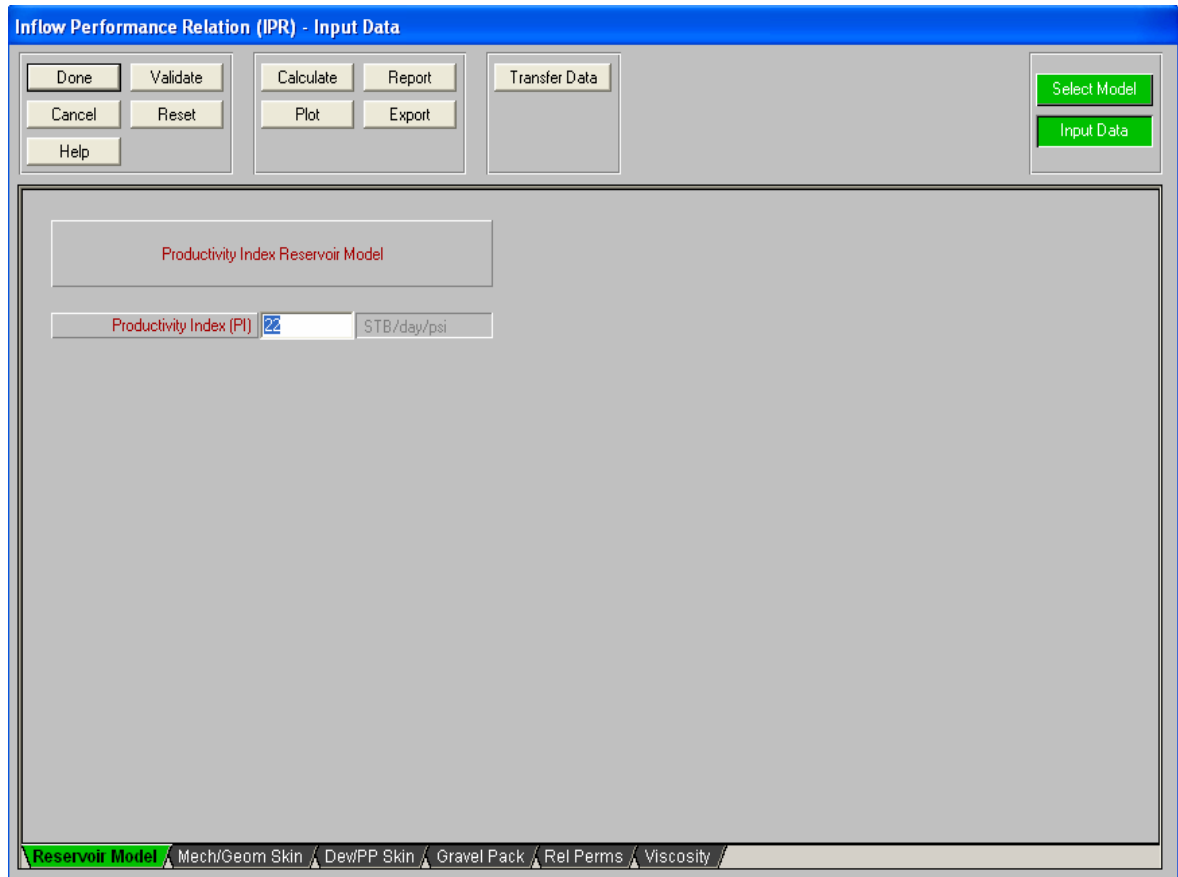


Fuente: Petroleum Experts, IBM

En esta ventana se introducen datos como presión de yacimiento, temperatura de yacimiento, corte de agua y GOR total, también se escoge el modelo de yacimiento que se va a utilizar, para las simulaciones de los pozos en Caño Limón se escogió el **PI Entry** ya que no se libera gas en el pozo.

Después de haber introducido los datos en esta ventana se hace click en el botón verde **Input Data** para visualizar la siguiente ventana:

**Figura 50. Ventana de entrada de datos de Índice de Productividad**



Fuente: Petroleum Experts, IBM

En esta ventana se introduce el dato de índice de productividad del pozo, después se hace click en el botón **Done** y se regresa a la ventana principal.

\* **Electrical Submersible Pumps:** Ya en la ventana principal se hace click en el menú **System** y se escoge la opción Electrical Submersible Pump, al escoger esta opción se visualiza la siguiente ventana:

**Figura 51. Ventana de entrada de datos del equipo de levantamiento artificial**

The screenshot shows a software window titled "ESP Input Data (CL-16.OUT)". At the top, there are five buttons: "Done", "Cancel", "Report", "Export", and "Help". Below the buttons is a table for "Input Data" with the following entries:

Parameter	Value	Unit
Pump Depth (Measured)	6476	feet
Operating Frequency	65.7	Hertz
Maximum OD	5.13	inches
Length Of Cable	6551	feet
Gas Separator Efficiency	0	percent
Number Of Stages	65	
Voltage At Surface	1731	Volts
Pump Wear Factor	0.295	fraction
Gas DeRating Model	<none>	

Below the table are three dropdown menus:

- Current Pump: CENTRILIFT GC4100 5.13 inches (2500-5000 RB/day)
- Current Motor: Centrilift 562 165HP 2230V 43A
- Current Cable: #1 Copper 0.26 (Volts/1000ft) 115 (amps) max

Fuente: Petroleum Experts, IBM

En esta ventana se introducen los datos referentes al sistema ESP, datos como profundidad de succión de la bomba, frecuencia de operación del variador, máximo diámetro externo de la bomba, longitud del cable de potencia, eficiencia del separador de gas, numero de etapas de la bomba, voltaje en la superficie (Voltaje del TAP), factor de desgaste de la bomba. A partir de la base de datos existente en PROSPER se escoge que tipo de bomba tiene el pozo, que tipo de motor y que tipo de cable.

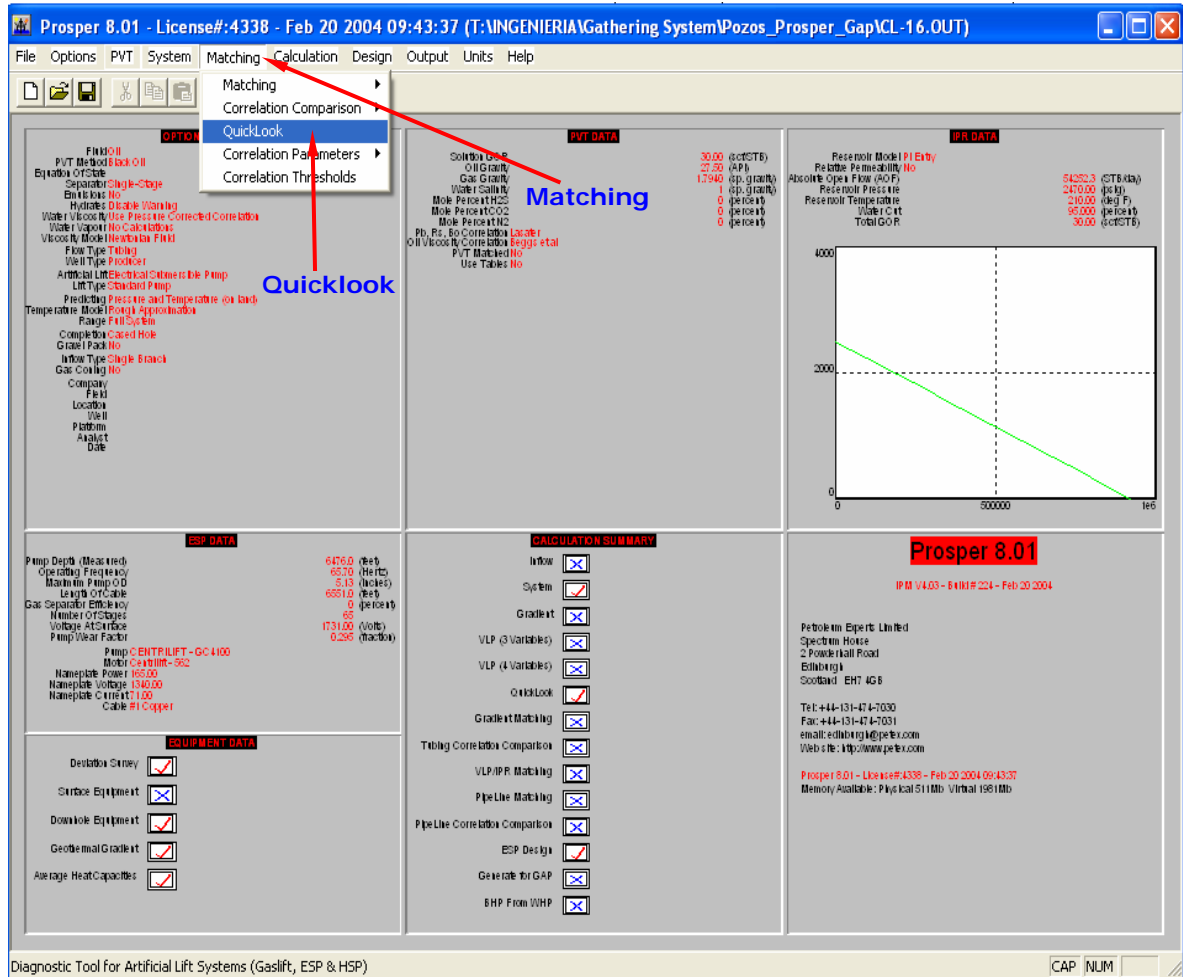
Con esto finaliza la introducción de datos al programa para la simulación de un pozo con sistema de levantamiento artificial de bombeo electro sumergible.

#### **8.2.1.4 Ventana Matching: Ajuste de Parámetros de Pozo**

Para la 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 primeramente la ventana principal del programa, hacer click en **Matching** y seleccionar la opción **Quicklook**.

**Figura 52. Opciones de la ventana de ajuste de parámetros de pozo**



Fuente: Petroleum Experts, IBM

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

**Figura 53. Ventana de introducción de Parámetros para Ajustar**

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

Done Cancel Calculate Export Help  
 Insert Delete Copy Cut Paste All

**Input Data**

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

**DownHole Data**

	Measured Depth (feet)	Pressure (psig)
1		
2		
3		
4		
5		

**Surface Data**

Current	98	(amps)
Surface Voltage	1731	(Volts)
Power	228	(hp)

**Correlation**

Mukerjee Brill

**Equipment**

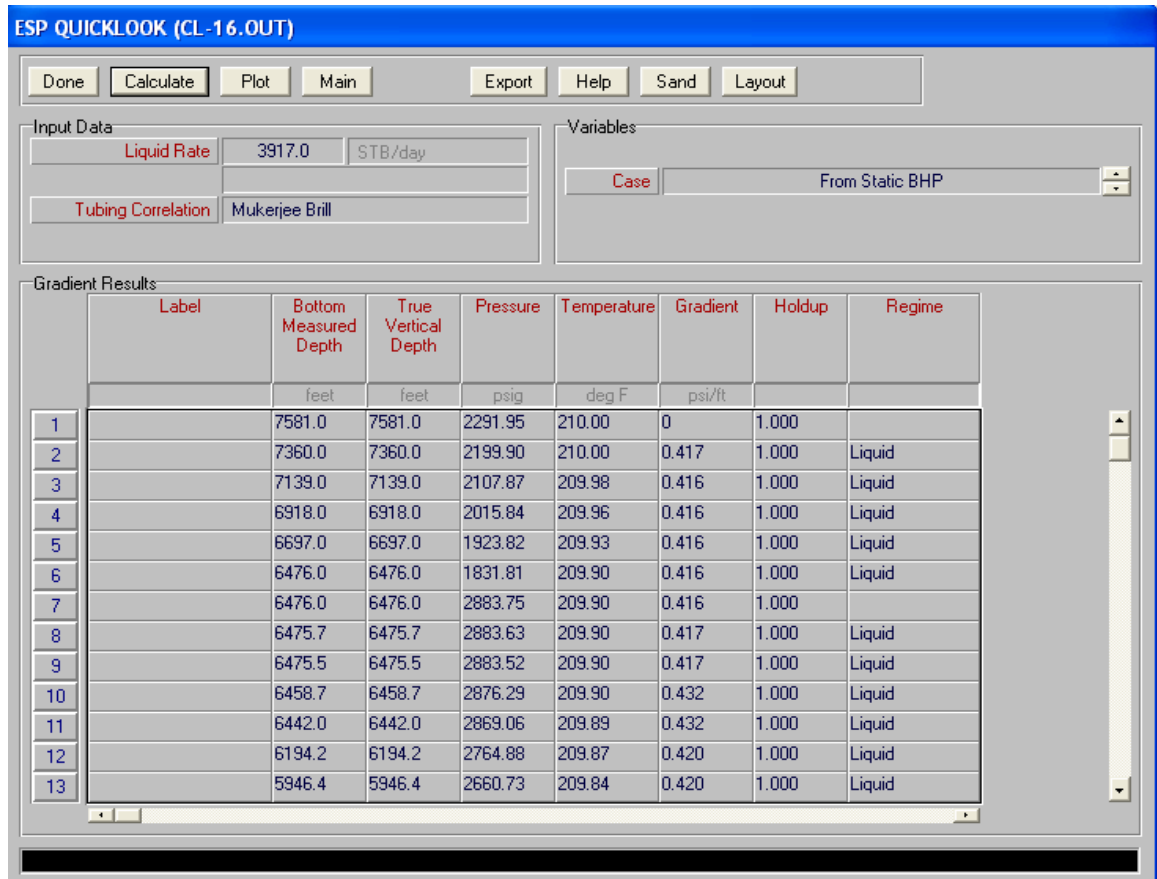
Select Pump	CENTRILIFT GC4100 5.13 inches (2500-5000 RB/day)		
Select Motor	Centrilift 562 165HP 1340V 71A		
Select Cable	#1 Copper	0.26 (Volts/1000ft)	115 (amps) max

Fuente: Petroleum Experts, IBM

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; también se introducen datos referentes al tipo de bomba, su profundidad, número de etapas, factor de desgaste; de igual manera se introducen datos referentes al motor, clase de motor, frecuencia de operación, corriente del motor, potencia; datos de superficie como el voltaje de alimentación. Esta ventana también da la posibilidad de escoger una correlación de flujo vertical en tubería.

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

**Figura 54. Ventana de cálculo para posterior ajuste**

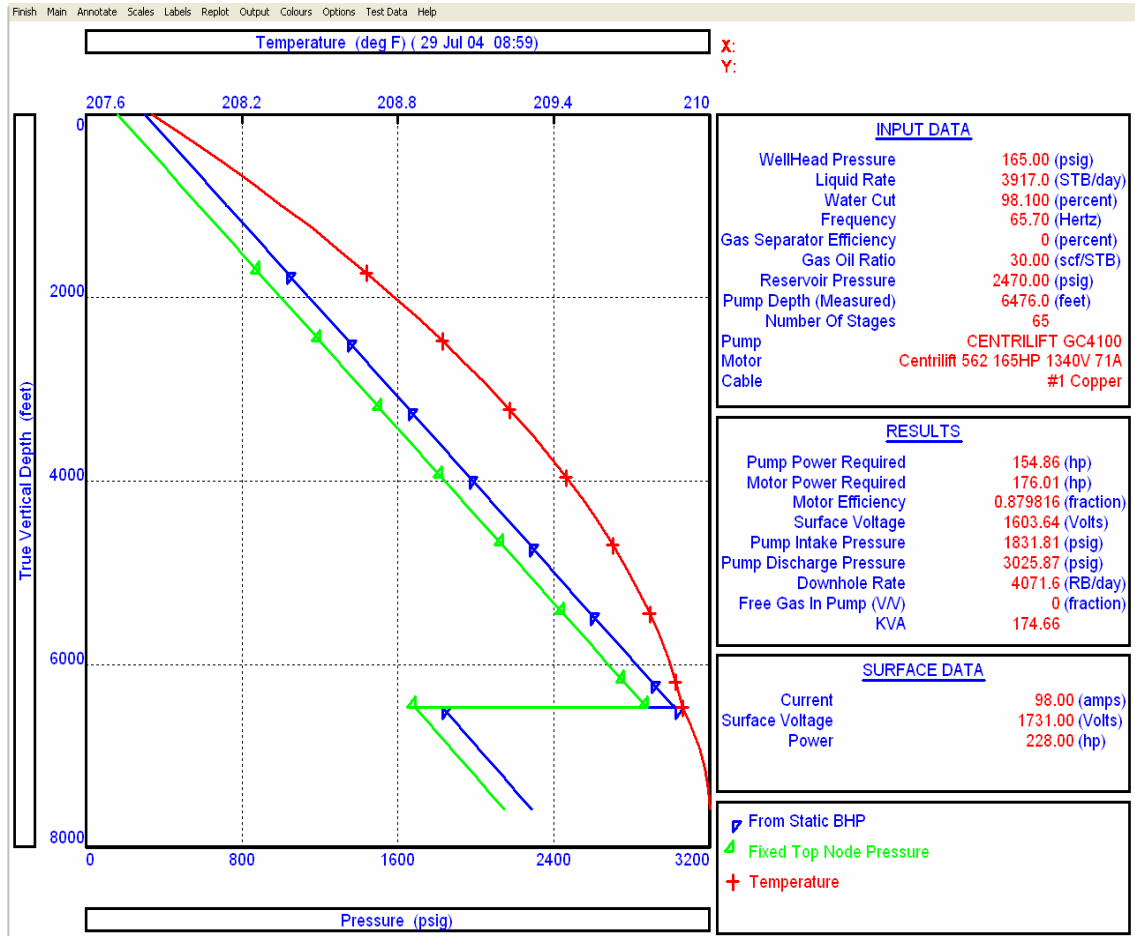


Fuente: Petroleum Experts, IBM

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 está 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:

**Figura 55. Gráfica de pozo no ajustado**

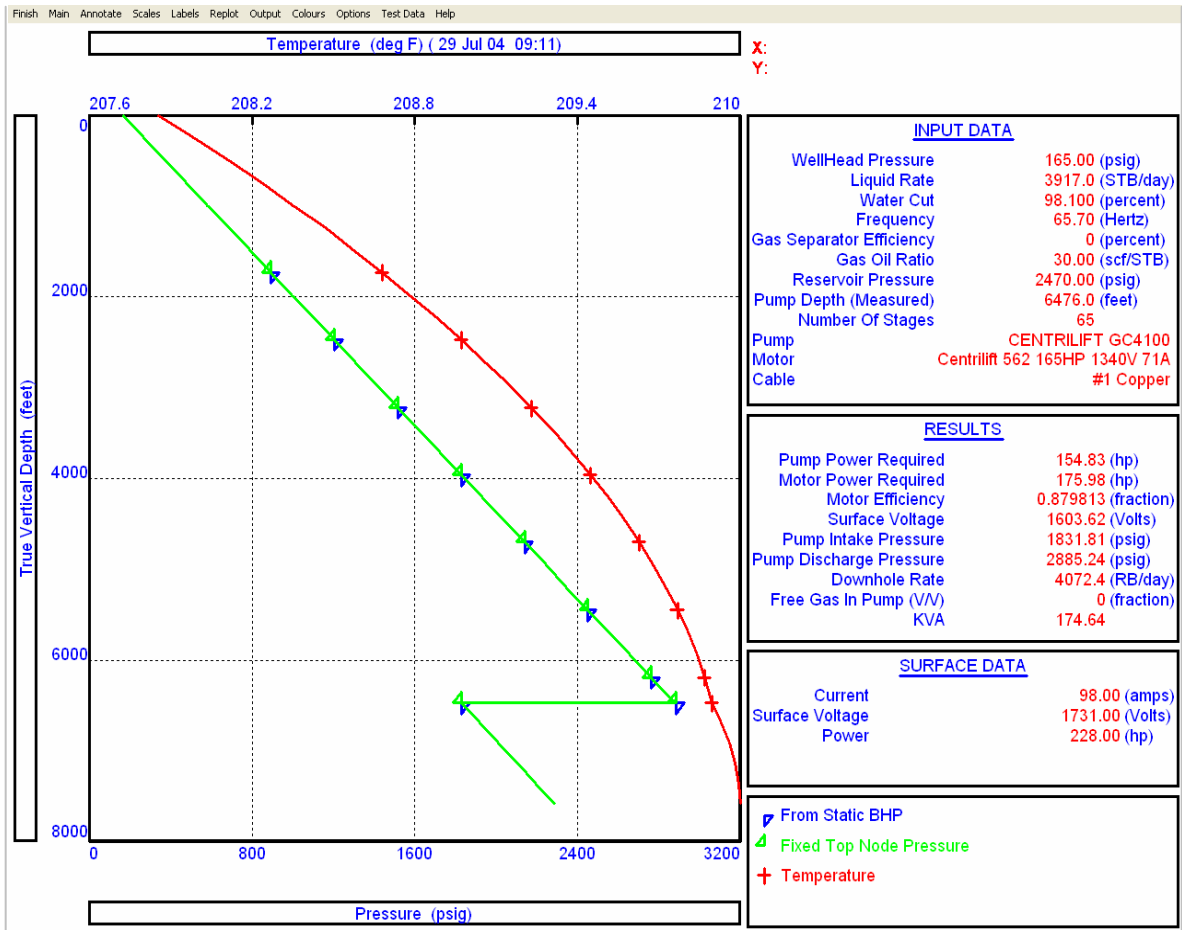


Fuente: Petroleum Experts, IBM

En esta grafica se observa que el pozo no esta 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 (Grafica Verde); también calcula a partir del IPR del pozo el comportamiento de la presión desde nivel medio de perforaciones hasta cabeza de pozo.

A continuación se muestra como seria este grafico si el pozo esta ajustado:

**Figura 56. Gráfica de pozo ajustado**



Fuente: Petroleum Experts, IBM

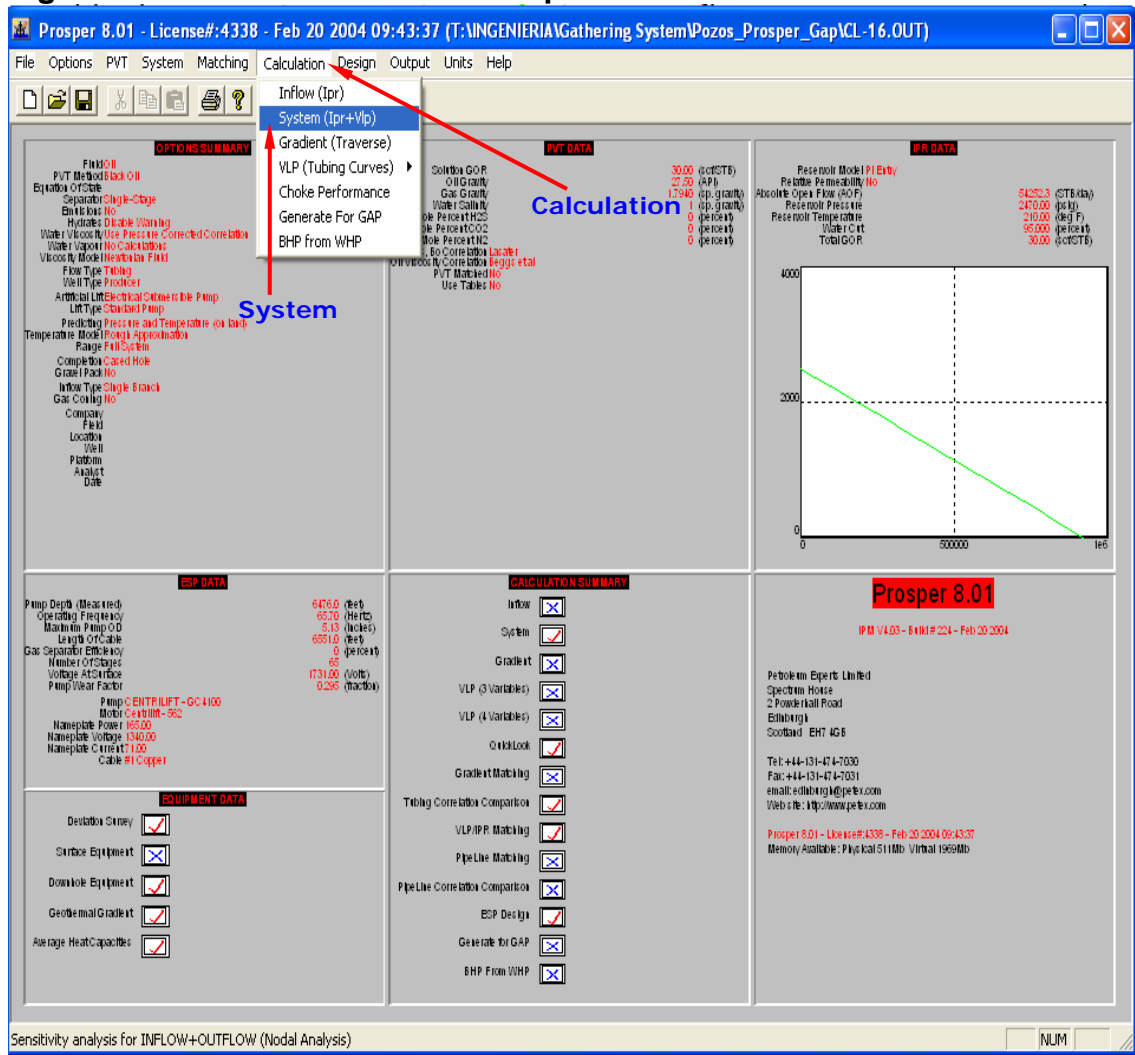
En esta grafica se observa que las dos presiones transversas se sobreponen, esto significa que el pozo esta ajustado y los datos introducidos en la ventana **Quicklook** son correctos respecto a la presión de yacimiento, índice de productividad, y factor de desgaste de la bomba; estas son las variables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

Las demás variables corresponden a valores tomados en cabeza de pozo, estos datos tienen un mayor porcentaje de confiabilidad.

### 8.2.1.5 Ventana Calculation: Verificación del Ajuste de Parámetros de Pozo

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:

**Figura 57. Ventana de menú de la opción Calculation**



Fuente: Petroleum Experts, IBM

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

**Figura 58. Ventana de Introducción de datos para cálculo de producción**

Input Data	
Top Node Pressure	197 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

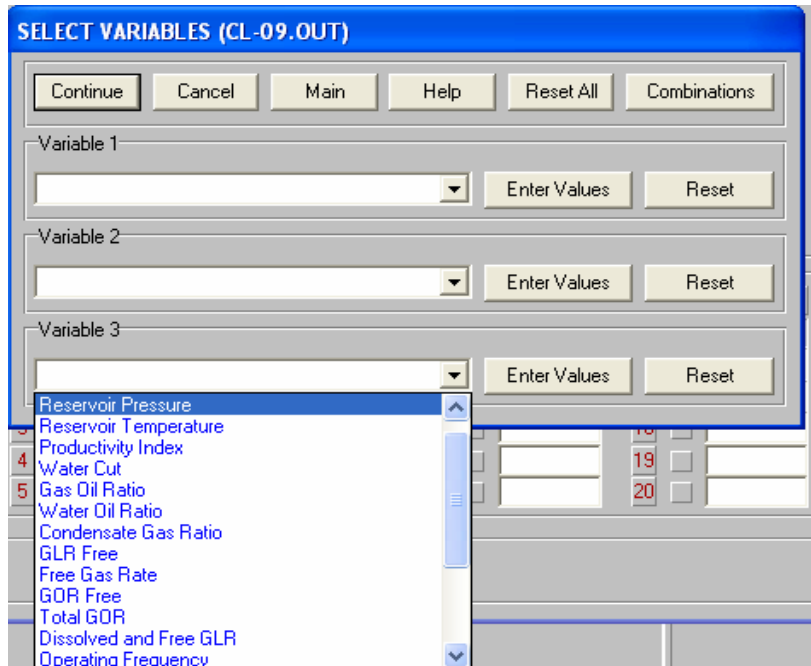
Enter Rates																																																											
Rates					Rates					Rates					Rates																																												
STB/day																																																											
1	<input type="checkbox"/>	5000	6	<input type="checkbox"/>	20000	11	<input type="checkbox"/>	25000	16	<input type="checkbox"/>		2	<input type="checkbox"/>	10000	7	<input type="checkbox"/>	21000	12	<input type="checkbox"/>	30000	17	<input type="checkbox"/>		3	<input type="checkbox"/>	15000	8	<input type="checkbox"/>	22000	13	<input type="checkbox"/>		18	<input type="checkbox"/>		4	<input type="checkbox"/>	17000	9	<input type="checkbox"/>	23000	14	<input type="checkbox"/>		19	<input type="checkbox"/>		5	<input type="checkbox"/>	19000	10	<input type="checkbox"/>	24000	15	<input type="checkbox"/>		20	<input type="checkbox"/>	

Fuente: Petroleum Experts, IBM

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:

**Figura 59. Ventana de análisis de sensibilidades de Parámetros de pozo**

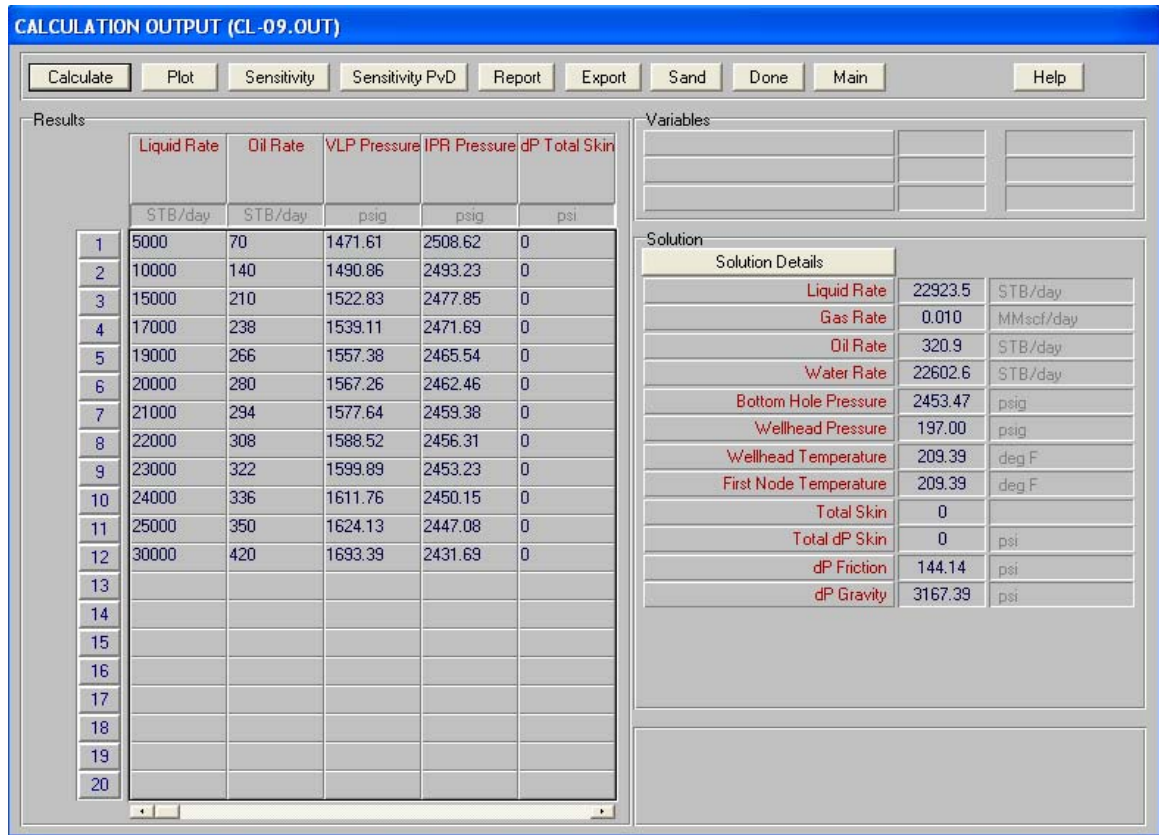


Fuente: Petroleum Experts, IBM

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.

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

**Figura 60. Ventana de Resultados del cálculo del Simulador Prosper**

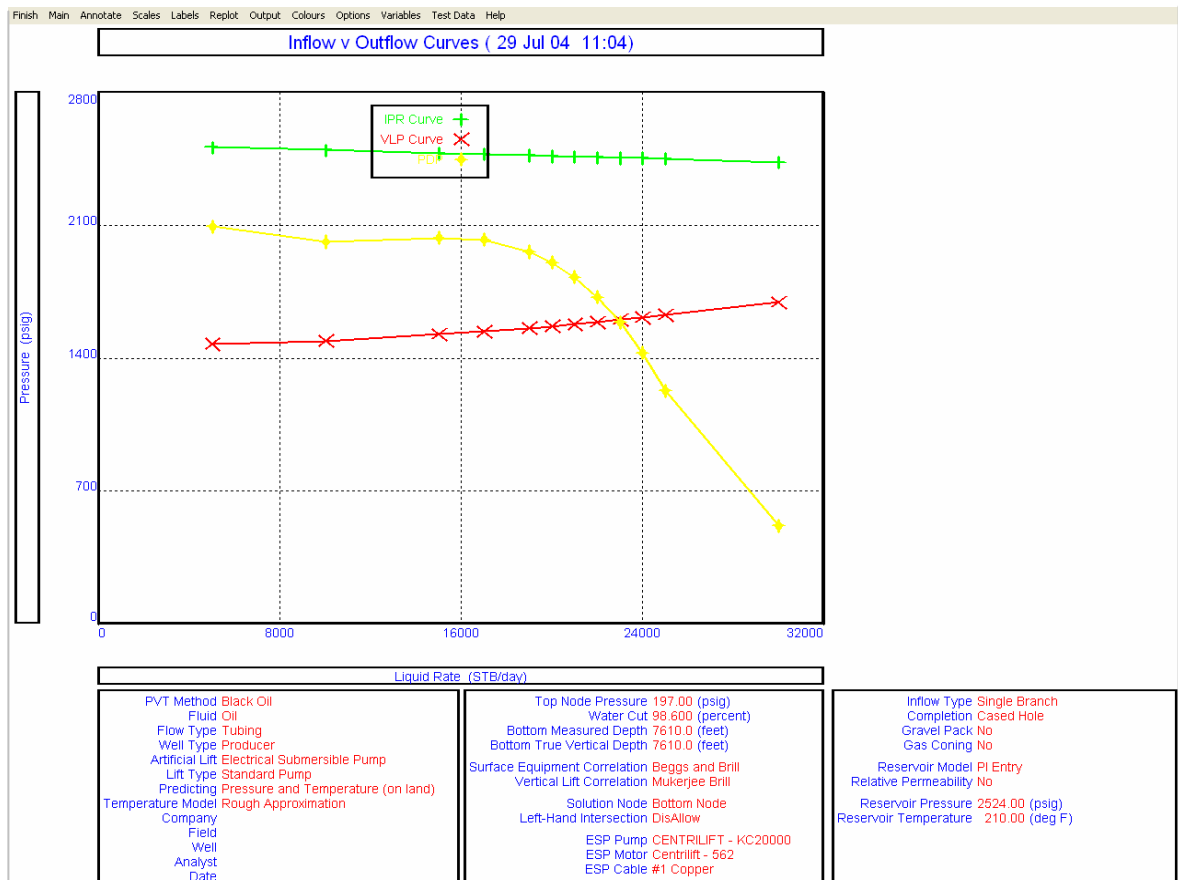


Fuente: Petroleum Experts, IBM

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 pressure** y la **IPR 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:

**Figura 61. Gráfica de Resultados de la simulación en Prosper**



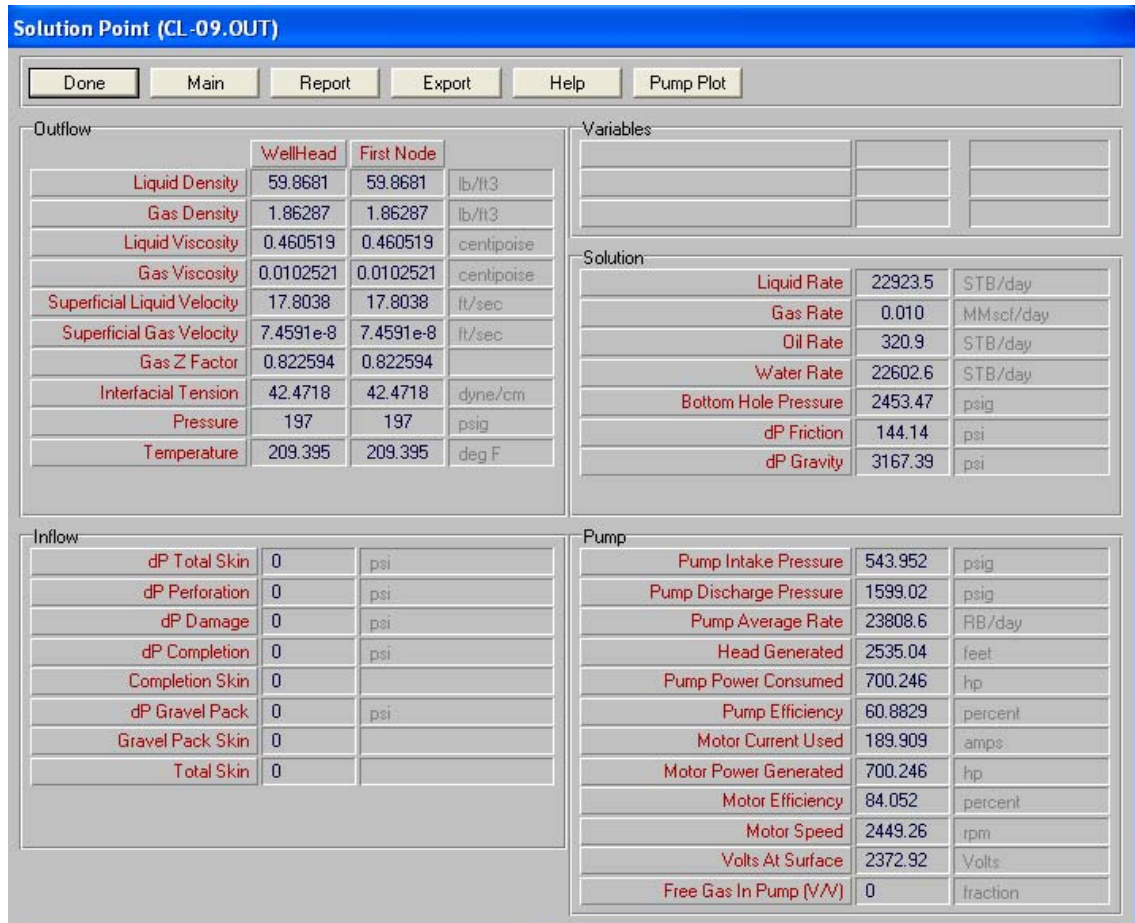
Fuente: Petroleum Experts, IBM

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.

Para regresar a la ventana anterior se hace click en el botón **Finish**.

Ya en la ventana de **Calculation Output** se hace click en el botón **Solution Details** y se visualiza la siguiente ventana:

**Figura 62. Ventana de Resultados detallados de la Simulación en Prosper**

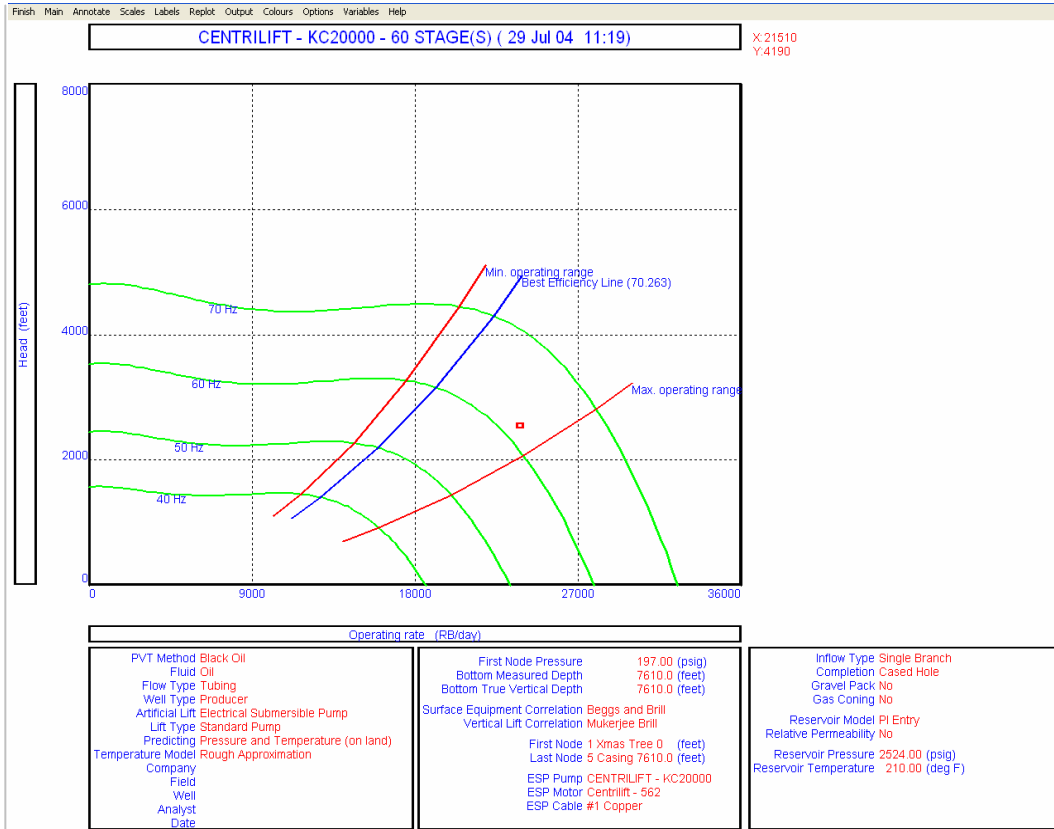


Fuente: Petroleum Experts, IBM

En esta ventana se pueden observar parámetros más detallados de cálculo, se pueden visualizar parámetros de la bomba, y parámetros de fluido de pozo más específicos.

Esta ventana también da la posibilidad de visualizar el tornado de la bomba, esto se ejecuta haciendo click en el botón **Pump Plot**, a continuación se muestra la ventana:

**Figura 63. Gráfica de Operación de la bomba a partir de los datos simulados**



Fuente: Petroleum Experts, IBM

En esta ventana se visualiza el punto de operación actual de la bomba, la línea de mejor eficiencia, el máximo rango de operación, el mínimo rango de operación y las regiones de desgaste por empuje ascendente y descendente.

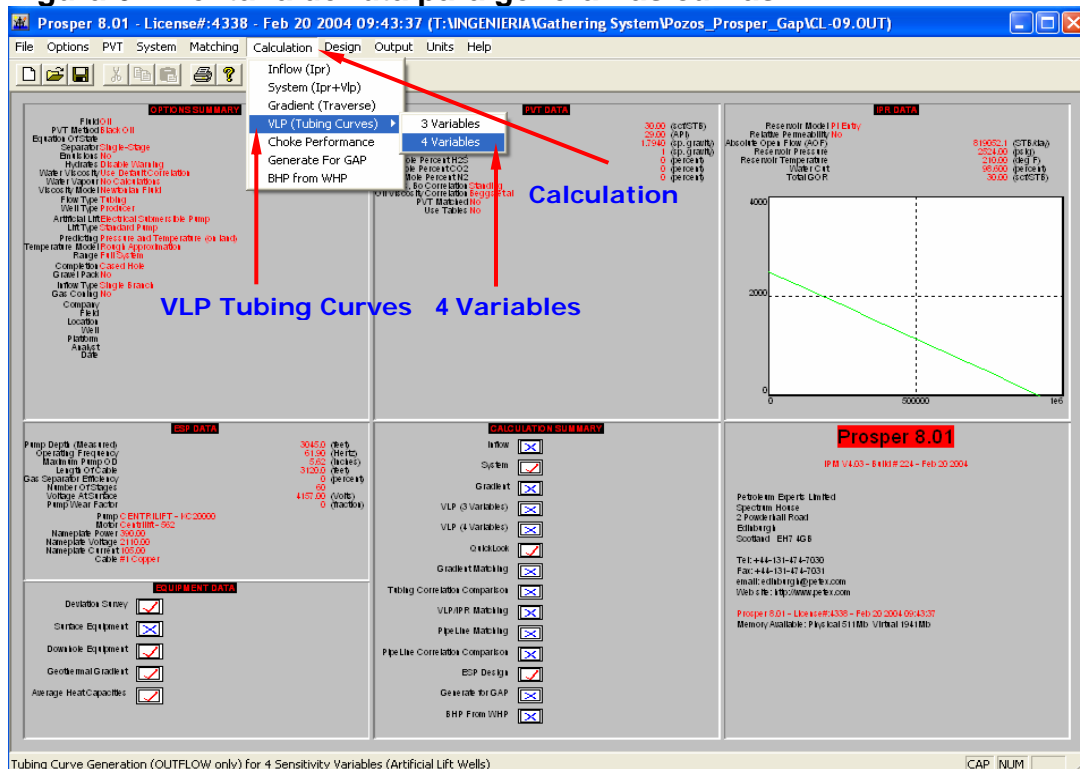
## 8.2.2 Procedimiento para Generación de Curvas de Tubing (VLP)

Estas curvas se crean a partir de un procedimiento en PROSPER, pero pueden ser generadas tanto en PROSPER como en GAP. Su importancia se basa en que le proporcionarán a GAP el enlace con PROSPER.

El archivo que se crea en PROSPER para ser generado en GAP se conoce como **.tpd (tubing performance data)**, este archivo se exporta como .tpd desde PROSPER, posteriormente para generar la VLP desde GAP, este archivo debe importarse a GAP desde PROSPER para convertirse en un archivo con extensión **.vlp**, ya con este archivo en GAP se pueden generar las curvas VLP para un pozo.

Inicialmente se debe tener abierta la ventana principal de PROSPER, seleccionar en el menú **Calculation/VLP (Tubing Curves)/4 Variables**.

**Figura 64. Ventana de ruta para generar las curvas VLP**



Al seleccionar 4 variables se visualiza la siguiente ventana:

**Figura 65. Ventana de Introducción de Parámetros para generar las VLP**

**VLP (TUBING CURVE) CALCULATIONS (CL-09.OUT)**

Continue Cancel Insert Delete All Generate Help

Save Results Transfer Data GAP

Input Data

Top Node Pressure 197 psig

Water Cut 98.6 percent

Total GOR 30 scf/STB

Surface Equipment Correlation Beggs and Brill

Vertical Lift Correlation Petroleum Experts

Rate Method User Selected

Rate Type Liquid Rates

Calculate Lift Curves For Simulators

Enter Rates

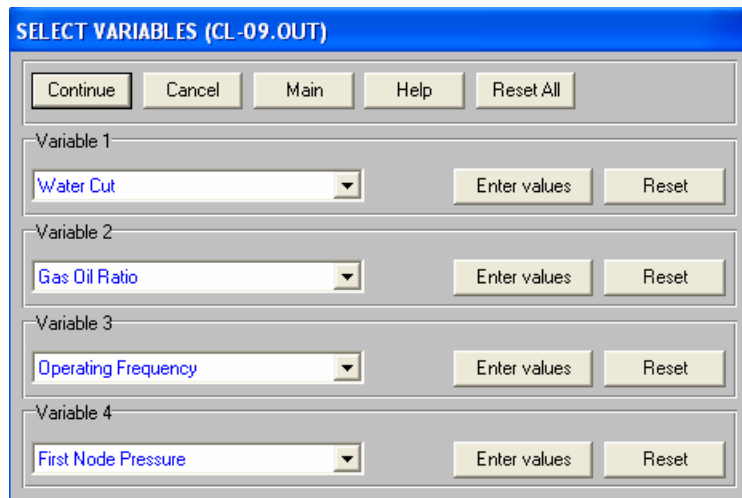
Rates		Rates		Rates		Rates	
STB/day		STB/day		STB/day		STB/day	
1	100	6	10000	11	20000	16	
2	2000	7	12000	12	22908	17	
3	4000	8	14000	13	24000	18	
4	6000	9	16000	14	25000	19	
5	8000	10	18000	15	26000	20	

Fuente: Petroleum Experts, IBM

En esta ventana se introducen los datos para la creación de las curvas, de debe ingresar la presión de cabeza de pozo, el corte de agua y el GOR total, en la casilla **Calculate** debe encontrarse la opción **Lift Curves For Simulators** con el fin de que PROSPER cree las VLP a partir de una presión conocida, es decir la presión de cabeza de pozo, la otra opción existente para la casilla **Calculate** es **Tubing Curves (Standard)** al seleccionar esta opción en la casilla donde dice **Top Node Pressure** cambia a **Bottom Hole Pressure**, es decir la presión de fondo del pozo, para este caso se debe introducir la presión de fondo el pozo la cual presenta un nivel mayor de incertidumbre que la presión de cabeza de pozo. Para este caso PROSPER crea las VLP a partir de esta presión de fondo de pozo.

Después de haber introducido los datos a esta ventana se hace click sobre el botón **Continue** y aparece la siguiente ventana:

**Figura 66. Ventana de selección de variables para Generación de curvas VLP**



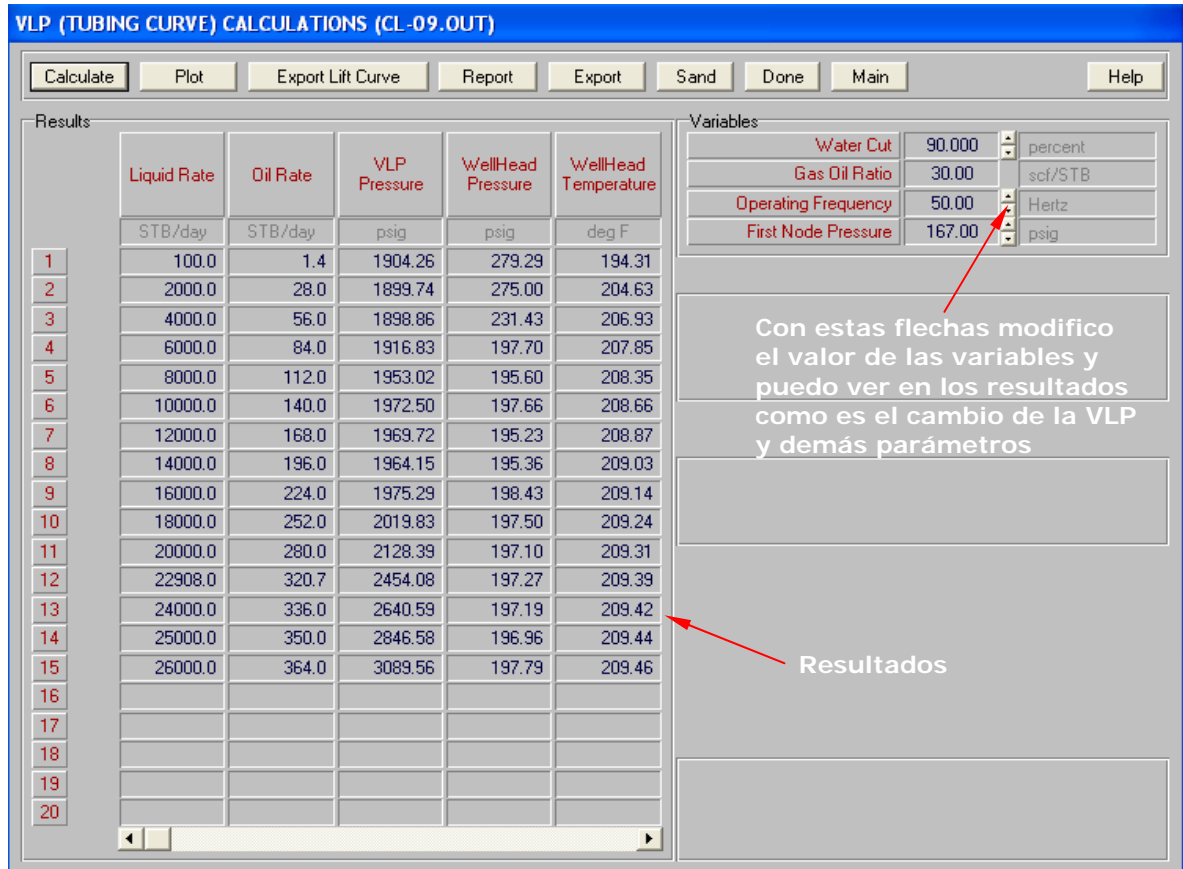
Fuente: Petroleum Experts, IBM

En esta ventana es posible escoger diferentes variables e ingresar hasta diez valores por variable al hacer click en la casilla **Enter values** para generar las VLP, para las simulaciones de los pozos en Caño Limón se han usado las variables que se aprecian en la ventana. A mayor número de valores por variable mayor número de curvas VLP se van a generar y por consiguiente mayor es el rango de aplicabilidad de estas mismas cuando sean utilizadas en GAP.

Al ser utilizadas en GAP, estas curvas permiten ver el comportamiento del pozo si se hace alguna modificación en el sistema de recolección, es decir evaluar si dado el caso ingresa una línea nueva de un diámetro determinado al sistema de recolección el cual disminuya la presión de cabeza de los pozos y consecuentemente aumente la producción de crudo.

Después de escoger estas variables y haber introducido valores para las mismas, se hace click en el botón **Continue** y se visualiza la siguiente ventana:

**Figura 67. Ventana de Resultados de cálculos de curvas VLP**



Fuente: Petroleum Experts, IBM

Esta ventana permite apreciar los valores obtenidos al generar las curvas VLP en PROSPER de acuerdo a los diferentes valores de las variables que se usaron para las mismas.

Si no se desea generar la VLP en PROSPER, es posible hacerlo desde GAP, para hacer esto se debe hacer click en el boton **Export Lift Curve**.

### 8.3.3 Introducción de Datos al Programa y Resultados

En esta oportunidad solo se mostrarán los datos con los cuales se harán las simulaciones y sus resultados. Se simulará para mostrar una corrida de PROSPER el comportamiento de los pozos que cuentan con monitoreo de niveles en época de aislamiento con la instalación de fondo que presentaba en su momento para determinar el Índice de Producción (BFPD/psi) que presentaban los pozos antes de su primer abandono.

#### 8.3.2.1 Pozo CL-05 – Tercer Abandono:

**Tabla 54. Datos de entrada de equipo de fondo**

DATOS DE ENTRADA ESP	
TIPO DE INFORMACION	DESCRIPCION
PROFUNDIDAD BOMBA	2408
FRECUENCIA DE OPERACION	66
MAXIMO OD DE BOMBA	5.62
LONGITUD DEL CABLE	2424
NUMERO DE ETAPAS	62
VOLTAJE EN SUPERFICIE	2944
FACTOR DE DESGASTE DE BOMBA	0
TIPO DE BOMBA	KC-1550 AR
TIPO DE MOTOR	KMEU-604 HP
CORRIENTE DEL CABLE	150 Amps

Fuente: Base de datos de Ingeniería de Producción.

**Tabla 55. Datos de entrada Yacimiento y Producción**

DATOS DE YACIMIENTO Y PRODUCCION	
TIPO DE INFORMACION	DESCRIPCION
PRESION ESTATICA DE FONDO	2298
TEMPERATURA DE YACIMIENTO	210°F
TASA DE LIQUIDO	18500 BFPD
CORTE DE AGUA	93%
INDICE DE PRODUCTIVIDAD	229.83 BFPD/psi
GOR PRODUCIDO	8 SCF/STB
PRESION EN CABEZA	113 psi

Fuente: Base de datos de Ingeniería de Producción.

### 8.3.2.2 Pozo CL-17 – Tercer Abandono:

**Tabla 56. Datos de entrada de equipo de fondo**

DATOS DE ENTRADA ESP	
TIPO DE INFORMACION	DESCRIPCION
PROFUNDIDAD BOMBA	2007
FRECUENCIA DE OPERACION	60
MAXIMO OD DE BOMBA	5.62
LONGITUD DEL CABLE	2022
NUMERO DE ETAPAS	52
VOLTAJE EN SUPERFICIE	4330
FACTOR DE DESGASTE DE BOMBA	0
TIPO DE BOMBA	KC-20.000 AR
TIPO DE MOTOR	KMEU-604 HP
CORRIENTE DEL CABLE	150 Amps

Fuente: Base de datos de Ingeniería de Producción.

**Tabla 57. Datos de entrada Yacimiento y Producción:**

DATOS DE YACIMIENTO Y PRODUCCION	
TIPO DE INFORMACION	DESCRIPCION
PRESION ESTATICA DE FONDO	2219
TEMPERATURA DE YACIMIENTO	210°F
TASA DE LIQUIDO	21200 BFPD
CORTE DE AGUA	97%
INDICE DE PRODUCTIVIDAD	610.55 BFPD/psi
GOR PRODUCIDO	8 SCF/STB
PRESION EN CABEZA	109 psi

Fuente: Base de datos de Ingeniería de Producción.

### 8.3.2.1 Pozo CV-06 - Tercer Abandono

**Tabla 58. Datos de entrada de equipo de fondo**

DATOS DE ENTRADA ESP	
TIPO DE INFORMACION	DESCRIPCION
PROFUNDIDAD BOMBA	2594.6
FRECUENCIA DE OPERACION	60
MAXIMO OD DE BOMBA	5.13
LONGITUD DEL CABLE	2609.2
NUMERO DE ETAPAS	47
VOLTAJE EN SUPERFICIE	2944
FACTOR DE DESGASTE DE BOMBA	0
TIPO DE BOMBA	GC-6100 AR
TIPO DE MOTOR	KMH-228 HP
CORRIENTE DEL CABLE	150 Amps

Fuente: Base de datos de Ingeniería de Producción.

**Tabla 59. Datos de entrada Yacimiento y Producción**

DATOS DE YACIMIENTO Y PRODUCCION	
TIPO DE INFORMACION	DESCRIPCION
PRESION ESTATICA DE FONDO	2665
TEMPERATURA DE YACIMIENTO	210°F
TASA DE LIQUIDO	3850 BFPD
CORTE DE AGUA	99%
INDICE DE PRODUCTIVIDAD	294.1 BFPD/psi
GOR PRODUCIDO	8 SCF/STB
PRESION EN CABEZA	71 psi

Fuente: Base de datos de Ingeniería de Producción.

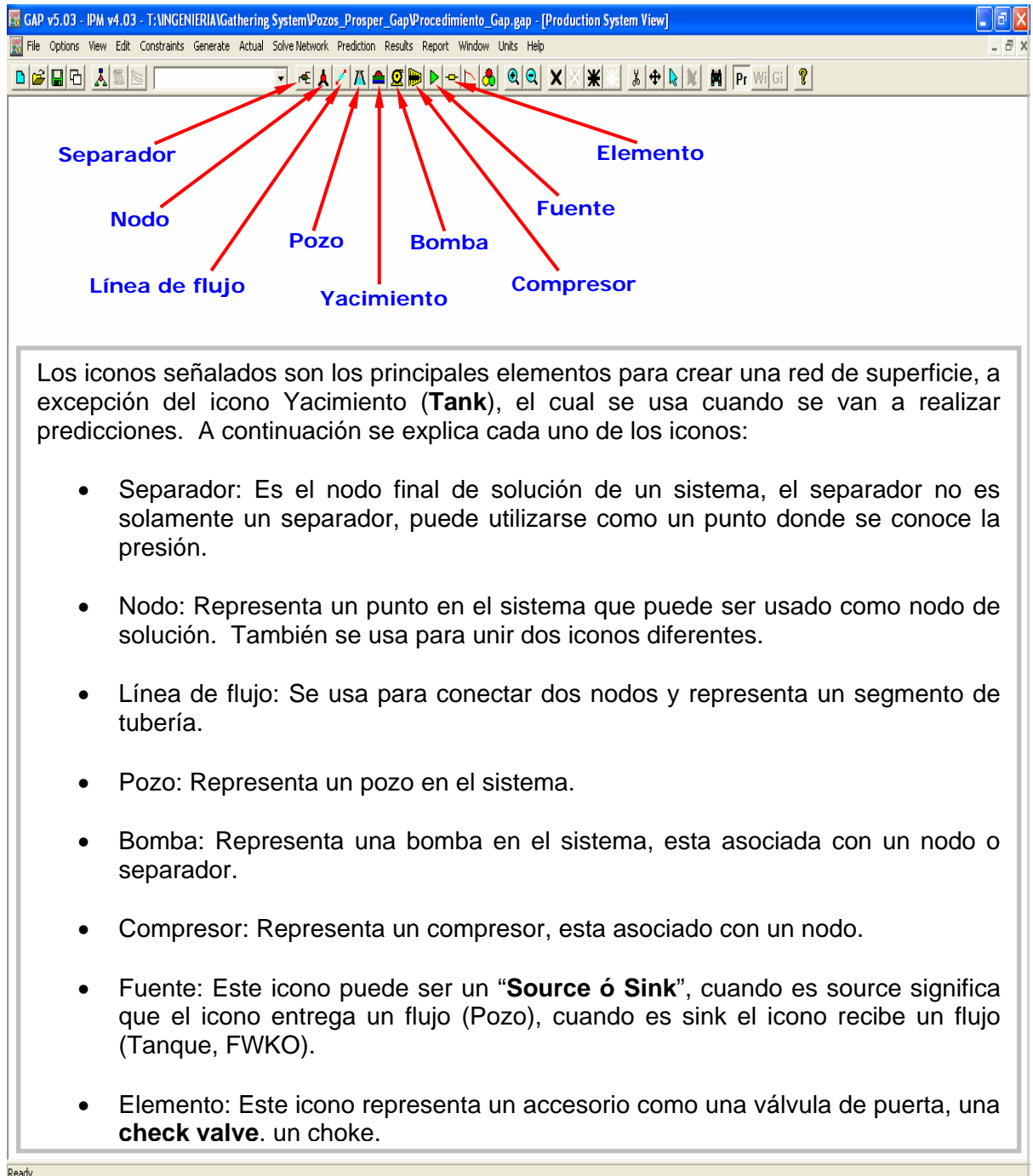
## 8.3 DESCRIPCION DEL SIMULADOR GAP

General Allocation Package es una herramienta de simulación complemento de PROSPER que simula el transporte de flujo a través de redes en superficie.

### 8.3.1 Creación de una Red de Superficie

La siguiente figura corresponde a la ventana principal de la aplicación en la que encontramos los principales elementos para crear una red de superficie:

**Figura 68. Elementos para Crear una Red de Superficie**



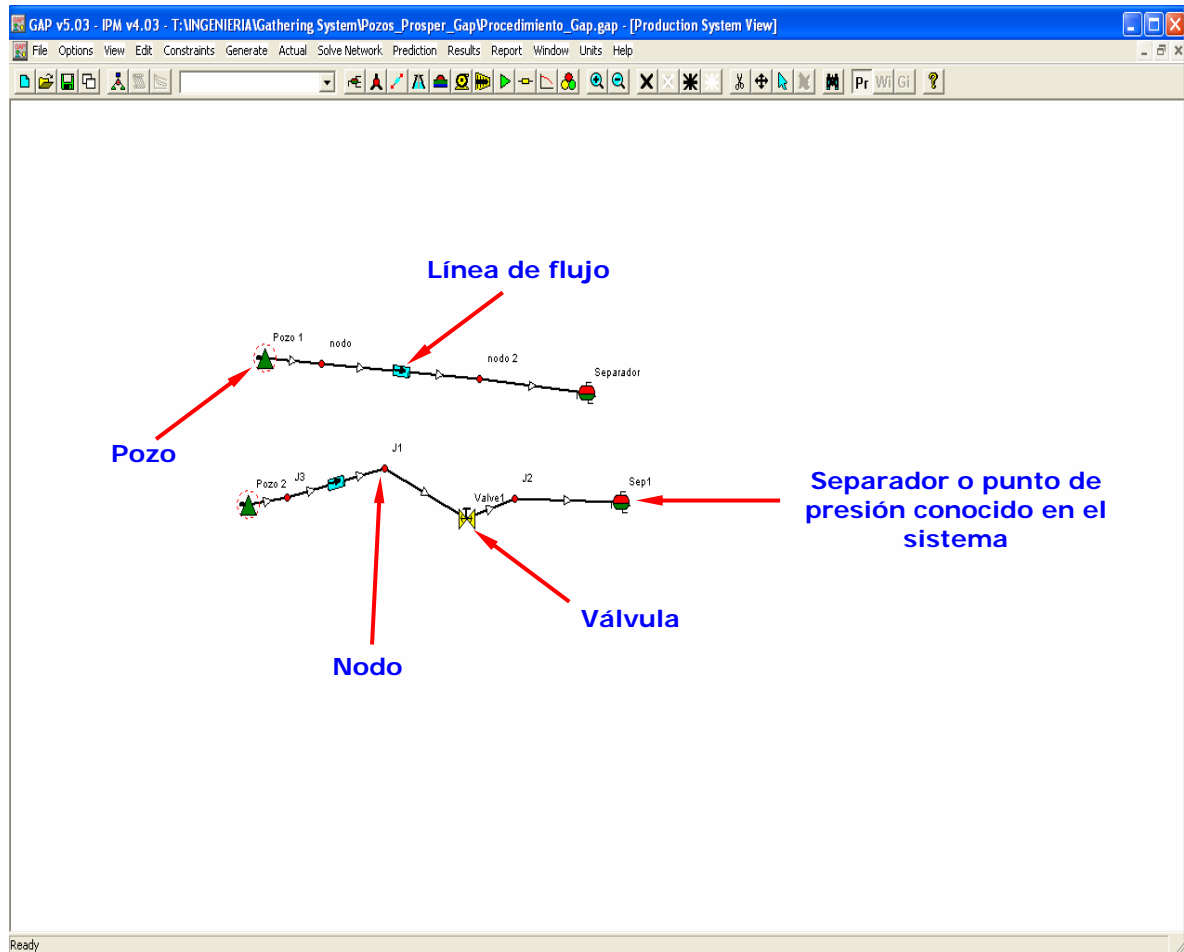
Ready

Fuente: Petroleum Experts, IBM

Ya al tener abierta la ventana principal se hace se hace click sobre el elemento que se quiere agregar a la red, como ejemplo vamos a crear una red de superficie

con los principales elementos mencionados anteriormente. Como regla general se debe tener en cuenta que debe existir un nodo entre dos iconos diferentes para que GAP los una.

**Figura 69. Red de superficie creada**

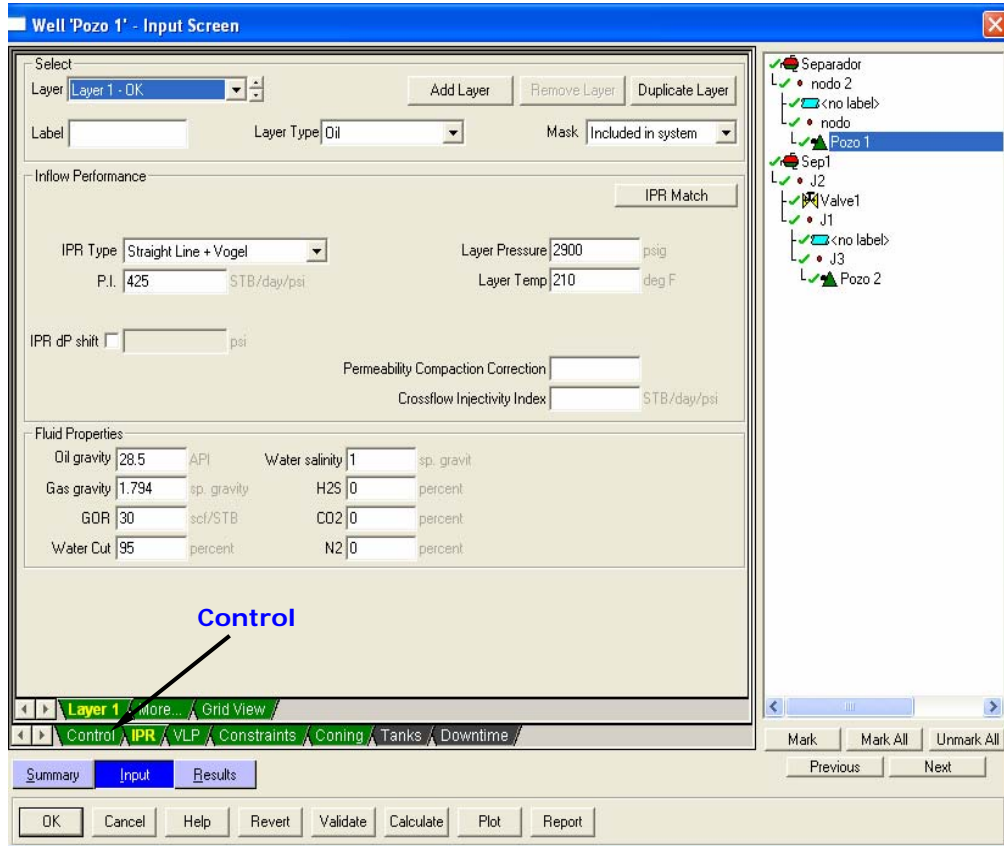


Fuente: Petroleum Experts, IBM

Ya al tener la red creada en la ventana principal de GAP, se procede a hacer el ingreso de datos a cada uno de los iconos, para hacer esto se debe hacer doble click sobre el mismo.

A continuación se muestra la ventana de ingreso de datos de un pozo:

Figura 70. Ventana de ingreso de datos de pozo desde GAP

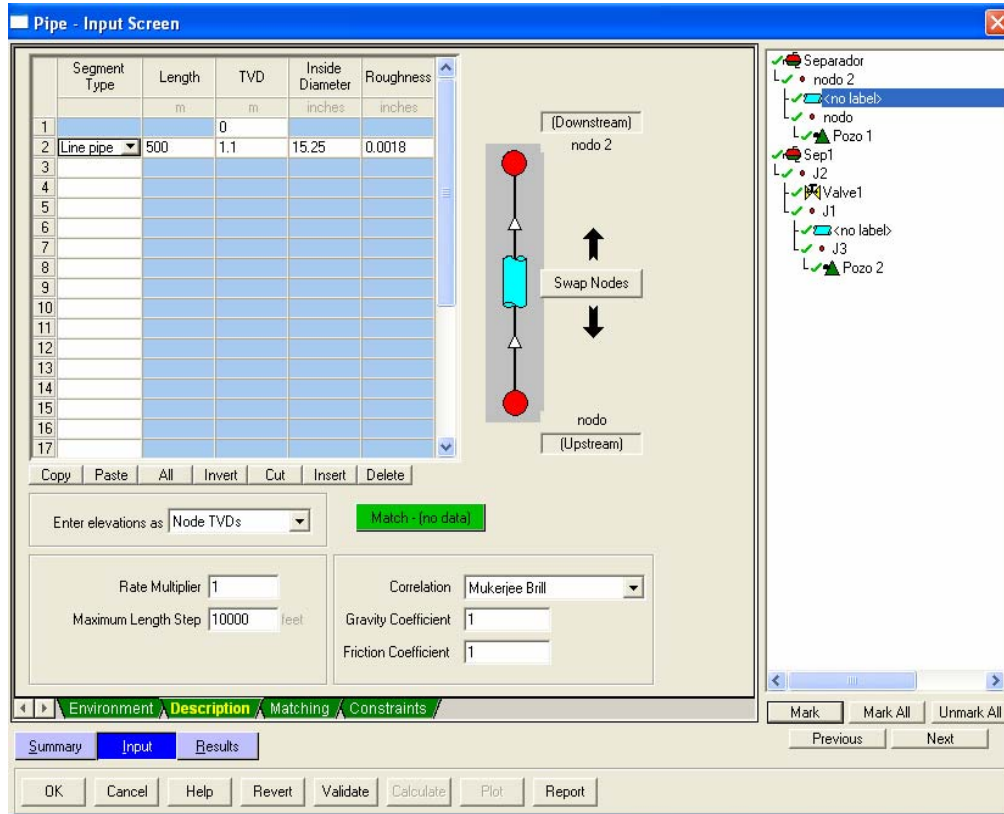


Fuente: Petroleum Experts, IBM

Esta es la ventana principal de ingreso de datos para un pozo, en el caso de que el pozo este siendo simulado con **ESP**, se hace click en la casilla **Control** para introducir el dato de frecuencia.

Para ingresar los datos referentes a la línea de flujo se hace doble click en el icono que representa la línea de flujo, a continuación aparece la siguiente ventana:

Figura 71. Ventana de introducción de Parámetros de líneas de flujo

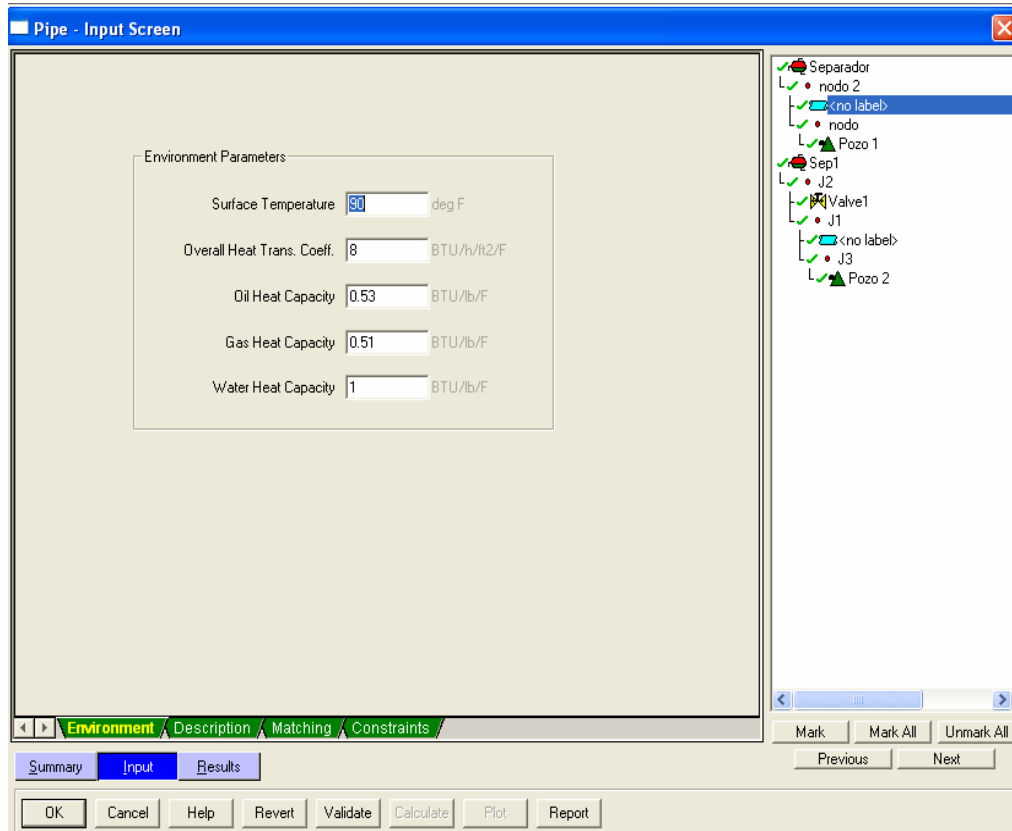


Fuente: Petroleum Experts, IBM

Como se observa en la figura, GAP da la posibilidad de introducir varios segmentos, de igual forma permite simular si el segmento esta enterrado o sobre la superficie, el diámetro interno del mismo, la rugosidad y da la posibilidad de escoger la correlación de flujo. Si el usuario desea cambiar el sentido del flujo simplemente se hace click en la casilla **Swap Nodes**.

GAP también simula las condiciones externas sobre las cuales se encuentra el segmento en mención, esto se hace haciendo click en la casilla **Environment**, al hacer click en esta casilla se visualiza la siguiente ventana:

**Figura 72. Ventana de Introducción de Parámetros térmicos**

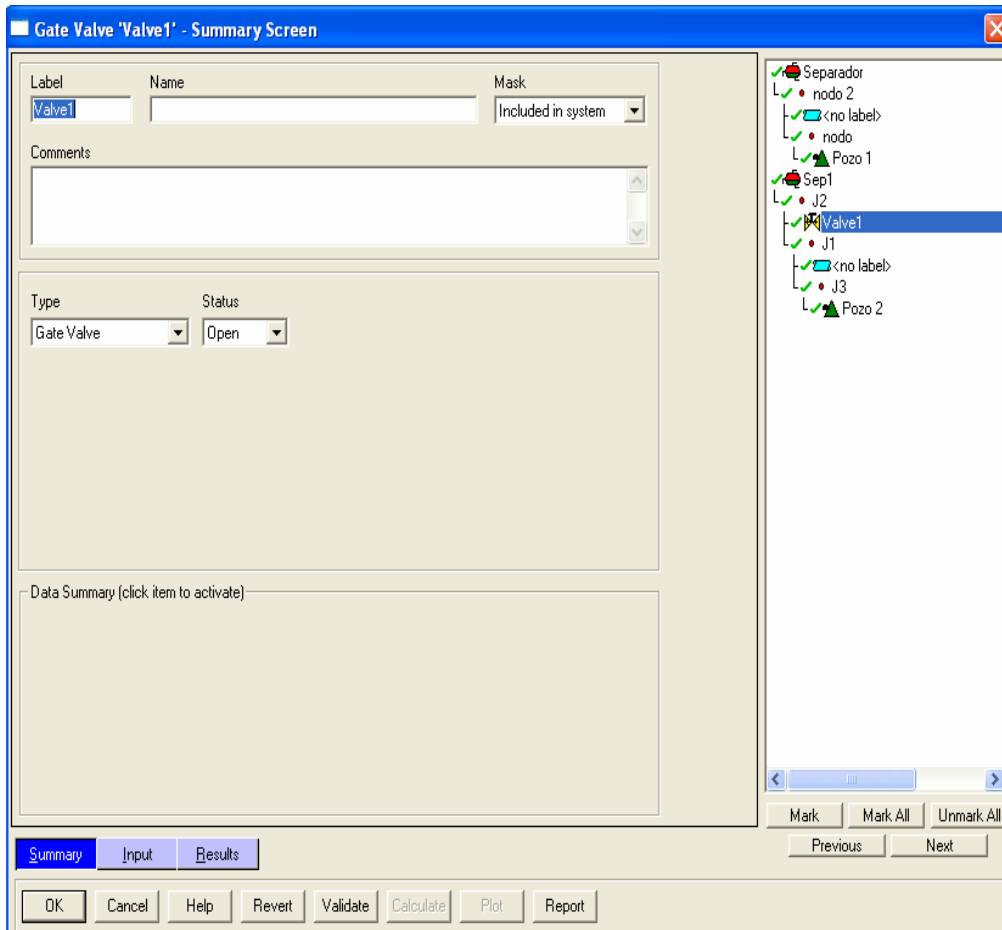


Fuente: Petroleum Experts, IBM

Esta ventana permite simular aparte de la temperatura ambiente, las capacidades caloríficas de los fluidos en mención, y también un coeficiente global de transferencia de calor.

Respecto al icono de válvula al hacer doble click sobre el mismo se visualiza la siguiente ventana:

**Figura 73. Ventana de Introducción de parámetros para válvulas**

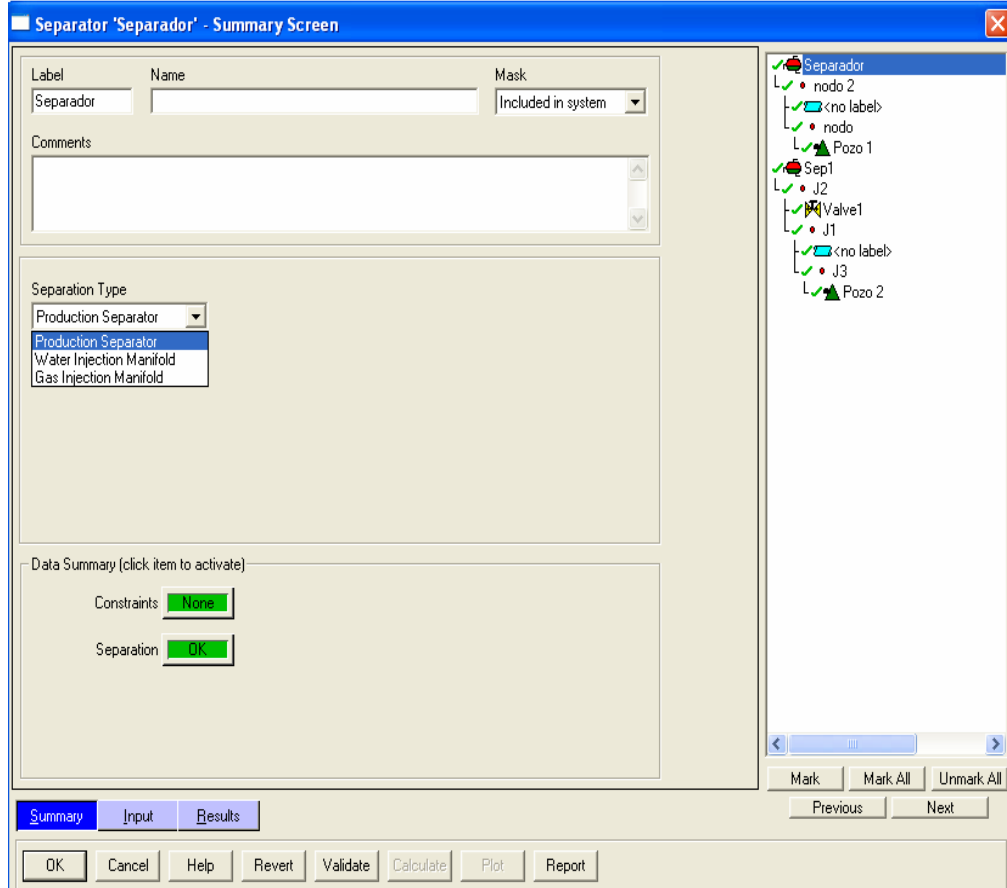


Fuente: Petroleum Experts, IBM

Mediante esta ventana se puede simular si la válvula se encuentra abierta o cerrada.

Para el icono de separador se visualiza la siguiente ventana:

**Figura 74. Ventana de selección del tipo de separador de producción**

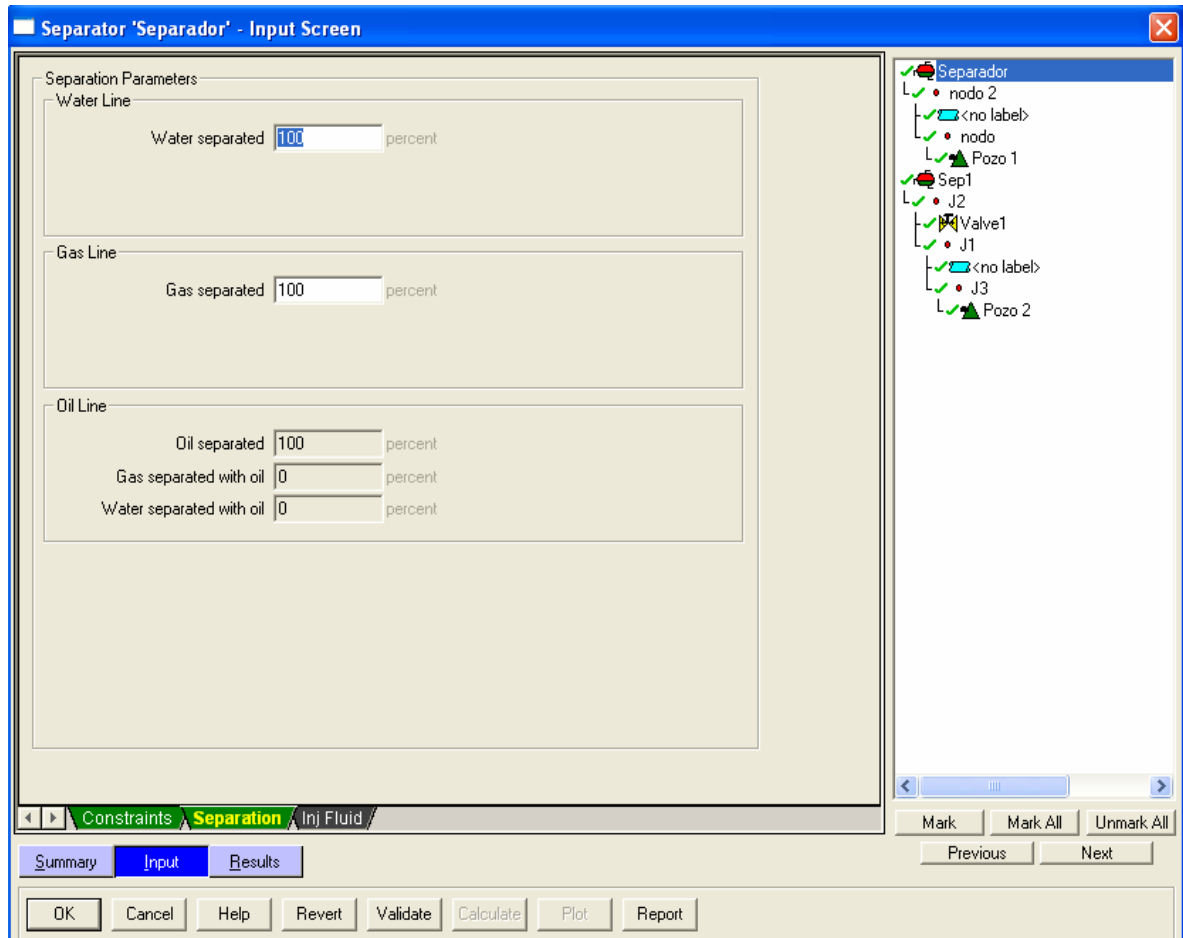


Fuente: Petroleum Experts, IBM

Como se observa en la figura este icono da la posibilidad de ser un separador de producción, un manifold de inyección de agua y un manifold de inyección de gas.

Dependiendo la opción que se escoja GAP da diferentes opciones de entrada de datos, al escoger **Production Separator** y posteriormente hacer click en la casilla **Input**, se visualiza la siguiente ventana:

**Figura 75. Ventana de Introducción de Parámetros de Separación**

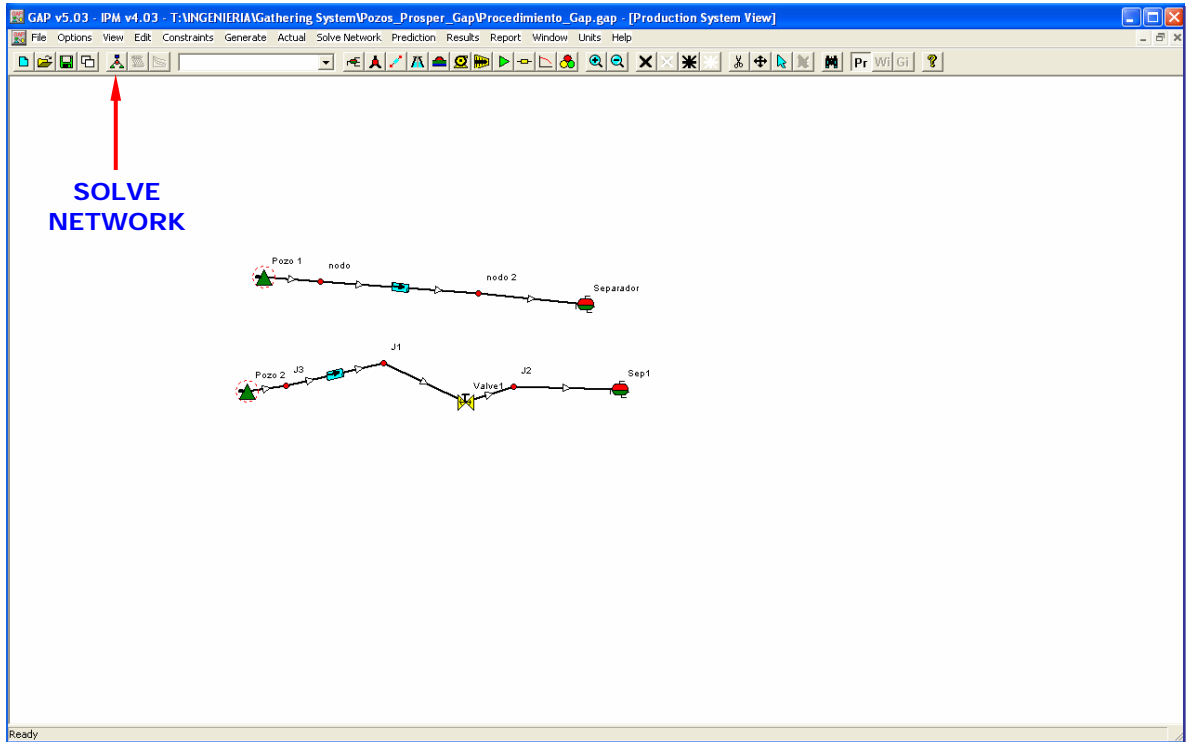


Fuente: Petroleum Experts, IBM

Esta ventana permite introducir los parámetros de separación que se desean.

El icono separador también se usa como un punto de presión conocido, esto tiene como función resolver el sistema de red que se tiene y ver los resultados, para acceder a esta opción se debe llegar a la ventana principal, a continuación se muestra el procedimiento:

Figura 76. Ventana para resolver la red de superficie



Fuente: Petroleum Experts, IBM

Primeramente se hace click en el botón **SOLVE NETWORK**, este botón permite resolver la red de superficie y visualizar los resultados de la misma, al hacer click en este botón se visualiza la siguiente ventana:

**Figura 77. Ventana de presión de separadores para resolver la red**

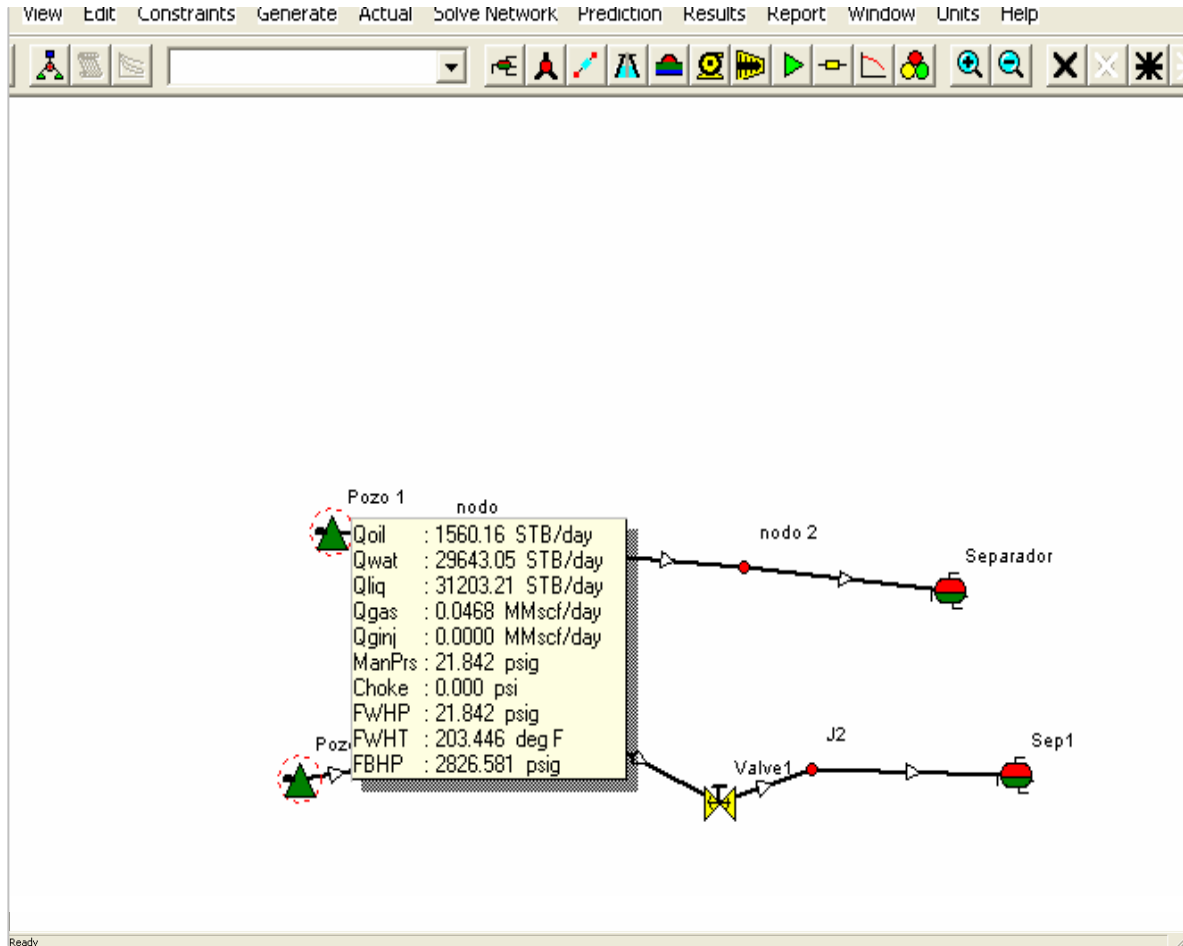
	Separator	Sep1
	psig	psig
Pressure 1	20	25
Pressure 2		
Pressure 3		
Pressure 4		
Pressure 5		
Pressure 6		
Pressure 7		
Pressure 8		
Pressure 9		
Pressure 10		

Fuente: Petroleum Experts, IBM

En esta ventana se visualiza el número de separadores que existen en la red, para este caso se visualizan dos los cuales pertenecen a la red que estamos usando como ejemplo, en las casillas en blanco se introducen los valores de presión conocidos que tenemos, a partir de estas presiones GAP soluciona el sistema.

La forma mas rápida de visualizar los resultados obtenidos es colocando el pointer sobre el icono en el cual uno desea saber los parámetros. En la siguiente ventana se observa como se ven estos resultados:

**Figura 78. Ventana que muestra los resultados de la Red**



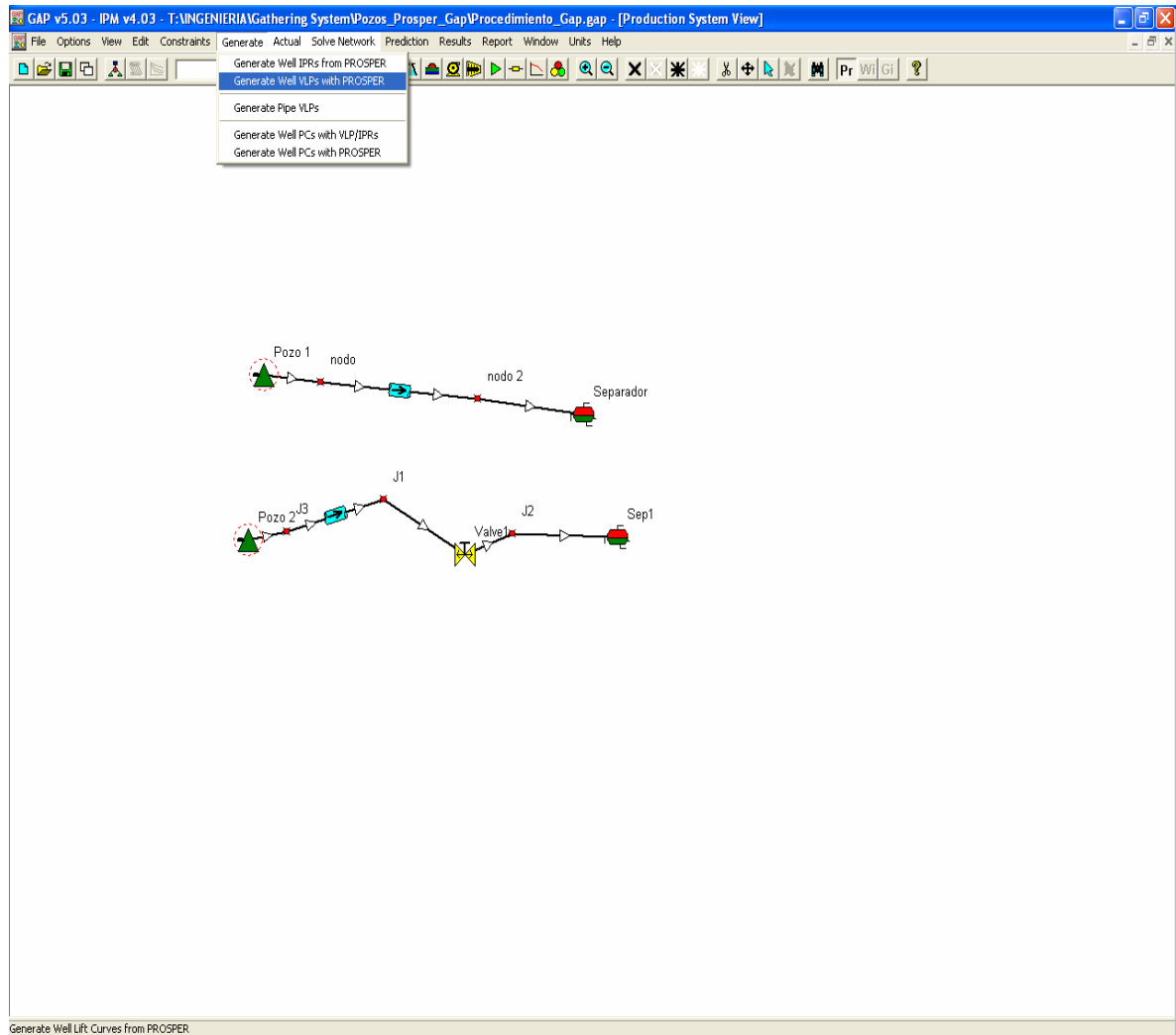
Fuente: Petroleum Experts, IBM

En la pequeña ventana se muestran los datos mas representativos del icono que uno desee mirar, en este caso se observa los datos del pozo a partir de la solución de la red.

### 8.3.2 Procedimiento para Importar Archivos desde GAP

Este procedimiento se realiza con el fin de generar las curvas VLP de un pozo, y posteriormente resolver la red del sistema para poder obtener y visualizar los parámetros operacionales de un pozo.

**Figura 79. Procedimiento para generar las curvas VLP**



Fuente: Petroleum Experts, IBM

Para generar las curvas **VLP** se hace click en el menú **Generate**, posteriormente se escoge la opción **Generate Well VLP's with Prosper**.

## 9. EVALUACION ECONOMICA DEL PROYECTO

En la evaluación económica, es necesario tener en cuenta todos aquellos aspectos, que intervienen en la producción de fluidos para cada caso. Dichos aspectos se explican a continuación:

- La presencia del acuífero garantiza un buen aporte de fluidos por parte del yacimiento hacia el pozo.
- El alto precio del barril de crudo que a la fecha se sitúa por encima de los US\$50 hace más viable la operación, ya que las inversiones se recuperarían en un corto tiempo. El costo mínimo para que sea rentable producir un barril de crudo en el campo corresponde a US\$5.63.
- Los ingresos brutos de la compañía están dados por la venta del crudo producido que para la compañía está en US\$37 por barril.
- Los costos de operación se refieren al costo que demande la actividad de workover. Los resultados para el primer trimestre de este año se ubican en un valor promedio de US\$94.211 por trabajo, que constituye el pago de 99.6 horas de operación aproximadamente.
- También se adiciona el capital necesario para adquirir un nuevo equipo de fondo, con más manejo de fluido de acuerdo con el nuevo diseño por efecto de la apertura de nuevas zonas aportantes de fluido. Este incluye el costo del motor, el costo del sello y el costo de la bomba. Es necesario aclarar que la tubería, el cable y demás accesorios no se incluyen, pues se asume que no son

reemplazadas a la hora de instalar la bomba, en caso de que se instale a la profundidad con la que viene.

- Costos de energía eléctrica, el cual aumentaría con un nuevo rediseño de un equipo de manejo de más caudal; en Caño Limón, el 45 % de la energía consumida es generada en el campo, y el restante 55% se compra al sistema de interconexión eléctrico ISA; en la actualidad, el valor promedio de las tarifas para la energía es de US \$43 por Megavatio hora consumido (este valor es promedio entre las tarifas de compra de energía y los costos de generación en el campo). Los requerimientos de energía eléctrica, están determinados por los KWH que requieren los variadores para suministrar a los equipos de fondo y a la postre, este consumo es el que se considera como costo de levantamiento.

- Costos de tratamiento de los fluidos en superficie: Se tiene calculado un valor de US\$0.7 por cada mil barriles de agua tratados en superficie (Clarificador y Rompedor Inverso) y de US \$4.33 por cada mil barriles de aceite tratados (Desemulsificante).

- Para efectos legales en Colombia se deben descontar un impuesto de renta, que se encarga de gravar la producción cuyo valor está fijado en 39,55%. Descuentos e impuestos: el otro aspecto que se tiene en cuenta para los análisis, es el de los descuentos y los impuestos que paga la compañía a las diferentes partes del contrato de asociación. Estos hacen referencia a:

- Regalías: 20% de la producción.

- Retenciones: 35% de los ingresos netos antes de impuestos.

- Remesas: 7% de los ingresos netos antes de impuestos.

- Impuestos en Estados Unidos: 9.8% de los ingresos netos antes de impuestos

## CONCLUSIONES

Para la compañía Occidental, aumentar el recobro de crudo en el campo Caño Limón se ha convertido en su principal reto después de la firma de la prórroga del contrato de asociación Cravo Norte prevista para finales de 2.007, que le permite operar hasta el límite económico. A partir de este hecho, se inició una intensiva exploración sísmica en la zona durante el primer trimestre del 2.005, de la cual se espera mejorar el modelo geológico existente, confirmando la ubicación de estructuras productoras, y descubrir otras, que permitan aumentar las reservas así como diseñar un programa de perforación de desarrollo para aumentar el recobro de crudo.

En la historia del monitoreo de pozos de las estructuras Caño Limón y Caño Verde se encontraron 11 pozos con cortes de agua superiores al 97% y zonas abandonadas en su estado mecánico que los hace candidatos a revisión de las condiciones de producción para cada intervalo productor.

De acuerdo a este estudio se muestra como las zonas abandonadas constituyen un gran potencial de crudo para la producción del campo, en virtud de que las premisas que se tuvieron presentes para realizar estos trabajos han cambiado. En la actualidad existen equipos de levantamiento artificial ESP, que permiten manejar caudales por encima de los 30000 BFPD, compensando así los altos cortes de agua que presente el pozo. Este es el caso del Pozo Caño Verde-02 que de acuerdo a un PLT realizado un mes antes del abandono presenta un aporte de 100 BOPD asociado a altos cortes de agua (98 %). Hoy estas arenas son atractivas para explotar.

Las curvas de producción generadas para revisión de los eventos de abandono no describen en muchas situaciones éxitos en la operación de workover, este es el caso de pozos como Caño Limón-05 en su tercer y cuarto abandono. De igual forma Caño Limón-17 y Caño Verde-03 tampoco muestran buena respuesta al abandono, a pesar de que la mayoría de ellos se hacían por su poco atractivo frente a otras de más bajo corte de agua a las que decidían incrementales el draw down, o en su defecto perforar nuevos intervalos de producción. Esto nos perfiló a llevar a cabo la revisión del histórico de registros PLT.

Los Registros de Producción PLT son herramientas inmensamente valiosas que permiten conocer la productividad del pozo a través de la evaluación de cada uno de sus intervalos productores, como su aporte a la tasa de producción del pozo, su interacción (Efecto Crossflow), su respectivo corte de agua, presión, temperatura, y un posible daño en la cara de la formación.

El empleo de los medidores de flujo másico nos permite tener conocimiento en superficie de las propiedades del fluido aportado por el pozo. Por ello es importante su correcta calibración que nos conduzca a mediciones confiables del volumen de fluido aportado por el pozo y su respectivo corte de agua.

GAP-PROSPER, es una herramienta de simulación muy importante para integrar al manejo del yacimiento, ya que permite optimizar la producción de los pozos atando tanto condiciones de fondo como de superficie.

## RECOMENDACIONES

Es importante estudiar el comportamiento en la producción y en los niveles de los pozos seleccionados con respecto a otros cercanos para identificar la existencia de comunicación entre zonas productoras, y descartar la posible interferencia de estas arenas por efecto del completamiento de otros pozos en ellas.

Este estudio debe integrarse a la simulación dinámica de las arenas, para evaluar la posibilidad de que dichas arenas hayan sido drenadas a través de otros pozos.

El simulador GAP-PROSPER debe emplearse en la evaluación de apertura de cada una de las arenas, para conocer la manera como respondería el sistema de recolección (Gathering System) al recibir más aporte de fluido de dichos intervalos, generando o no contrapresión a otros pozos de buen aporte de fluidos y mejor corte de agua.

Aplicar este estudio a los demás pozos pertenecientes a otras estructuras productoras que cuenten con intervalos abandonados para revisar las condiciones de producción bajo las cuales se llevaron a cabo estas operaciones.

## BIBLIOGRAFIA

KENDALL, G. et. al. Reportes técnicos del campo Caño Limón. Bogotá: Occidental de Colombia, Inc, 1985. p. 23.

Prognosis de perforación, campos Caño Limón, Caño Yarumal y Redondo.

Base de datos Operations Systems/Production Reporting, Occidental de Colombia, Inc.

Archivo de Estados Mecánicos y Operaciones a pozos, Occidental de Colombia, Inc.

PIERS GE, Perkins J and ESCOTT D: "A New Flow meter for Production Logging and Well Testing", paper SPE 16819, Dallas, Texas, USA. Septiembre 27, 1987.

New – Technology Seminar, Schlumberger. Bogotá, agosto 23-25, 2004.

CENTRILIFT – BAKER HUGES. Handbook for electrical submersible pumping systems. Sexta edición. 2002. 233 p.

NIND, T. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos de petróleo. Editorial LIMUSA S.A. 1.987. 520 p.

PETROLEUM EXPERTS, IBM. Propietarios del software de simulación GAP-AND PROSPER

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS Y CERTIFICACION.

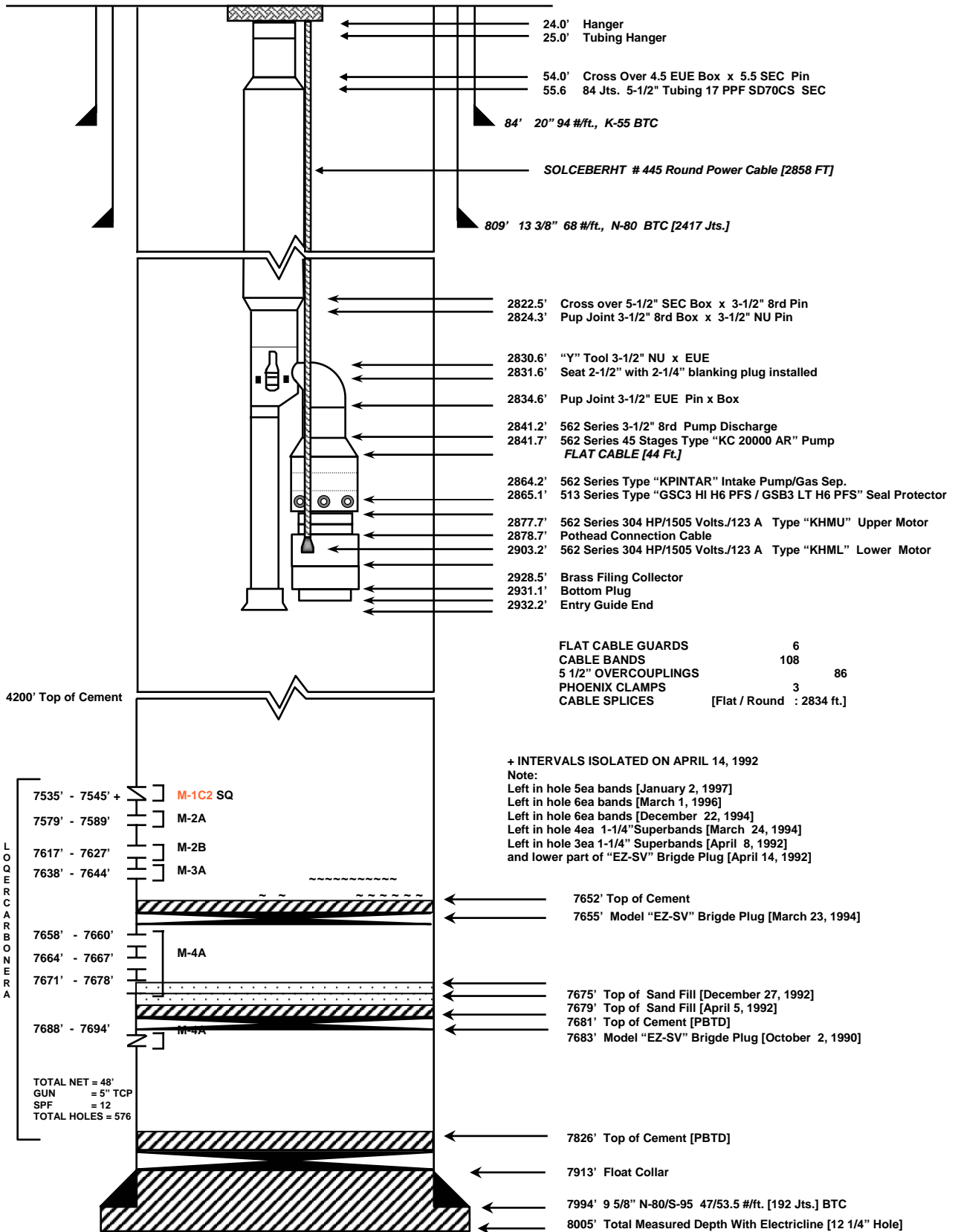
Normas colombianas para la presentación de tesis de grado. Bogotá: ICONTEC - 2.004

**ANEXO A.**  
ESTADOS MECANICOS DE POZOS DE LOS CAMPOS CAÑO LIMON Y CAÑO  
VERDE

Rotary Table Elevation = 491' Ground Elevation = 467'  
 RTE to tubing spool = 24'

4 1/2" SINGLE X-MAS TREE

Tbg measurements are referred to RTE



THIRTEENTH INSTALLATION



MECHANICAL CONDITION SHEET  
 Last Update : August 25, 2004

DATE OF INITIAL COMPLETION:  
 JANUARY 28, 1990

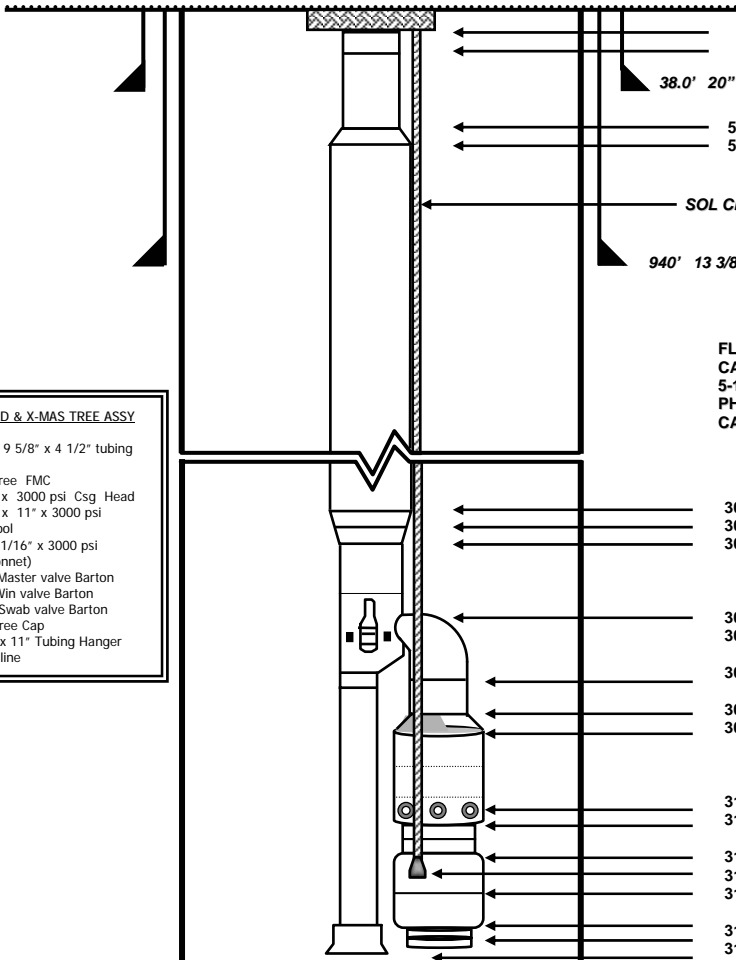
PREPARED & DRAW:  
 ELIAS ROYS RHENALS

APPROVED:

CAÑO LIMÓN  
 04

4 1/2" SINGLE X-MAS TREE

Tbg measurements are referred to RTE



- WELL HEAD & X-MAS TREE ASSY**
- 13 3/8" x 9 5/8" x 4 1/2" tubing
  - A- X-mas tree FMC
  - B- 4-1/16" x 3000 psi Csg Head
  - C- 4-1/16" x 11" x 3000 psi Tubing Spool
  - D- 11" x 3 1/16" x 3000 psi adapter (bonnet)
  - E- 4-1/16" Master valve Barton
  - F- 3-1/8" Win valve Barton
  - G- 4-1/16" Swab valve Barton
  - H- 4-1/2" Tree Cap
  - I - 4-1/2" x 11" Tubing Hanger
  - J - 4" flow line

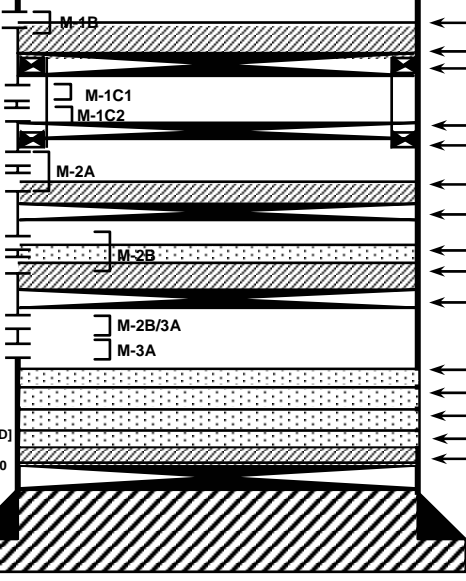
- FLAT CABLE GUARDS 8
- CABLE BANDS 127
- 5-1/2" OVER COUPLINGS 93
- PHOENIX CLAMPS 2
- CABLE SPLICES [Flat-Round : 3077 Ft]

- 38.0' 20" 94 PPF K-55 BTC
- 51.4' Cross Over 4-1/2" EUE Box x 5-1/2" SEC Pin
- 53.5' 92 Jts. 5-1/2" SD70CS 17 PPF SEC Tubing
- SOL CEBER HT-T # 477 Round Power Cable [3,097 FT]
- 940' 13 3/8" 68 PPF N-80 [24 Jts.]
- 3062.3' Cross Over 5-1/2" Sec Box x 4-1/2" 8rd Pin
- 3065.1' Cross Over 4-1/2" 8rd Box x 3-1/2" 8rd Pin
- 3066.3' Pup Joint 3-1/2" 8rd Box 3-1/2" NU Pin
- 3072.7' "Y" Tool 3-1/2" NU Box 3-1/2" 8rd Pin
- 3073.7' Seat 2-1/2" with Blanking Plug Installed
- 3077.2' Pup Joint 3-1/2" 8rd EUE x EUE
- 3083.7' Type "KPHVDIS" 3-1/2" 8rd Box Pump Discharge
- 3084.2' 562 Series 60 Stages "KC 20000 KPHVNTAR" Tandem Pump  
FLAT CABLE [50 FT]
- 3112.7' 562 Series Type "KPINTAR" Pump Intake
- 3113.6' 513 Series Type "GSC3 HLPFS H6/GSB3LT H6" Seal Protector
- 3126.2' 562 Series 380 HP /1,880 V/ 123 A Type "KMHU" Upper Motor
- 3127.2' Pothead Connection Cable
- 3157.5' 562 Series 380 HP /1,880 V/ 123 A Type "KMHL" Lower Motor
- 3188.5' Brass Filing Collector
- 3191.1' Bottom Plug
- 3192.6' Entry Guide End

6400' Top of Cement

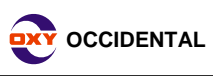
+NOTE: Scab liner from 7597' to 7642' [Jan 2, 1996]  
NOTE: 2ea [1-1/4"] Band left in hole [May 24, 1994]  
NOTE: 1ea [1-1/4"] Band left in hole [October 15, 1993]

- MIRADOR
- 7576' - 7596'
  - 7606' - 7617' +
  - 7626' - 7631' +
  - 7648' - 7650'
  - 7654' - 7668'
  - 7679' - 7682'
  - 7684' - 7688'
  - 7691' - 7722'
  - 7724' - 7729'
- TOTAL NET = 95'  
GUN = 5" [HSD]  
SPF = 12  
TOTAL HOLES = 1140



- M-1B
- 7596' Model N1 Bridge Plug [May 17, 1999]
- 7597' Top of Line, TIW type L Packer [Jan 01/96]
- M-1C1
- M-1C2
- 7637' Model K1 Bridge Plug [May 17, 1999]
- 7642' End of Line, TIW type LH Packer
- M-2A
- 7662' Cement Top [PBSD] [October 28, 1993]
- 7670' Model "EZ-SV" Bridge Plug [October 15, 1993]
- M-2B
- 7687' Top of sand fill [October 9, 1992]
- 7688' Cement Top [PBSD] [March 21, 1992]
- M-2B/3A
- M-3A
- 7689.5' Model "EZ-SV" Bridge plug [January 24, 1992]  
NOTE: 11[3/4"] Bands 4 saddles and 1 flat cable guard left in hole [Jan 23, 1992]
- 7958' Top of Sand Fill [January 12, 1990]
- 8010' Top of Sand Fill [ January 30, 1987]
- 8017' Top of Sand Fill [ November 3, 1986]
- 8020' Top of Sand Fill [ April 23, 1986]
- 8069' Top of cement Top [PBSD]
- 8070' Float Collar
- 8153' Float shoe 9 5/8" N-80 47#ft. BTC (210 Joints)
- 8164' Total depth [12 1/4" Hole]

TWELFTH INSTALLATION



**MECHANICAL CONDITION SHEET**  
Last Update: October 04, 2004

DATE OF INITIAL COMPLETION: NOVEMBER 28, 1985  
DATE OF LAST JOB: SEPTEMBER 26, 2004

PREPARED & DRAW: ELIAS ROYS RHENALS  
REVISED: RODOLFO RIVERA

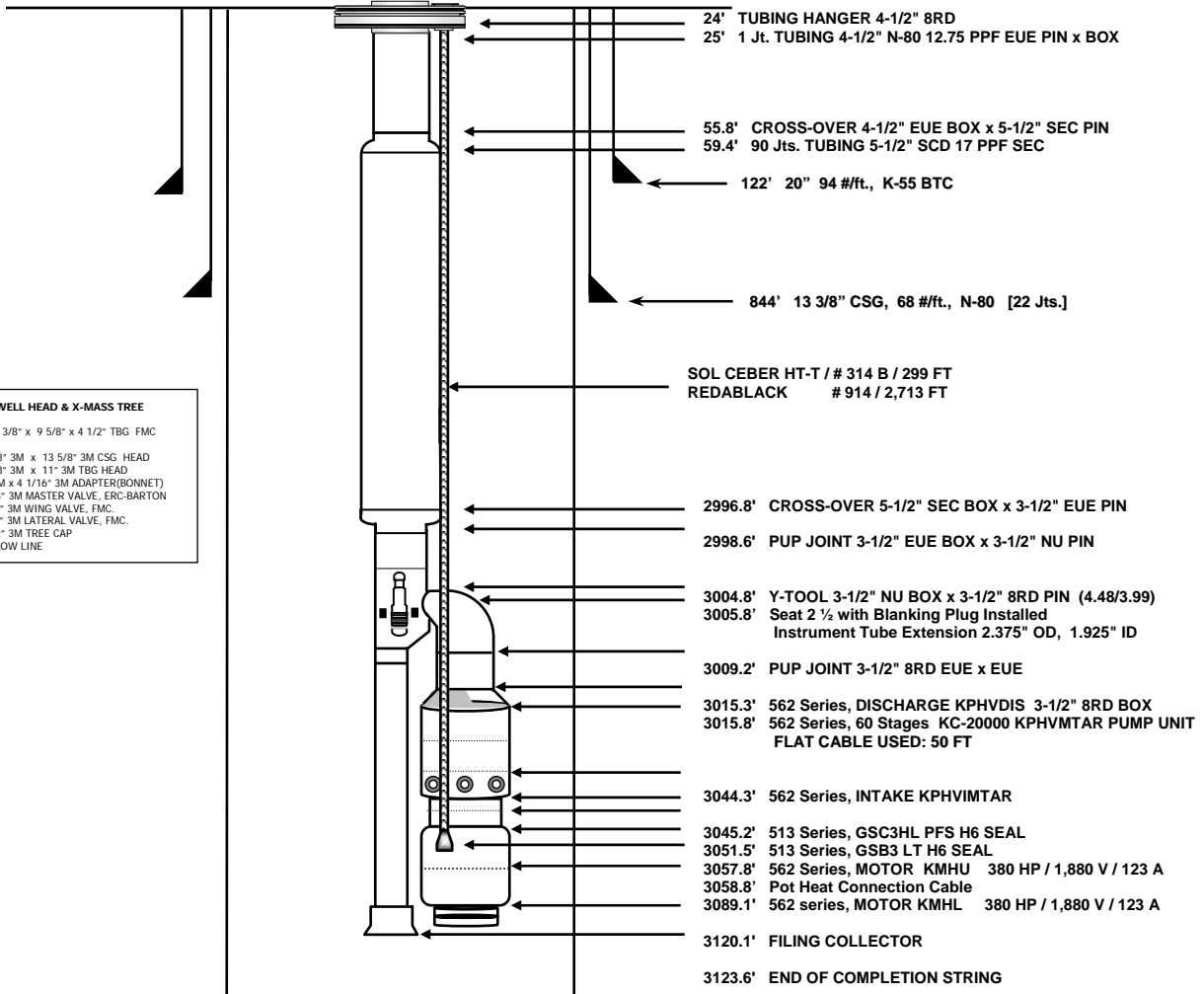
APPROVED:

**CAÑO LIMON 05**

Rotary Table Elevation = 483' Ground Elevation = 460'  
RTE to tubing spool = 24'

4 1/2" SINGLE X-MAS TREE Tbg measurements are referred to RTE

**WELL HEAD & X-MAS TREE**  
13 3/8" x 9 5/8" x 4 1/2" TBG FMC  
A-13 3/8" 3M x 13 5/8" 3M CSG HEAD  
B-13 5/8" 3M x 11" 3M TBG HEAD  
C-11" 3M x 4 1/16" 3M ADAPTER(BONNET)  
D- 4 1/8" 3M MASTER VALVE, ERC-BARTON  
E- 4 1/8" 3M WING VALVE, FMC.  
F- 4 1/8" 3M LATERAL VALVE, FMC.  
G- 4 1/2" 3M TREE CAP  
H- 4" FLOW LINE



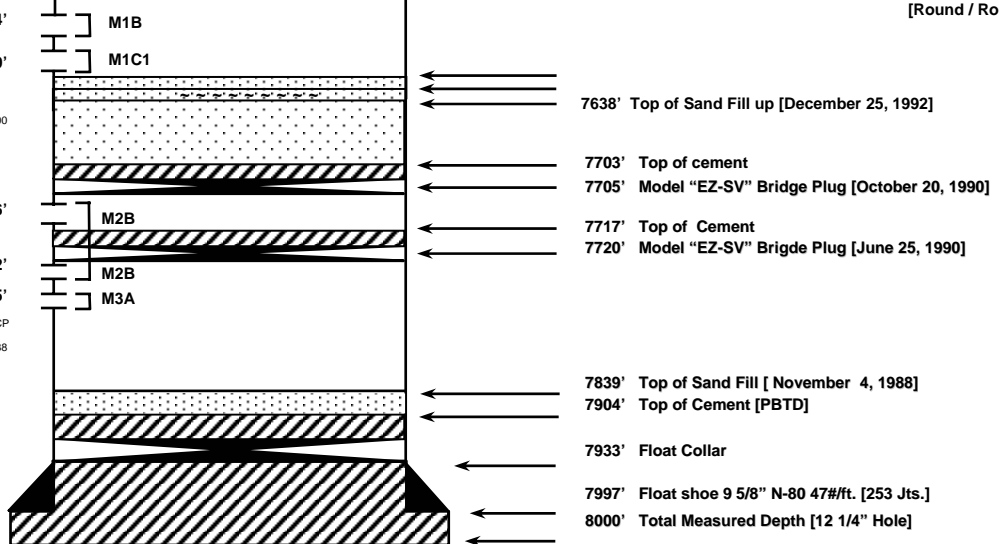
5850' Top of Cement

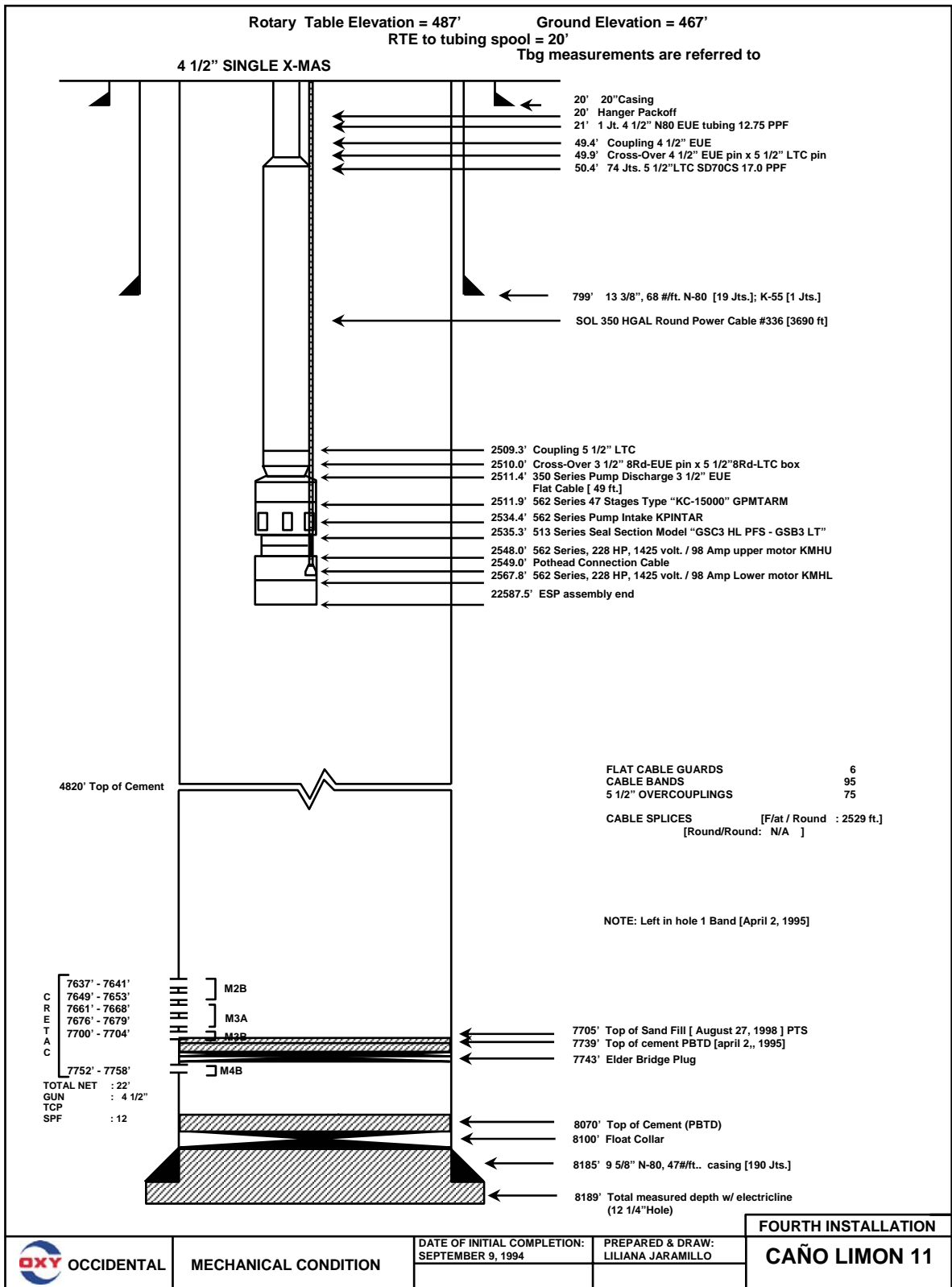
**LOWER CARBONERA**

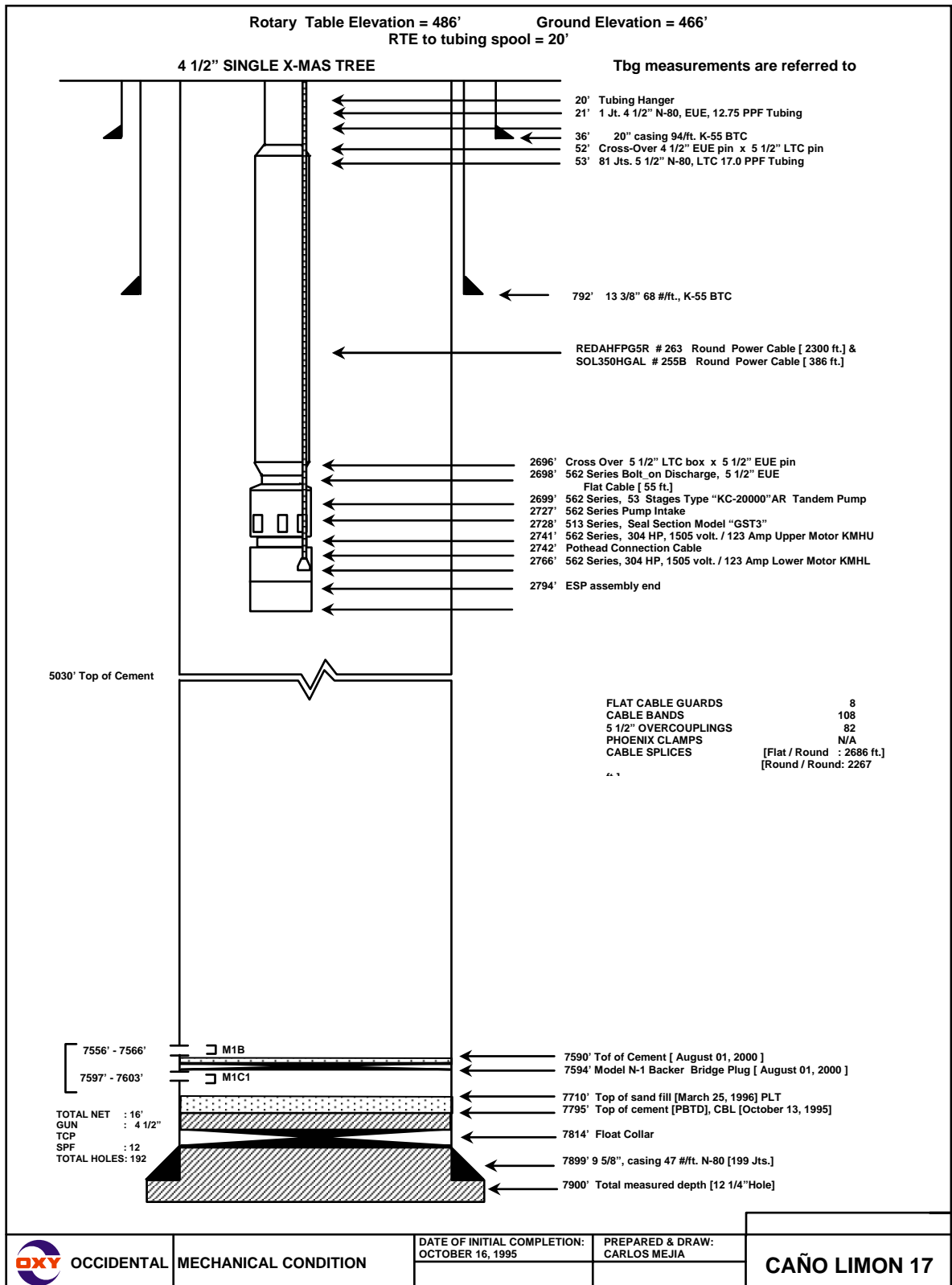
7589' - 7594' M1B  
7610' - 7630' M1C1  
TOTAL NET = 25'  
GUN = 5'  
SPF = 12  
TOTAL HOLES = 300

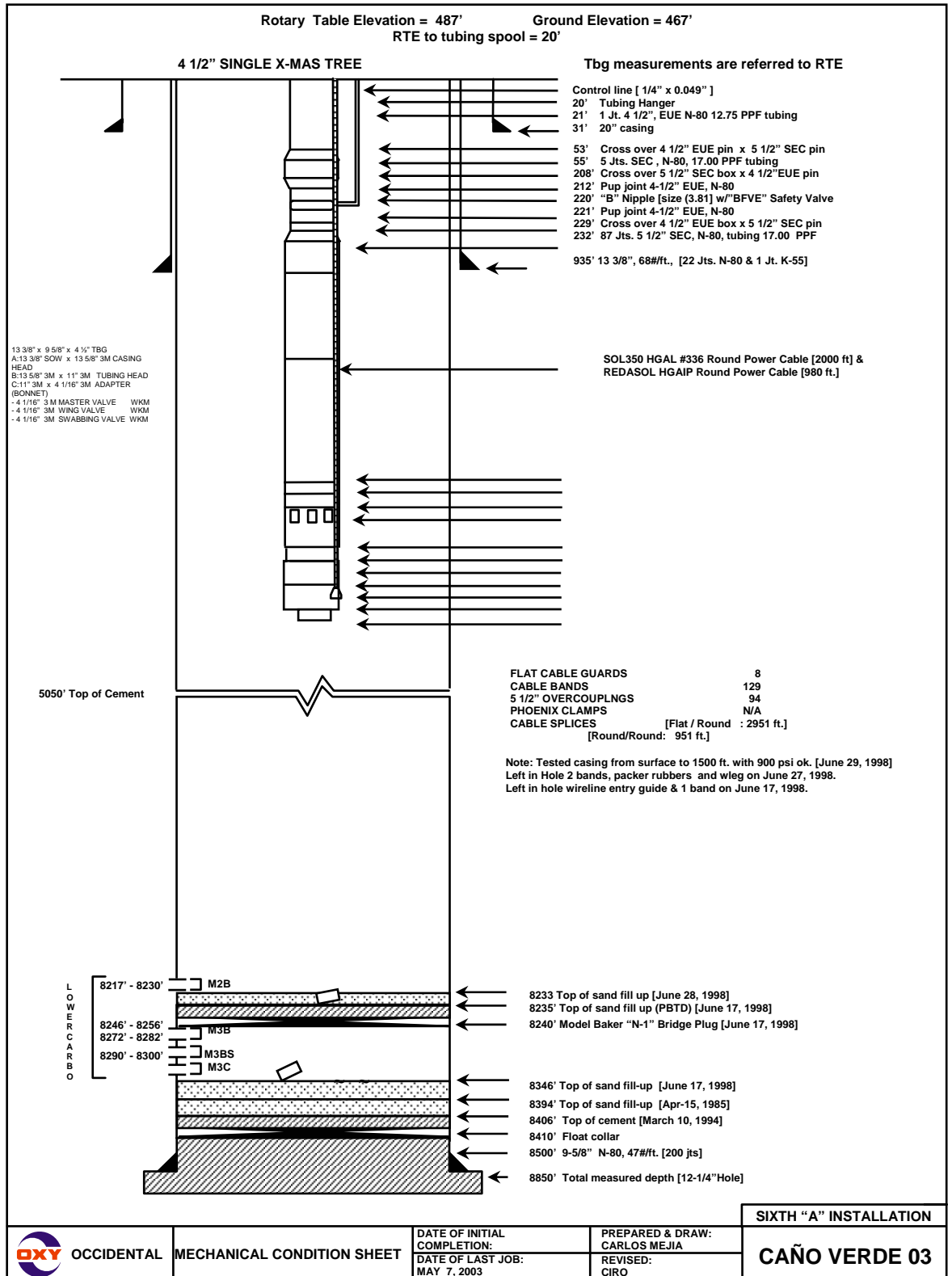
7710' - 7716' M2B  
7722' - 7732' M2B  
7737' - 7745' M3A  
TOTAL NET = 24'  
GUN = 5" TCP  
SPF = 12  
TOTAL HOLES = 288

FLAT CABLE GUARDS 7  
CABLE BANDS 1 1/4" 112  
5 1/2" OVERCOUPLINGS 90  
PHOENIX CLAMPS 3  
CABLE SPLICES [Flat / Round : 3008 Ft.]  
[Round / Round: 296 Ft.]





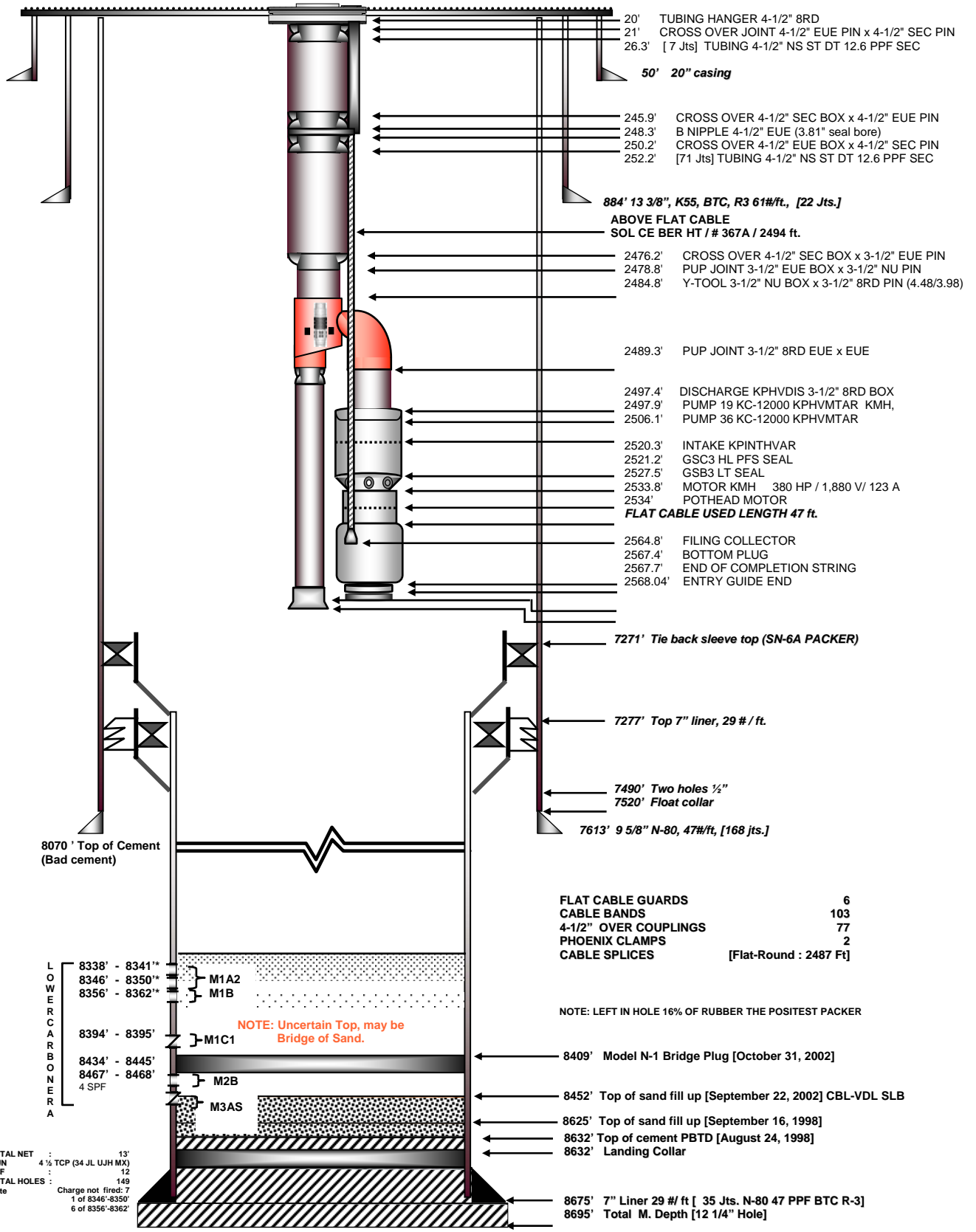




Rotary Table Elevation = 487' Ground Elevation = 467'  
 RTE to tubing spool = 20'

4 1/2" Single X-Mas Tree

Tbg measurements are referred to RTE



TOTAL NET : 13'  
 GUN 4 1/2 TCP (34 JL UJH MX)  
 SPF : 12  
 TOTAL HOLES : 149  
 Note Charge not fired: 7  
 1 of 8346'-8350'  
 6 of 8356'-8362'

Occidental de Colombia, Inc.	MECHANICAL CONDITION SHEET Last Update: February 23, 2005	DATE OF INITIAL COMPLETION:	PREPARED & DRAW:	APPROVED:	THIRD INSTALLATION
		SEPTEMBER 18, 1998	VLADIMIR OJEDA	<input checked="" type="checkbox"/>	CAÑO VERDE 06 Directional Well