



OCCIDENTAL DE
COLOMBIA, Inc.



**LOS PROBLEMAS DE EMULSIÓN Y COMO AFECTAN LA PRODUCTIVIDAD EN UN
CAMPO PRODUCTOR. CAMPO JIBA - OCCIDENTAL DE COLOMBIA.**

CARLOS ALBERTO PÉREZ MORENO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2006**



OCCIDENTAL DE
COLOMBIA, Inc.



**LOS PROBLEMAS DE EMULSIÓN Y COMO AFECTAN LA PRODUCTIVIDAD EN UN
CAMPO PRODUCTOR. CAMPO JIBA - OCCIDENTAL DE COLOMBIA.**

CARLOS ALBERTO PÉREZ MORENO

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

TUTORES:

Ing. MARIO EDUARDO RUEDA

Occidental de Colombia, Inc.

Ing. LUÍS ALBERTO GONZÁLEZ

Escuela de Ingeniería de Petróleos - UIS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2006**



OCCIDENTAL DE
COLOMBIA, Inc.



DEDICATORIA

A Dios amigo fiel que nunca falla.
A Damaris Moreno.
A Osmar, Hernando y Piedad Pérez.
A Steffany, Alexandra, Sebastián y Daniel Alejandro.
A la memoria de Hernando Pérez y Rosa Borja.



OCCIDENTAL DE
COLOMBIA, Inc.



AGRADECIMIENTOS

A Dios que con su diestra me ha sostenido y mostrado sus maravillas.

A Occidental de Colombia por darme la oportunidad de empezar mi carrera profesional.

A la Universidad Industrial de Santander y a la Escuela de Ingeniería de Petróleos.

A mi padre Hernando Pérez y mi madre Damaris Moreno por todo su amor y enseñarme el camino del triunfo.

A mis hermanos Osmar Pérez y sus chiches vallenatos, Hernando Pérez y Piedad Pérez por su apoyo incondicional.

A mis angelitos Steffany, Alexandra, Sebastián y Daniel Alejandro por ser la alegría de mi vida.

A Miguel Moreno y su Familia por apoyarme en momentos difíciles.

Al grupo de producción de Occidental Mario Rueda, Carlos Botero, Ricardo Restrepo, Claudia Barrios, Fernando Grajales, Henry castellanos, Luís casanova, Cesar Castaño y Armando Acevedo por enseñarme y compartir todos sus conocimientos.

A todos mis amigos y compañeros que de una u otra forma hicieron posible con su apoyo este logro en mi vida.



TABLA DE CONTENIDO

LISTA DE FIGURAS	8
LISTA DE TABLAS	11
INTRODUCCIÓN	14
1. GENERALIDADES DEL CAMPO	16
1.1 Reseña histórica.	16
1.2 Ubicación del campo.....	16
1.3 Geología.	17
1.3.1 Ubicación Geológica.....	18
1.3.2 Geología Estructural.....	18
1.3.3 Estratigrafía.	18
1.3.4 Geología del Petróleo.....	19
1.3.5 Propiedades petrofísicas del yacimiento.	20
2. EMULSIONES	22
2.1 Generalidades.....	22
2.1.1 Estabilidad de las emulsiones.	24
2.1.2 Factores que afectan la estabilidad.	26
2.1.3 Medida de la estabilidad.	33
2.1.4 Desemulsificación.....	33
2.1.5 Desestabilización de las emulsiones.	34
2.1.6 Mecanismos que envuelven la desemulsificación.	34
2.1.7 Métodos de desemulsificación.....	35
3. PROBLEMAS Y SOLUCIONES PRESENTADOS EN EL CAMPO JIBA.	41
3.1 Tratamiento del fluido proveniente de Jiba.	41
3.2 Descripción del problema.....	43
3.3 Toma de muestras.	51



3.4	Pruebas de botella del fluido.....	51
3.5	Reacciones.	53
3.6	Pruebas de botella con el desemulsificante.	54
3.7	Sitio específico de inyección	57
3.8	Resultados de la Inyección de químicos.	59
3.9	Comportamiento de la presión en cabeza de pozo y de la producción.	62
3.10	Análisis económico de inyección de Desemulsificante.	62
CONCLUSIONES		71
RECOMENDACIONES		73
BIBLIOGRAFÍA		74
ANEXO 1.....		75
ANEXO 2.....		112



LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación del campo Caño Limón.....	17
Figura 2. Geología de los campos.....	19
Figura 3. Distribución de partículas en una emulsión	26
Figura 4. Repulsión entre gotas de agua.....	27
Figura 5. Estabilización de una gota de agua por asfalteno.....	27
Figura 6. Emulsión con sólidos.....	29
Figura 7. Efecto del ph y concentración del desemulsificante	31
Figura 8. Efecto de la salinidad con el ph.....	32
Figura 9. Diagrama tratamiento del fluido.....	42
Figura 10. Producción y Presión en cabeza. Jiba-01	44
Figura 11. Producción y Presión en cabeza. Jiba-2A.....	45
Figura 12. Producción y Presión en cabeza. Jiba-03	46
Figura 13. Producción y Presión en cabeza. Jiba-04	47
Figura 14. Producción y Presión en cabeza. Jiba-05	48
Figura 15. Producción y Presión en cabeza. Jiba-06.	49
Figura 16. Vista del campo Jiba desde GAP.....	50
Figura 17. Muestra del fluido proveniente del campo Jiba.	52
Figura 18. Muestra fotográfica de la dosificación.	56
Figura 19. Mecanismo de inyección de desemulsificante.	58
Figura 20. Muestra del fluido del pig launcher.....	61
Figura 21. Producción y Presión en cabeza antes y después del tratamiento Jiba-01...	65
Figura 22. Producción y Presión en cabeza antes y después del tratamiento Jiba-02..	66
Figura 23. Producción y Presión en cabeza antes y después del tratamiento Jiba-03..	67
Figura 24. Producción y Presión en cabeza antes y después del tratamiento Jiba-04...	68
Figura 25. Producción y Presión en cabeza antes y después del tratamiento Jiba-05...	69
Figura 26. Producción y Presión en cabeza antes y después del tratamiento Jiba-06...	70
Figura 27. Ventana principal de PROSPER.....	76



Figura 28. Ventana Summary.....	77
Figura 29. Ventana Emulsion.	79
Figura 30. Ventana Hydrate.	80
Figura 31. Parámetros Reológicos.	81
Figura 32. Conificación de gas.	86
Figura 33. Menú entrada a PVT.	87
Figura 34. Entrada de datos PVT.	88
Figura 35. Menú ingreso a la configuración del equipo.	89
Figura 36. Opciones de equipos para ingresar.....	90
Figura 37. Ingreso de la desviación del pozo.	90
Figura 38. Ingreso de descripción del equipo de Downhole.	91
Figura 39. Datos del gradiente Geotérmico.....	92
Figura 40. Descripción del equipo en el pozo.....	93
Figura 41. Ingreso de datos IPR.....	94
Figura 42. Ingreso del Índice de productividad.....	95
Figura 43. Ingreso de datos ESP.	96
Figura 44. Ingreso a la ventana de ajuste de parámetros.	97
Figura 45. Ajuste de parámetros.	98
Figura 46. Vista Rápida del simulador.....	99
Figura 47. Ventana de Ajuste.....	100
Figura 48. Pozo Ajustado.	101
Figura 49. Ingreso al menú Inflow y outflow.	103
Figura 50. Inflow & Outflow.	103
Figura 51. Parámetros para el Inflow & Outflow.	104
Figura 52. Calculo del Inflow & Outflow.....	105
Figura 53. Curvas Inflow & Outflow.	106
Figura 54. Parámetros en detalle del Inflow & Outflow.....	107
Figura 55. Tornado de la bomba.	108
Figura 56. Generar la curva Vertical Lift Performance.	109
Figura 57. Ingreso de datos para generar VLP.	110



Figura 58. Datos para calcular VLP.....	111
Figura 59. Ventana principal de GAP.....	112
Figura 60. Herramientas Básicas.....	114
Figura 61. Red creada.....	115
Figura 62. Ingreso de datos.....	115
Figura 63. Descripción de la Tubería.....	116
Figura 64. Parámetros Ambientales y del Aceite.....	117
Figura 65. Configurar una válvula.....	118
Figura 66. Condiciones del Separador.....	119
Figura 67. Resolver el sistema.....	120
Figura 68. Separadores y Presión de Separación.....	120
Figura 69. Resultados de GAP.....	121
Figura 70. Datos de operación de un pozo.....	122
Figura 71. Importar Vertical Lift Performance.....	123
Figura 72. Generar VLP.....	124
Figura 73. Resolver el sistema.....	125
Figura 74. Parámetros para la iteración.....	126



OCCIDENTAL DE
COLOMBIA, Inc.



LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Dosificación para el tratamiento	55
Tabla 2. Resultados de análisis BSW.	60
Tabla 3. Mejoramiento en la producción.	63
Tabla 4. Resultado Económico del tratamiento.	63



OCCIDENTAL DE
COLOMBIA, Inc.



TITULO: LOS PROBLEMAS DE EMULSIÓN Y COMO AFECTAN LA PRODUCTIVIDAD EN UN CAMPO PRODUCTOR. CAMPO JIBA - OCCIDENTAL DE COLOMBIA*.

AUTOR: CARLOS ALBERTO PEREZ MORENO.**

PALABRAS CLAVES:

Campo Jiba, Desemulsificante, Presión en cabeza de pozo, pérdidas de fricción.

DESCRIPCIÓN:

Las emulsiones como sistema que involucra dos fases que consta de dos líquidos inmiscibles y un agente que mantiene dispersa una fase en otra, constituyen un problema común en la mayoría de los campos productores de petróleo.

Cuando existe emulsión en una corriente de fluido la caída de presión en tubería para su transporte es mayor, implantando una energía adicional al yacimiento que se ve reflejado en una disminución en la producción de los pozos.

Jiba, es un campo operado por Occidental de Colombia, consta de seis pozos productores ubicados a una distancia de 12 kilómetros de las facilidades de superficie en donde se realiza el tratamiento convencional del fluido, con esta distancia teóricamente la caída de presión debería ser 0.01054 psi/ft, por lo tanto una presión en cabeza de 415 psi aproximadamente, sin embargo, se viene presentando casos en donde la presión en cabeza alcanza los 560 psi como en el pozo Jiba-03, 145 psi por encima de lo normal y se cree que el aumento en presión se debe a la presencia de emulsión en el fluido.

Como parte fundamental, este trabajo presenta el tratamiento de emulsión con desemulsificante al fluido proveniente del campo Jiba, como se recuperó la producción disminuida por las caídas adicionales de presión junto con los resultados y evaluación económica.

* Tesis de grado modalidad Practica Empresarial

** Facultad de Ingenierías Físico Químicas, Escuela Ingeniería de Petróleos.
Ing. Mario Eduardo Rueda, Ing. Luis Alberto Gonzalez.



OCCIDENTAL DE
COLOMBIA, Inc.



TITLE: EMULSION PROBLEMS AND HOW THE PRODUCTIVITY IS AFFECTED IN AN OIL FIELD. JIBA OIL FIELD - OCCIDENTAL OF COLOMBIA* .

AUTHOR: CARLOS ALBERTO PEREZ MORENO.**

KEYWORDS:

Jiba Field, Emulsion, Demulsifier, Well Head Pressure, Loss friction.

DESCRIPTION:

Emulsions as systems have two phases, which consist of two immiscible liquids, oil and water, and an agent which maintains one phase suspended in a continuous phase.

A crude oil emulsion is a dispersion of water droplets in oil. Produced oil field emulsion can be classified into three broad groups: water in oil, oil in water and multiple or complex emulsions. Water in oil emulsions consist of water droplets in a continuous oil phase while oil in water emulsions consist of oil droplets in a water continuous phase.

Emulsions create a lot of problems. One of them is the large pressure drops in the flow lines, which cause a decrease in production due to the additional energy in the reservoir.

Theoretically, Jiba flow line pressure drops, from well head to production facilities, should be 0.01054 psi/ft and the well head pressure, 415 psi. However, the well head pressure is 460, just like the Jiba 03 well. It is 145 psi above the normal pressure. Such an increase is believed to be due to the presence of emulsion.

This project presents the treatment with demulsifier done to the fluid produced in Jiba well, the recovering after the production losses due to the pressure drops, as well as the results and the economic analysis.

* Undergraduate Project Internship.

** Physicochemical Engineering Faculty, Petroleum Engineering School.
Eng. Mario Eduardo Rueda, Eng. Luis Alberto González.



INTRODUCCIÓN

Las emulsiones como un sistema, consta de dos líquidos inmiscibles y un agente emulsificante que mantiene dispersa una fase en otra evitando que estas se separen fácilmente, así definido constituye un grave problema muy común en la mayoría de los campos productores de petróleo. Los problemas que estas ocasionan son prácticamente de tipo operacional que se reflejan en la producción de los pozos.

Existen varios tipos de emulsión, si el agua esta dispersa en el aceite la emulsión es normal, si el aceite esta disperso en el agua la emulsión es inversa y emulsiones en donde existen gotas suspendidas en gotas más grandes que a su vez están suspendidas en una fase continua, a estas se les conoce como dual. Las emulsiones en un campo acarrear problemas operacionales, entre otros puede ser causa de la baja productividad en los pozos. Cuando existe emulsión en una corriente de fluido la caída de presión en tubería para su transporte es mayor, implantando una energía adicional al yacimiento que se ve reflejado en una disminución en la producción de los pozos. Estas emulsiones por su reología ocasionan perdidas de presión adicionales En una tubería por donde se transporta un fluido de producción, la caída de presión es proporcional a la longitud de la línea, esto se debe principalmente a perdida de energía por fricción.

Jiba, es una campo operado por Occidental de Colombia, consta de seis pozos productores ubicados a una distancia de 12 kilómetros de las facilidades de superficie en donde se realiza el tratamiento convencional del fluido, con esta distancia teóricamente la caída de presión debería ser 0.01054 psi/ft, por lo tanto una presión en cabeza de 415 psi aproximadamente, sin embargo, se viene presentando casos en donde la presión en cabeza alcanza los 560 psi como en el pozo Jiba-03, 145 psi por encima de lo normal y se cree que el aumento en presión se debe a la presencia de



emulsión en el fluido, además, los materiales usados para la operación son más costosos debido a la presión de trabajo que deben soportar.

Para el tratamiento de emulsiones a nivel de operación de campos se utilizan varios métodos, el tratamiento más simple es adicionar un aditivo o desemulsificante que tiene como función desestabilizar la película interfacial que mantiene la fase discontinua dispersa en la fase continua.

Con este trabajo se pretende demostrar que con practicas sencillas como la adición de desemulsificante se puede solucionar un problema tan complicado en los campos como lo son las emulsiones.

Históricamente, luego de completarse el ultimo pozo (Jiba-06) a principios de Diciembre del 2005, empezó a detectarse emulsión en la corriente de fluido, trayendo como consecuencia un incremento de la presión en cabeza de pozo y disminución en el caudal, esto se traduce en un mayor gasto de energía y menor productividad del campo.

Los inconvenientes generados por el fenómeno de emulsión en crudo, el análisis de casos prácticos dados en la industria; presenta una excelente oportunidad de conocer un procedimiento solución para un problema de este tipo. El caso presenta gran importancia desde el punto de vista económico, pues repercute en la disminución de los valores de producción y especialmente en Caño Limón en donde hasta la fecha no se había presentado problemas de emulsión.

El tratamiento con desemulsificante para la emulsión presentada en el campo Jiba, como se recuperó la producción disminuida por las caídas adicionales de presión y el análisis económico, se muestran como resultado de una solución sencilla a un problema de emulsión en un campo Colombiano.



1. GENERALIDADES DEL CAMPO.

1.1 Reseña histórica.

Según fuentes de la empresa, Occidental de Colombia es una compañía dedicada a la exploración, explotación y producción de recursos energéticos e hidrocarburos.

El campo Caño Limón nace en abril de 1983, cuando se inicia la perforación del pozo Caño Limón-1 y en mayo de este mismo año se observan las primeras muestras de hidrocarburos. En julio se realizan las primeras pruebas de producción, con un resultado de una tasa de producción diaria de 3425 barriles de aceite por día., produciendo de la formación mirador inferior. Caño limón produce principalmente de la arenisca Mirador, a una profundidad promedio de 7600 pies, aunque otras zonas como carbonera suprayacente y carbonera subyacente tiene pequeños aportes.

El yacimiento tiene un empuje frontal de agua. El petróleo tiene una presión de burbuja de 50 psi, una viscosidad de 29 grados API, una viscosidad de 4 centipoises y una relación gas petróleo de 8.

1.2 Ubicación del campo.

El campo caño limón se encuentra ubicado en una extensión de 260000 hectáreas localizadas en el extremo norte de los llanos orientales, entre la población de Arauquita y el caserío de la yuca (Arauca). El campo esta situado sobre la rivera del río Arauca a 50 kilómetros al sur occidente de la ciudad de Arauca. (Figura 1.)



OCCIDENTAL DE
COLOMBIA, Inc.



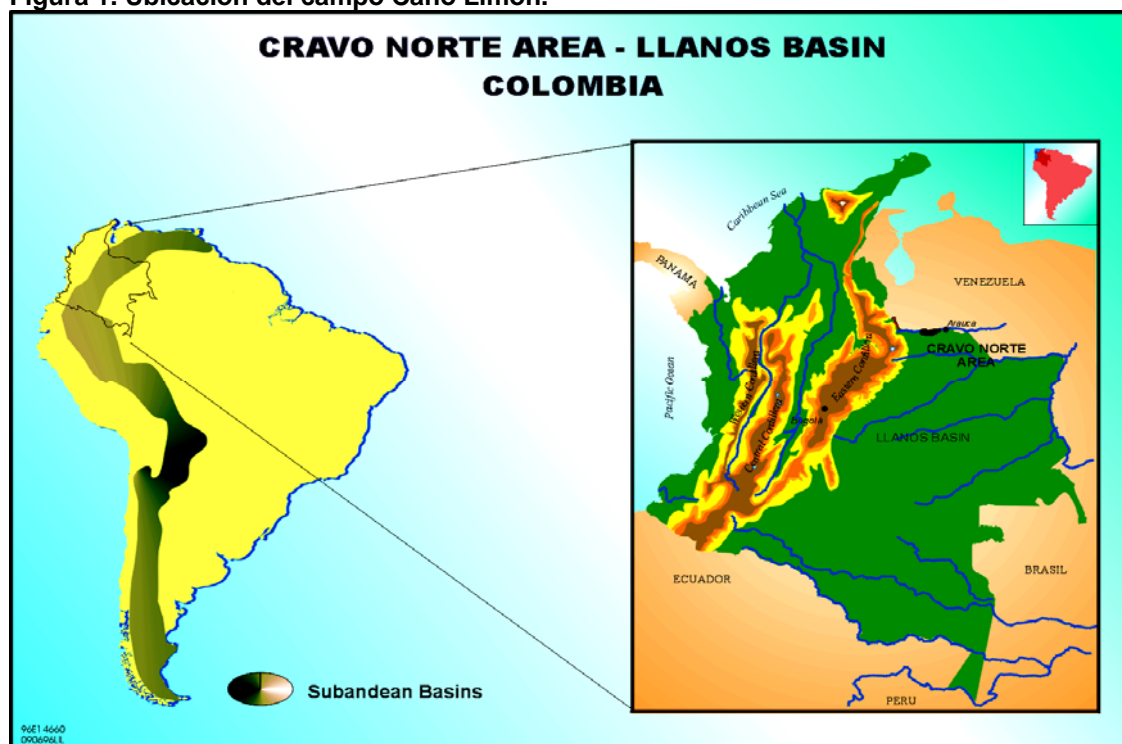
El campo se enmarca dentro de las coordenadas gauss:

N: 1256000 m – 1264000 m

E: 992000 m – 1004000 m

El área productiva comprende siete campos petrolíferos: Caño Limón, Caño Yarumal, Matanegra, La Yuca, Caño Verde, Redondo y Jiba.

Figura 1. Ubicación del campo Caño Limón.



Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

1.3 Geología.

Los yacimientos comprenden rocas del cretaceo al oligoceno, con arenas deltaicas pobremente consolidadas, con una profundidad promedio de 7600 pies. Posee como mecanismo de producción un acuífero activo.



1.3.1 Ubicación Geológica.

El campo está situado sobre el arco de Arauca correspondiente a un arco flanco monoclinal que cabecea en dirección oeste con buzamiento suave.

Al norte del arco de Arauca se encuentran las cuencas de Barinas y Apure en Venezuela.

1.3.2 Geología Estructural.

El yacimiento comprende tres cierres estructurales identificados como las áreas productivas de Caño Limón. La Yuca y Matanegra, formadas por el movimiento lateral de la falla de Caño Limón, que secciona el campo de noreste a suroeste y por el desplazamiento asociado a las fallas convergentes de Matanegra y La Yuca. Caño Limón está relacionado con la falla de Arauca que es de corta extensión y corre paralela al río Arauca en la parte norte del campo. Las fallas Matanegra y La Yuca circundan el campo definiendo sus límites.

1.3.3 Estratigrafía.

La sección estratigráfica va desde el precretáceo al cretáceo reciente, comprende 9200 pies de columna sedimentaria.

Precretáceo: Esta sección comprende areniscas y lutitas arenosas, de posible edad paleozoica. En Colombia y en especial Caño Limón, las secuencias estratigráficas con interés petrolífero se analizan a partir del cretáceo superior y son denominadas cobertura productiva.

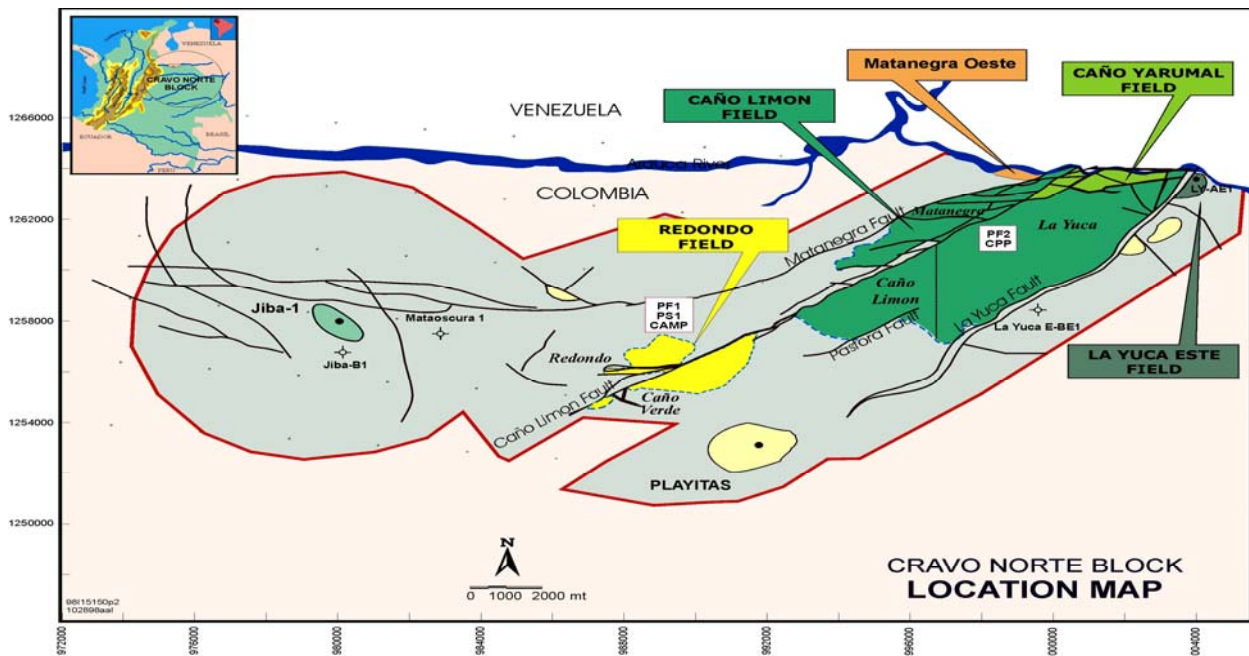
Cretáceo: Esta es compuesta por areniscas finas, con alto contenido de cuarzo acompañada con intercalaciones de arcillositas. Este periodo se ha dividido en Caño



Limón en cuatro unidades operacionales por discordancias, estas bases son: K3, K2A, K2B Y K1.

Terciario: en Caño Limón esta sección se encuentra conformada por cuatro formaciones: Carbonera inferior, Carbonera superior, León y Guayabo, compuestas por areniscas arcillosas, areniscas arcóscicas, cuarcíticas, arcillositas y algunas intercalaciones de lutita.

Figura 2. Geología de los campos.



Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

1.3.4 Geología del Petróleo.

Análisis geoquímicos realizados en muestras de petróleo de Caño Limón indican que estos provienen de sedimentos marinos.



La fuente de generación de los petróleos producidos en el área se cree que la fuente pudo ubicarse en sedimentos profundos hacia el oeste de la cuenca o en las cuencas vecinas de Venezuela.

La roca almacenadota son las unidades K1 y K2 del cretáceo y Carbonera inferior, Mirador y Carbonera superior del terciario.

1.3.5 Propiedades petrofísicas del yacimiento.

En cuanto a la Porosidad y Permeabilidad las propiedades promedias fueron computadas por las secciones Carbonera superior e Inferior y del Cretáceo K1 y K2A. Se tomo corazones del pozo Matanegra 8 obteniendo las siguientes características.

Baja calidad dentro de los estratos de arenas del Cretáceo con una porosidad de 22.6 % y una permeabilidad de 510 md.

Baja calidad en canales con depositación, baja de energía con porosidad promedio de 26 % y permeabilidad horizontal de 775 md.

Excelente calidad de reservorio aluvial y Canales distribuidos en la sección Carbonera y Cretáceo K1 con porosidad de 29.6 % y permeabilidad horizontal de 2650 md.

Baja calidad de yacimiento en las arenas del k2a con porosidad de 24 % y permeabilidad de 619 md.

El 77 % de los corazones fueron extraídos del Cretáceo.

La porosidad se considera buena, con los valores más altos en la estructura Matanegra, con una porosidad promedio de 25 % y permeabilidad de 5 Darcys.



OCCIDENTAL DE
COLOMBIA, Inc.



CAPITULO 2

EMULSIONES Y SUS PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS.



2. EMULSIONES

2.1 Generalidades

La emulsión es un sistema de dos fases que consta de dos líquidos inmiscible, agente emulsificante y suficiente agitación para dispersar la fase discontinua en la continua. La fase dispersa, discontinua o interna es el líquido desintegrado en glóbulos. El líquido circundante es la fase continua o externa.

En la producción de aceite, el aceite y el agua son dos líquidos inmiscibles. Un agente emulsificante en formas de pequeñas partículas sólidas, parafinas, asfáltenos están presentes en fluidos de formación. En el recorrido del fluido siempre existe suficiente agitación, camino al Well Bore, al tubing y a través del Choke en superficie.

Si existieran dos fases agua y aceite estas se separarían fácilmente porque la tensión interfacial entre el agua y el aceite es alta. Cuando la tensión interfacial es alta las partículas de agua por diferencia de densidades coalescen fácilmente, pero, por la existencia de un agente emulsificante la tensión interfacial disminuye obstruyendo la coalescencia de la fase dispersa.

Las emulsiones pueden ser clasificadas en tres grupos.

- Normal (Agua en aceite)
- Inversa (Aceite en agua)
- Dual.



Las emulsiones normales o directas consisten en gotas de agua en una fase continua de aceite. En la industria las emulsiones normales son mas comunes (la mayoría en los campos son de este tipo.)

Las emulsiones inversas consisten en gotas de aceite en una fase continua de agua. En algunos casos cuando el corte de agua es alto existe la posibilidad que se formen emulsiones inversas.

Las emulsiones duales son más complejas y consisten en gotas suspendidas en gotas más grandes las cuales están suspendidas en una fase continua. Por ejemplo, una gota de agua suspendida en gotas de aceite las cuales están suspendidas en una fase continua de agua.

El tipo de emulsión que se forma depende de varios factores, dentro de los cuales se encuentra la fracción del volumen. Cuando la fracción de volumen de una de las fases es muy pequeña comparada con la otra, entonces la fase que tiene la fracción mas pequeña es la dispersa en la otra que formará la fase continua. Cuando la relación de volumen es cercana a 1 otros factores serán los que determinarán el tipo de emulsión.

Las emulsiones son difíciles de tratar y causan muchos problemas operacionales entre ellos se encuentran el taponamiento del equipo de separación en las facilidades creando altas caídas de presión en líneas de flujo.

Las emulsiones deben ser tratadas para remover el agua dispersa y las sales inorgánicas asociadas con el fin de reunir todas las especificaciones para el transporte, almacenamiento, reducir la corrosión en las líneas y evitar problemas en las facilidades de superficie.



Las emulsiones pueden ser encontradas en la mayoría de las fases de producción y proceso empezando desde el yacimiento, en la cara del pozo, en cabeza de pozo, en el transporte a través de las tuberías hasta el almacenamiento.

Las emulsiones son estabilizadas por emulsificantes, éstos son agentes activos o surfactantes que tienden a concentrarse en la interfase aceite - agua donde se forma una película interfacial. Los emulsificantes disminuyen la tensión interfacial y provocan la dispersión de las gotas. Los emulsificantes pueden estar naturalmente en el crudo como los asfáltenos, resinas ácidos y bases orgánicas; se cree que estos componentes son el constituyente principal de la película interfacial. Otros surfactantes pueden estar presentes desde los químicos que son inyectados en la formación en el fluido de perforación en operaciones tales como estimulaciones químicas, inyección de inhibidor de corrosión y control de asfáltenos. Sólidos finos también pueden ser estabilizadores en las emulsiones, la efectividad de los sólidos en estabilizar la emulsión depende de factores como: tamaño de la partícula, interacción de las partículas y la mojabilidad de las partículas. Los sólidos encontrados en la producción de aceite incluye partículas de arcillas, arena, asfáltenos, productos para evitar la corrosión y lodo de perforación.

Las emulsiones son caracterizadas por un número de propiedades incluyendo la apariencia, sedimentos, agua, viscosidad interfacial y tamaño de la partícula.

2.1.1 Estabilidad de las emulsiones.

La dificultad de separar el agua del aceite emulsificado depende de la estabilidad de la emulsión. La estabilidad depende de factores como:

- Diferencia de densidad entre las fases
- El tamaño de la partícula de agua dispersa
- Viscosidad



- Tensión interfacial
- Presencia y concentración del agente emulsificante.

La diferencia de densidad es uno de los factores que determina la velocidad a la cual las gotas se asientan a través de la fase continua. Entre mayor sea la diferencia de densidades más rápido la fase dispersa coalescerá.

El tamaño de las partículas de agua también afecta la velocidad de asentamiento a través del aceite, mientras el tamaño de las gotas de la fase dispersa es mayor, mayor será la velocidad de asentamiento. Las emulsiones tienen diámetros de gotas desde 1 micrón hasta 5 micrones.

La distribución del tamaño de la gota en una emulsión depende de varios factores incluyendo la tensión interfacial, forma, naturaleza del agente emulsificante y presencia de sólidos. La distribución del tamaño de las gotas en una emulsión determina hasta cierto grado la estabilidad de la emulsión y debería tenerse en cuenta a la hora de determinar el tratamiento óptimo (figura 3). El tamaño de las partículas de agua en una emulsión depende también del grado de agitación que sufre el fluido en su recorrido desde el yacimiento hasta superficie. Fluir a través de las bombas, Chokes, válvulas y otros equipos de superficie, este recorrido decrece el tamaño de la partícula de agua haciendo así más difícil la separación de las fases.

Las emulsiones son clasificadas de acuerdo al grado de estabilidad cinética como:

Débiles

Esta se separa en pocos minutos, el agua separada se dice que es agua libre.

Media.

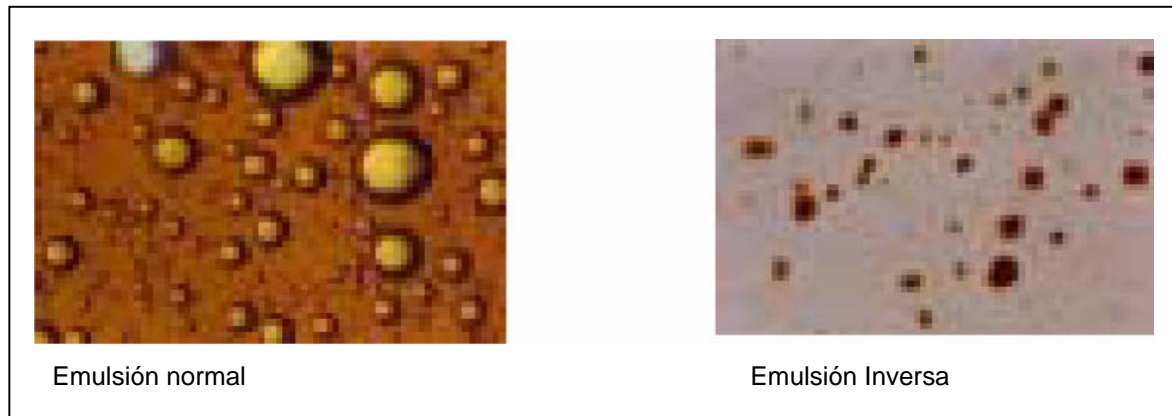
Estas se separan en un tiempo de 10 minutos.



Fuertes.

Estas se separan (a veces parcialmente) en horas o días.

Figura 3. Distribución de partículas en una emulsión



Fuente: Kokal Sunil, SPE Paper 77497

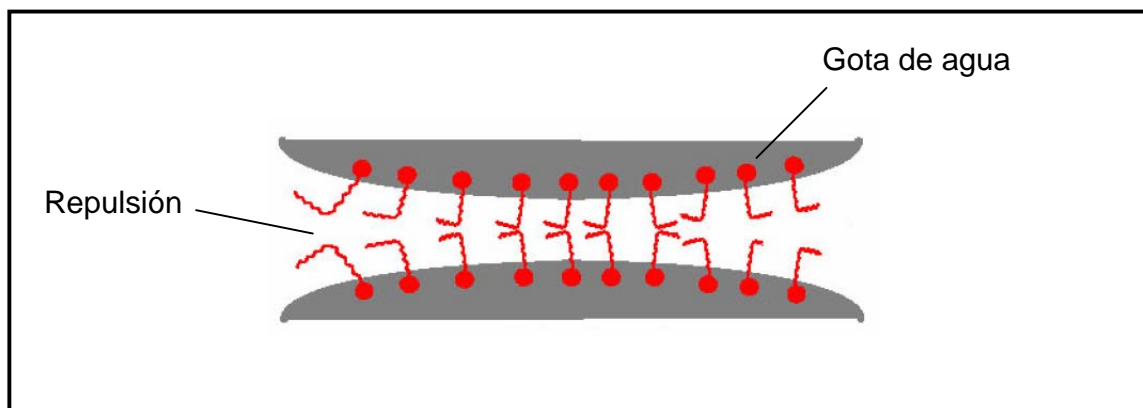
Las emulsiones son consideradas como una dispersión coloidal liquido-liquido, su estabilidad cinética es una consecuencia del tamaño de las gotas y la presencia de una película interfacial alrededor de las gotas de agua. La estabilidad cinética es lograda por agentes estabilizadores o emulsificantes.

2.1.2 Factores que afectan la estabilidad.

- **Fracción polar pesada en el crudo.**

Naturalmente en el crudo se encuentran elementos naturales que actúan como emulsificante, esto incluye asfáltenos, resinas y ácidos orgánicos solubles en el aceite, estos componentes son el principal constituyente que rodean las gotas de agua y que le dan la estabilidad a la emulsión. Estas moléculas se alinean de tal manera que causa una carga eléctrica en la superficie de las gotas creando una repulsión, las gotas deben vencer esta repulsión para poder unirse y la coalescencia exista. (Figura 4)

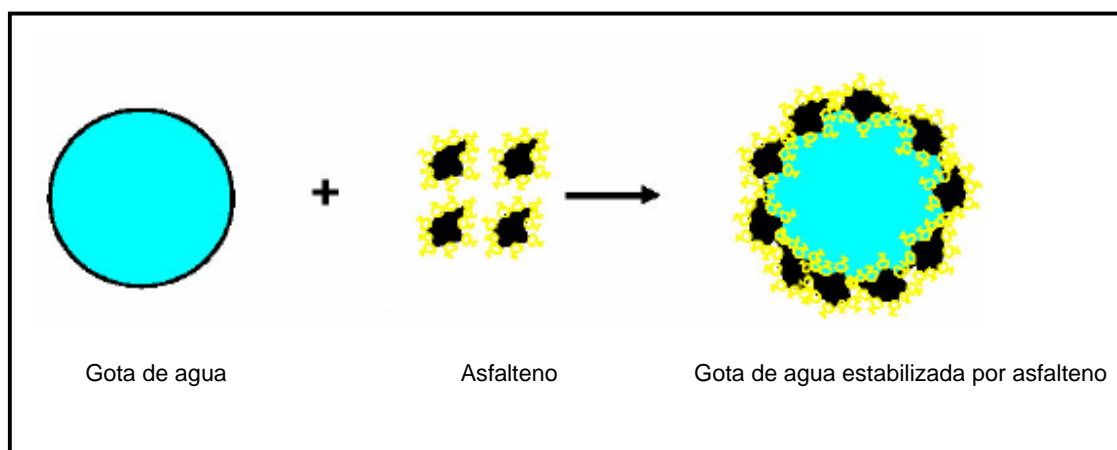
Figura 4. Repulsión entre gotas de agua.



Fuente: Kokal Sunil, SPE Paper 77497

Los asfáltenos tienen propiedades activas superficiales que hacen de ellos buenos emulsificantes ya que algunos elementos tienen preferencia por el agua y otros son atraídos por la fase aceite. La acumulación de asfáltenos en la interfase causa una formación de una película. En la siguiente figura se muestra como actúa el asfalteno sobre las gotas de agua.

Figura 5. Estabilización de una gota de agua por asfalteno.



Fuente: Kokal Sunil, SPE Paper 77497



Para que las gotas de agua coalescan primero se necesita romper esa película que actúa como una barrera evitando que las gotas se unan. Uno de los efectos que causan los asfáltenos es la repulsión causada por el alto peso molecular en la película, esta repulsión es producida por la interacción entre el grupo no polar de las moléculas surfactantes, este fenómeno mantiene las gotas de agua a una distancia suficiente como para mantenerlas separadas y evitar la coalescencia.

El estado de los asfáltenos en el crudo tiene un efecto en sus propiedades como estabilizador de emulsiones. Mientras los asfáltenos están presentes en un estado coloidal, las propiedades de emulsificante son realmente altas cuando están precipitados en el aceite y están en fase sólida.

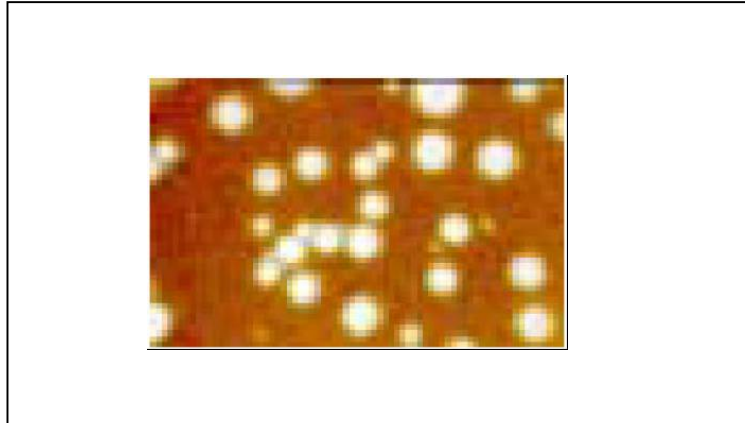
Las resinas son componentes con alto peso molecular y tiene una tendencia fuerte a asociarse con los asfáltenos. Los asfáltenos y las resinas juegan un papel importante en la estabilización de las emulsiones, al parecer la relación asfalteno – resina en el crudo es responsable de el tipo de película que se forma y esta ligada a la estabilidad de la emulsión.

- **Sólidos.**

Las partículas sólidas presentes en el crudo son capaces de estabilizar emulsiones (figura 6). La efectividad de estos sólidos depende de factores tales como el tamaño de la partícula, interacción entre partículas y la mojabilidad de los sólidos. Las partículas sólidas estabilizan emulsiones esparciendo la interfase agua – aceite donde forma una estructura rígida (película rígida) que evita la coalescencia de las gotas en la emulsión. Las partículas deben ser mucho mas pequeñas que el tamaño de las gotas de la emulsión para actuar como estabilizador de emulsiones, normalmente las partículas sólidas son submicrones y están suspendidas en los líquidos.



Figura 6. Emulsión con sólidos



Fuente: Kokal Sunil, SPE Paper 77497

La mojabilidad de las partículas sólidas es importante, si las partículas sólidas permanecen completamente en una de las fases aceite o agua, no serán un estabilizador de emulsión, estas deben estar en la interfase y deben ser mojadas por ambas fases para que actúe como un estabilizador. Cuando los sólidos son preferencialmente mojados por aceite, entonces, una emulsión agua en aceite (normal) resultará. Las partículas mojadas por aceite se dividen dentro de la fase aceite y será un obstáculo para la coalescencia de las gotas de agua. Similarmente las partículas mojadas por agua estabilizarán una emulsión inversa. Los asfáltenos son sólidos mojados por aceite, mientras que la arcilla, arena, carbonato de calcio (CaCO_3) sulfato de calcio (CaSO_4) son sustancias mojadas por agua.

Cuando los sólidos son mojados por ambas fases (mojabilidad intermedia), éstos se aglomeran en la interfase retardando la coalescencia. Estas partículas tendrán que ser relocalizadas en el aceite o el agua para que la coalescencia tome lugar. La presencia de estas partículas en la interfase también cambian las propiedades reológicas de la interfase.



▪ Viscosidad

La viscosidad es afectada por la temperatura significativamente. La temperatura afecta las propiedades físicas del agua, del aceite, la película interfacial y la solubilidad de los surfactantes en las fases. El efecto más importante sobre la viscosidad, es que ésta decrece con el incremento de la temperatura; esto se debe principalmente a la disminución en la viscosidad del aceite como lo muestra la siguiente ecuación deducida a partir de la ley de Stokes.

$$v_t = \frac{1.78 \times 10^{-6} (\Delta G.E.) (d_p)^2}{\mu}$$

Donde:

v_t = Velocidad relativa de las gotas de agua a la fase aceite.

d_p = Diámetro de la gota de agua, micrón.

$\Delta G.E.$ = Diferencia en la gravedad específica entre el aceite y el agua.

μ = Viscosidad dinámica de la fase continua de aceite, centipoise (cp)

▪ Película interfacial.

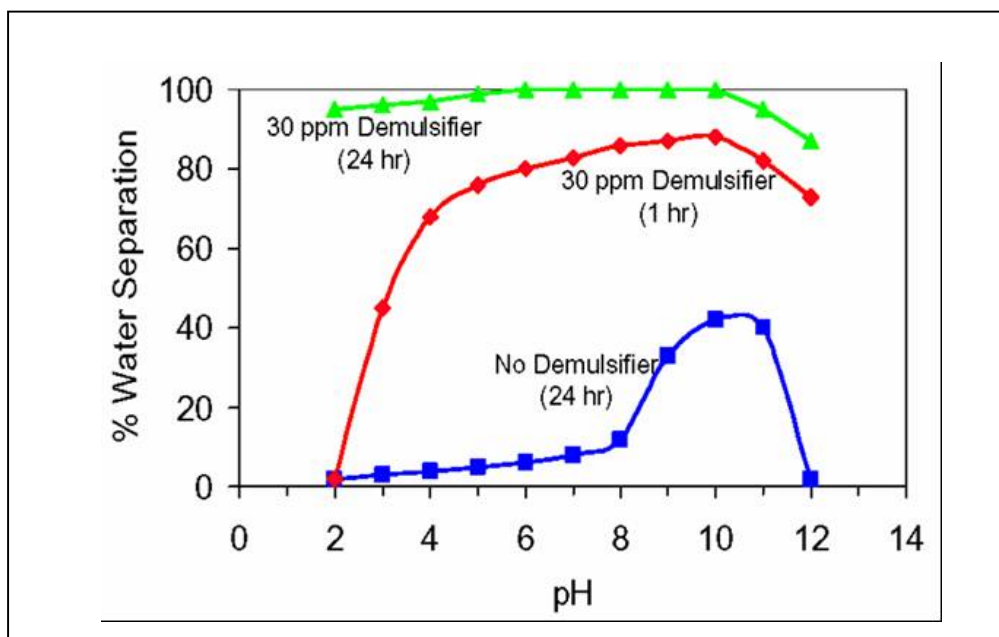
Como se menciono anteriormente, las emulsiones son estabilizadas por una película que se forma alrededor de las gotas de agua en la interfase aceite-agua, se cree que esta película es el resultado de la adsorción de moléculas polares pesadas molecularmente que son activas interfacialmente (como el comportamiento de surfactantes).

Las características de esta película interfacial son función del tipo de crudo (asfaltenico o parafínico), composición, PH del agua, temperatura y concentración de moléculas polares en el crudo.

- **PH.**

El Ph del agua es una influencia fuerte en la estabilidad de la emulsión. La película de una emulsión contiene ácidos y bases orgánicas, asfaltenos con grupos iónicos y sólidos. El ph tiene influencia en el tipo de emulsión formada. Acido o bajo ph generalmente forma emulsiones normales, básico o alto ph produce emulsiones inversas. La figura 7 muestra el comportamiento del ph con la concentración del desemulsificante para un crudo en estudio.

Figura 7. Efecto del ph y concentración del desemulsificante



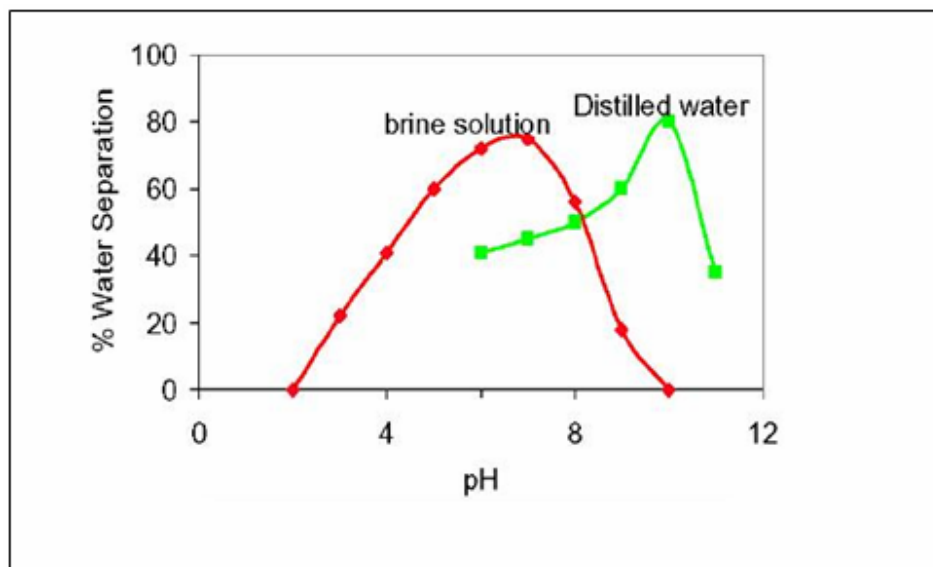
Fuente: Kokal Sunil, SPE Paper 77497



Como se observa en la grafica el ph óptimo para la desemulsificación es alrededor de 10.

La salinidad también tiene un efecto (en relación al ph) en la estabilidad de la emulsión, esto debido al efecto de ionización (asociación/interacción de los iones presentes en las salmueras con los asfáltenos). Según estudios para la mayoría de sistemas aceite – salmuera existe un máximo rango de ph para el cual la película interfacial muestra mínima estabilización de la emulsión o propiedades para romper la emulsión. En la siguiente grafica se muestra el efecto de la salinidad con el ph, en donde se observa la relación salmuera y agua destilada.

Figura 8. Efecto de la salinidad con el ph.



Fuente: Kokal Sunil, SPE Paper 77497



2.1.3 Medida de la estabilidad.

Desde un punto práctico, la medida de la estabilidad de la emulsión es una de las pruebas mas importantes que puede ser desarrollada en una emulsión.

Estas pruebas determinan la facilidad a la cual el aceite y el agua se separan en una emulsión. Existen vario métodos disponibles para determinar la estabilidad, sin embargo, hasta ahora la prueba de la botella es la más simple y común. La prueba de la botella incluye dilución de la emulsión con un solvente, mezclando el desemulsificante, agitándose para dispersar el desemulsificante y observándose la separación de la fase en función del tiempo. La prueba es normalmente hecha a elevadas temperaturas y puede incluir centrifugación para una mejor separación. Mientras existen varios métodos y diferentes procedimientos seguidos por laboratorios, existen métodos estándar regidos por las normas ASTM¹ disponibles para la determinación de sedimentos en el fondo y agua en una emulsión.

La estabilidad de la emulsión es generalmente relacionada a la facilidad de la separación del agua con el tiempo y dosificación del desemulsificante. La prueba de la botella es generalmente usada para determinar las cualidades y desempeño del desemulsificante.

2.1.4 Desemulsificación.

Es el rompimiento de la emulsión permitiendo una coalescencia de la fase dispersa. De la desemulsificación se tienen en cuenta dos aspectos importantes como la velocidad a la cual la separación toma lugar y la cantidad de agua dejada después de la separación. Una alta velocidad y un bajo valor de agua residual en el crudo es obviamente lo que se desea en un campo productor de aceite. El aceite producido debe cumplir con

¹ American Society for Testing and Materials. Normas para pruebas Standard.



especificaciones de la compañía y el oleoducto. En Colombia el crudo no debe contener mas 0.5 % de sedimentos y agua (BSW) y 15 libras de sal por mil barriles de aceite.

2.1.5 Desestabilización de las emulsiones.

Como se mencionó anteriormente las emulsiones tienen cierto grado de estabilidad cinética, ésta estabilidad realza la formación de película interfacial encapsulando las gotas de agua. Para que la separación exista, la película interfacial debe ser destruida. Para desestabilizar las emulsiones se necesita:

- Incremento de la temperatura.
- Reducción de la agitación.
- Incremento del tiempo de retención.
- Remoción de sólidos.
- Control de agentes emulsificantes.

2.1.6 Mecanismos que envuelven la desemulsificación.

En la desemulsificación existen dos pasos importantes para que la separación de las fases ocurra. El primero es la floculación y el otro es la coalescencia.

Floculación.

Durante la floculación la fase dispersa se agrupa. La coalescencia en esta etapa no toma lugar hasta que la película interfacial que rodea las gotas sea lo suficientemente débil.



Coalescencia.

Es el segundo paso en el proceso de desemulsificación que sigue a la floculación. Durante la coalescencia las gotas de agua se unen para formar una gota más grande, éste es un proceso que reduce las gotas de agua para completar la desemulsificación.

2.1.7 Métodos de desemulsificación.

En la industria del petróleo las emulsiones deben ser tratadas casi completamente antes de transportar y procesar el crudo. La separación de las fases en una emulsión significa la desestabilización de la película emulsificante, este proceso va acompañado por algunos de los siguientes métodos:

- Reducción de la velocidad de flujo que permite la separación gravitacional del agua.
- Adicionando desemulsificante químicos.
- Incrementando la temperatura de la emulsión.
- Aplicando campos eléctricos que promueven la coalescencia.
- Cambiando las características físicas de la emulsión.

Debido a la amplia variedad de crudos, salmueras, equipos de separación, y desemulsificantes químicos los métodos de desemulsificación son específicos para cada aplicación y cada campo.



Los métodos más comunes de tratamiento de emulsión ha sido la aplicación de calor y un apropiado desemulsificante químico para promover la desestabilización seguido por un tiempo de asentamiento para permitir la separación gravitacional.

2.1.7.1 Método Químico.

Es el método más común para el tratamiento de emulsiones, éstos químicos son llamados desemulsificantes. Los químicos son diseñados para neutralizar el efecto de los agentes emulsificantes que estabilizan una emulsión. Los desemulsificantes son componentes que al ser adicionados migran a la interfase aceite-agua y rompen la película interfacial haciendo que las gotas coalescan.

Un rompimiento óptimo de una emulsión con un desemulsificante requiere:

- Una apropiada selección química para una emulsión dada.
- Una adecuada cantidad del químico seleccionado.
- Adecuada mezcla del químico en el fluido emulsionado.
- Suficiente tiempo de retención en los tratadores de emulsiones.
- Adición de temperatura o campos eléctricos para mejorar el tratamiento.

Selección de químicos.

La selección de un correcto desemulsificante es crucial para el proceso de rompimiento de la emulsión.



Los desemulsificantes son químicos que contienen solventes (bencenos, tolueno, cortas cadenas de alcohol y nafta), surfactantes y floculantes. Los desemulsificantes actúan desplazando los componentes de la película interfacial alrededor de las gotas de la emulsión. Éste desplazamiento también trae cambios en las propiedades como la viscosidad interfacial. En algunos casos los desemulsificantes actúan como agentes que alteran la mojabilidad de las partículas para llegar al rompimiento de la emulsión. Los desemulsificantes son específicos para una emulsión dada y pueda que sea completamente inefectivo para otro tipo de emulsión.

Para la elección de un buen desemulsificante se debe tener en cuenta que se disuelva en la fase continua de aceite, que la concentración sea la necesaria para el rompimiento pero que no sea más alta que cierta concentración crítica y que sea altamente adsorbido por la interfase.

Dosificación.

La cantidad de químico adicionado también es importante. Poco desemulsificante no completará el proceso para remover las partículas de la película interfacial y el problema de la emulsión continuará sin resolver; Mucha cantidad de desemulsificante puede ser perjudicial para el tratamiento haciendo la emulsión más fuerte y más difícil de desestabilizarla; por esto las pruebas para determinar la concentración exacta es importante a la hora de resolver el problema de emulsión.

2.1.7.2 Método Térmico.

La aplicación de calor a la emulsión reduce la viscosidad del aceite ampliando la velocidad de asentamiento de las gotas de agua, en otras palabras el calentamiento acelera el rompimiento de la emulsión, sin embargo, muy rara vez se resuelve el problema de emulsión. Calentar la corriente de fluido trae algunas desventajas, primero



el costo económico, segundo la pérdida de componentes livianos en el crudo disminuyendo la gravedad API en el volumen de aceite tratado.

El tratamiento de aplicación de calor para el rompimiento de la emulsión debe ser estudiado económicamente, teniendo en cuenta la efectividad, los elementos de las facilidades y la pérdida de elementos livianos en el crudo y por ende la disminución de la gravedad API.

2.1.7.3 Método Eléctrico.

La electricidad a menudo significa efectividad en el tratamiento de emulsiones, la teoría dice que las gotas de agua tienen una carga asociada y cuando un campo eléctrico es aplicado existen varios fenómenos. Uno de estos, es que las gotas de agua se polarizan y tienden a alinearse con las líneas de la fuerza eléctrica por esto los polos negativos y positivos son atraídos trayéndolas juntas haciendo que las gotas coalescan. Las gotas son atraídas a un electrodo debido a una carga inducida; Las pequeñas gotas vibran disminuyendo la distancia entre ellas y dando origen a la coalescencia. El campo eléctrico tiende a deformar y debilitar la película interfacial que está alrededor de las gotas.

Cualquiera que sea el efecto, los campos eléctricos hacen que las gotas se muevan en varias direcciones incrementando la coalición entre ellas dando lugar a la coalescencia.

La atracción entre las gotas de agua en un campo eléctrico esta dada por la siguiente ecuación:

$$F = \frac{K_s \epsilon^2 (d_p)^6}{S^4} (s \geq d_p)$$



Donde:

F = Fuerza de atracción entre las gotas.

K_s = Constante para el sistema.

ε = Gradiente de voltaje.

d_p = Diámetro de las gotas.

S = Distancia entre las gotas.

Esta ecuación indica que entre más grande sea el voltaje aplicado más grande será la fuerza de atracción entre las partículas.

Para algunos gradientes de voltaje las gotas pueden ser fuertemente apartadas dando origen a emulsiones mucho más fuertes, por esto en los campos los tratadores están ajustados para cierta cantidad de voltaje.

No existe un solo método para romper emulsiones, la combinación de los métodos es lo ideal en un campo, esto se implementa cuando la emulsión es demasiado fuerte, incurriendo así en altos gastos económicos para el tratamiento. Una combinación que se usa frecuentemente es el tratamiento químico acompañado del térmico.



OCCIDENTAL DE
COLOMBIA, Inc.



CAPITULO 3

PROBLEMA DE EMULSIÓN PRESENTADO EN EL CAMPO JIBA Y SOLUCIÓN.

En este capitulo se encuentra consignada toda la información acerca del caso práctico y los problemas de emulsión en el campo Jiba, su tratamiento y resultados.



3. PROBLEMAS Y SOLUCIONES PRESENTADOS EN EL CAMPO JIBA.

El campo Jiba se encuentra ubicado a 12 kilómetros aproximadamente de las facilidades de superficie en donde el fluido es tratado, la producción de los pozos varía desde 1500 BFPD hasta los 4500 BFPD, cuenta con 6 pozos productores, bombeo electrosumergible como sistema de levantamiento artificial. Este sistema de levantamiento contribuye a la formación de emulsiones debido a la gran agitación que el fluido sufre al pasar por la bomba.

3.1 Tratamiento del fluido proveniente de Jiba.

El fluido antes de entrar a los free Water Knock Out (FWCO) pasa por una bota de gas con el fin de obtener el gas libre que viene en la corriente, éste gas se separa por diferencia de densidades y es quemado debido a la baja producción de gas que se tiene en Caño Limón, el siguiente paso es la separación del aceite, el agua y el gas en solución, este proceso se realiza en separadores trifásicos. El gas recuperado en los separadores va a la tea en donde es quemado el gas que se le retiró a la corriente de alimentación. El aceite pasa a los tanques de almacenamiento para ser bombeado y el agua es tratada con clarificante antes de entrar a las celdas de flotación en donde el aceite que queda en el agua es removido, el agua libre de aceite (40 ppm) va a piscinas de disposición y luego se depositan a otra piscina usando sistema de aspersion con el fin de enfriar la corriente de agua y luego verterla a las lagunas cumpliendo estándares que no dañan el medio ambiente.

En el siguiente diagrama se puede observar claramente el tratamiento del crudo proveniente del campo Jiba.



Figura 9. Diagrama tratamiento del fluido.



Fuente: Occidental de Colombia, Inc.



3.2 Descripción del problema.

A inicios de este año La presión en cabeza de cada pozo empezó a subir sin aparente razón alguna, esto conllevó a realizarle un estudio más detallado al fluido proveniente del campo. Como se puede observar en las graficas, la presión en cabeza de pozo oscila en promedio 400 psi, de manera inesperada la presión subió y se mantuvo en los 560 psi. Esto significó una disminución en la producción del Campo.

Este aumento de las presiones en cabeza de pozo hizo que la producción diaria del campo disminuyera, despertando la preocupación del equipo de Producción de Occidental de Colombia.

Una corrida de los simuladores GAP y PROSPER¹ (estos simuladores recrean el comportamiento y características del fluido desde el wellbore hasta las facilidades de superficie) arrojó que la presión en cabeza de pozo no debería estar tan alta, esta presión debería estar comportándose de igual manera como se encontraba (alrededor de 415 psi)

A continuación se encuentra gráficamente el comportamiento de la producción y la presión en cabeza de los seis pozos. Estos datos fueron corroborados por el simulador GAP que nos da idea acerca de cómo debería estar el comportamiento de las presiones y los caudales en los pozos del campo.

¹ Estos simuladores se describen en los anexos.



JIBA-01

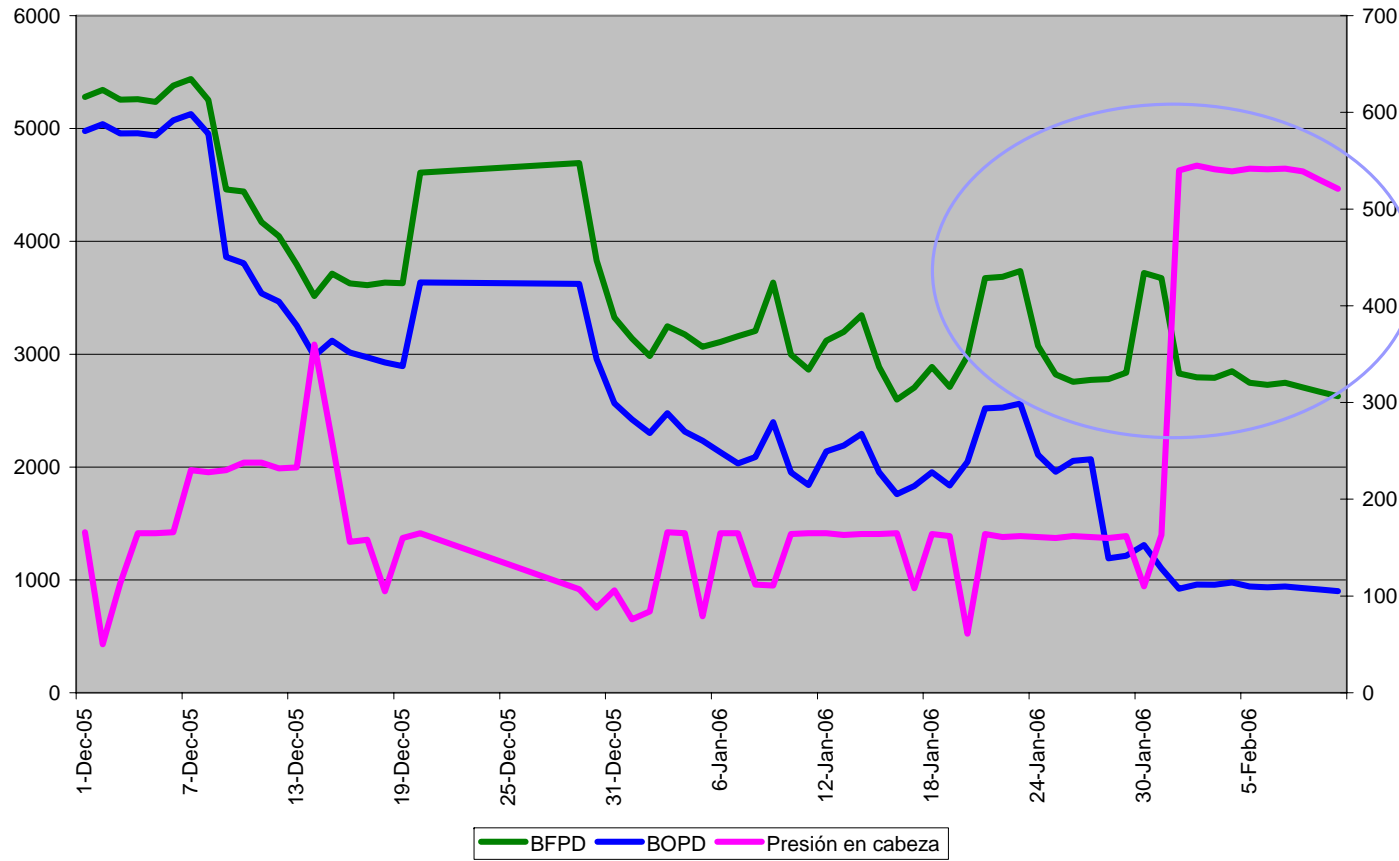


Figura 10. Producción y Presión en cabeza. Jiba-01



JIBA-2A

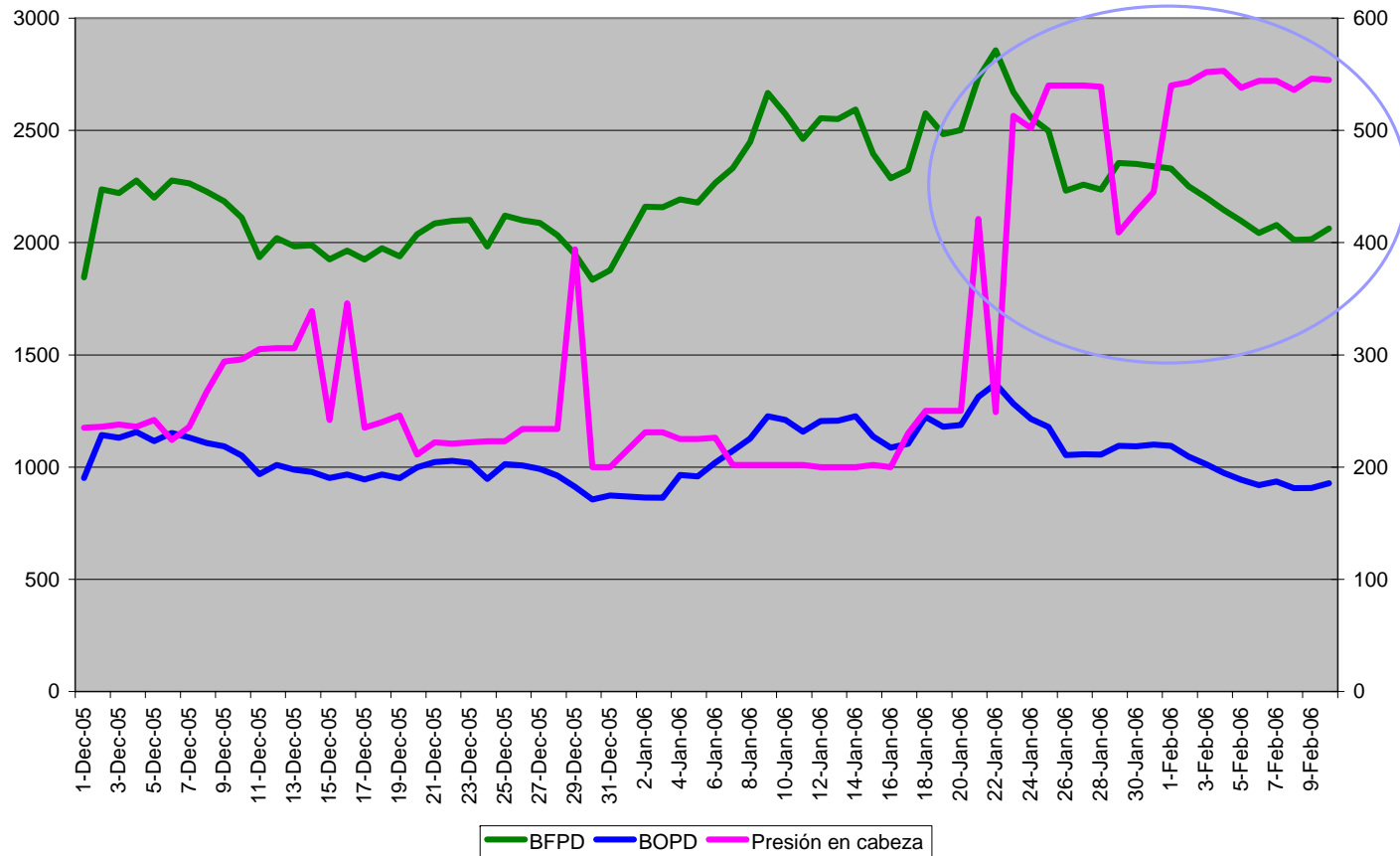


Figura 11. Producción y Presión en cabeza. Jiba-2A



JIBA-03

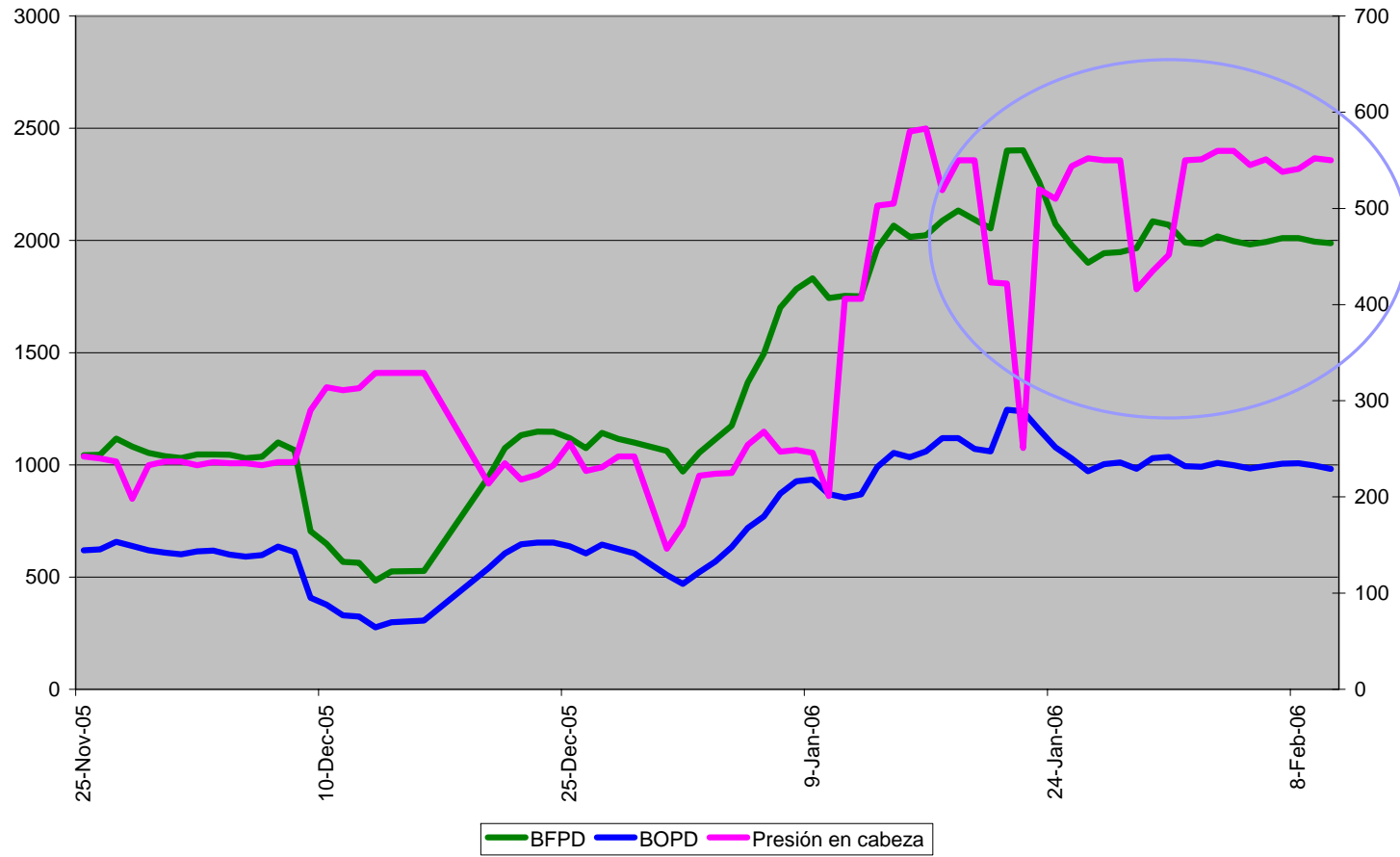


Figura 12. Producción y Presión en cabeza. Jiba-03



JIBA-04

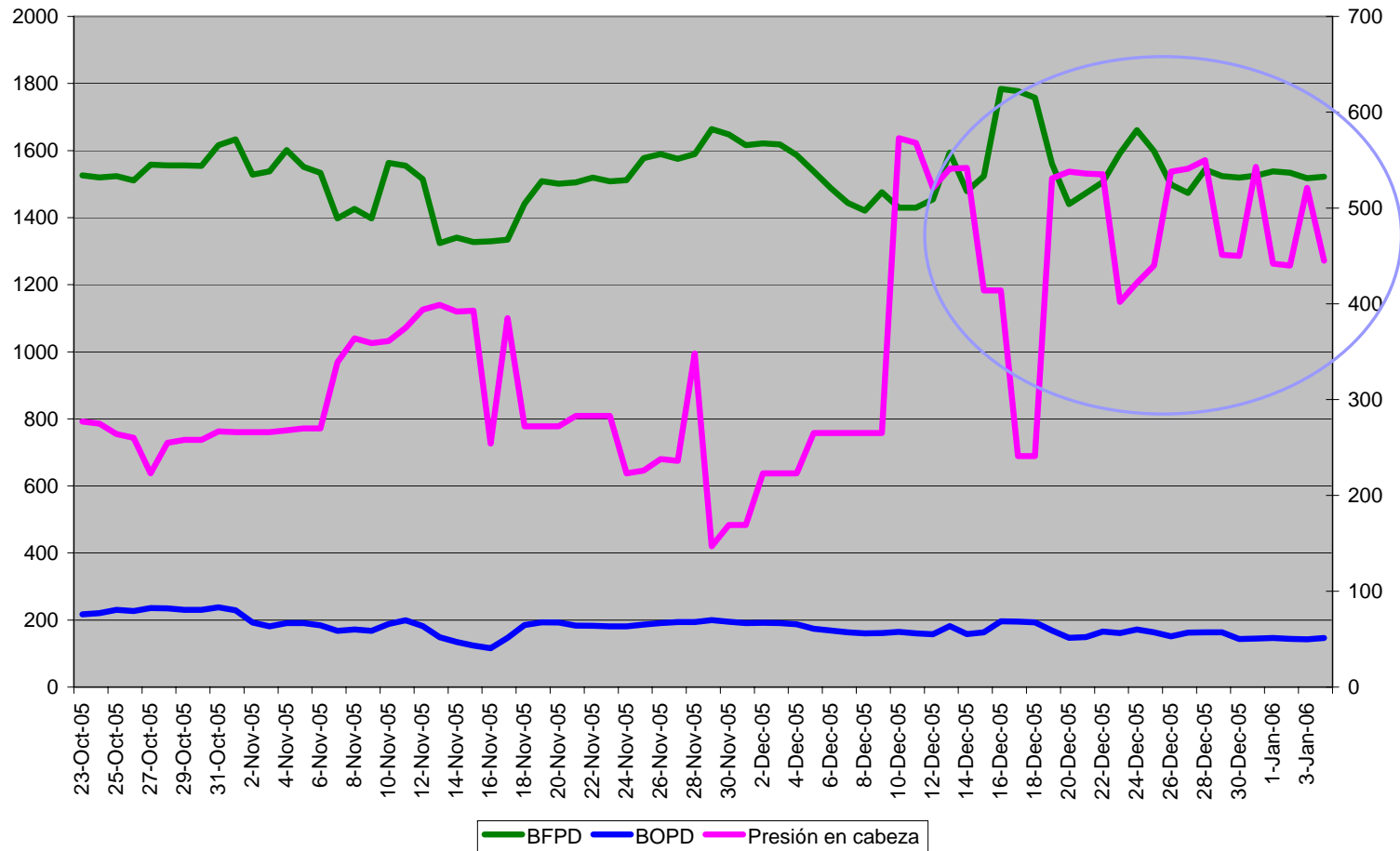


Figura 13. Producción y Presión en cabeza. Jiba-04



JIBA-05

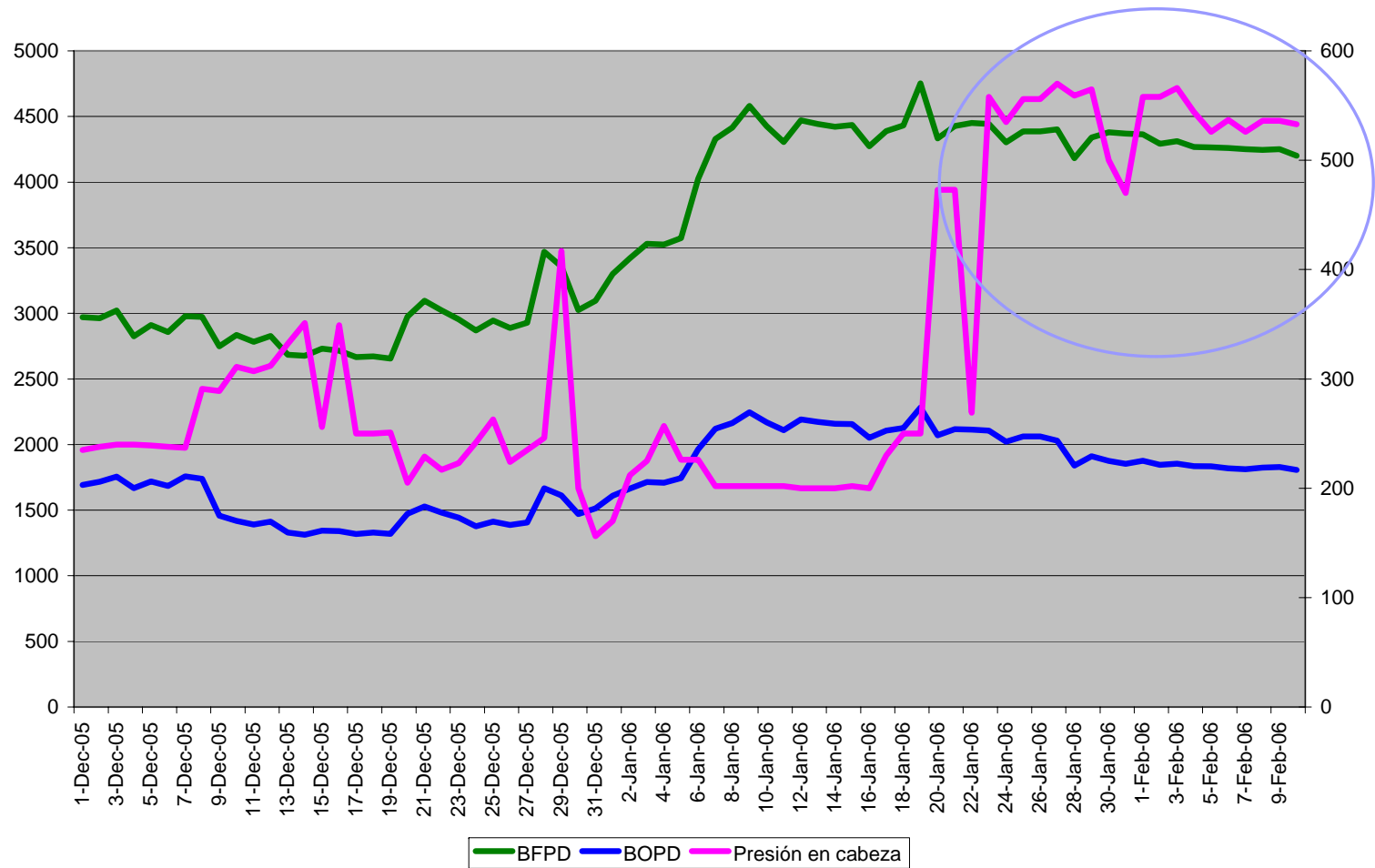


Figura 14. Producción y Presión en cabeza. Jiba-05



JIBA-06

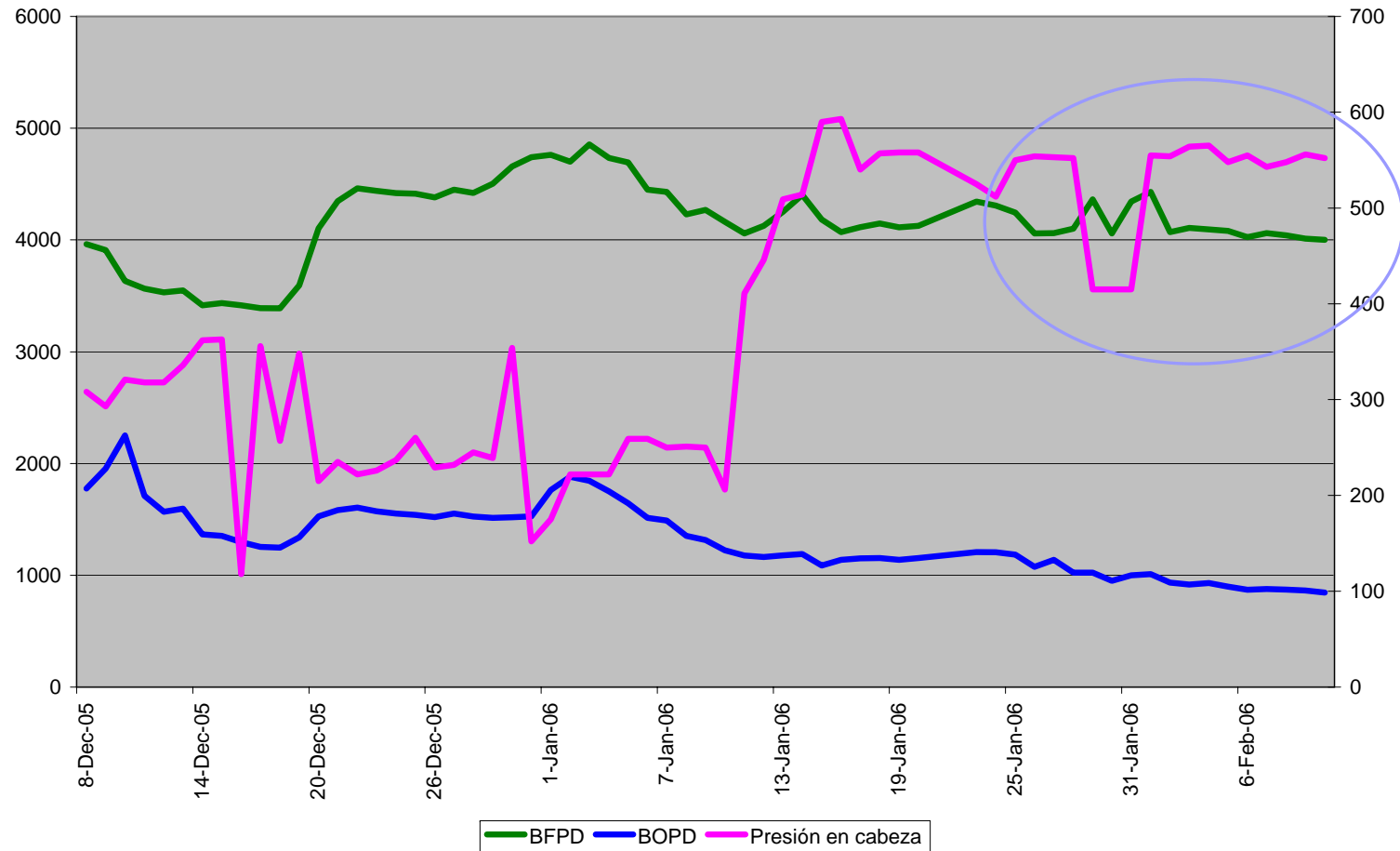
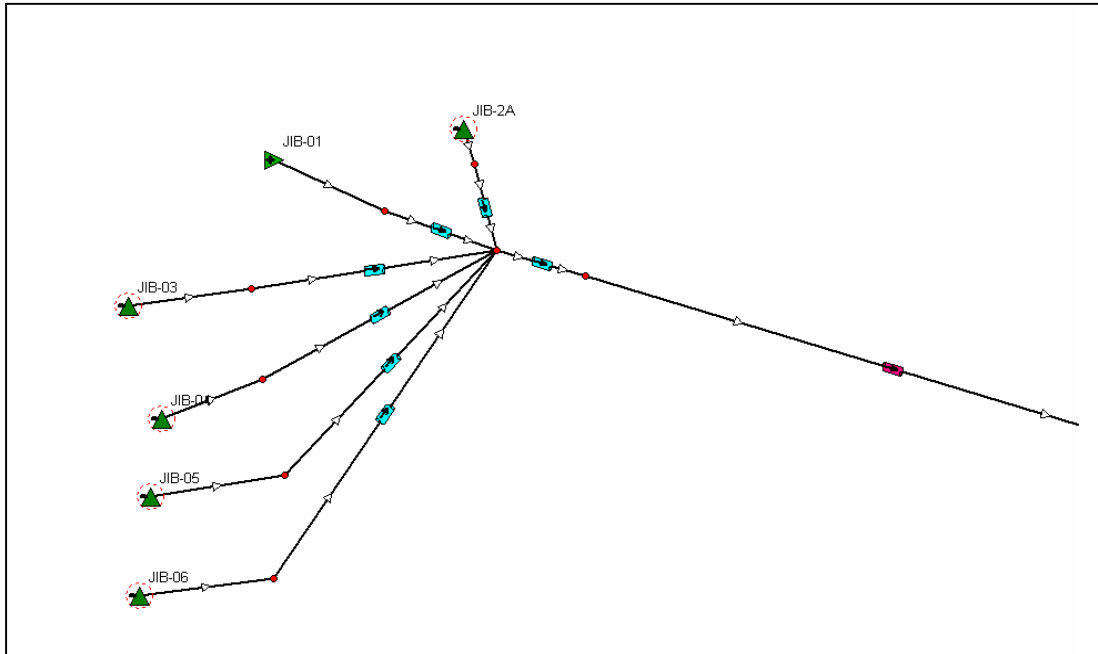


Figura 15. Producción y Presión en cabeza. Jiba-06.



Figura 16. Vista del campo Jiba desde GAP.



Fuente: Petroleum Experts.

La anterior grafica es el sistema de recolección usado para transportar el fluido de producción. Este sistema de recolección probablemente es una causa por la cual se estén presentando emulsión debido a la mezcla de los fluidos producidos por los seis pozos, se debe tener en cuenta que la composición y calidad de las corrientes influye en la formación de emulsiones.

El simulador GAP se usó para analizar presiones en cabeza de pozo de acuerdo a las condiciones de operación del campo.



3.3 Toma de muestras.

Dada esta condición preocupante se decidió tomar muestras del fluido para realizar pruebas y determinar porque la presión en cabeza de pozo estaba tan alta. Se tomaron muestras representativas de cada uno de los pozos y se enviaron a laboratorio para realizar el análisis correspondiente.

3.4 Pruebas de botella del fluido.

Las muestras de fluidos se tomaron en cabeza de pozo. Se realizó la mezcla previamente al tratamiento calentándola hasta 175 °F en baño Maria para tratar de simular la temperatura a la cual se encuentra el fluido que proviene del yacimiento (200 °F), además, la muestra fue agitada con el fin de tener buenas mediciones y no se vea afectada por el reposo que tiene la muestra debido al recorrido desde cabeza de pozo hasta el laboratorio. Una vez a temperatura deseada (sin observarse agua libre hasta al momento en una muestra de fluido que debería tener 50 % de corte de agua aproximadamente) se le realizó la prueba de BSW a varias dosis de rompedor universal. Hasta este momento se visualizó una interfase no definida y parte que le correspondería al agua estaba completamente oscura. (Figura 10). Las muestras (en tubos de zanahoria de 100 mililitros) se centrifugaron con el fin de agitarlas y que el rompedor universal se disolviera en la muestra. Luego de varios minutos tras retomar las muestras de la centrifuga se logró observar agua libre en las muestras. Al terminar la prueba se comprobó que se tenía un problema de emulsión normal o directa en el fluido de producción.



Figura 17. Muestra del fluido proveniente del campo Jiba.



Fuente: Departamento de producción.



3.5 Reacciones.

Luego de saber acerca de los problemas en el fluido proveniente del campo Jiba el grupo de producción entendió el porque de la presión en cabeza de pozo tan alta y la disminución en la tasa de producción del campo.

Este problema de emulsiones también puede traer problemas de obstrucción en la tubería debido a la reología y viscosidad de un crudo emulsionado, teniendo en cuenta la pérdida de temperatura que el fluido sufre a lo largo del recorrido desde cabeza de pozo hasta las facilidades.

Al tener un problema de emulsiones se debe pensar en un tratamiento para el fluido producido. La preocupación con los problemas de emulsión del campo Jiba es el tratamiento a implementar, como se sabe existen procesos para tratar las emulsiones como lo son procesos químicos, térmicos y electrostáticos, además, no implementar equipos distintos a los convencionales que se usan en el tratamiento del fluido de producción como lo son los separadores trifásicos, sin embargo, un punto a favor con el que siempre se ha contado en el campo es la temperatura del fluido, que como se mencionó anteriormente es de 200 °F, de esta manera un adecuado tratamiento con desemulsificante es suficiente para el rompimiento de la emulsión.



3.6 Pruebas de botella con el desemulsificante.

El siguiente paso fue realizar las diferentes pruebas de botellas con varias dosificaciones para determinar el tratamiento correcto con todos los parámetros que este incluye como lo son: desemulsificante, concentración y sitio específico para iniciar el tratamiento. Todos estos parámetros con el fin de lograr el rompimiento de la emulsión.

La siguiente prueba que se realizó fue la de tomar nuevamente muestras representativas y realizar las pruebas de botella para buscar soluciones a la emulsión normal por medio de desemulsificante como tratamiento. Se realizó el procedimiento de toma de muestra, calentamiento, agitación y centrifugación, pero esta vez se dosificó la muestra a varias concentraciones con un rompedor directo de emulsiones llamado Dissolvan 3361 recomendado por la empresa Clariant quien es la compañía encargada del tratamiento de fluidos en Caño Limón.

Se le aplicaron a la muestra varias dosificaciones para medir el comportamiento de la emulsión directa y recomendar la concentración más adecuada para tratar el fluido. Las pruebas de botella se realizaron a un tiempo de 4 horas.

En la siguiente tabla se observan las concentraciones y el tiempo para el cual se observa agua libre.



	Tiempo (minutos)							
Dosis (ppm)	5	10	15	30	60	120	180	240
20	0	0	tr ¹	5	15	20	30	30
30	0	tr	tr	5	15	20	30	30
40	0	tr	tr	5	15	20	30	30
50	0	tr	2	8	15	20	30	30
60	5	5	8	10	25	30	30	30
100	10	15	20	30	30	30	30	30

Tabla 1. Dosificación para el tratamiento

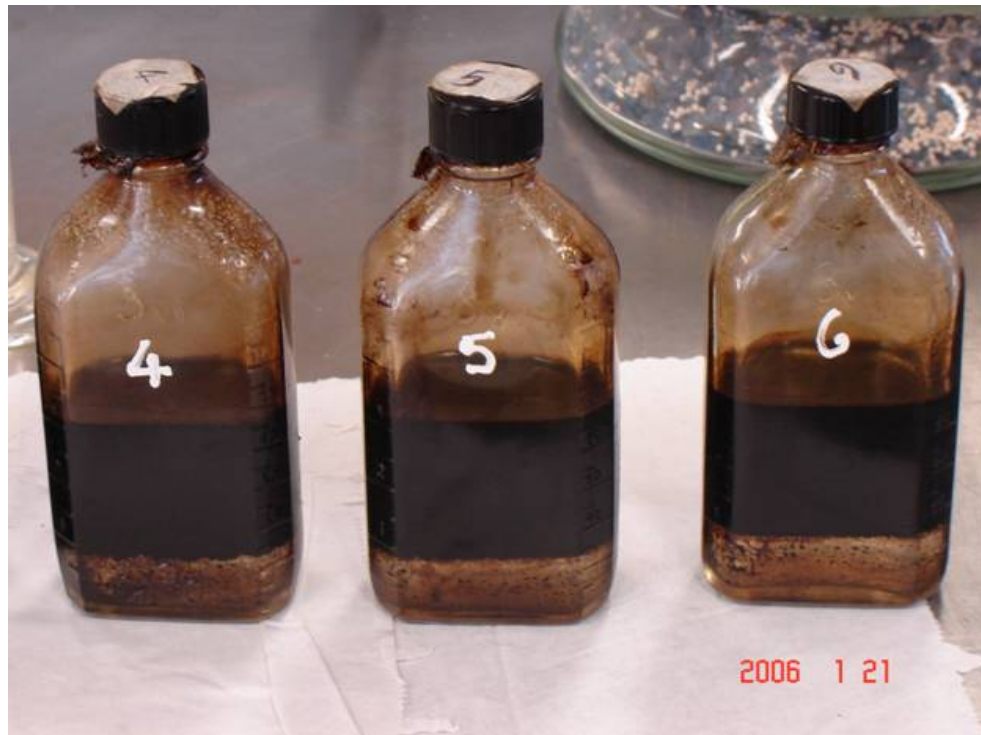
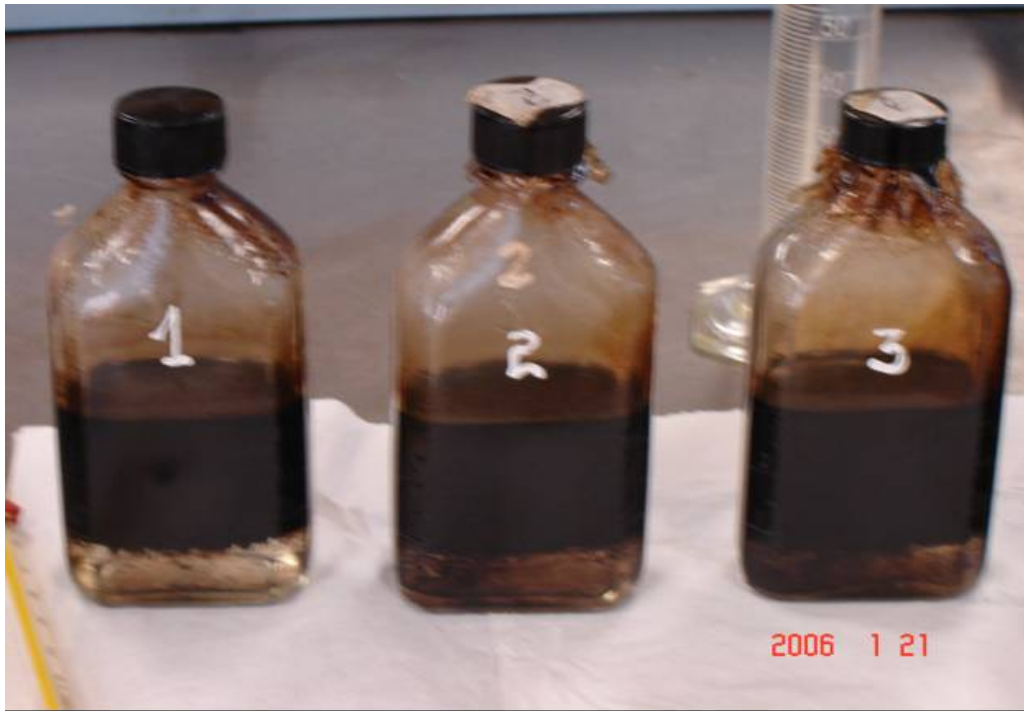
La tabla muestra que el desemulsificante tiene como característica principal que trabaja a varias dosis, rompiendo la emulsión normal, dejando agua de buena calidad y una interfase bien definida con buenos resultados en la prueba de 4 horas, obteniendo datos a diferentes tiempos, apreciándose buenos resultados (BSW de 0.05 en dosis altas y entre 0.1 y 0.15 para dosis bajas).

A continuación se encuentra el registro fotográfico de las pruebas de botella realizadas a las seis dosis aplicadas.

¹ Significa trazas y sucede cuando se observa muy poco porcentaje de agua como en este caso.



Figura 18. Muestra fotográfica de la dosificación.





Como se observa en las fotografías y en la tabla 1, a dosis bajas el producto rompe más despacio y muestra una buena calidad de agua, es decir, tiene mejor tiempo de resolución para la emulsión normal.

Con estas pruebas en laboratorio y los resultados obtenidos se recomendó una dosificación entre 20 y 30 ppm de desemulsificante para el tratamiento de la emulsión normal.

3.7 Sitio específico de inyección

Al tener lista la dosis para el tratamiento, según pruebas de laboratorio, el siguiente paso es identificar el sitio de inyección y determinar si es necesaria más de una inyección durante el recorrido del fluido de producción desde cabeza de pozo hasta las facilidades.

Para eliminar el problema de la elevada presión el punto más lógico de inyección es un punto inmediatamente el fluido es producido, lo ideal es eliminar la emulsión antes que el fluido entre a la bomba, pero en este momento no se cuenta con la tecnología para realizar dicho procedimiento, así que la inyección fue recomendada lo más cerca posible a cabeza de pozo. Se determinó inyectar el desemulsificante en la tubería de recolección en donde converge la producción de los seis pozos, con la certeza de tratar todo el fluido producido en el campo y no tratar el fluido pozo a pozo. La inyección, como se determinó en el laboratorio con las pruebas se hizo a una concentración de 30 ppm, con esta concentración y la tasa de fluido que se quiere tratar (17000 barriles aproximadamente), la inyección es de 5.28 galones de desemulsificante por día. A continuación en la siguiente fotografía se muestra el dispositivo que consta de un tanque de almacenamiento en el cual se tiene el desemulsificante a la concentración específica y una bomba que inyecta al fluido el rompedor de emulsión o desemulsificante.



Figura 19. Mecanismo de inyección de desemulsificante.



Fuente: Departamento de producción.



3.8 Resultados de la Inyección de químicos.

Luego de realizar el montaje del sistema de inyección de químicos para el tratamiento del fluido, se realizaron pruebas de laboratorio para determinar y evaluar los resultados de la inyección en la corriente del fluido a concentración determinada anteriormente en el laboratorio.

Se tomaron dos muestras del fluido en la pig launcher (marranera), en este punto el fluido de los seis pozos está mezclado totalmente con el desemulsificante, se llevó a laboratorio para proceder con un análisis de BSW. A la muestra se le realiza todo el procedimiento necesario para obtener la mayor precisión posible, esto incluye baño de maría para mantener la temperatura, agitación y se procede analizar las muestras. A una de las muestras tomadas se le aplican 10 gotas de rompedor universal, a la muestra adicional no se le aplica rompedor universal, esto con el fin de comparar una muestra con desemulsificante y otra sin éste.

A continuación en la siguiente fotografía se puede observar una muestra de galón tomada en el Pig Launcher. A simple vista se pueden observar las interfases definidas, sin embargo las pruebas de laboratorio son las más acertadas para definir el porcentaje de emulsión de la muestra.

De acuerdo a las pruebas realizadas en la siguiente tabla se encuentran los resultados del análisis.



MUESTRA	% Emulsión	% Agua	BSW
CON ROMPEDOR	0	3	3
SIN ROMPEDOR	0	3	3

Tabla 2. Resultados de análisis BSW.

En los resultados consignados en la tabla anterior de las pruebas de laboratorio, se obtiene un porcentaje de emulsión de 0 %, con estos resultados y de lo observado físicamente en las muestras se tiene un fluido tratado con las dos interfases bien definidas, adicionalmente en la válvula de drenaje del pig launcher (marranera) se observó agua libre, ésta agua libre no se observó antes del tratamiento. De acuerdo a estos resultados y a la situación vista, se puede establecer que el fluido producido en el campo Jiba se encuentra libre de emulsión.



Figura 20. Muestra del fluido del pig launcher.





3.9 Comportamiento de la presión en cabeza de pozo y de la producción.

Según lo observado anteriormente la presión en cabeza de pozo subió drásticamente cuando apareció la emulsión en el fluido, es de esperar que el comportamiento de la presión y la producción mejore con el tratamiento dado a la emulsión de agua en crudo. A continuación se encuentran las graficas en donde se relacionan la producción del campo y la presión en cabeza de pozo antes, durante y después del tratamiento.

Es claro que la presión en cabeza de pozo mejoró cuando se empezó a realizar el tratamiento al fluido de producción en el campo Jiba, como se puede observar en las graficas del comportamiento de la producción y de la presión en cabeza (Figura 21 a 26) en donde se muestra como la producción de fluido es inversamente proporcional a la presión en cabeza de pozo y como se observa una recuperación de producción cuando la presión en cabeza baja debido al tratamiento con el rompedor de emulsión directa.

3.10 Análisis económico de inyección de Desemulsificante.

La inyección diaria en el campo es de 5.28 galones para el tratamiento de emulsión en el campo Jiba, el fluido tratado es de 18000 barriles de fluido aproximadamente. El costo por galón de Dissolvan 3361¹ es de US\$ 61, el costo total por tratamiento diario es de US\$ 322.

La producción diaria del campo mejoró con la inyección de rompedor de emulsión directa obteniendo un promedio antes del tratamiento y después del tratamiento de 411 Barriles de aceite por día. El precio WTI para el crudo con las características del fluido del campo Jiba es de 50 dólares por barril, esto significa un mejoramiento en la

¹ Rompedor de emulsión directa que se usa para el tratamiento.



producción para obtener US\$ 20,550 diarios. En la siguiente tabla se encuentra los datos promedios de producción antes y después del tratamiento.

Pozo	Producción antes (BFPD)	Producción después (BFPD)	Ganancia (BFPD)	Mejoramiento (BOPD)
JIB-01	2749	3835	1086	67
JIB-02	2056	2357	301	126
JIB-03	2003	2155	153	93
JIB-04	1473	1592	119	18
JIB-05	4205	4469	264	97
JIB-06	3975	4020	45	11
Total	16461	18428	1968	411

Tabla 3. Mejoramiento en la producción.

Realizando el tratamiento del fluido en un periodo de cinco meses y realizando una inversión en el primer periodo para el tratamiento en los siguientes cinco periodos; usando tres escenarios en donde en uno podemos recuperar el 30 % de la producción dejada de producir sin el tratamiento en otro escenario que se pueda recuperar el 50 % y en un caso óptimo y que se pueda recuperar el 70 %, y una tasa de descuento del 12%.

A continuación como serían los tres escenarios económicamente.

% Recuperado	Valor Presenta Neto mmus\$	TIR %	DPI
30%	0.6	383	13.8
50%	1.06	638	23
70%	2.1	1276	46

Tabla 4. Resultado Económico del tratamiento.



En la tabla anterior se logra observar que el tratamiento químico es económicamente rentable recuperando desde el 30 % de la producción dejada de producir por problemas de emulsión hasta un 70 % de producción recuperada.

En el caso en el cual se logra recuperar el 30 % de la producción dejada de producir por el alza en la presión en cabeza, obtenemos una ganancia a los 5 meses de US\$ 600,000 con una tasa interna de retorno de 383 % y un DPI de 13.8, que significa que por cada dólar invertido se obtendrá 13.8 dólares.

En el segundo caso en el cual se recupera la mitad de la producción, tendríamos una ganancia de US\$ 1.06 Millones de dólares, con una tasa interna de retorno del 638 % y un DPI de 23.

En el caso más óptimo en el cual se recupera el setenta por ciento de la producción, tendríamos una ganancia de US\$ 2.1 Millones de dólares, con una tasa interna de retorno del 1276 % y un DPI de 46.

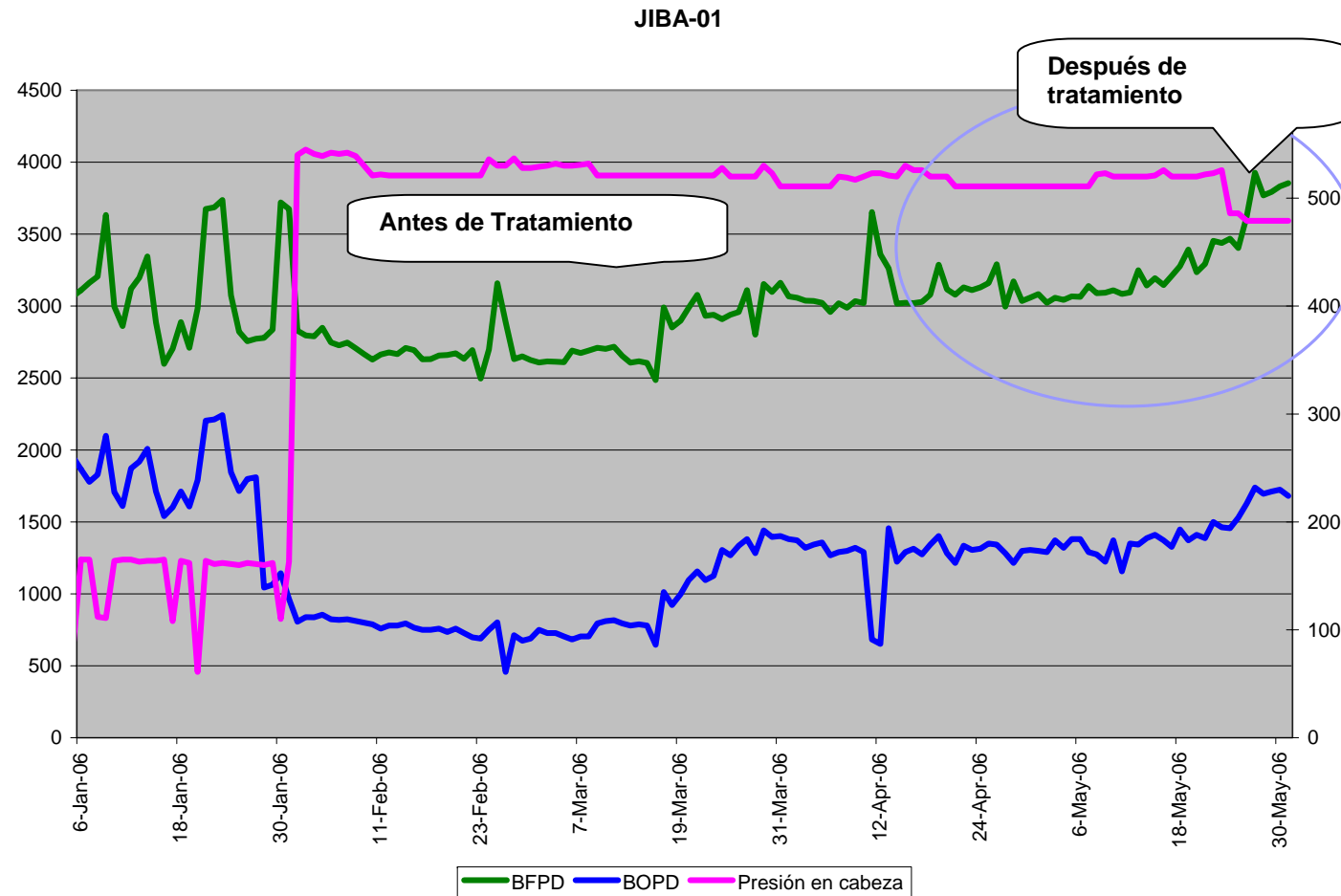


Figura 21. Producción y Presión en cabeza antes y después del tratamiento Jiba-01



JIBA-2A

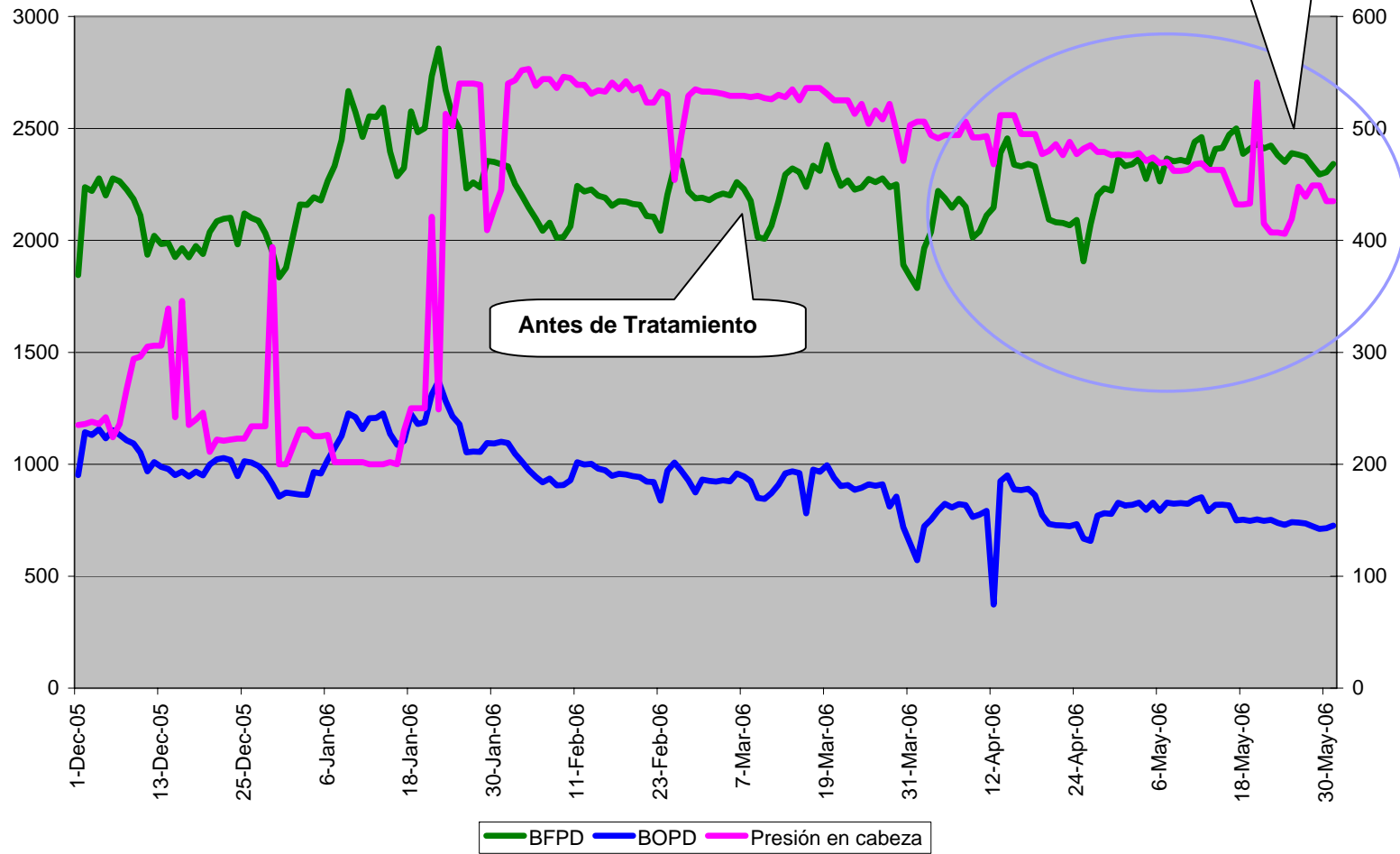


Figura 22. Producción y Presión en cabeza antes y después del tratamiento Jiba-02



JIBA-03

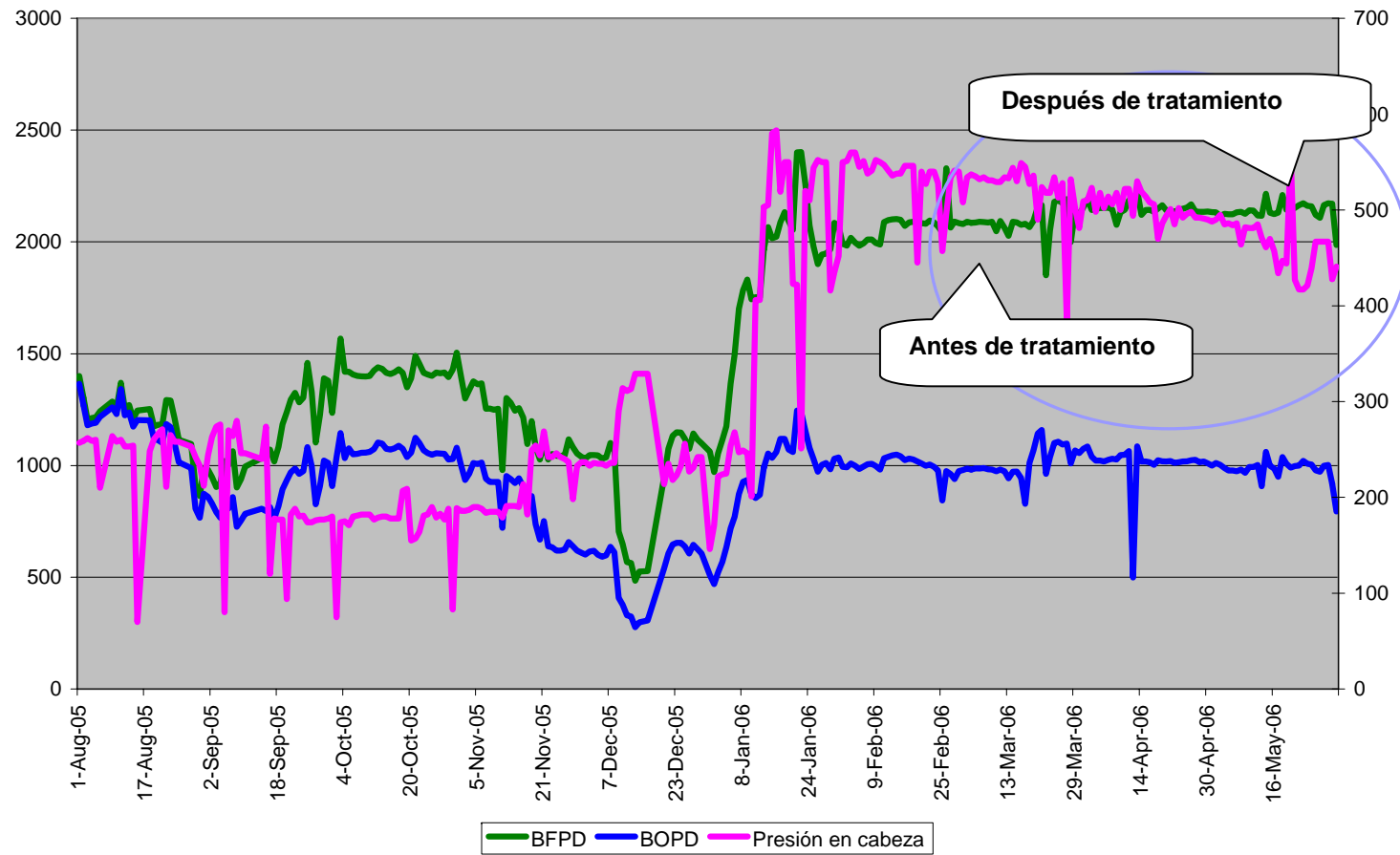


Figura 23. Producción y Presión en cabeza antes y después del tratamiento Jiba-03

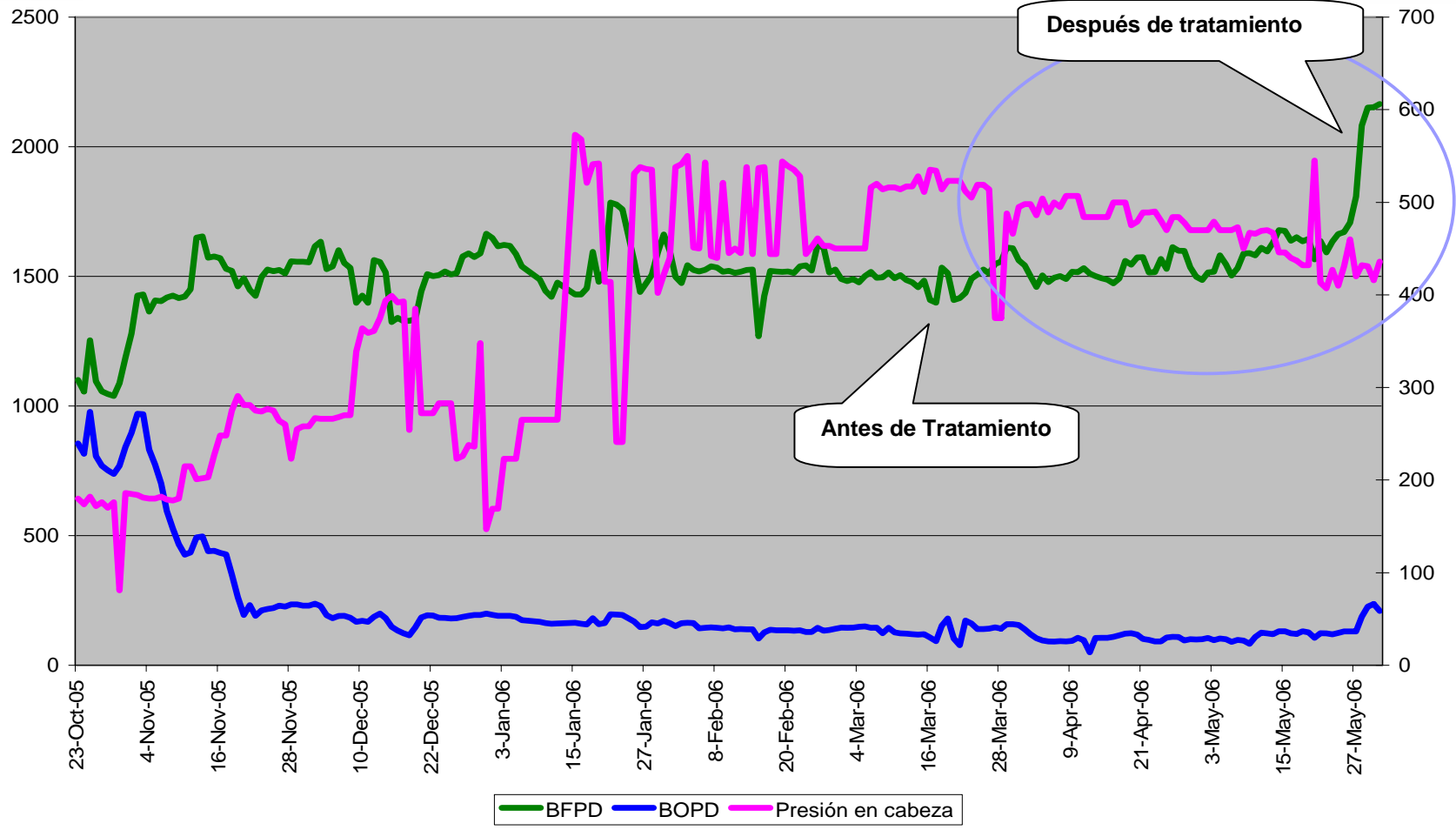


Figura 24. Producción y Presión en cabeza antes y después del tratamiento Jiba-04

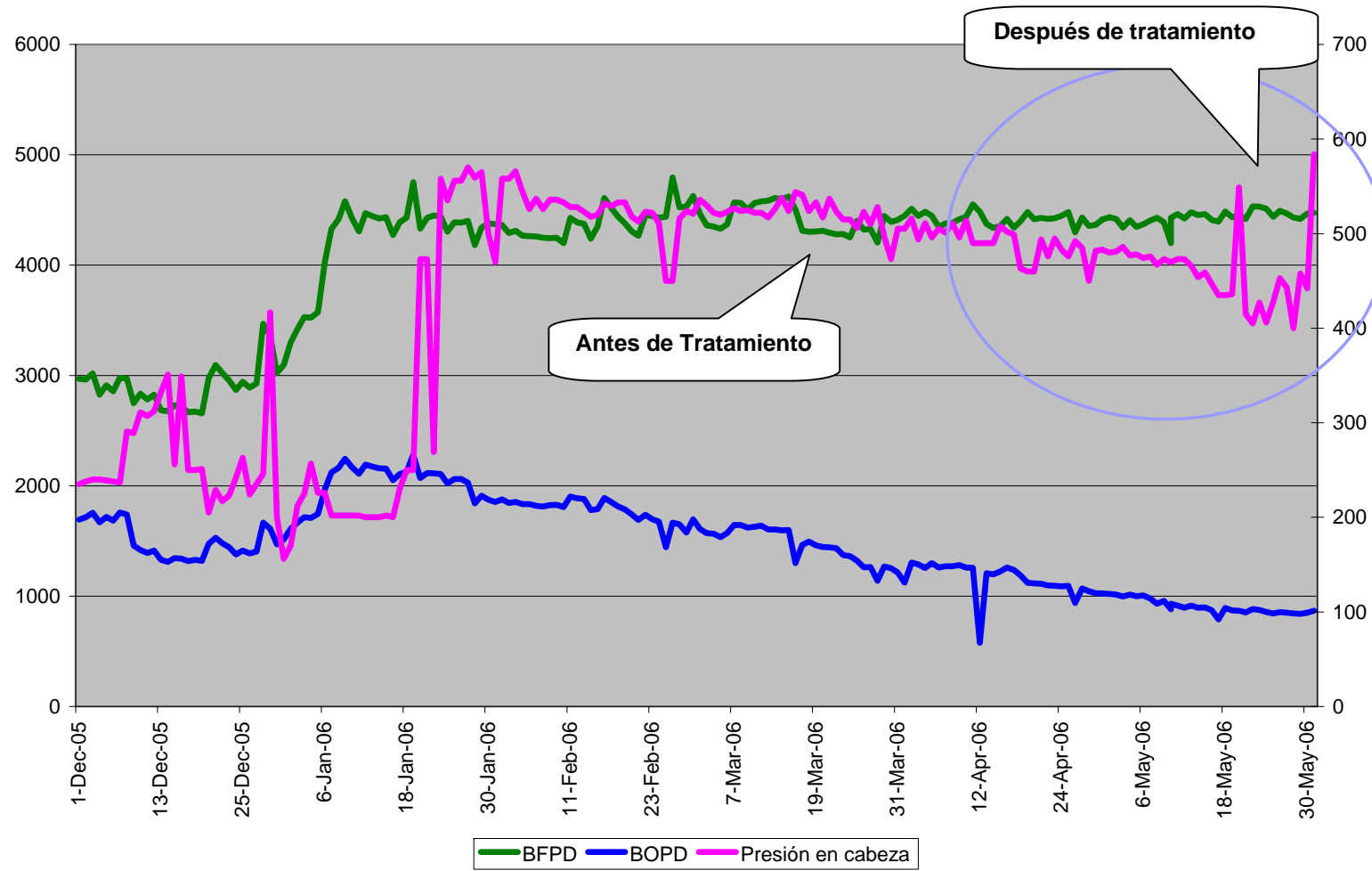


Figura 25. Producción y Presión en cabeza antes y después del tratamiento Jiba-05



JIBA-06

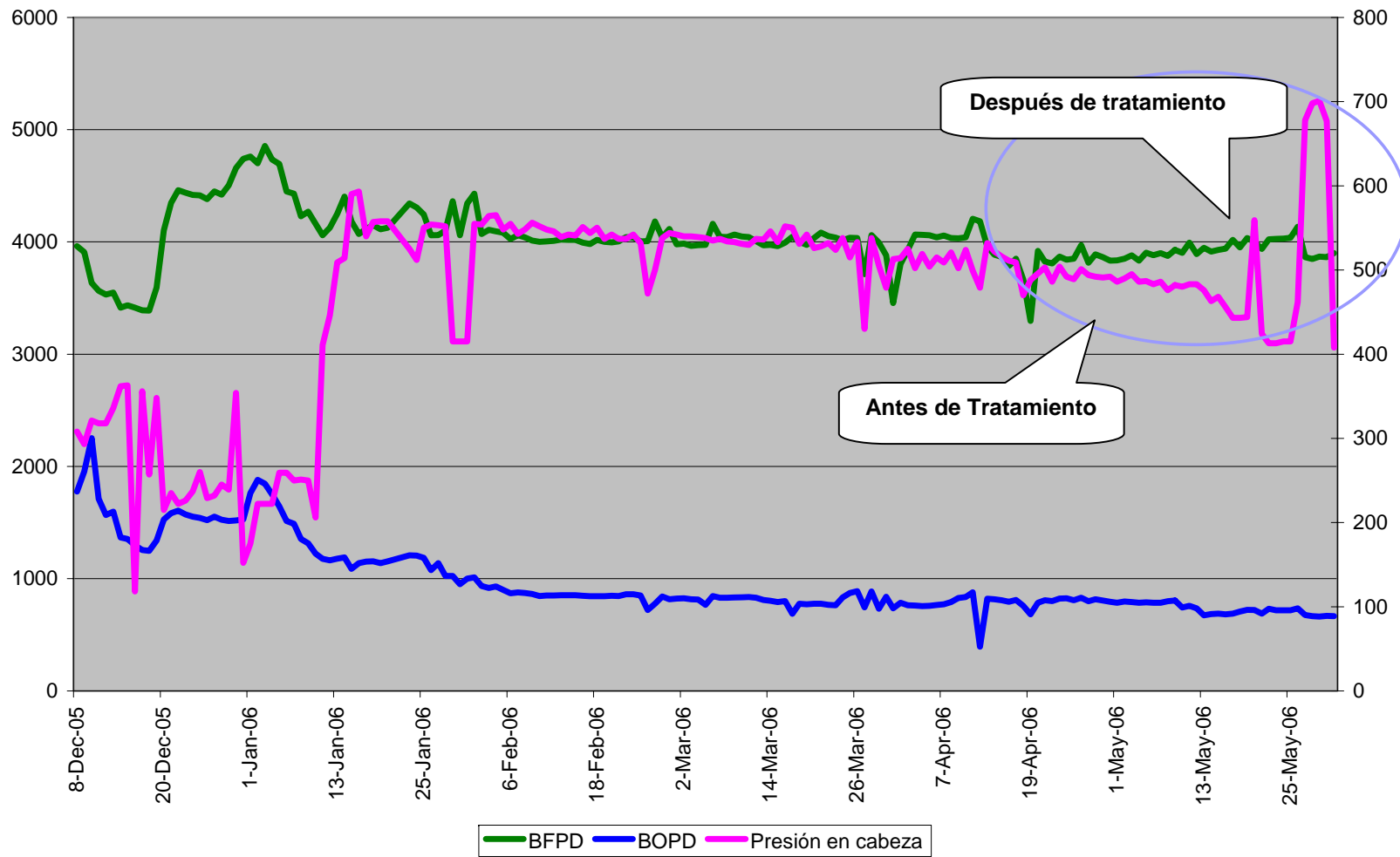


Figura 26. Producción y Presión en cabeza antes y después del tratamiento Jiba-06



CONCLUSIONES

- La productividad del campo Jiba sí esta afectada por la emulsión que se presenta en la corriente de producción, creando una caída adicional de presión de 145 psi, afectando el comportamiento de la presión en cabeza de pozo del campo Jiba, por lo tanto, la producción de los pozos también esta afectada por el gasto de energía adicional que existe por la reología de la emulsión.
- La dosificación es importante en el tratamiento de la emulsión y se debe garantizar la concentración específica para el fluido del campo Jiba, por lo tanto, se recomienda un mantenimiento preventivo del mecanismo de inyección y asegurar el rompimiento de la emulsión normal en el fluido y así evitar pérdidas de producción por elevada presión en cabeza de pozo.
- EL tratamiento con desemulsificante es efectivo debido a la concentración determinada combinado con la alta temperatura del fluido producido, se recomienda Inspección al químico utilizado para que éste se encuentre en buenas condiciones y a la concentración que se necesita.
- Usar el desemulsificante como tratamiento para la emulsión del fluido del campo Jiba es económicamente viable, el análisis económico arroja resultados favorables, en el peor de los casos arroja una ganancia a los 5 meses de US\$ 600,000 con una tasa interna de retorno de 383 % y un DPI de 13.8, que significa que por cada dólar invertido se obtendrá 13.8 dólares, dando credibilidad y la confianza para seguir invirtiendo en el tratamiento.



OCCIDENTAL DE
COLOMBIA, Inc.



- Los simuladores GAP & PROSPER son una herramienta útil a la hora de simular condiciones de flujo en fondo y en tuberías de recolección, con el fin de monitorear el comportamiento de las presiones por medio de análisis nodal.



RECOMENDACIONES

- A la llegada de las facilidades no se tienen válvulas toma muestras de fluido en la tubería, se recomienda adicionar válvulas toma muestras en la troncal de llegada con el fin de monitorear y realizar pruebas al fluido, porque se tiene certeza que en cabeza de pozo no existe la emulsión pero no sabemos como esta llegando el fluido a las facilidades para su tratamiento.
- Como no sabemos que cambio puede ocurrir a lo largo de la tubería desde el campo hasta las facilidades, se recomienda realizar un marraneo aprovechando que la línea de 6 pulgadas tiene marranera de envío y llegada y así evitar posibles obstrucciones en la tubería.



BIBLIOGRAFÍA

- Arnold, Ken, Surface production operations, 1998.
- Base de datos Occidental de Colombia.
- Janssen, and C. Noik, SPE, and C. Dalmazzone, SPE Paper 71473 Emulsion Formation in a Model Choke-valve, Institut Français du Pétrole, 2001.
- Janssen, Delft University of Technology, and C. K. Harris, SPE Paper 49077, Emulsion Characteristics of High Water-cut Oil Wells, Shell International Exploration and Production
- Kokal Sunil , SPE Paper 77497, crude oil emulsions: A state of the art review, Saudi Aramco , 2002
- Kokal, S.I, Juraid SPE Paper 56641, quantification of various factors affecting emulsion stability: water cut, temperature, shear, asphaltene content, demulsifier dosage and mixing different crudes, 1999.
- Vilarreal Espinosa Roxana, Modelo matemático para la determinación del perfil de presión en línea de flujo con emulsiones, Tesis de grado, Universidad Industrial de Santander, 2006.



OCCIDENTAL DE
COLOMBIA, Inc.



ANEXO 1.

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, hasta las condiciones en cabeza de pozo.

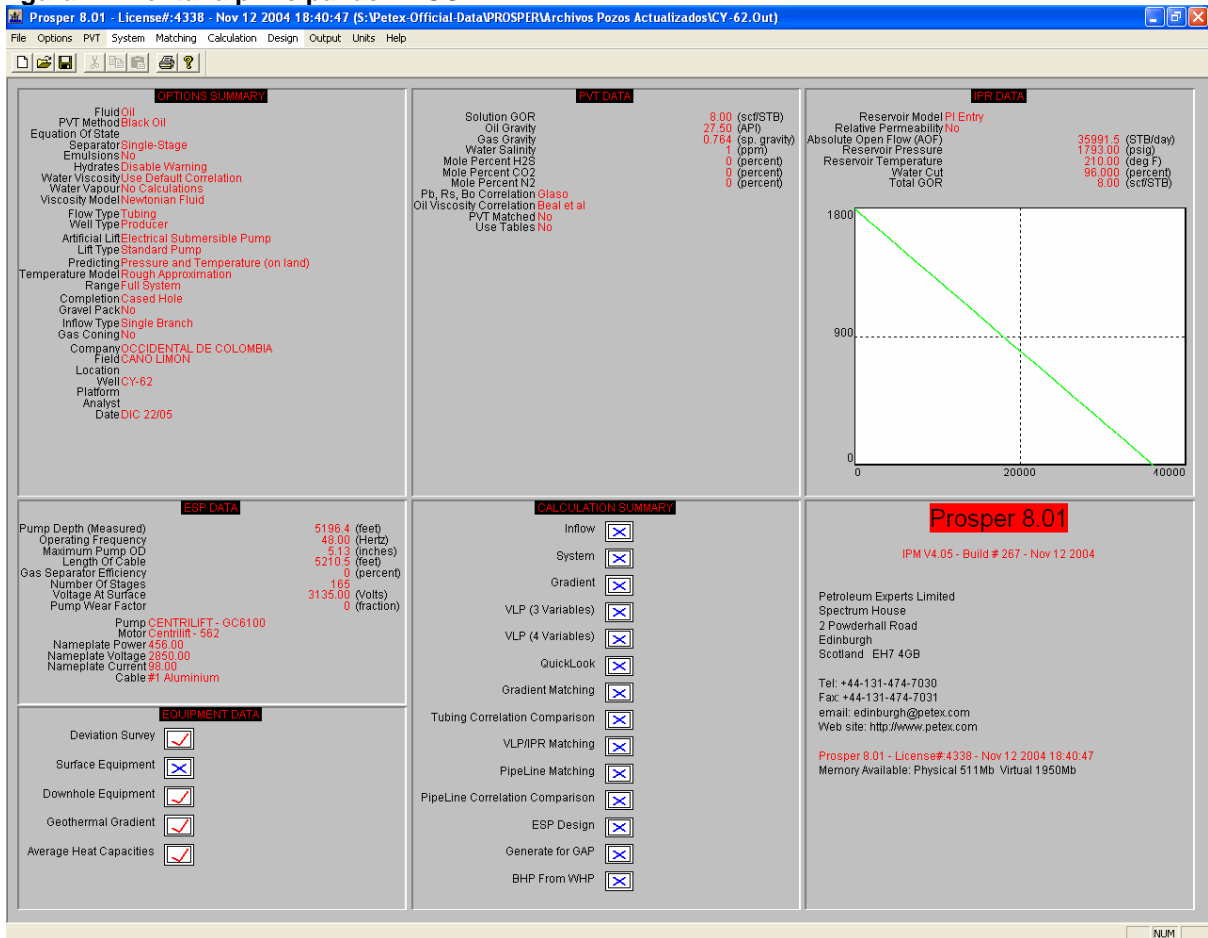
Descripción del simulador

Este software ha sido usado para simular el comportamiento de pozos productores fluyendo. Es el complemento de la otra herramienta de simulación existente en el campo conocida como GAP (General Allocation Package), la cual permite simular las 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 tuberías hasta las facilidades.

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



Figura 27. Ventana principal de PROSPER.



Fuente: Petroleum Experts.

Ingreso de datos.

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



pozo tales como tipo de yacimiento, Índice de Productividad, Presión de Yacimiento, Corte de agua y Temperatura, entre otros.

Figura 28. Ventana Summary.

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:

- 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.

Esta ventana permite escoger que parámetros de simulación vamos a usar, a continuación se describe cada uno de los sub-menús con que cuenta esta ventana.

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 las cuales son: 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 la cual es 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 calculo 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.
- 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 emulsión + Pump Viscosity Correction, la primera no considera ningún tipo de parámetros para emulsión, la segunda requiere de una serie de datos mas específicos para su evaluación. Al seleccionar la segunda opción la viscosidad de la emulsión calculada reemplazara la viscosidad de la mezcla. La ventana para estos datos se presenta a continuación:



Figura 29. Ventana Emulsion.

	Water Cut [percent]	Emulsion Viscosity [centipoise]
1		
2		
3		
4		
5		
6		
7		
8		
9		
10		

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

Match Parameters	Value
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.

La presión y temperatura correspondientes a condiciones experimentales se ubican en parámetros experimentales, esto permite a PROSPER corregir la viscosidad de la emulsión para temperatura y presión. 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 30. Ventana Hydrate.

	Pressure (psig)	Temperature (deg F)
1		
2		
3		
4		
5		
6		
7		
8		
9		
10		
11		
12		
13		
14		
15		
16		
17		
18		
19		
20		

Fuente: Petroleum Experts.

- Water viscosity: Este menú permite escoger a que variables es sensible 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, temperatura y a la presión.
- Viscosity model: Este menú brinda la posibilidad de escoger el modelo de viscosidad para el fluido, ya sea Fluido Newtoniano o 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 31. Parámetros Reológicos.

Viscosity Modelling Rheological Parameters (CL-16.OUT)

Done Cancel Main Help Import Export Report Plot

Input Data

	Temperature (deg F)	Pressure (psig)	Yield Stress (TAU ₀) (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							

Insert Delete Copy Cut Paste All Sort Maximum Viscosity 0 centipoise

Fuente: Petroleum Experts.

- Flow type: Esta opción permite seleccionar que tipo de flujo tenemos en la tubería. PROSPER cuenta con dos opciones para este item: Tubing Flow y Annular Flow. Cuando se simula un pozo en flujo natural se activa la opción de Tubing Flow + Annular Flow.
- Well type: Este menú permite seleccionar que tipo de pozo se va a simular. PROSPER tiene tres opciones para este item: Producer, Injector y Water Injector. La opción injector permite simular inyección de gas.



Levantamiento Artificial.

- Method: Este menú permite escoger con que tipo de levantamiento se va a simular el pozo (Figura 14). 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 Downhole Pump: Bombeo hidraulico.

Progresive Cavity Pumps: Bombeo por Cavidades Progresivas.

Coil Tubing Gas Lift.

- Type: Este menú permite escoger las condiciones de simulación de acuerdo al método de levantamiento artificial seleccionado. 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 mostrara mas adelante en el menú System/Equipment/Downhole equipment).

Safety equipment: Se tienen presentes líneas de flujo de superficie, chokes, 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.

Framo Pump: Bomba para completamientos costa afuera.

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.

Downhole Motor Drive: Esta opción es una instalación de ESPCP.

Calculation type.

Este menú permite determinar que tipo de cálculo se va a utilizar para determinar los parámetros del pozo.

- 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 rápida 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 que tan riguroso va a ser el modelo para hacer los cálculos de predicción, este menú se divide en las 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 hacia sus alrededores usando un coeficiente global de transferencia de calor. Se requiere ingresar un gradiente geotérmico.
- **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:** Esta 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 la opción de Yes y No, cuando se habilita, se calcula la caída de presión a través de la grava.

Reservoir.

- **Inflow type:** Este menú tiene las siguientes opciones:



Single Branch: Al seleccionar esta opción se da la posibilidad de escoger varios modelos de yacimiento de la ventana 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, estos datos se introducen en el menú System/Inflow Performance/Coning.

Figura 32. Conificación de gas.

IPR : Gas Coning			
Done Cancel Validate Help			
Input Data			
Permeability		md	
Perforation Height		feet	
Vertical Anisotropy		fraction	
Height From Top Perforation To Gas-Oil Interface		feet	
Test Data			
Number of Test Points		One	
Rate	GOR		
STB/day	scf/STB		
Matching			
F2	100		
F3	1200		
Exponent	0.422		
Match			
Calculated Data			
Entered Rate		STB/day	
Calculated GOR		scf/STB	Calculate

Fuente: Petroleum Experts.



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 electrosumergible.

PVT.

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

Figura 33. Menú entrada a PVT.

The screenshot shows the Prosper 8.01 software interface with the 'PVT' menu open. The interface is divided into several panels:

- Options Summary:** A list of simulation options with checkboxes, including Fluid Oil, PVT Method Black Oil, Separator Single-Stage, and others.
- PVT DATA:** A table of input parameters such as Solution GOR (8.00 scf/STB), Oil Gravity (27.50 API), and Water Salinity (0.784 sp. gravity).
- IPR DATA:** A table of reservoir parameters including Reservoir Model PI Entry, Relative Permeability No, and Absolute Open Flow (AOF).
- ESP DATA:** A table of wellbore parameters like Pump Depth (5196.4 feet), Operating Frequency (48.00 Hertz), and Maximum Pump OD (5.12 inches).
- EQUIPMENT DATA:** A section with checkboxes for various equipment types like Deviation Survey, Surface Equipment, and Downhole Equipment.
- CALCULATION SUMMARY:** A list of calculation options with checkboxes, including Inflow, System, Gradient, and VLP.
- Prosper 8.01:** A panel displaying the software version (IPM V4.05 - Build # 267 - Nov 12 2004) and contact information for Petroleum Experts Limited.

Fuente: Petroleum Experts.



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 clic en PVT aparecen tres sub-menús, se debe escoger Input data para hacer el ingreso de datos, en la siguiente ventana:

Figura 34. Entrada de datos PVT.

Section	Parameter	Value	Units/Type
Input Parameters	Solution GOR	30	scf/STB
	Oil Gravity	27.5	API
	Gas Gravity	1.794	sp. gravity
	Water Salinity	1	sp. gravity
Correlations	Pb, Rs, Bo	Lasater	Dropdown
	Oil Viscosity	Beggs et al	Dropdown
Impurities	Mole Percent H2S	0	percent
	Mole Percent CO2	0	percent
	Mole Percent N2	0	percent

Fuente: Petroleum Experts.

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, por recomendación del instructor se usa Pb, Rs, Bo, la correlación de Glaso y para Oil Viscosity, Beggs et al.

Después de haber hecho el ingreso de datos a la ventana de PVT, se regresa a la ventana principal haciendo clic en Done y posteriormente en la ventana principal se



OCCIDENTAL DE COLOMBIA, Inc.



hace clic 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.

Descripción del equipo.

Figura 35. Menú ingreso a la configuración del equipo.

The screenshot shows the Prosper 8.01 software interface with the 'Equipment (Tubing etc)' menu open. The interface is divided into several panels:

- Left Panel (Equipment List):** Lists various equipment types such as PVT Method, Electrical Submersible Pumps, Hydraulic Submersible Pumps, Progressive Cavity Pumps, Solids, Water Vapor, etc.
- Top Right Panel (PVT DATA):** Displays properties like Solution GOR (8.00 scf/STB), Oil Gravity (27.50 API), Gas Gravity (0.764 sp. gravity), Water Salinity (1 ppm), Mole Percent H2S (0 percent), Mole Percent CO2 (0 percent), Mole Percent N2 (0 percent), Pb, R_s, B_o Correlation (Olaso), Oil Viscosity Correlation (Deal et al), and PVT Matched (No).
- Bottom Right Panel (IPR DATA):** Displays Reservoir Model (PI Entry), Relative Permeability (No), Absolute Open Flow (AOF) (35991.5 STB/day), Reservoir Pressure (1793.00 (psig)), Reservoir Temperature (210.00 (deg F)), Water Cut (96.00 (percent)), and Total GOR (8.00 (scf/STB)).
- Bottom Left Panel (ESP DATA):** Displays Pump Depth (Measured) (5196.4 (feet)), Operating Frequency (48.00 (Hertz)), Maximum Pump OD (5.13 (inches)), Length Of Cable (5210.5 (feet)), Gas Separator Efficiency (0 (percent)), Number Of Stages (165), Voltage At Surface (3135.00 (Volts)), Pump Wear Factor (0 (fraction)), Pump (CENTRILIFT - OC6100), and Motor (Centrifit - 562).
- Bottom Center Panel (EQUIPMENT DATA):** Contains checkboxes for Deviation Survey, Surface Equipment, Downhole Equipment, Geothermal Gradient, and Average Heat Capacities.
- Bottom Right Panel (CALCULATION SUMMARY):** Lists calculation options like Inflow, System, Gradient, VLP (3 Variables), VLP (4 Variables), QuickLook, Gradient Matching, Tubing Correlation Comparison, VLP/IPR Matching, PipeLine Matching, PipeLine Correlation Comparison, ESP Design, Generate for GAP, and BHP From WHP.
- Right Panel (Company Info):** Displays 'Prosper 8.01' and contact information for Petroleum Experts Limited, including address, phone, fax, email, and website.

Fuente: Petroleum Experts.

Al hacer clic en equipment aparece la siguiente ventana la cual se conoce como Equipment Input:



Figura 36. Opciones de equipos para ingresar.

Equipment Input (CL-16.OUT)

Done Cancel All Edit Summary
Report Export Reset Help

Input Data

Deviation Survey
 Surface Equipment
 Downhole Equipment
 Geothermal Gradient
 Average Heat Capacities

Disable Surface Equipment No

Fuente: Petroleum Experts.

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 clic en Deviation Survey aparece la siguiente ventana:

Figura 37. Ingreso de la desviación del pozo.

DEVIATION SURVEY (CL-16.OUT)

Done Cancel Main Help Import Plot
Insert Delete Copy Cut Paste All

Input Data

	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				

MD <-> TVD

Calculate

Fuente: Petroleum Experts.



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 punto medio de perforaciones dentro del pozo. Si el pozo es desviado se deben buscar los datos de desviación 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 clic en Done y se regresa a la ventana de Equipment Input.

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

Figura 38. Ingreso de descripción del equipo de Downhole.

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.



En esta ventana se introducen los valores de profundidad, ID y OD del tubing, al igual que el ID 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 clic en Done y se regresa a la ventana de Equipment Input.

Ya en la ventana de Equipment Input se hace clic sobre el icono Geothermal Gradient y aparece la siguiente ventana:

Figura 39. Datos del gradiente Geotérmico

The screenshot shows a software window titled "GEOTHERMAL GRADIENT (CL-16.OUT)". At the top, there are several buttons: Done, Cancel, Main, Help, Import, Plot, Insert, Delete, Copy, Cut, Paste, and All. Below the buttons is the "Input Data" section, which contains a table with two columns: "Formation Measured Depth (feet)" and "Formation Temperature (deg F)". The table has 18 rows, numbered 1 to 18. Row 1 contains the values "0" and "193". Row 2 contains the values "7581" and "210". Rows 3 through 18 are empty. To the right of the table is a field for "Overall Heat Transfer Coefficient" with the unit "BTU/h/ft2/F", containing the value "2".

	Formation Measured Depth (feet)	Formation Temperature (deg F)
1	0	193
2	7581	210
3		
4		
5		
6		
7		
8		
9		
10		
11		
12		
13		
14		
15		
16		
17		
18		

Fuente: Petroleum Experts.

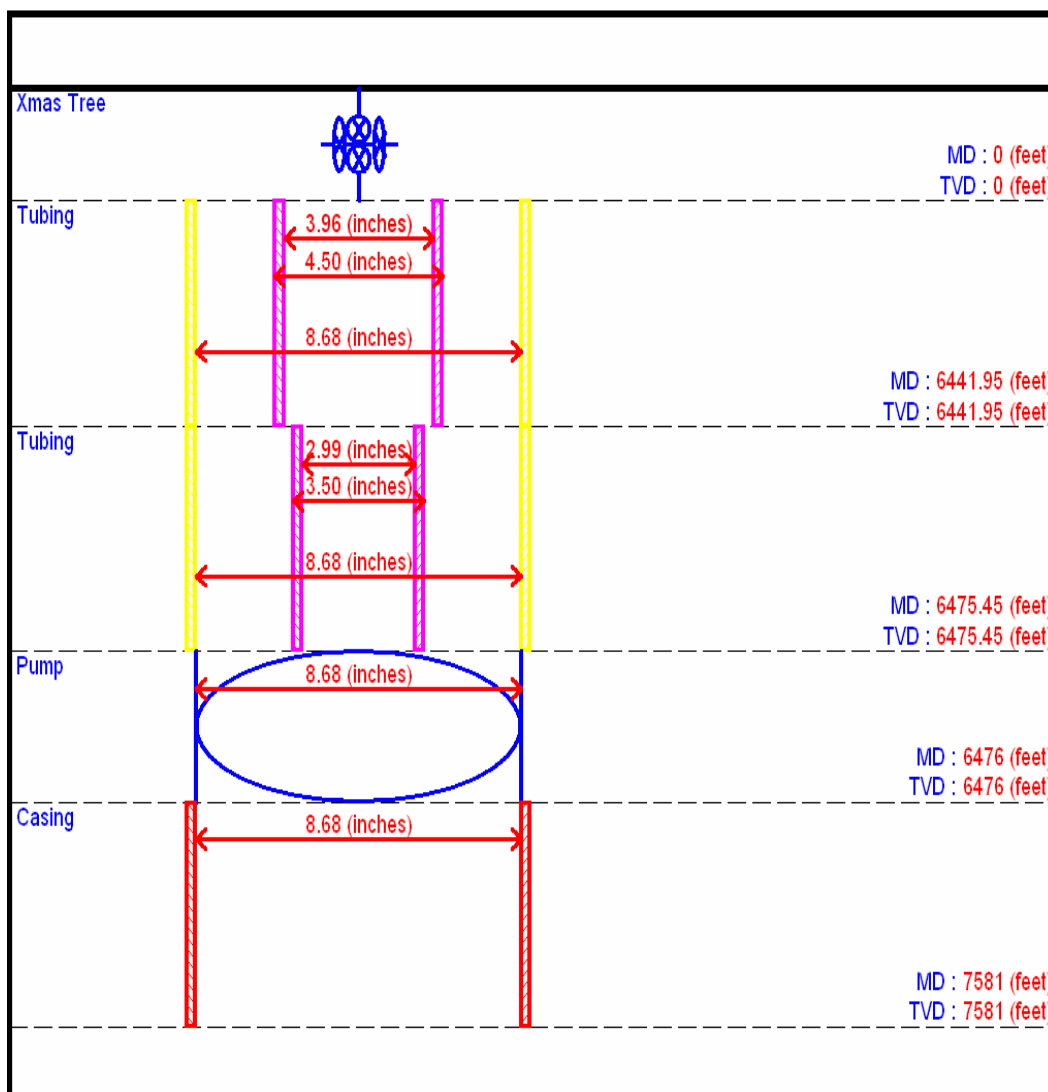
En la fila 1 se introducen los datos de cabeza de pozo respecto a profundidad y temperatura, en la fila 2 se introducen los datos de temperatura de formación y el punto



medio de perforaciones del pozo, de esta manera PROSPER calcula un gradiente geotérmico desde perforaciones hasta cabeza de pozo. Al finalizar la introducción de datos se hace clic en Done y se regresa a la ventana de Equipment Input.

Si se desea visualizar el estado mecánico del pozo en PROSPER, se hace clic en el icono SUMMARY de la ventana Equipment Input, posteriormente se hace clic en el icono DRAW DOWNHOLE, se muestra la ventana:

Figura 40. Descripción del equipo en el pozo.



Fuente: Petroleum Experts.



IPR

Es 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, hacer clic en el menú System y escoger la opción Inflow Performance, se visualiza la siguiente ventana:

Figura 41. Ingreso de datos IPR.

Model and Global Variable Selection		
Reservoir Model	Mechanical / Geometrical Skin	Deviation and Partial Penetration Skin
PI Entry	Enter Skin By Hand	
Vogel	Locke	
Composite	MacLeod	
Darcy	Karakas+Tariq	
Fetkovich		
MultiRate Fetkovich		
Jones		
MultiRate Jones		
Transient		
Hydraulically Fractured Well		
Horizontal Well - No Flow Boundaries		
Horizontal Well - Constant Pressure Upper Boundary		
MultiLayer Reservoir		
External Entry		
Horizontal Well - dP Friction Loss In WellBore		
MultiLayer - dP Loss In WellBore		
SkinAide (ELF)		
Dual Porosity		
Horizontal Well - Transverse Vertical Fractures		

Reservoir Pressure	2470	psig
Reservoir Temperature	210	deg F
Water Cut	95	percent
Total GOR	30	scf/STB
Relative Permeability	No	

Fuente: Petroleum Experts.

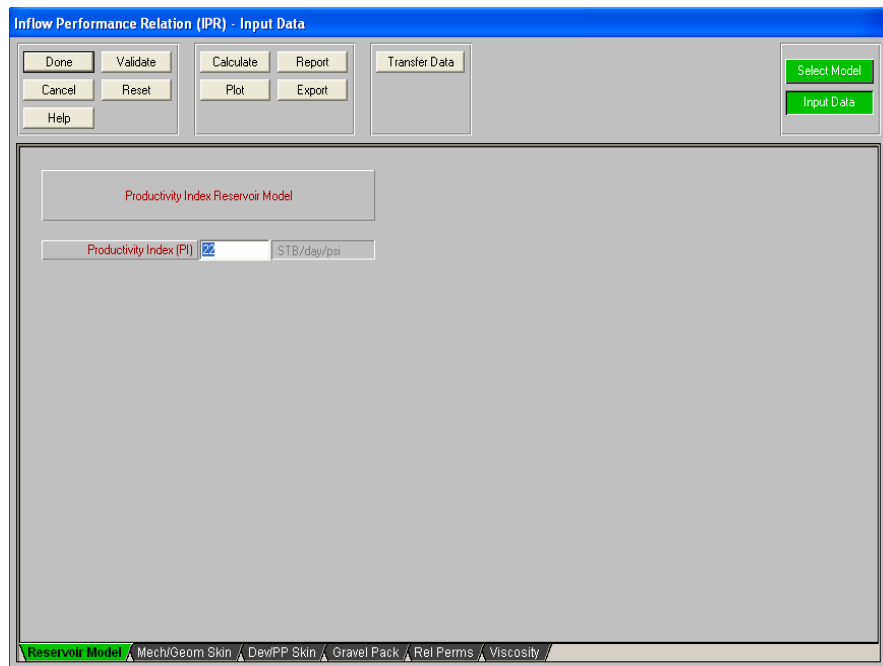
En esta ventana se introducen datos como presión y temperatura de yacimiento, corte de agua y GOR total, también se escoge el modelo de yacimiento que se va a utilizar, para las simulaciones de los pozos en Caño Limón se escogió el PI Entry ya que no se



libera gas en el pozo. Después de haber introducido los datos en esta ventana se hace clic en el botón INPUT DATA para visualizar la siguiente ventana.

En esta ventana se introduce el dato de índice de productividad del pozo, después se hace clic en el botón Done y se regresa a la ventana principal. Si se quiere visualizar la gráfica del IPR, se hace clic en CALCULATE.

Figura 42. Ingreso del Índice de productividad.



Fuente: Petroleum Experts.

Ingreso de parámetros de una bomba electrosumergible.

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



Figura 43. Ingreso de datos ESP.

ESP Input Data (CL-16.OUT)				
Done	Cancel	Report	Export	Help
Input Data				
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>			
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.

En esta ventana se introducen los datos referentes al sistema ESP, 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, número de etapas de la bomba, voltaje en superficie (Voltaje del TAP), factor de desgaste de la bomba. A partir de la base de datos existente en PROSPER se escoge tanto el tipo de bomba como el motor y cable.

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

Si el pozo tiene otro método de levantamiento artificial en el menú OPTIONS inicial se debe escoger el sistema de levantamiento.

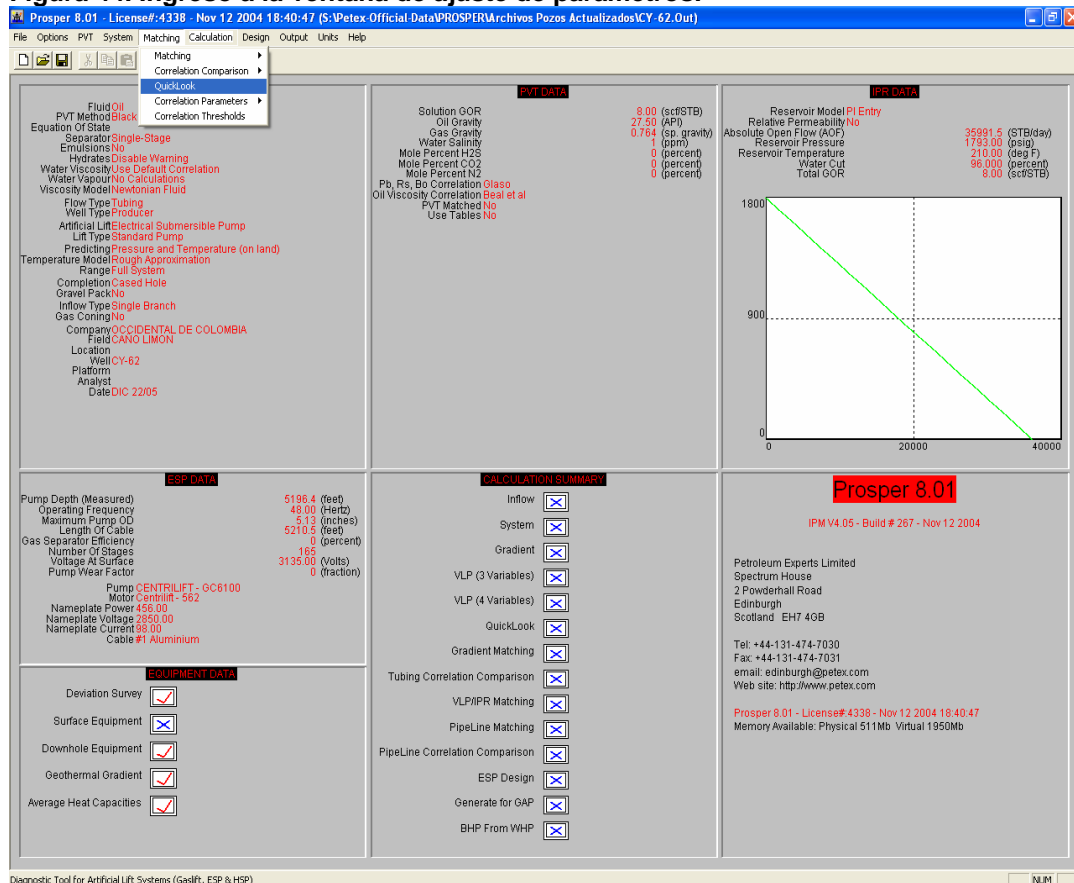


La opción Sucker Rod Drive es para la instalación normal de PCP, y Downhole Motor Drive, es cuando se tiene bomba PCP con motor en fondo (ESPCP). En System se habilitará entonces la opción del sistema de levantamiento escogido.

Verificación y ajuste de parámetros de pozo.

Para la verificación y ajuste de los parámetros de pozo, PROSPER cuenta varias herramientas, a continuación veremos una opción de ajuste que es muy útil y se conoce como QUICKLOOK, este ajuste sólo es posible hacerlo si se tiene una instalación de levantamiento artificial. Para acceder a esta herramienta se debe estar en la ventana principal del programa, hacer clic en Matching y seleccionar la opción QUICKLOOK.

Figura 44. Ingreso a la ventana de ajuste de parámetros.



Fuente: Petroleum Experts.



Al seleccionar QUICKLOOK aparece la siguiente ventana:

Figura 45. Ajuste de parámetros.

The screenshot shows the 'ESP QUICKLOOK (CL-16.OUT)' software window. It features a menu bar with buttons for Done, Cancel, Calculate, Export, Help, Insert, Delete, Copy, Cut, Paste, and All. The main interface is divided into several sections:

- Input Data:** A table with 11 rows of parameters and their values.
- DownHole Data:** A table with 5 rows for measured depth and pressure.
- Surface Data:** A table with 3 rows for current, surface voltage, and power.
- Correlation:** A dropdown menu currently set to 'Mukerjee Brill'.
- Equipment:** Three dropdown menus for selecting the pump, motor, and cable.

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	Pressure
	(feet)	(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

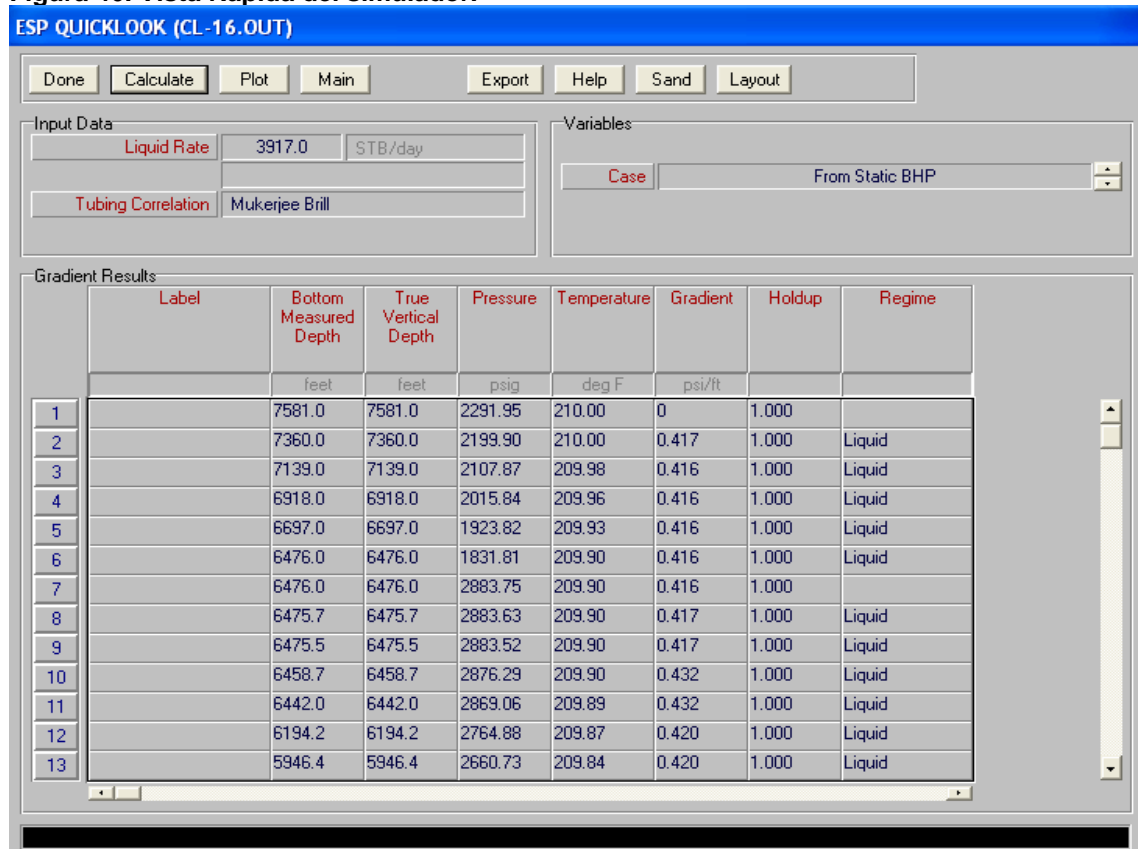
Fuente: Petroleum Experts.

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

De igual manera se ingresan datos referentes al motor, clase de motor, frecuencia de operación, corriente del motor, potencia; datos de superficie como el voltaje en el TAP. Esta ventana también da la posibilidad de escoger una correlación de flujo vertical en tubería. Después de haber introducido los datos se hace clic en CALCULATE y aparece la siguiente ventana:



Figura 46. Vista Rápida del simulador.



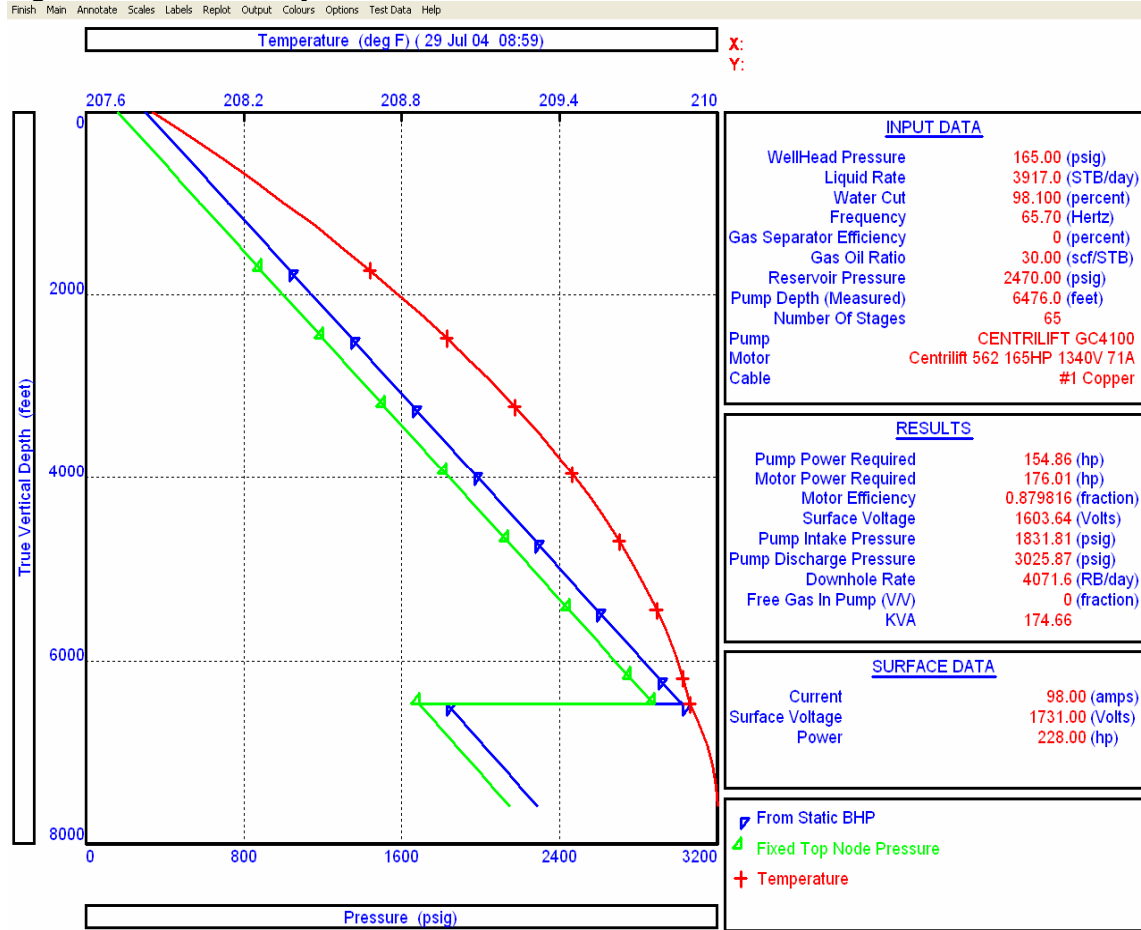
Fuente: Petroleum Experts.

En esta ventana se pueden apreciar las presiones transversas desde cabeza de pozo hasta punto 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 no es correcto.

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



Figura 47. Ventana de Ajuste.



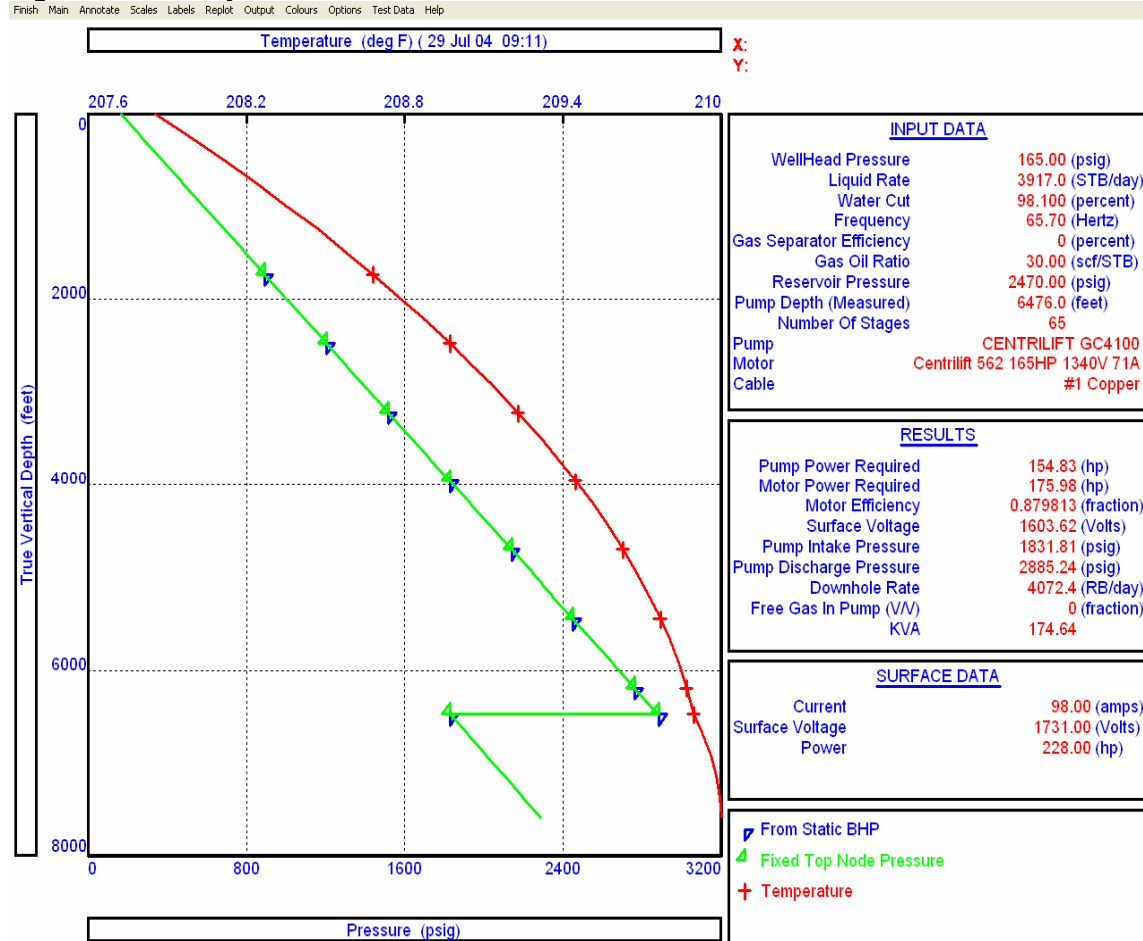
Fuente: Petroleum Experts.

En esta gráfica se observa que el pozo no está ajustado a sus condiciones actuales ya que las dos presiones transversas (FROM STATIC BHP (Azul) y FIXED TOP NODE PRESSURE (Verde) están separadas la una de la otra. PROSPER calcula a partir de la presión de cabeza, el corte de agua y el 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 Ajuste hasta cabeza de pozo. Para realizar el ajuste de las gráficas se puede hacer sensibilidad de parámetros como la Presión estática de fondo y el factor de desgaste de la bomba.



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

Figura 48. Pozo Ajustado.



Fuente: Petroleum Experts.

En esta gráfica se observa que las dos presiones transversas se sobreponen, esto significa que el pozo está ajustado y los datos introducidos en la ventana de QUICKLOOK son correctos respecto a la presión de yacimiento, índice de productividad, y factor de desgaste de la bomba, estas son las variables más inciertas al hacer este ajuste. Para las demás variables se tienen valores tomados en cabeza de pozo, estos datos tienen un mayor porcentaje de confiabilidad.



OCCIDENTAL DE
COLOMBIA, Inc.



Cuando se tiene instalación de PCP o ESPCP, también es necesario hacer el ajuste del pozo, y se efectúa de la misma manera que para ESP, en la opción Quicklook.

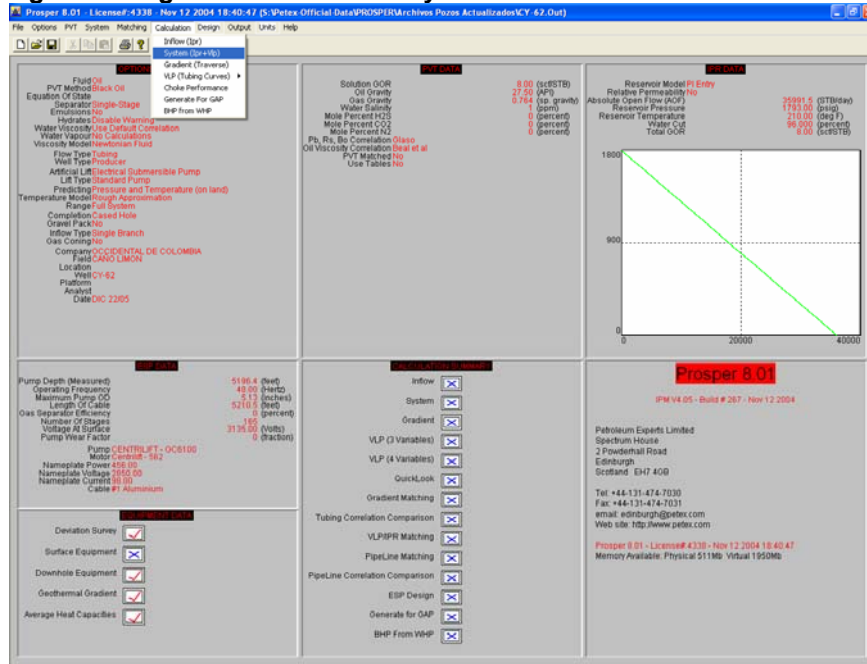
Cuando al hacer el ajuste del pozo la presión del yacimiento varia, hay que ir al menú SYSTEM/Inflow Performance y colocar el nuevo valor de presión, si también se hizo sensibilidad con el factor de desgaste de la bomba, se ingresa a ESP, y se introduce este dato.

Se puede calcular el IPR del pozo, en la ventana CALCULATION/Inflow (IPR), se introduce el corte de agua del pozo y se genera el IPR para un rango de caudales dados.

Para corroborar que las condiciones a las cuales fue ajustado el pozo corresponden a su caudal de fluido actual de acuerdo a su presión de cabeza se utiliza la opción CALCULATION/SYSTEM, esta ventana 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:



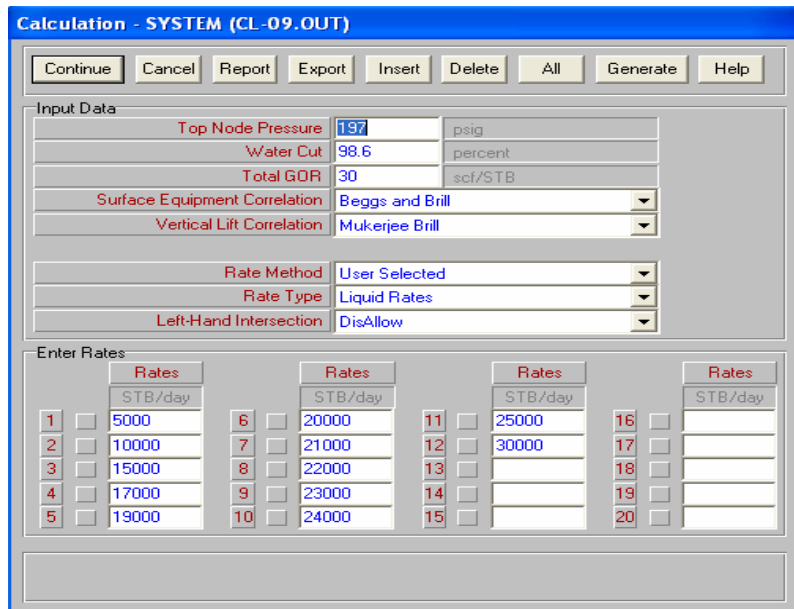
Figura 49. Ingreso al menú Inflow y outflow.



Fuente: Petroleum Experts.

Al seleccionar la opción SYSTEM se visualiza la siguiente ventana:

Figura 50. Inflow & Outflow.



Fuente: Petroleum Experts.



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 en las diferentes ventanas del simulador.

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

Figura 51. Parámetros para el Inflow & Outflow.

SELECT VARIABLES (CL-09.OUT)

Continue Cancel Main Help Reset All Combinations

Variable 1
[Dropdown] Enter Values Reset

Variable 2
[Dropdown] Enter Values Reset

Variable 3
[Dropdown] Enter Values Reset

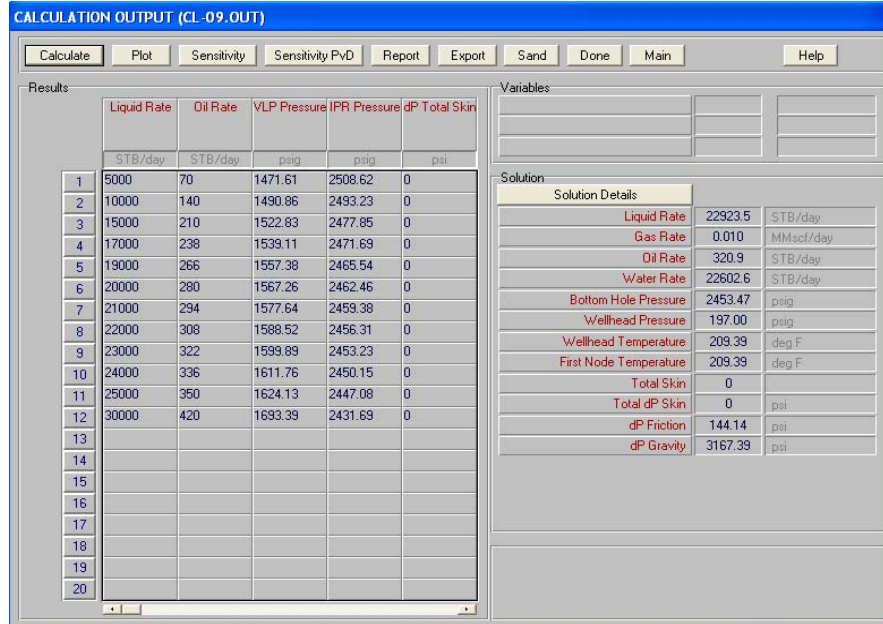
- Reservoir Pressure
- Reservoir Temperature
- Productivity Index
- Water Cut
- Gas Oil Ratio
- Water Oil Ratio
- Condensate Gas Ratio
- GLR Free
- Free Gas Rate
- GOR Free
- Total GOR
- Dissolved and Free GLR
- Operating Frequency

Fuente: Petroleum Experts.

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 clic en el botón CONTINUE aparece la siguiente ventana:



Figura 52. Calculo del Inflow & Outflow.



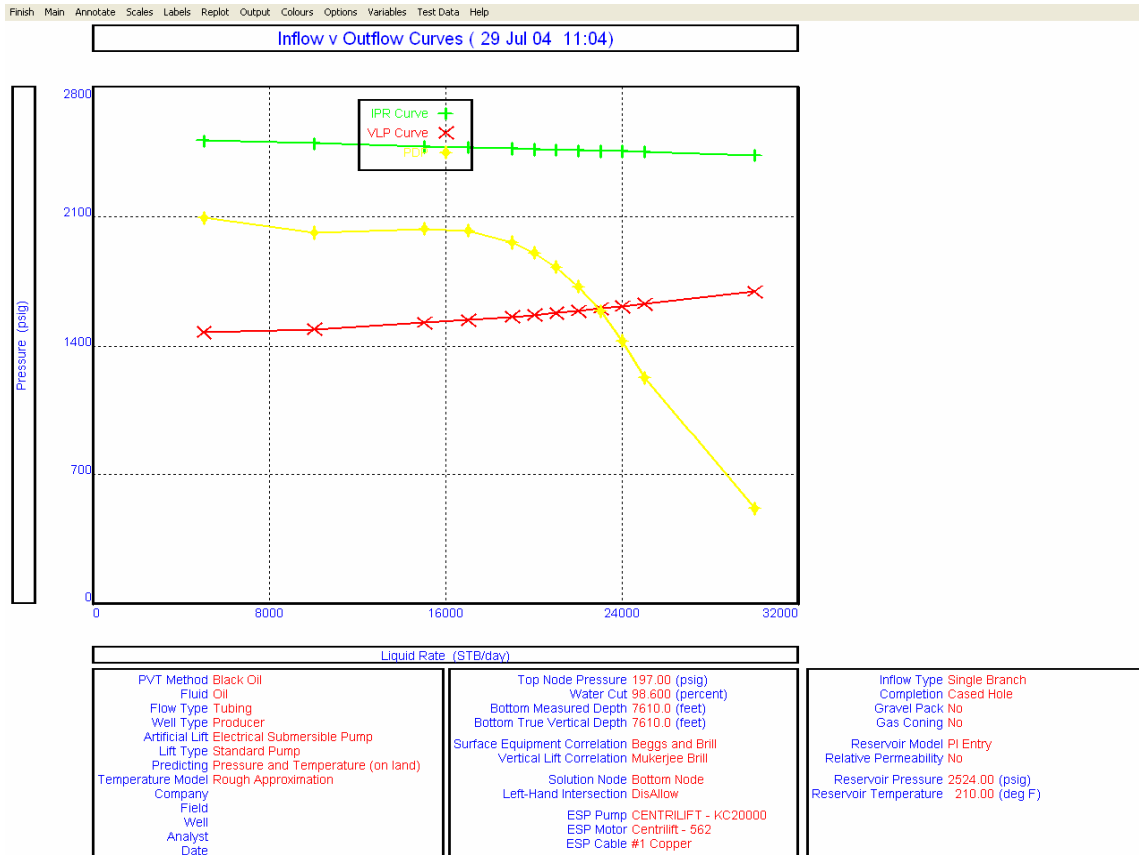
Fuente: Petroleum Experts.

Para visualizar los resultados se debe hacer clic 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 clic en el botón PLOT y aparece la siguiente ventana:



Figura 53. Curvas Inflow & Outflow.



Fuente: Petroleum Experts.

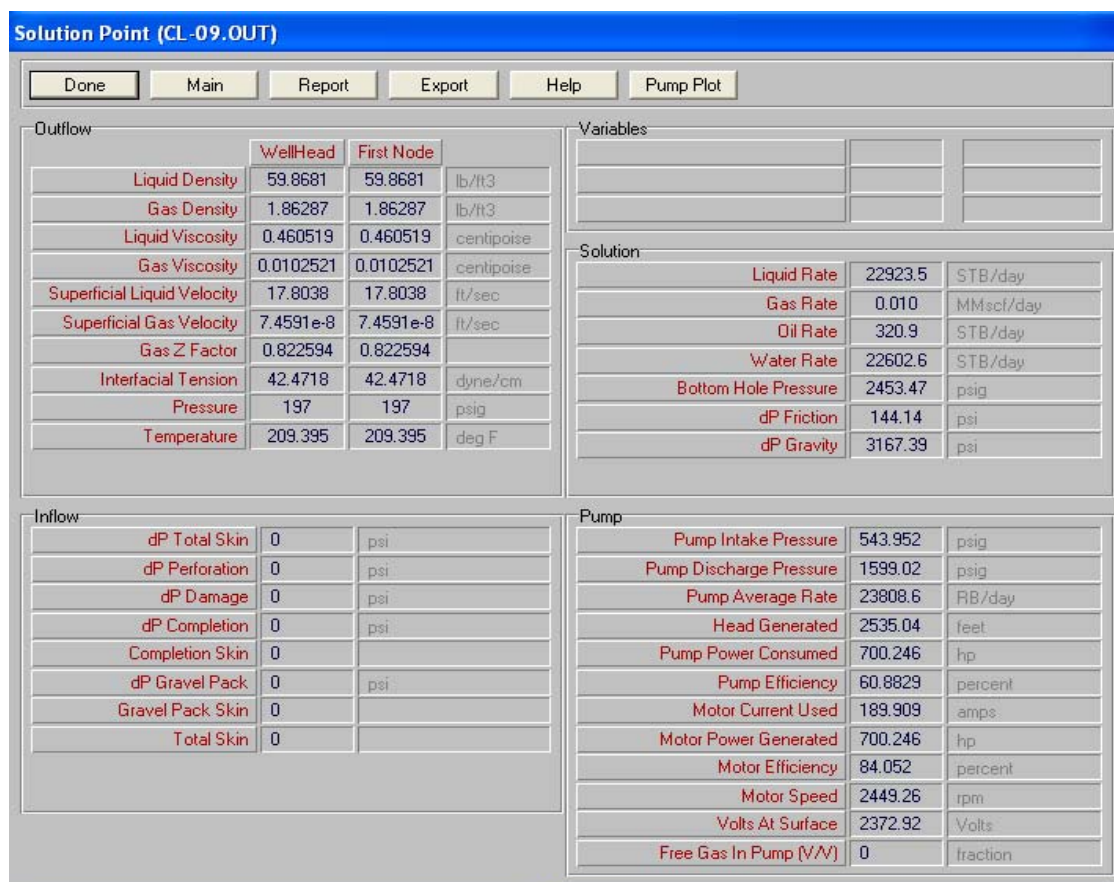
La línea verde corresponde a la curva IPR del pozo si este fluyera naturalmente, la línea roja corresponde a la curva VLP del pozo, y la línea amarilla corresponde a la curva de presión de descarga de la bomba en la cual esta incluida la IPR del pozo; el punto de unión entre las curvas roja y amarilla 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 clic en el botón FINISH.

En la ventana de CALCULATION OUTPUT se hace clic en el botón SOLUTION DETAILS y se visualiza la siguiente ventana:



Figura 54. Parámetros en detalle del Inflow & Outflow.

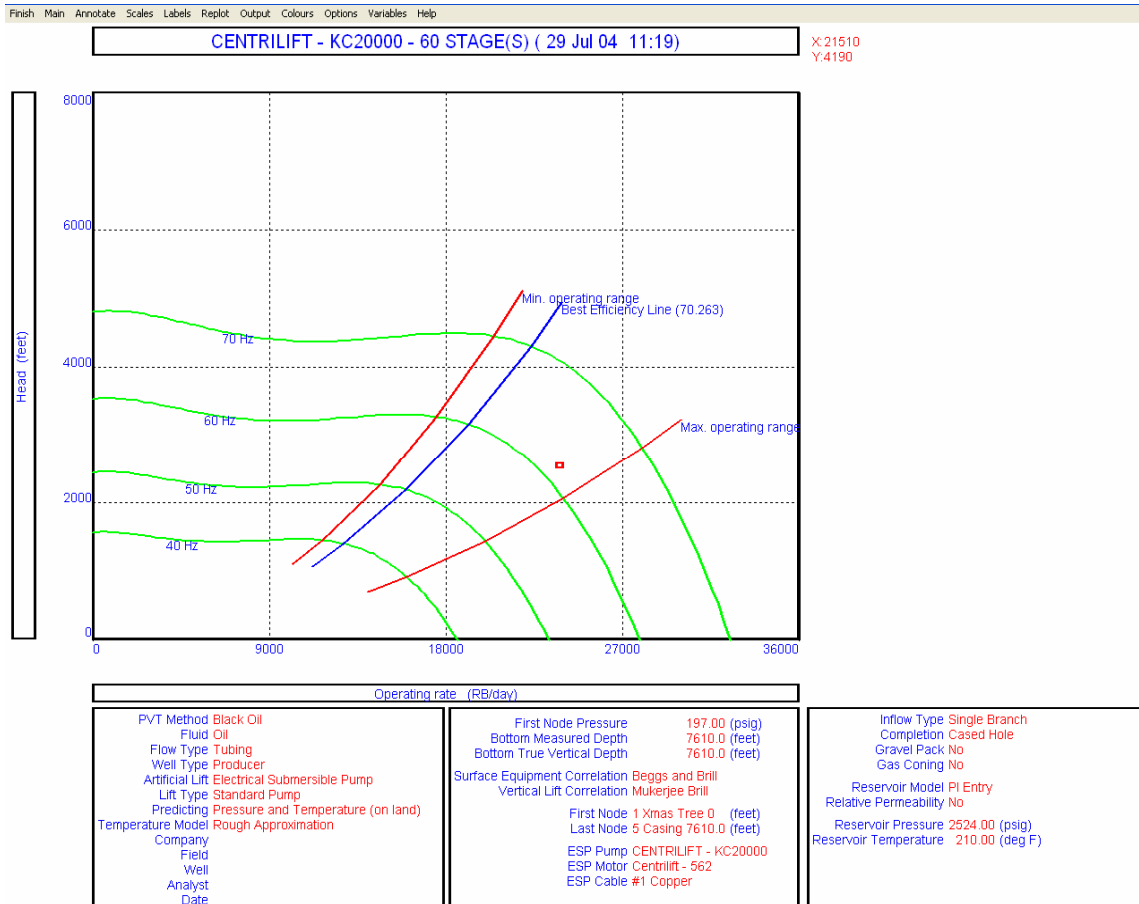


Fuente: Petroleum Experts.

En esta ventana se pueden observar parámetros más detallados de cálculo y las condiciones de operación de la bomba. Esta ventana también da la posibilidad de visualizar el tornado de la bomba haciendo clic en el botón PUMP PLOT, a continuación se muestra la ventana que se visualiza:



Figura 55. Tornado de la bomba.



Fuente: Petroleum Experts.

En esta ventana se muestra 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.

Una vez se realiza el ajuste de los datos introducidos al simulador, se puede proceder a la generación de las curvas de Presión.



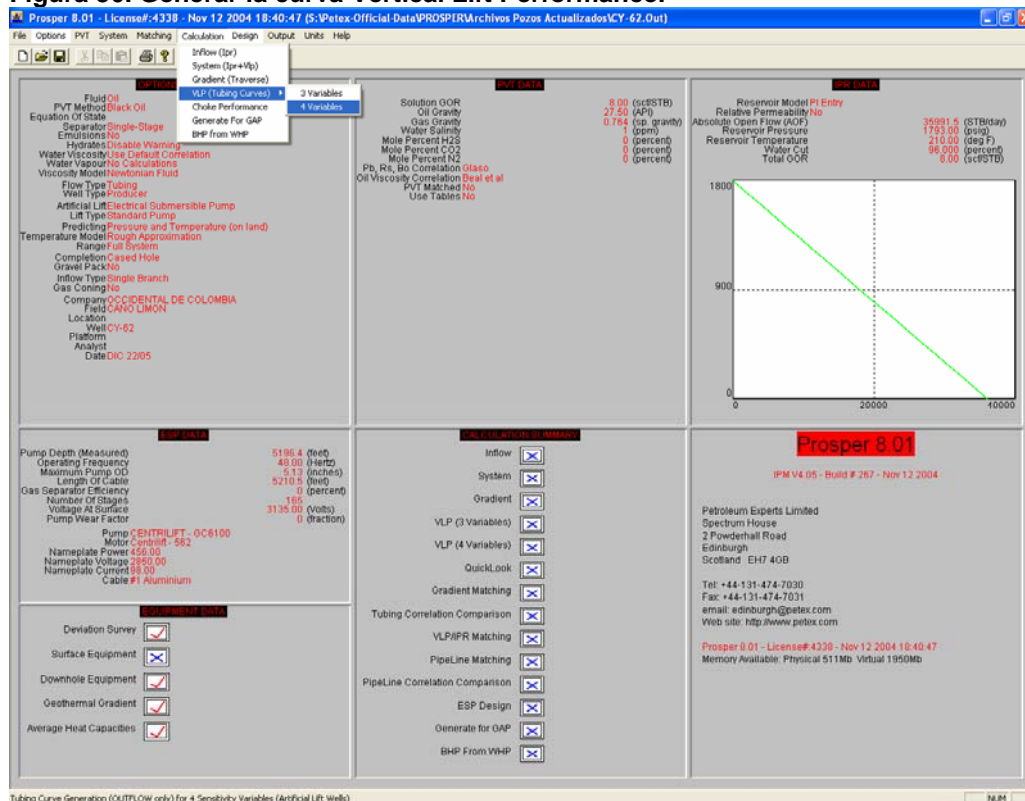
Procedimiento para generación de curvas de tubing VLP. (Vertical Lift Performance)

Estas curvas se crean a partir de un procedimiento en PROSPER, pero pueden ser generadas tanto en PROSPER como en GAP.

El archivo que se crea y exporta desde PROSPER para ser generado en GAP se conoce como *.tpd (tubing performance data), 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.

Se debe tener abierta la ventana principal de PROSPER, seleccionar el menú: CALCULATION/VLP (TUBING CURVES)/4 VARIABLES.

Figura 56. Generar la curva Vertical Lift Performance.



Fuente: Petroleum Experts.



Al seleccionar 4 variables se visualiza la siguiente ventana:

Figura 57. Ingreso de datos para generar VLP.

Input Data	
Top Node Pressure	197 psig
Water Cut	98.6 percent
Total GOR	30 scf/STB

Surface Equipment Correlation	
Surface Equipment Correlation	Beggs and Brill

Vertical Lift Correlation	
Vertical Lift Correlation	Petroleum Experts

Rate Method	
Rate Method	User Selected

Rate Type	
Rate Type	Liquid Rates

Calculate	
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.

En esta ventana se introducen los datos para la creación de las curvas, se 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.



En el botón Generate, se introduce el rango de tasas de flujo, para las cuales se generaran las diferentes curvas de presión, este rango debe ser lo más amplio posible. Después de haber introducido los datos a esta ventana se hace clic sobre el botón Continue y aparece la siguiente ventana:

Figura 58. Datos para calcular VLP.

SELECT VARIABLES (CL-09.OUT)

Continue Cancel Main Help Reset All

Variable 1
Water Cut Enter values Reset

Variable 2
Gas Oil Ratio Enter values Reset

Variable 3
Operating Frequency Enter values Reset

Variable 4
First Node Pressure Enter values Reset

Fuente: Petroleum Experts.

En esta ventana es posible escoger diferentes variables e ingresar hasta diez valores por variable al hacer clic 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.



ANEXO 2.

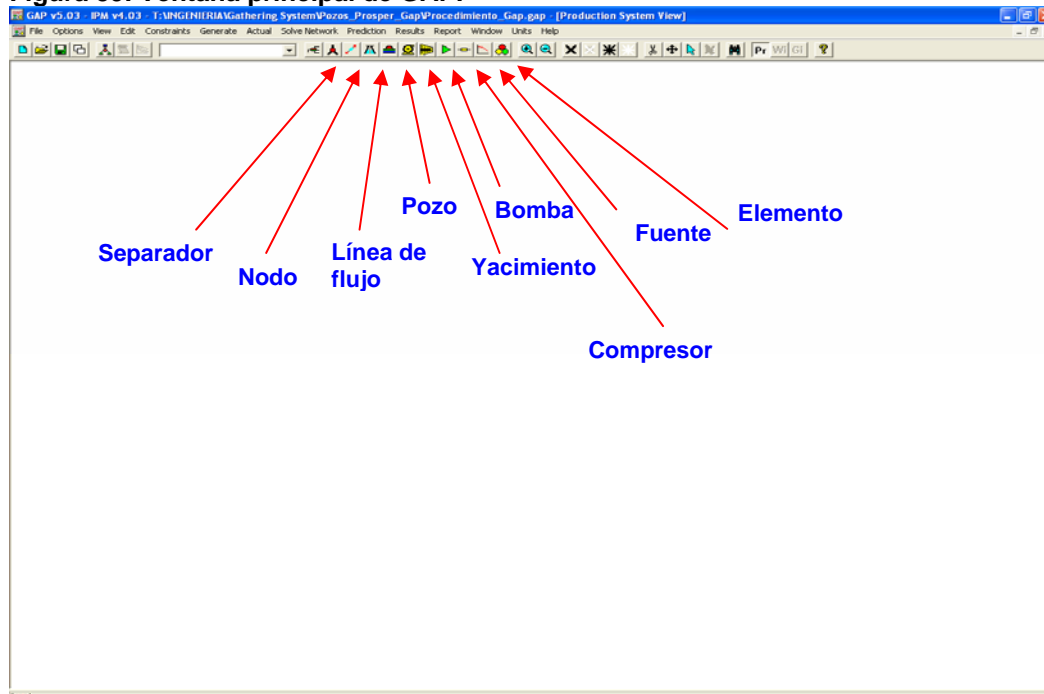
GAP

GAP (General Allocation Package), es una herramienta de simulación del grupo *Petroleum Experts*, la cual permite simular sistema de recolección o redes de superficie en todo su conjunto, ya que se soporta en la información de los pozos creados en PROSPER, para establecer un correcto comportamiento del fluido a través de la tubería. Este simulador puede alimentarse de bases de datos, se puede importar información de producción de los pozos que facilita la actualización del modelo del Sistema de Recolección.

Creación de una red.

Para comenzar se debe crear un nuevo archivo GAP que luce de la siguiente manera:







Figura 59. Ventana principal de GAP.





Fuente: Petroleum Experts.



Los iconos señalados son los principales elementos para crear una red de superficie, a excepción del icono Yacimiento (Tank), el cual se usa cuando se van a realizar predicciones. A continuación se explica cada uno de los iconos:

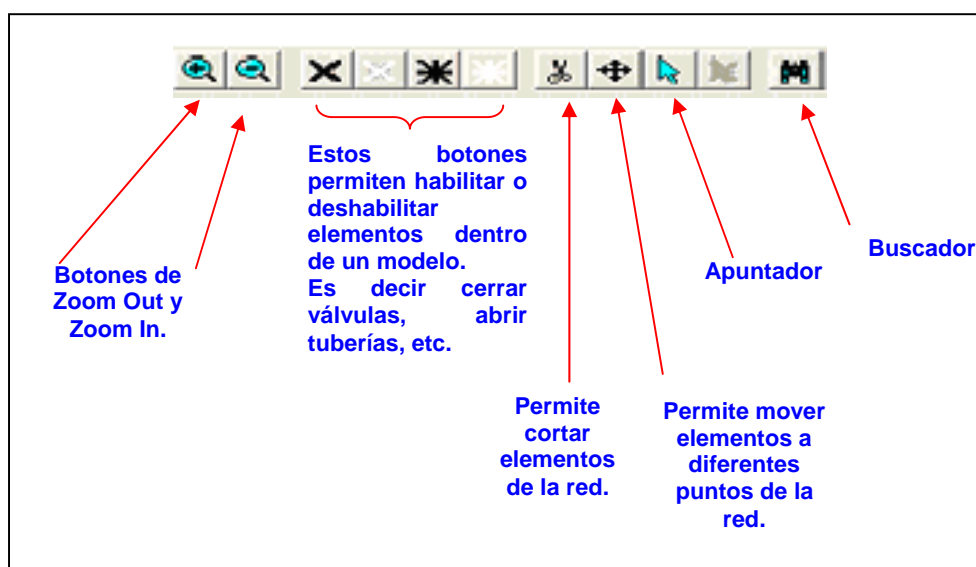
-  Separador: Es el nodo final de solución de un sistema, el separador no es solamente un separador, puede utilizarse como un punto donde se conoce la presión.
-  Nodo: Representa un punto en el sistema que puede ser usado como nodo de solución. También se usa para unir dos Íconos diferentes.
-  Línea de flujo: Se usa para conectar dos nodos y representa un segmento de tubería.
-  Pozo: Representa un pozo en el sistema.
-  Bomba: Representa una bomba en el sistema, está asociada con un nodo o separador.
-  Compresor: Representa un compresor, está asociado con un nodo.



-  Fuente: Este icono puede ser un “Source ó Sink”, cuando es source significa que el icono entrega un flujo (Pozo), cuando es sink el icono recibe un flujo (Tanque, FWKO).
-  Elemento: Este icono representa un accesorio como una válvula de puerta, una check valve, un clic.

En la siguiente barra de herramientas se pueden encontrar algunas opciones que facilitan el manejo del simulador:

Figura 60. Herramientas Básicas.



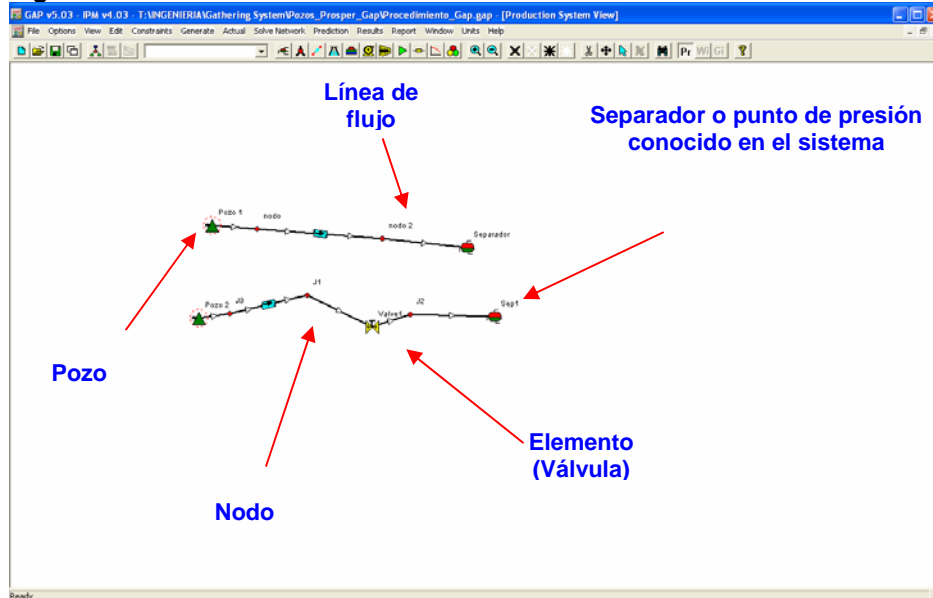
Fuente: Petroleum Experts.

Al tener abierta la ventana principal de GAP se hace clic 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 61. Red creada.

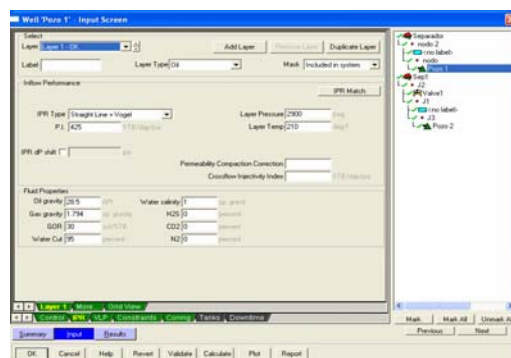


Fuente: Petroleum Experts.

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 clic sobre el mismo.

A continuación se muestra la ventana de ingreso de datos de un pozo:

Figura 62. Ingreso de datos.

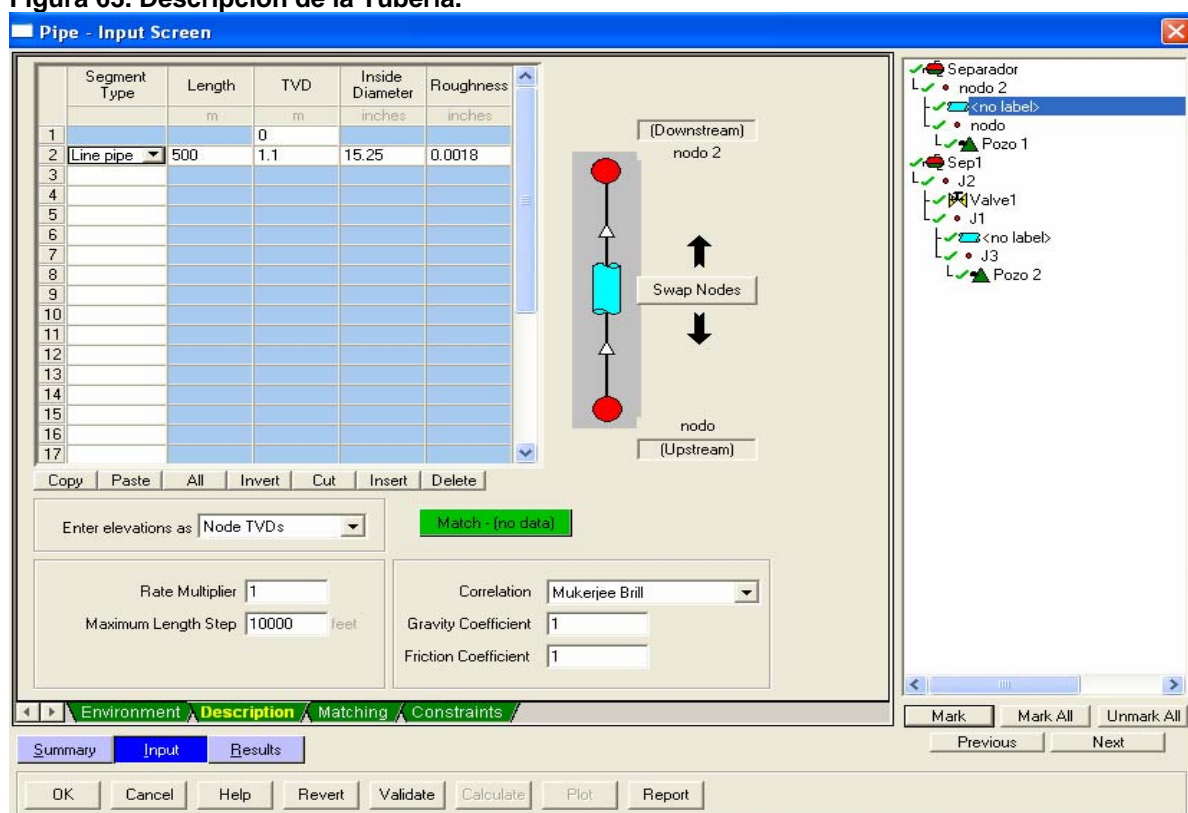


Fuente: Petroleum Experts.

Esta es la ventana principal de ingreso de datos para un pozo, en la pestaña de INPUT, se introducen los datos de IPR y en el caso de que el pozo este siendo simulado con ESP, se hace clic en la casilla CONTROL para introducir el dato de frecuencia.

Para ingresar los datos referentes a la línea de flujo se hace doble clic en el icono que representa la línea de flujo, a continuación aparece la siguiente ventana:

Figura 63. Descripción de la Tubería.



Fuente: Petroleum Experts.

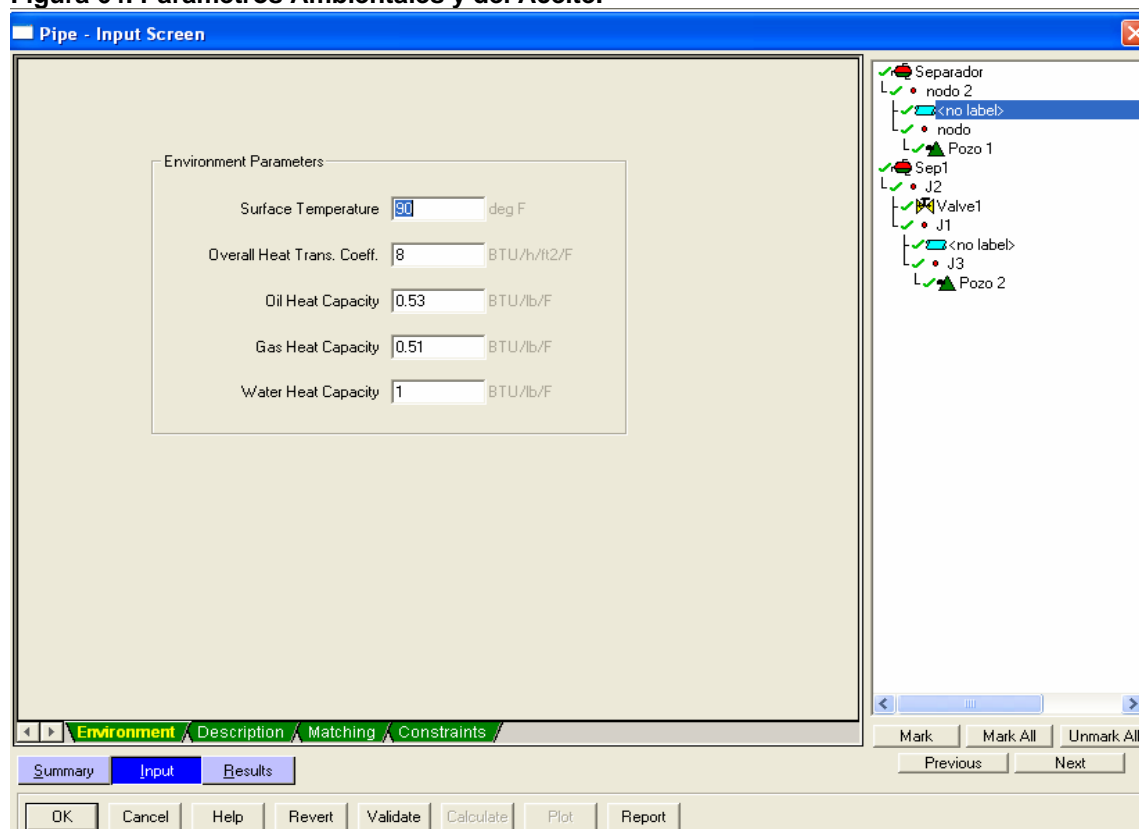
Como se observa en la figura, GAP da la posibilidad de introducir varios segmentos de tubería, de igual forma permite simular si el segmento está enterrado o sobre la superficie, el diámetro interno del mismo, la rugosidad y da la posibilidad de escoger la correlación de flujo. Si el usuario desea cambiar el sentido del flujo simplemente se hace clic en la casilla SWAP NODES.

Los accesorios de la tubería se sumarán como la longitud equivalente de tramo de tubería por la restricción que ofrecen, se anexa las tablas de la GPSA, donde se encuentran los valores para cada uno de los posibles accesorios de las líneas de flujo.

Para incluir el medidor de flujo, también se tiene en cuenta las pérdidas de presión en función de longitud para un diámetro específico, para el cálculo de estas pérdidas se toman las curvas de los medidores que también se anexan al final del manual.

GAP también simula las condiciones externas sobre las cuales se encuentra el segmento de tubería, esto se hace haciendo clic en la casilla ENVIROMENT, al hacer clic en esta casilla se visualiza la siguiente ventana:

Figura 64. Parámetros Ambientales y del Aceite.



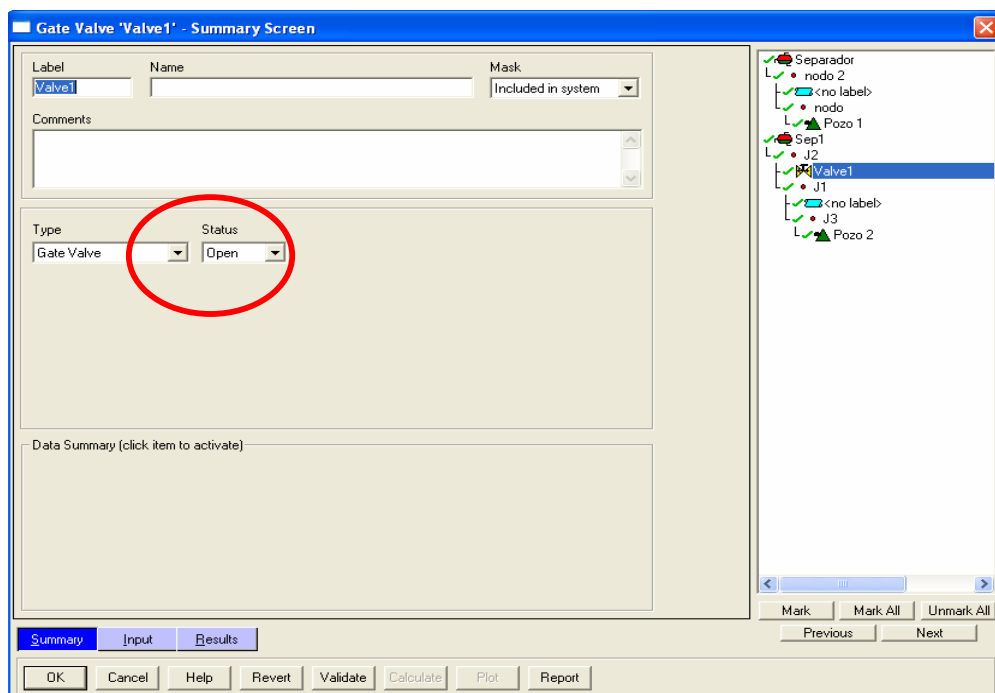
Fuente: Petroleum Experts.



Esta ventana permite simular aparte de la temperatura ambiente, las capacidades caloríficas de los fluidos que transporta la línea, y también un coeficiente global de transferencia de calor.

Respecto al icono de válvula al hacer doble clic sobre el mismo se visualiza la siguiente ventana:

Figura 65. Configurar una válvula.



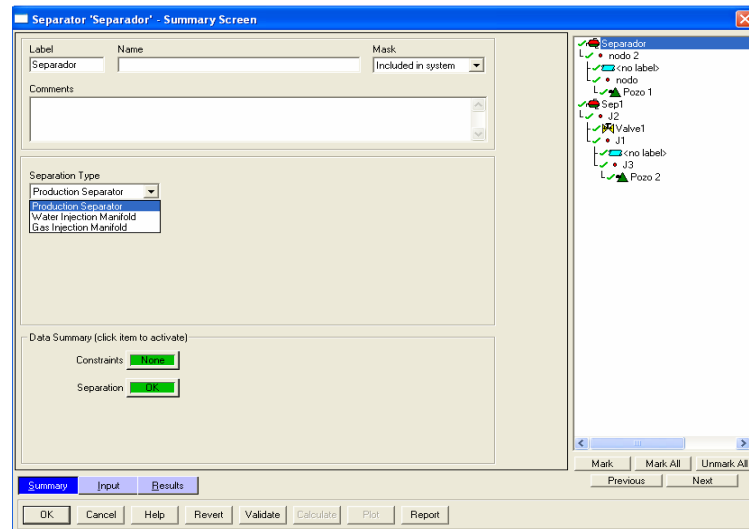
Fuente: Petroleum Experts.

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 66. Condiciones del Separador.



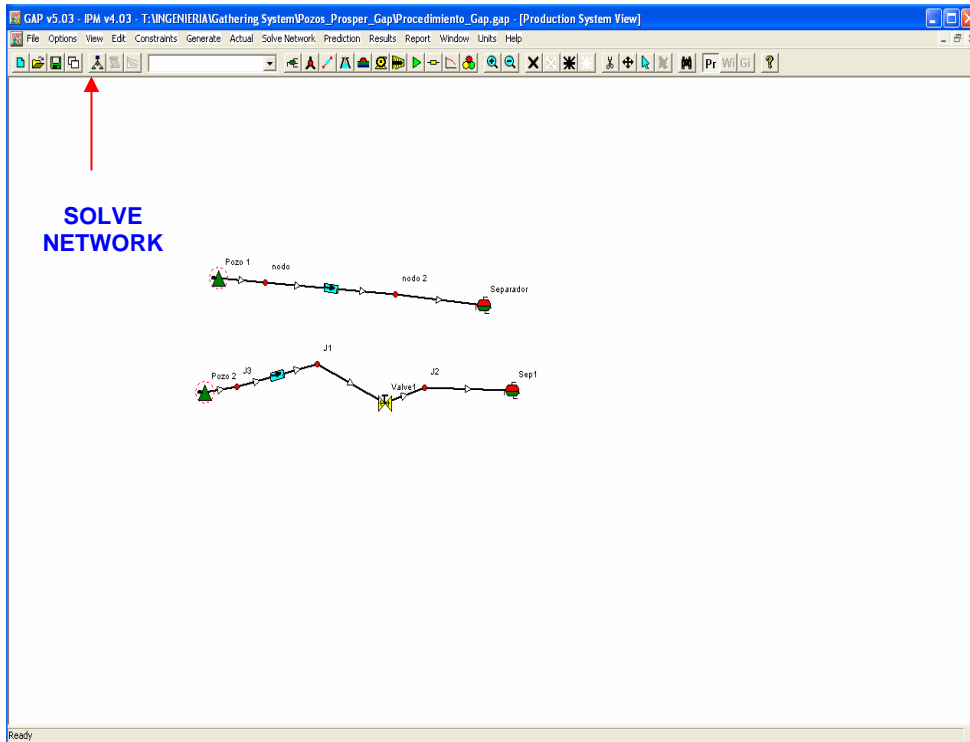
Fuente: Petroleum Experts.

Como se observa en la figura este icono da la posibilidad de ser un separador de producción, un manifold de inyección de agua o un manifold de inyección de gas.

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 67. Resolver el sistema.



Fuente: Petroleum Experts.

Inicialmente se hace clic en el botón SOLVE NETWORK, éste permite resolver la red de superficie y visualizar los resultados de la misma, al hacer clic en este botón se visualiza la siguiente ventana:

Figura 68. Separadores y Presión de Separación.

The screenshot shows the "Separator / Injection Manifold pressures - Production System" window. It contains a table with two columns: "Separator" and "Sep1". The first row shows "Pressure 1" with values "20" and "25". The remaining rows are empty. At the bottom of the window, there are buttons for "Next", "Back", "Main", and "Help".

	Separator	Sep1
Pressure 1	20	25
Pressure 2		
Pressure 3		
Pressure 4		
Pressure 5		
Pressure 6		
Pressure 7		
Pressure 8		
Pressure 9		
Pressure 10		

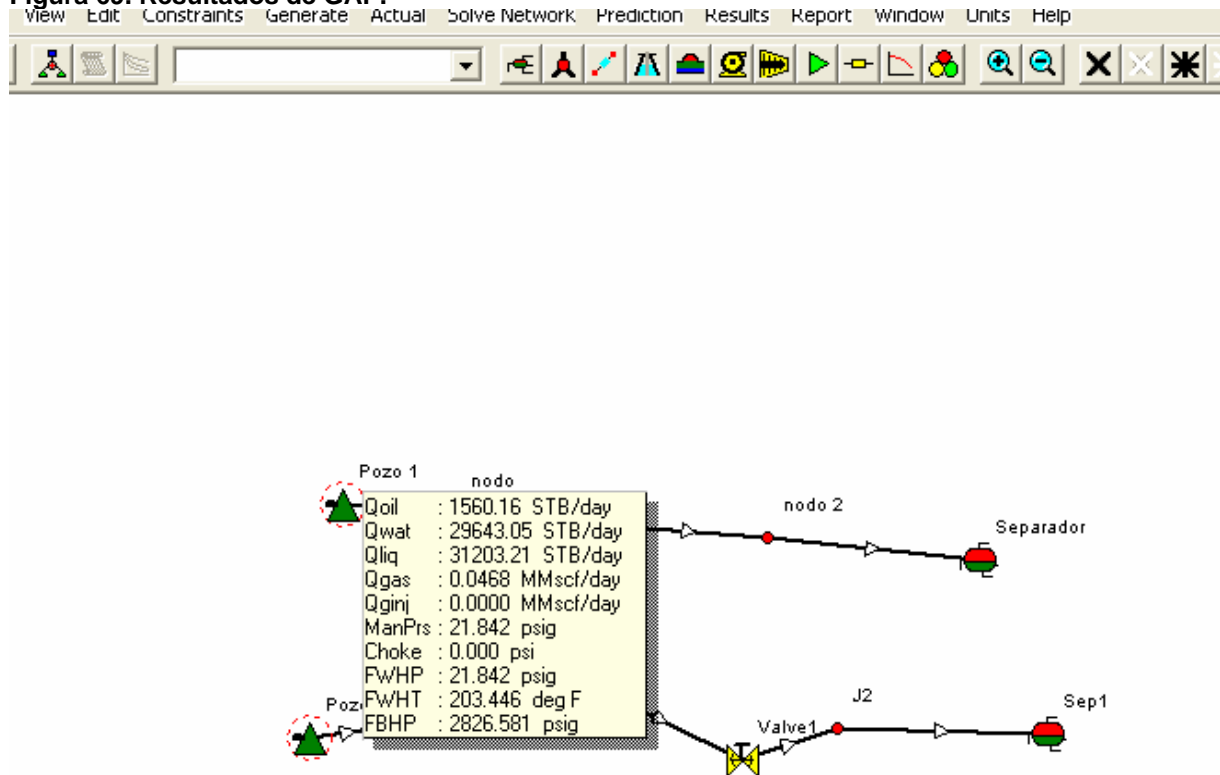
Fuente: Petroleum Experts.



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 apuntador sobre el icono en el cual uno desea saber los parámetros. En la siguiente ventana se observa como se ven estos resultados:

Figura 69. Resultados de GAP.



Fuente: Petroleum Experts.

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.



Procedimiento para importar archivos desde PROSPER A 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.

Para ejecutar este procedimiento, se hace doble clic en el icono que representa un pozo para abrir la ventana principal de ingreso de datos. Después se hace clic en la casilla SUMMARY y se visualiza la siguiente ventana:

Figura 70. Datos de operación de un pozo.

The screenshot shows the 'Well 'Pozo 1' - Summary Screen' window. The window is divided into several sections. At the top, there are fields for 'Label' (Pozo 1), 'Name', and 'Mask' (Included in system). Below this is a 'Comments' text area. The 'Well Type' is set to 'Oil Producer (ESP lifted)' and the 'Model' is 'VLP / IPR intersection'. The 'PROSPER Well File' is 'T:\INGENIERIA\Gathering System\Pozos_Prospier_Gap\Archivos Pozos_1\CL-01.0', with a 'Valid' status and a 'Browse' button. The 'Data Summary' section has several buttons: 'IPR' (OK), 'Pump Control' (Not Set), 'VLP' (OK), 'Coning' (None), 'Constraints' (None), and 'dP Control' (Not Set). On the right side, there is a tree view showing the system hierarchy: 'Separador', 'nodo 2', '<no label>', 'nodo', 'Pozo 1', 'Sep1', 'J2', 'Valve1', 'J1', '<no label>', 'J3', and 'Pozo 2'. At the bottom, there are tabs for 'Summary', 'Input', and 'Results', and a row of buttons: 'OK', 'Cancel', 'Help', 'Revert', 'Validate', 'Calculate', 'Plot', 'Report', and 'Run Prosper'.

Fuente: Petroleum Experts.

Se debe escoger el sistema de levantamiento del pozo para posteriormente importar las curvas de PROSPER, también se debe hacer clic en el botón BROWSE con el fin de



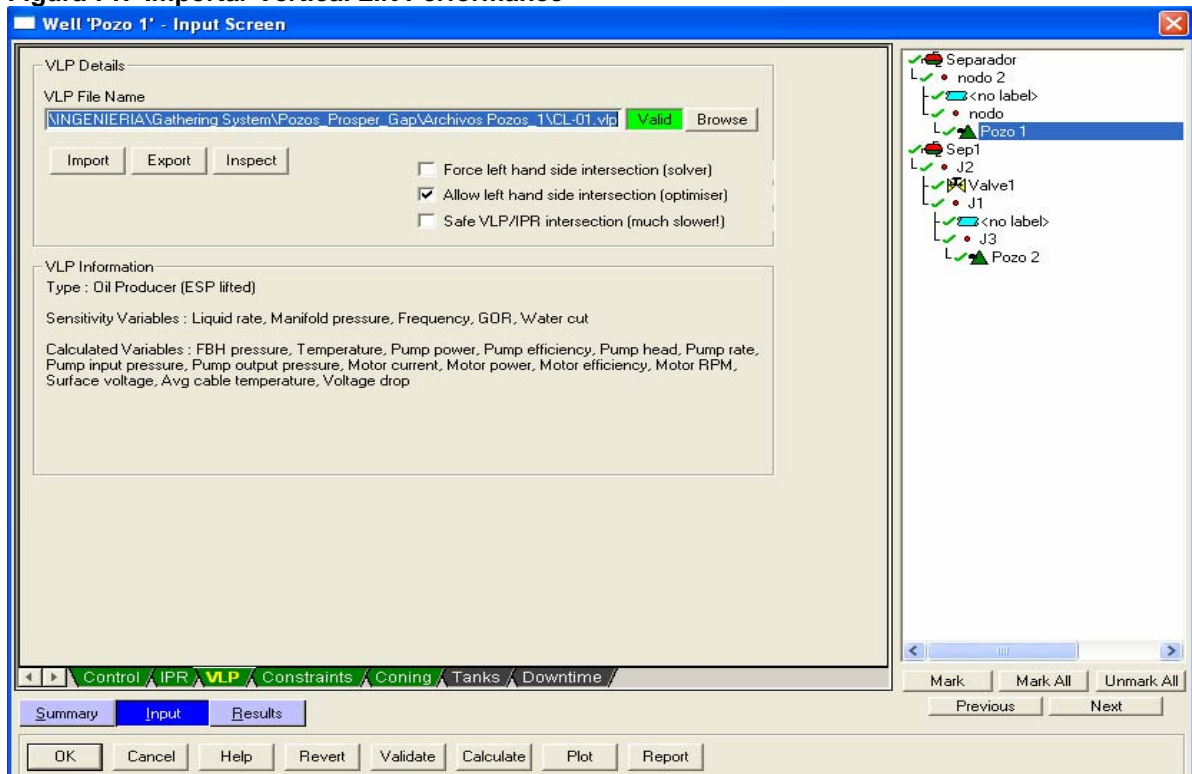
OCCIDENTAL DE
COLOMBIA, Inc.



importar el archivo con extensión .OUT, el cual contiene datos del pozo creados en PROSPER, este archivo se encuentra igualmente en la misma dirección.

Ya con esta ventana abierta se va a la opción de INPUT se hace clic en la casilla VLP para visualizar la siguiente ventana:

Figura 71. Importar Vertical Lift Performance



Fuente: Petroleum Experts.

En esta ventana se hace clic en la casilla IMPORT y se selecciona el archivo del pozo en mención con extensión .Tpd, desde la dirección de archivos de pozos actualizados; al seleccionar este archivo GAP automáticamente lo convierte en extensión .vlp como se observa en la figura.

Cuando ya están generadas las curvas se puede hacer el importe desde BROWSE, y de igual forma se busca el archivo del pozo.

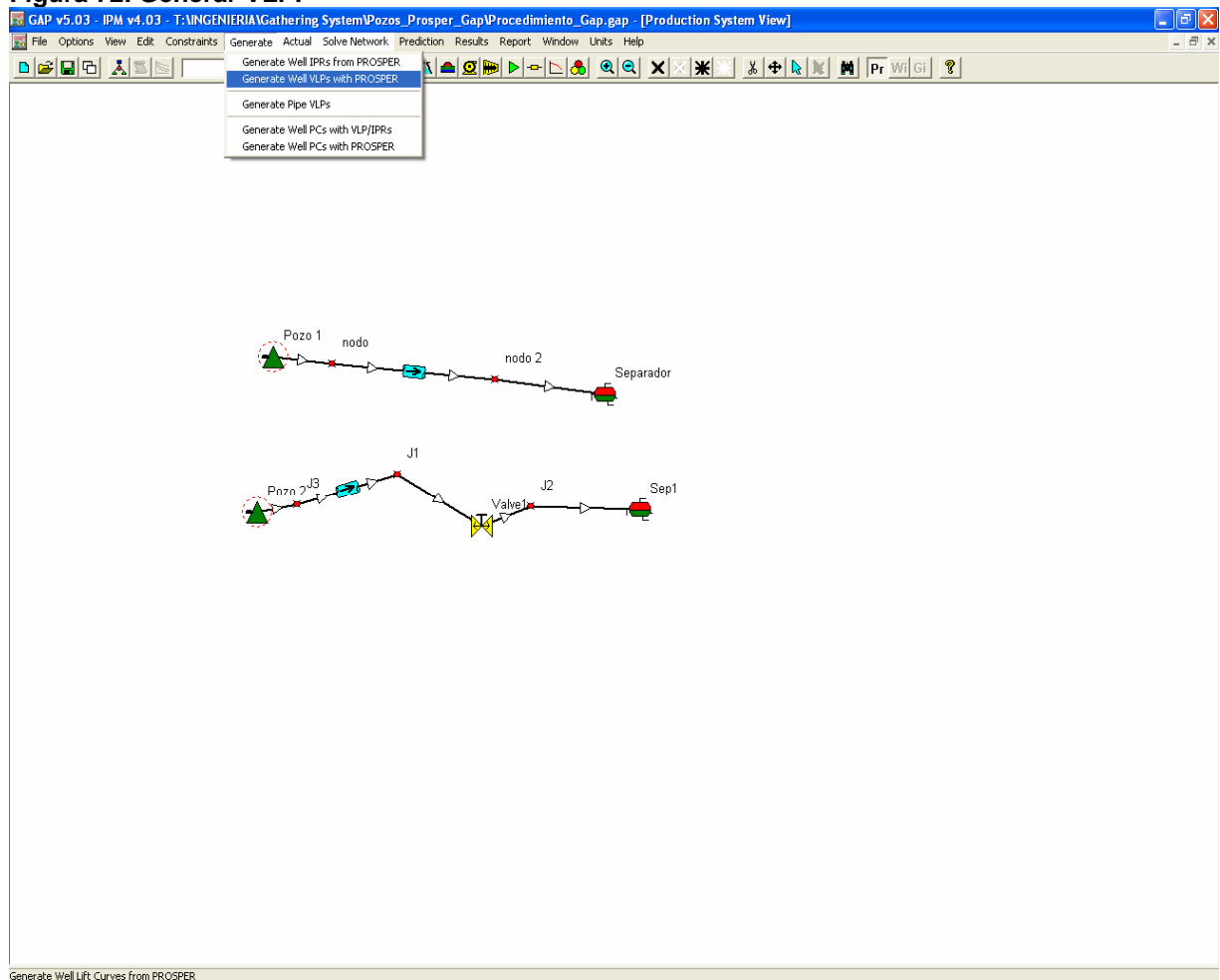


En la casilla IPR se introducen los datos básicos del pozo como Corte, API, Índice de Productividad entre otros.

Finalizado el procedimiento descrito anteriormente se hace clic en la casilla OK para regresar a la ventana principal con el fin de generar las curvas VLP que se importaron desde PROSPER a GAP.

El procedimiento se muestra en la siguiente ventana:

Figura 72. Generar VLP.



Fuente: Petroleum Experts.



OCCIDENTAL DE
COLOMBIA, Inc.

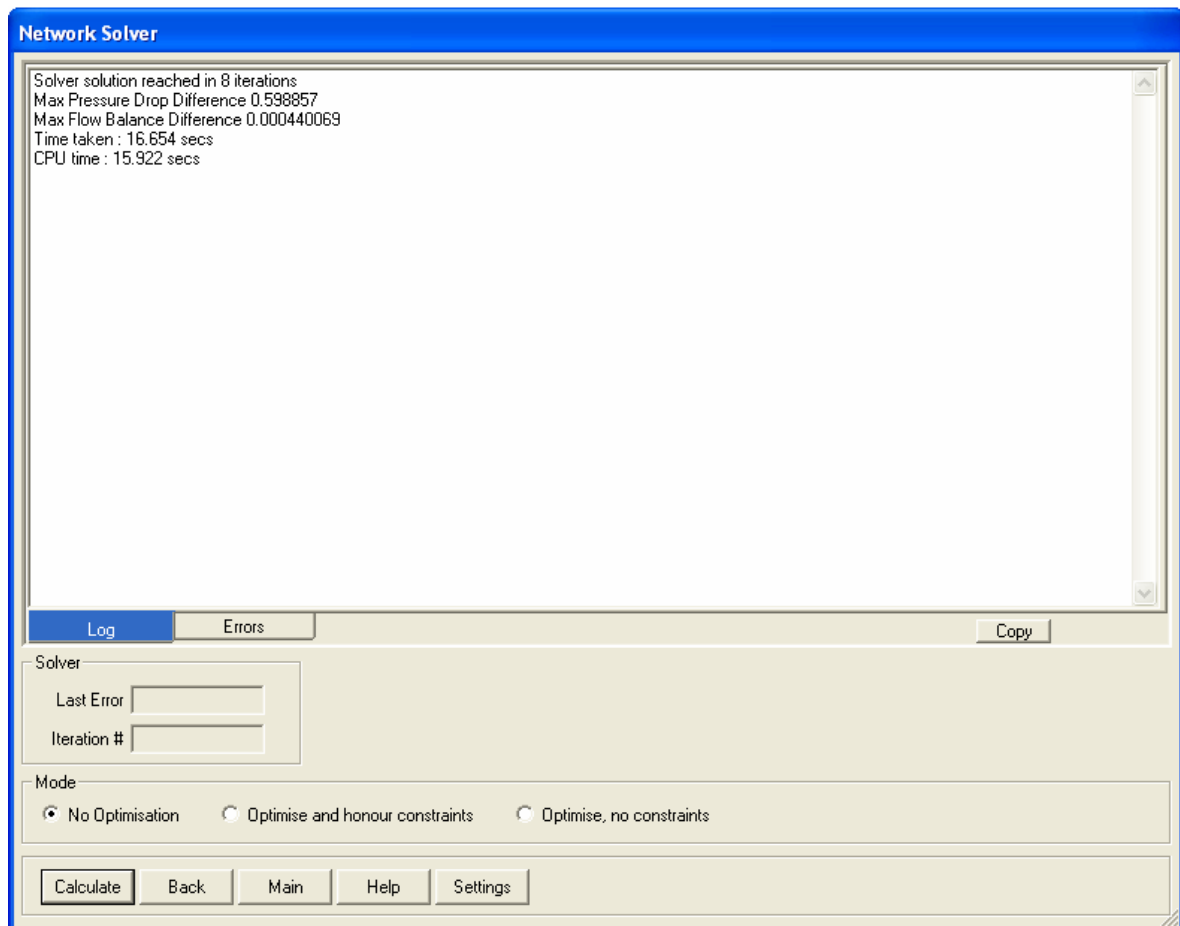


Para generar las VLP's se hace clic en el menú GENERATE, posteriormente se escoge la opción GENERATE WELL VLP'S WITH PROSPER.

Después de generadas las VLP se resuelve la red para obtener los resultados del sistema.

Para resolver la red se va en la ventana principal de GAP a Solve Network, aparece una ventana donde se colocan los valores de presión conocida de los separadores, para tener un punto para resolver la red, luego se hace clic en Next y aparece la siguiente ventana:

Figura 73. Resolver el sistema.

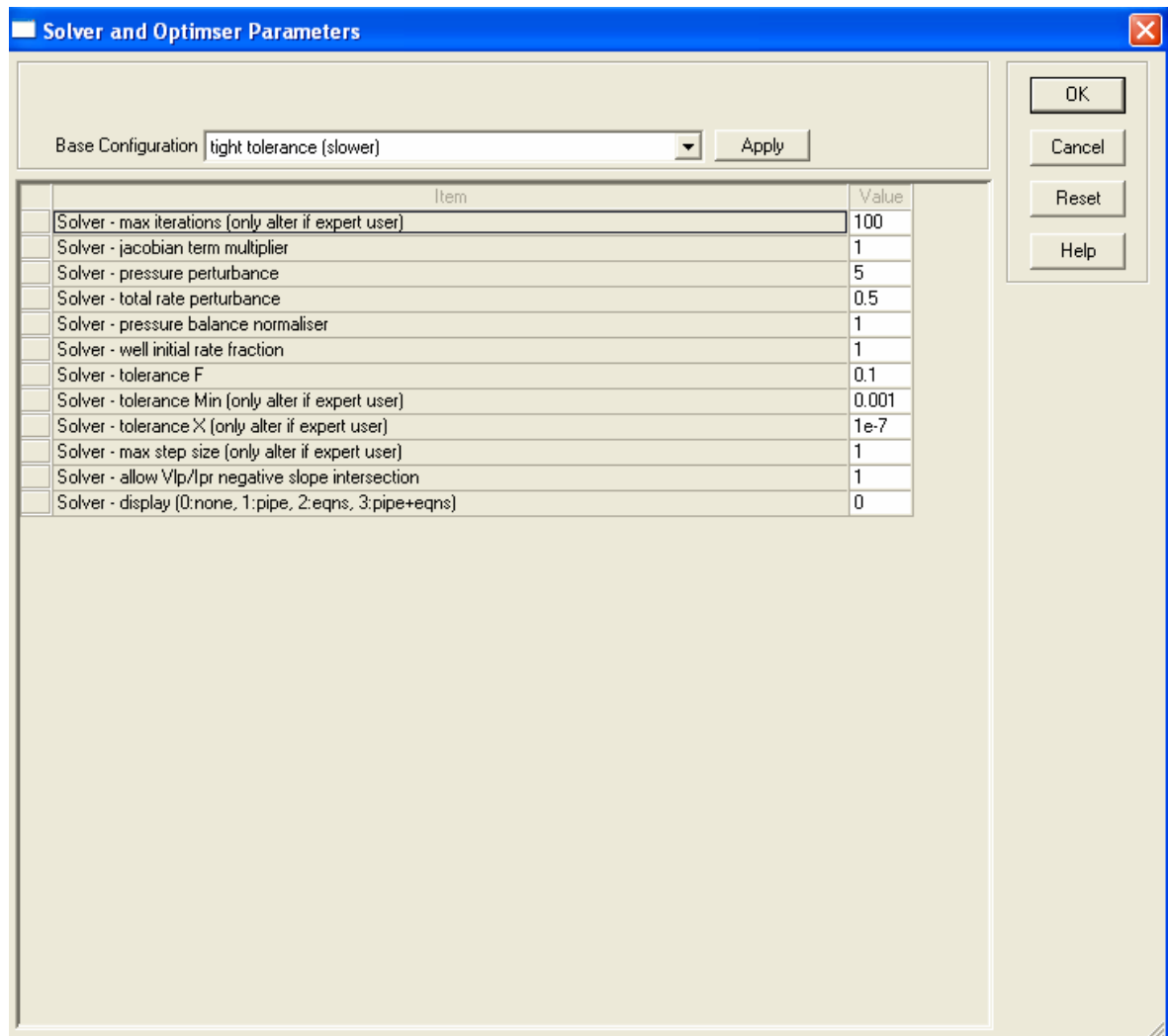


Fuente: Petroleum Experts.



Es importante verificar que los valores de Max Pressure Drop Difference y Max Flow Balance Difference sean lo más cercano a cero. Si al resolver la red estos parámetros están muy lejanos de cero se recomienda variar los Settings, para esto se muestra la siguiente ventana:

Figura 74. Parámetros para la iteración.



Fuente: Petroleum Experts.