



**OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN CONJUNTA DE
PETRÓLEO DE LAS ARENAS K1 Y K2 DEL CAMPO APIAY**

**OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN CONJUNTA DE PETRÓLEO DE LAS
ARENAS K1 Y K2 DEL CAMPO APIAY**

GERMÁN CASTILLO SALAMANCA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
MAESTRIA EN INGENIERIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2010

**OPTIMIZACION DE PRODUCCIÓN CONJUNTA DE PETRÓLEO DE LAS
ARENAS K1 Y K2 DEL CAMPO APIAY**

GERMÁN CASTILLO SALAMANCA

**Trabajo de grado presentado como requisito para obtener el título de
Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos. Avalado por el comité evaluador
en el marco del convenio de cooperación tecnológica número 002/2006
suscrito entre la Universidad Industrial de Santander y Ecopetrol S.A.
Instituto Colombiano del Petróleo.**

M. Sc. FERNANDO E. CALVETE GONZÁLEZ
Director

Ing. CARLOS ERNESTO MEDINA ZARATE
Co-Director

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
MAESTRIA EN INGENIERIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2010

AGRADECIMIENTOS

El autor de este trabajo expresa sus más sinceros agradecimientos a:

Toda mi familia, a Dios y a la Virgen de Guadalupe,

Los ingenieros Álvaro Prada, Santiago Díaz y José Cárdenas por su empuje,

Ecopetrol S.A. Instituto Colombiano del Petróleo – ICP y Universidad Industrial de
Santander - UIS por esta oportunidad de crecimiento personal,

Ph D. Ruby Arbeláez de Moncaleano y Martha Vitalia Corredor por su orientación,

M. Sc. Fernando Enrique Calvete y el Ing. Carlos Ernesto medina Zarate por
compartir su sabiduría,

Mis profesores por sus enseñanzas,

Todas las personas que contribuyeron con su grano de arena para que este sueño
sea hoy realidad.

TABLA DE CONTENIDO

	PÁG.
INTRODUCCIÓN	17
1. OPTIMIZACION INTEGRAL DE SISTEMAS DE PRODUCCIÓN	19
1.1 INTRODUCCIÓN A LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN	19
1.2 PERFIL DE PRESIONES A LO LARGO DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN.	21
1.2.1 Drawdown Pressure (PR - PWF)	21
1.3 COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA DE FORMACIONES PRODUCTORAS	23
1.3.1 Ecuaciones de flujo de fluidos en el yacimiento	23
1.3.1.1 Flujo trasiente temprano (yacimiento infinito).	23
1.3.1.2 Flujo trasiente tardío.	24
1.3.1.3 Estado pseudo-estable	25
1.3.1.4 Estado estable.	25
1.3.2 El IPR (Inflow performance Relationship)	26
1.3.3 Flujo de una sola fase	26
1.3.4 Índice de productividad (J)	28
1.3.5 Flujo bifásico	30
1.3.6 IPR de Vogel	31
1.3.7 IPR Compuesto	32
1.3.8 Método de Fetkovich	33
1.4 FLUJO DE FLUIDOS EN LA COMPLETACIÓN	35
1.4.1 Caída de presión en completamientos a hueco desnudo	35
1.4.2 Caída de presión en completamientos con cañoneo convencional	35
1.4.2.1 Premisas para las ecuaciones de Jones, Blount y Glaze.	36

1.4.2.2 Ecuación de Jones, Blount & Glaze para cañoneo convencional.	37
1.4.2.3 Curva de oferta de energía	40
1.5 FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS	41
1.5.1 Flujo de fluidos en el pozo y en la línea de flujo	41
1.5.1.1 Cálculo de la presión requerida en el cabezal.	41
1.5.1.2 Cálculo de la presión requerida en el fondo del pozo.	42
1.5.1.3 Ecuación general del gradiente de presión dinámica.	42
1.5.1.4 Correlaciones de flujo multifásico más utilizadas en tuberías.	43
1.5.2 Consideraciones teóricas del flujo monofásico y multifásico en tuberías	44
1.5.3 Cálculo del Factor de Fricción	44
1.5.4 Definiciones básicas para flujo multifásico.	50
1.5.4.1 Patrones de Flujo.	57
1.5.5 Descripción de correlaciones de flujo multifásico en tuberías.	62
1.5.5.1 Correlación de Hagedorn & Brown.	63
1.5.5.2 Correlación de Duns & Ros	68
1.5.5.3 Correlación de Orkiszewski	77
1.5.5.4 Correlación de Beggs & Brill.	83
1.5.6 Construcción de la Curva de Demanda de energía	87
1.5.6.1 Rangos característicos de la curva de demanda.	88
1.5.6.2 Rango de tasas según tamaño de tubería de producción.	89
1.6 OPTIMIZACIÓN INTEGRAL DE SISTEMAS DE PRODUCCIÓN	89
1.6.1 Análisis del comportamiento actual del pozo	90
1.6.1.1 Selección y ajuste de las correlaciones empíricas	90
1.6.1.2 Selección y Ajuste de las correlaciones de Flujo Multifásico en Tuberías.	92
1.6.2 Ajuste del Comportamiento actual de Producción	97
1.6.3 Optimización aplicando análisis nodal	98
1.6.3.1 Análisis Nodal del pozo: Oportunidades de aumentar la Oferta de energía y fluidos del Yacimiento	98
1.6.3.2 Análisis Nodal del pozo	100

2. GENERALIDADES	101
2.1 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO APIAY	101
2.2 RESEÑA HISTÓRICA	102
2.3 ESTRATIGRAFÍA	105
2.3.1 Paleozoico	106
2.3.2 Mesozoico	106
2.3.2.1 Formación Une o unidad operacional K2.	107
2.3.2.1 Formación Chipaque (sensu Renzoni, 1962) o unidad operacional K1.	107
2.3.3 Cenozoico	108
2.3.3.1 Formación San Fernando (Mirador).	108
2.3.3.2 Formación Carbonera.	109
2.3.3.3 Unidad E4.	110
2.3.3.4 Unidad T1.	110
2.3.3.5 Unidad E3.	110
2.3.3.6 Formación León	110
2.3.3.7 Formación Guayabo.	110
2.4 MODELO GEOLÓGICO ESTRUCTURAL	111
2.4.1 Interpretación sísmica	112
2.5 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO	113
2.6 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO	113
2.6.1 Desarrollo de K2	114
2.6.2 Desarrollo de K1	116
2.6.3 Desarrollo de T2	118
2.6.4 Características de los fluidos	120
2.6.5 Distribución de Producción	121
3. METODOLOGÍA	123
3.1 PWF ÓPTIMA	127
3.2 PERFILES PRESIÓN/TEMPERATURA PARA FLUJO CRUZADO	130
3.3 POZOS CON FLUJO CRUZADO	132

4. COMPLETAMIENTOS INTELIGENTES	133
4.1 CHOKE HCM-A MAR II	137
4.1.1 Descripción	137
4.1.2 Características/Beneficios	138
4.2 INFORCE HCM-A CHOKE AJUSTABLE	139
4.2.1 Descripción	139
4.2.2 Características / beneficios	139
5. OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN CONJUNTA.	144
5.1. ANÁLISIS ECONÓMICO	166
6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	174
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	176

LITA DE FIGURAS

	PÁG
Figura 1. Elementos básicos del sistema de producción.....	20
Figura 2. Perfil de presiones en un sistema de producción	22
Figura 3. Drawdown de Presión.....	22
Figura 4. Inflow performance Relationship (IPR).....	26
Figura 5. IPR de Vogel.....	31
Figura 6. IPR Compuesto	33
Figura 7. Completamiento convencional	37
Figura 8. Gráfica de Firoozabadi y Katz de β vs. K.....	39
Figura 9. Curva de oferta de energía en el fondo del pozo	40
Figura 10. Factor de Corrección de Hagedorn & Brown.....	65
Figura 11. Correlación numero de velocidad del liquido.....	66
Figura 12. Factor de fricción de Moody.....	67
Figura 13. Correlación Dunn and Ross	69
Figura 14. Correlación F vs. NL	71
Figura 15. Relaciones factores de fricción	72
Figura 16 Correlación de F vs. NL	73

Figura 17. Curva de demanda de energía.....	88
Figura 18: Rangos de P_{wf} vs. q_l	89
Figura 19 Modelamiento de arenas en Well Flow	91
Figura 20. Selección de propiedades.....	92
Figura 21. Creación de Notepad	93
Figura 22. Calculo de propiedades	94
Figura 23. Visualización Curvas IPR.....	95
Figura 24. Perfiles de Presión y temperatura	96
Figura 25. Curva de Operación.....	97
Figura 26. Diseño de revestidor	99
Figura 27. Análisis de Resultados.....	100
Figura 28. Localización Geográfica Bloque Apiay-Ariari.....	101
Figura 29. Mapa Welltype del Campo Apiay	104
Figura 30. Columna Estratigráfica Cuenca de los Llanos.....	105
Figura 31. Mapa Estructural Campo Apiay.....	112
Figura 32. Comportamiento de producción Unidad K2 Campo Apiay.....	115
Figura 33. Registro tipo de la unidad K2	116
Figura 34. Comportamiento de producción Unidad K1 Campo Apiay.....	116
Figura 35. Registro Tipo de la Unidad K1	117
Figura 36. Comportamiento de producción Unidad T2 Campo Apiay.....	118

Figura 37. Registro tipo de la unidad T2	119
Figura 38. Distribución de Producción por zonas	122
Figura 39. Distribución de petróleo por zonas.....	122
Figura 40. Esquema del Pozo APIA0008 Montado en PIPESIM.....	125
Figura 41. Red de Pozos de Apiay Montados en PIPESIM.....	126
Figura 42. Montaje de APIAY 0008 con Nodos.....	127
Figura 43. Análisis Nodal del Pozo APIAY 0008 Para la Formación T1	128
Figura 44. Análisis Nodal Para la Formación T2	129
Figura 45. Análisis Nodal del Pozo APIAY 0008 Para la Formación K1	129
Figura 46. Análisis Nodal del Pozo APIAY 0008 Para la Formación K2	130
Figura 47. Perfil Presión/Temperatura	131
Figura 48. Reporte del Perfil P/T con Flujo Cruzado	131
Figura 49. Configuración de un pozo inteligente	136
Figura 50. Funcionamiento de Válvula de control variable	141
Figura 51. Funcionamiento de Válvula de control variable	142
Figura 52. Componentes Básicos	143
Figura 53. Posiciones de la válvula HCM-A	143
Figura 54 Diagrama de flujo metodología	145
Figura 55 Cargue de Datos (Apiay 004) (Data sheep)	146
Figura 56. Esquema de la bomba electrosumergible	148

Figura 57. Punto de Operación Apiay 004 K2.....	153
Figura 58. IPR Apiay 004 K1	154
Figura 59. Caudal vs Choque Apiay 004.....	154
Figura 60. Modelamiento Choque Tubing 3 ½ (0-60%).....	159
Figura 60a Modelamiento Choque Tubing 3 ½ (60-100%).....	159
Figura 61. Punto de Operación Apiay 005	160
Figura 62. IPR Apiay 005.....	160
Figura 63. Caudal vs Choque Apiay 005.....	161
Figura 64. Punto de Operación Apiay 0010 K2.....	162
Figura 65. IPR Apiay 0010 K1.....	162
Figura 66. Caudal Vs ΔP Coque Apiay 0010	163
Figura 67. Punto de Operación Apiay 0013 K2.....	164
Figura 68. IPR Apiay 0013 K1.....	164
Figura 69. Caudal Vs ΔP Coque Apiay 0013	165
Figura 70. Distribución de producción Apiay-4.....	167
Figura 71. Distribución de producción Apiay-5.....	168
Figura 72. Distribución de producción Apiay-10.....	168
Figura 73. Distribución de producción Apiay-13.....	169
Figura 74. Flujo de caja A-04, A-05, A-10, A-13.....	172

LISTA DE TABLAS

	PÁG.
Tabla 1. Flujo hacia arriba:	85
Tabla 2. Flujo hacia abajo:.....	86
Tabla 3. Rango Optimo.....	89
Tabla 4. Propiedades de los yacimientos K2, K1 y T2 del Area Apiay	120
Tabla 5. Acumulado de producción de petróleo por formación.....	121
Tabla 6. Pozos con Intervalos Cañoneados en K1 y K2.....	123
Tabla 7. Resultados de Pwf Optima para APIAY 0008	128
Tabla 8. Pozos con Flujo Cruzado Esperado.....	132
Tabla 9 Análisis Apiay 004.....	157
Tabla 10 Análisis Apiay 005.....	161
Tabla 11 Análisis Apiay 005.....	163
Tabla 12 Análisis Apiay 0013.....	165
Tabla 13. Caudales en los candidatos del Campo Apiay.	166
Tabla 14. Precios para el equipo de Work Over.....	169
Tabla 15. Indicadores financieros Apiay-4.	170
Tabla 16. Indicadores financieros Apiay-5.	171
Tabla 17. Indicadores financieros Apiay-10.	171
Tabla 18. Indicadores financieros Apiay-13.	171

RESUMEN

TITULO: OPTIMIZACION DE PRODUCCIÓN CONJUNTA DE PETRÓLEO DE LAS ARENAS K1 Y K2 DEL CAMPO APIAY*

AUTOR: CASTILLO SALAMANCA, GERMÁN**

PALABRAS CLAVE: Optimización, Producción, Campo Apiay, Arenas K1 Y K2, Choques,

CONTENIDO

Este trabajo describe una metodología sencilla para optimizar la producción de los pozos del campo Apiay que presentan flujo cruzado. Inicialmente, por medio de modelamiento en Pipesim se seleccionan los pozos problema para optimizar y por medio del análisis de las curvas IPR (Inflow Production Relationships) y TPC (Tubing Performance Curve) de estos pozos, se especifican las características del coeficiente (Cv) de una válvula de control de flujo para un pozo inteligente.

El trabajo enfatiza la necesidad de considerar el pozo completo como un sistema de control, incluyendo la entrada de flujo, el rendimiento del choque y rendimiento del caudal del pozo y de esta forma obtener una descripción del método para establecer el diseño de control de flujo más adecuado para la aplicación. El método combina análisis nodal y el modelamiento del choque para modelar el comportamiento del sistema completo del pozo. Este análisis se extiende a completamientos de pozos inteligentes con múltiples zonas o múltiples estratos.

Para finalizar se presenta un análisis económico donde se evalúa la factibilidad de implementar este tipo de sistema en los pozos del campo Apiay, de igual forma se presentan los indicadores económicos calculados a partir de los costos de inversión, Capex, y costos operativos Opex, para la implementación de válvulas de control.

* Trabajo de Investigación

** Facultad De Ingenierías Físicoquímicas. Escuela De Ingeniería De Petróleos. Maestría En Ingeniería De Hidrocarburos Director. M. Sc. Fernando E. Calvete González

ABSTRACT

TITLE: OPTIMIZATION COMMINGLE PRODUCTION OF PETROLEUM FROM THE SANDS K1 AND K2 OF THE FIELD APIAY[†]

AUTHOR: CASTILLO SALAMANCA GERMÁN^{**}

KEYWORDS: Optimization, Production, Apiay Field, K2 and K1 Formation chokes

CONTENT:

This work describes a simple methodology to optimize the production of the wells of the field Apiay that present crossed flow. Initially by means of modeling in Pipesim the wells problems are selected to optimize. By means of the analysis of the curves IPR (Inflow Production Relationships) and TPC (Tubing Performance Curves) of these wells, the characteristics of the coefficient are specified (Cv) of a valve of control of flow for an intelligent well.

The work emphasizes the necessity to consider the complete well as a control system, including the entrance of flow, the yield of the choke and yield of the flow of the well and this way to obtain a description of the method to establish the design of control of more appropriate flow for the application. The method combines nodal analysis and the modeling of the choke to model the behavior of the complete system of the well. This analysis extends to completions of intelligent wells with multiple areas or multiple strata.

To be concluded it presents an economic analysis where the feasibility is evaluated of implementing this system type in the wells of the field Apiay. Of equal formed they present the economic indicators calculated starting from the investment costs (Capex), and operative costs (Opex), for the implementation of control valves.

* Investigation work.

** Faculty Of Physicochemical Engineerings. School of petroleum engineering. Mastery In Engineering hydrocarbon Director. M. Sc. Fernando E. Calvete González

INTRODUCCIÓN

El campo Apiay hace parte de la superintendencia de operaciones central (SOC) y se encuentra en el departamento del Meta, produce del Cretáceo Superior, específicamente de las arenas k1 y k2, tiene un OOIP de 94.7 MMBbl para la formación K1 con factor de recobro de 9.2% y un OOIP de 169 MMBbl para la formación K2 con factor de recobro de 45%. El mecanismo de producción de K1 es gas en solución, mientras que el de K2 es empuje activo de agua que ha logrado mantener la presión.

Existe un problema particular con las arenas k1 y k2. Se cree que la diferencia de presión de flujo entre K1 y K2 está impidiendo la producción del primero o en el peor de los casos, se está presentando flujo cruzado, es decir, que fluidos de K2 están invadiendo K1. En el presente trabajo se presenta la selección y posterior optimización de los pozos que puedan llegar a tener este problema, por medio de estrategias de control de flujo. La tecnología de las válvulas de pozos inteligentes poseen la capacidad para modificar activamente los completamientos zonales del pozo e interpretar y monitorear en tiempo real la adquisición de datos del pozo, maximizando la magnitud del caudal existente.

En particular, el deseo de minimizar la caída de presión en condiciones (full open) puede ser opuesto al requerimiento para el control de flujo sensible en una variable, o diseño de la válvula de control de flujo. En un sistema yacimiento/pozo, la fricción de la caída de presión a través de la roca permeable del yacimiento rodeando el pozo (entrada de flujo), y la fricción de la caída de presión en la tubería de producción (caudal) absorbe un porcentaje grande de la energía y a su vez controla la caída de presión, por lo tanto el buen diseño del control de flujo debe depender de estos factores. El propósito del trabajo es especificar el diseño de choque, descrito como un valor de Cv, que proporcione buena sensibilidad de

control de flujo a través del rango de posición de la válvula, Y obtener una optimización de la producción.

1. OPTIMIZACIÓN INTEGRAL DE SISTEMAS DE PRODUCCIÓN

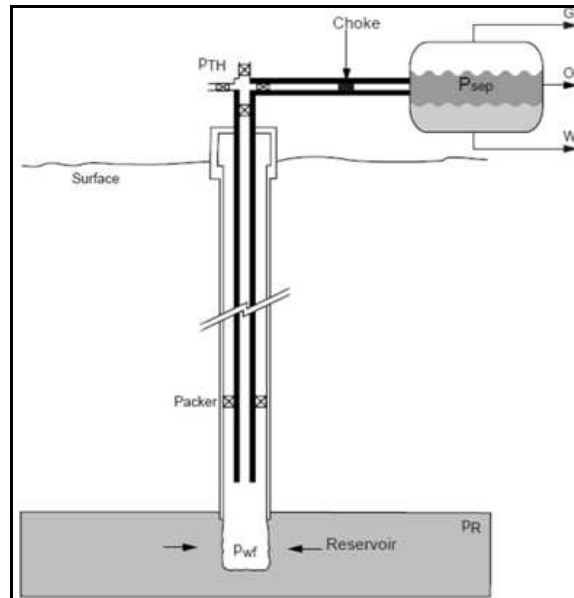
1.1 INTRODUCCIÓN A LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN

Un sistema de producción esencialmente es aquel que tiene la capacidad de transportar fluido de reservorio hasta la superficie y separarlo en petróleo, gas y agua. Si es necesario, el petróleo y el gas, son tratados y preparados para la venta o el transporte desde el Campo. Cualquier caudal de agua producido, también es tratado y preparado para su disposición.

Los elementos mecánicos básicos del sistema de producción son:

- a) Pozos
- b) Líneas de Conducción
- c) Colector de Producción
- d) Separadores y equipamiento de proceso
- e) Instrumentos de medición
- f) Recipientes de Almacenamiento

Figura 1. Elementos básicos del sistema de producción



Fuente: SEMINARIO OPERACIONES DE SUBSUELO Y MANTENIMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS. PAEZ CAPACHO Ruth. 2008

Un pozo puede ser definido como un conducto o interfase, entre el hidrocarburo del reservorio y las facilidades de superficie. Esta interfase es necesaria para producir el fluido del reservorio a la superficie.

En el desarrollo del pozo, el volumen de drenaje del reservorio que fluye hasta el pozo juega un papel muy importante. Un pozo combinado con el drenaje de un reservorio, comúnmente es llamado sistema de producción de petróleo o gas. Un sistema de producción está compuesto por los siguientes componentes:

- Medio Poroso
- Completamiento (Estimulación, Punzado, y Engravado)
- Conducto vertical u horizontal o inclinado con válvulas de seguridad y placas de choque.

- Un sistema de levantamiento Artificial, tal como bombas, válvulas de gas-Lift, etc.
- Líneas de Conducción horizontales con placas de choque y otros componentes de tuberías como válvulas, codos, etc.

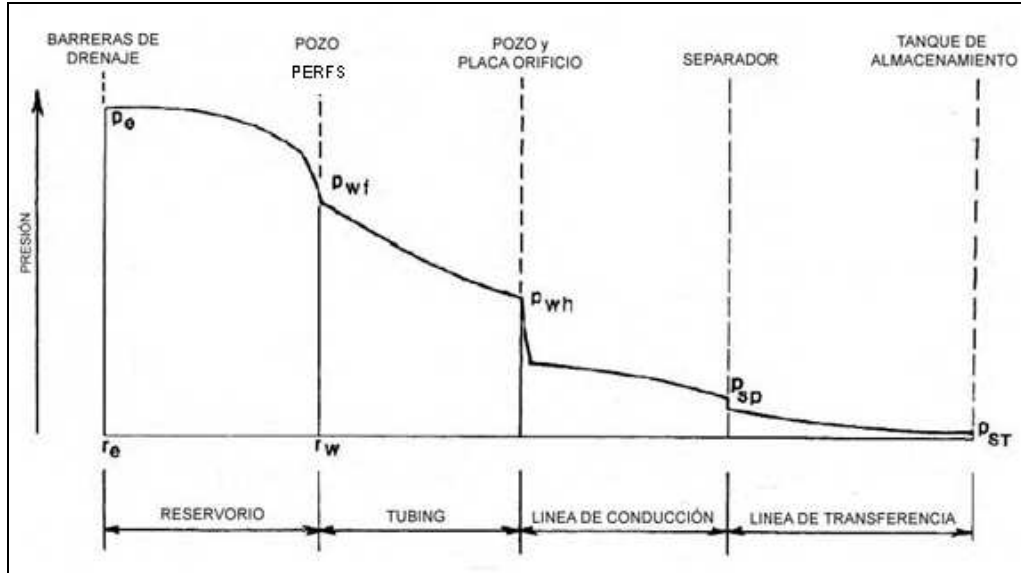
1.2 PERFIL DE PRESIONES A LO LARGO DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN.

El análisis de presiones a lo largo del camino del fluido (desde el reservorio hacia la superficie) es uno de los puntos más importantes a la hora de analizar el desempeño de un pozo y optimizar la producción de un reservorio. Este análisis de las caídas de presión en los distintos puntos del sistema forma parte del llamado Análisis Nodal. La gráfica de la figura 2 representa las caídas de presión a lo largo de las distintas partes del sistema de producción.

1.2.1 Drawdown Pressure (PR - PWF)

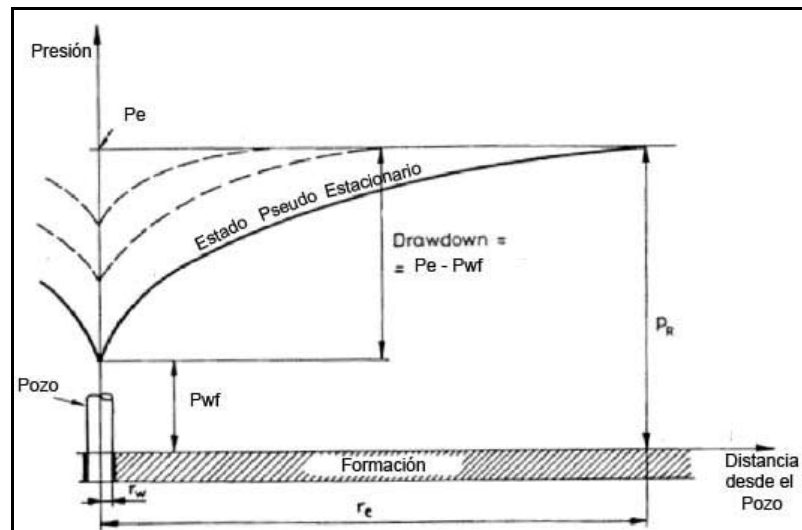
Está definida como la diferencia entre la presión estática del reservorio y la presión dinámica de fondo, e influye en el desempeño del pozo, ya que una gran diferencia de presión nos indica como es la permeabilidad que tiene la formación, porque ésta última, es inversamente proporcional a la diferencia de presión.

Figura 2. Perfil de presiones en un sistema de producción



Fuente: SEMINARIO OPERACIONES DE SUBSUELO Y MANTENIMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS. PAEZ CAPACHO Ruth. 2008

Figura 3. Drawdown de Presión



Fuente: SEMINARIO OPERACIONES DE SUBSUELO Y MANTENIMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS. PAEZ CAPACHO Ruth. 2008

1.3 COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA DE FORMACIONES PRODUCTORAS

1.3.1 Ecuaciones de flujo de fluidos en el yacimiento

Para describir el flujo de fluidos en el yacimiento, se debe utilizar el modelo matemático, basado en soluciones numéricas de la ecuación de difusividad; para tal fin, y dependiendo de los periodos de flujo de fluidos existentes en el reservorio, se desarrollaron diferentes ecuaciones que rigen su comportamiento.

Los Periodos de Flujo son:

- Periodo de flujo trasiente temprano (yacimiento infinito)
- Periodo de flujo trasiente tardío (periodo de flujo transicional)
- Periodo de flujo pseudo estable para sistemas cerrados (yacimiento finito)
- Flujo estable para sistemas de fronteras externas con presión constante.

Las siguientes ecuaciones son soluciones de la ecuación de difusividad. La más común y más útil, es la denominada solución de tasa terminal constante; para la cual, la condición inicial es el yacimiento a presión de equilibrio, P_i , con el pozo produciendo a una tasa constante q en la cara del pozo, $r = r_w$.

1.3.1.1 Flujo trasiente temprano (yacimiento infinito). Solución en unidades de campo,

$$P_{r,t} = P_i - \frac{141,2 * q * \mu * B}{kh} \left(\frac{1}{2} E_i(x) \right)$$

(Ecu 1)

$E_i(x)$ Es la integral exponencial dada por:

$$E_i(x) = \int_x^{\infty} \frac{e^{-y}}{y} dy \quad (\text{Ecu 2})$$

En unidades de campo:

$$X = \frac{\phi * \mu * C_t * r^2}{4Kt} \quad (\text{Ecu 3})$$

1.3.1.2 Flujo trasiente tardío. La solución para $r = r_w$ en unidades de campo está dada por:

$$\log(P_{wf} - P) = \log \frac{1186 * q * B}{kh} - \frac{0,00168 * kt}{\phi * \mu * C_t * r_e^2} \quad (\text{Ecu 4})$$

Donde:

$$\hat{P} = \bar{P} - \frac{141,2 * q * \mu * B}{kh} * \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} \right) \quad (\text{Ecu 5})$$

La presión promedio (P), en función de la presión inicial (Pi) del volumen de drenaje, se obtiene a partir de un balance simple de materia usando la definición de compresibilidad:

La presión promedio (P), en función de la presión inicial (P_i) del volumen de drenaje, se obtiene a partir de un balance simple de materia usando la definición de compresibilidad:

$$C_t * V * (P_i - P) = q * t \quad (\text{Ecu 6})$$

En unidades de campo,

$$\bar{P} = P_i - \frac{0.0747 * q * B * t}{C_t * r_e^2 * h * \phi} \quad (\text{Ecu 7})$$

1.3.1.3 Estado pseudo-estable

La ecuación para estado pseudo-estable es:

$$P_e = P_{wf} + \frac{141,2 * q * \mu * B}{k * h} * \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2} \right) \quad (\text{Ecu 8})$$

No es muy usada puesto que la presión externa P_e no se puede medir. Por lo tanto es más común expresar el diferencial de presión en términos de la presión promedio, la cual se puede determinar periódicamente con pruebas de presión.

$$\bar{P} = \frac{141,2 * q * \mu * B}{k * h} * \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} \right) \quad (\text{Ecu 9})$$

1.3.1.4 Estado estable.

La condición de estado estable implica un límite exterior de presión constante.

$$P_{wf} = P_i - \frac{141,2 * q * \mu * B}{k * h} * \left(\ln \frac{r_e}{r_w} \right)$$

(Ecu 10)

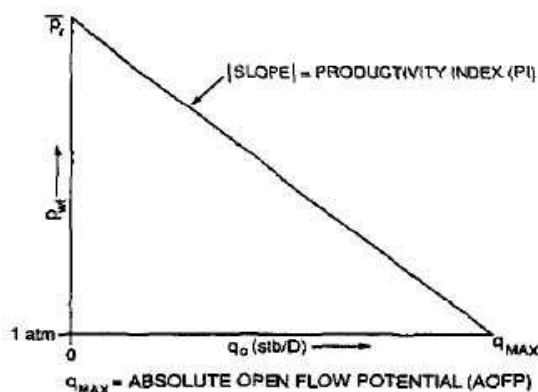
1.3.2 El IPR (Inflow performance Relationship)

El IPR se define, como la relación funcional entre el caudal de producción y la presión dinámica de fondo. Gilbert, en 1954 fue el primero en proponer esta relación. El IPR se define en el rango de presión, desde la presión promedio de reservorio hasta la presión atmosférica. El caudal correspondiente a la presión atmosférica, como presión dinámica de fondo, se define a flujo potencial completamente abierto al pozo (Q_{max}), mientras que el caudal a la presión promedio del reservorio en fondo, es siempre cero. Una relación de performance de influjo típica (IPR) es la presentada en la figura 4.

1.3.3 Flujo de una sola fase

Para una sola fase, ya sea petróleo o líquidos en general, el IPR mostrado a continuación está determinado por la Ley de Darcy para flujo radial.

Figura 4. Inflow performance Relationship (IPR)



Fuente: SEMINARIO OPERACIONES DE SUBSUELO Y MANTENIMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS. PAEZ CAPACHO Ruth. 2008

$$q_o = \frac{7.08 * 10^{-3} * k_o * h * (\bar{P}_r - P_{wf})}{\mu_o * B_o * \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s_t + D * q_o \right]}$$

(Ecu 11)

Donde:

q_o = Caudal de petróleo que ingresa al pozo, (STD Barril/día)

B_o = Factor Volumétrico del petróleo, (Bbl/std bbl)

μ_o = Viscosidad del petróleo, cp.

k_o = Permeabilidad de la formación, md.

h = Espesor neto de la formación, ft.

p_r = Presión promedio de reservorio, psia.

p_{wf} = Presión dinámica de fondo, psia. r_e = radio de drenaje, ft.

$$r_e = \sqrt{\frac{A}{\pi}}$$

(Ecu 12)

Donde A es el área circular de drenaje, ft². s_t = Skin Total, Dq_o = pseudo skin debido a la turbulencia. En pozos de petróleo, este término es insignificante, especialmente en reservorios con baja permeabilidad.

Esto puede ser desarrollado tal que para $r_e=1,466$ ft., $r_w = 0.583$ ft., $s_t = 0$ y no turbulencia, la ley de Darcy se simplifica a la siguiente ecuación:

$$q_o = \frac{k_o * h * (\bar{P}_r - P_{wf})}{\mu_o * B_o}$$

(Ecu 13)

Esta ecuación simple es aplicada usualmente para la estimación de caudales de petróleo desde el pozo.

1.3.4 Índice de productividad (J)

Una simple aproximación para describir la performance de influjo de un pozo petrolero es el uso del concepto de índice de productividad (J). Este fue desarrollado asumiendo la siguiente simplificación:

- Flujo radial alrededor del pozo
- Flujo de una sola fase
- Distribución de la permeabilidad homogénea
- La formación está saturada completamente con el fluido en cuestión

Para estas condiciones, la ecuación de Darcy queda resumida a:

$$q_o = \frac{7.08 * 10^{-3} * k_o * h * (\bar{P}_r - P_{wf})}{\mu_o * B_o * \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}$$

(Ecu 14)

La mayoría de los parámetros a la izquierda son constantes, lo que permite juntarlos en un solo coeficiente llamado Índice de productividad (IP)

$$q_o = J * (\bar{P}_r - P_{wf})$$

(Ecu 15)

Esta ecuación de estado nos dice que el influjo de líquido en el pozo es

directamente proporcional al drawdown. El punto final de la línea de IP es la presión promedio de reservorio (P_r) a caudal cero. El máximo caudal es el Potencial Absoluto a Pozo (Absolute Open Flow Potential –AOFPP), y representa el máximo caudal cuando la presión dinámica de reservorios se lleva a cero.

Para flujo Trasiente Temprano,

$$J = \frac{q}{P_i - P_{wf}} = \frac{k * h}{162.6 * \mu * B_o * \left[\log t + \log \left(\frac{k}{\phi * \mu * c_i * r_w^2} \right) - 0.23 + s_i + 0.868 * s \right]}$$

(Ecu 16)

Para flujo Pseudo estable,

$$q_o = \frac{q}{(\bar{P} - P_{wf})} = \frac{k * h}{141.2 * \mu * B_o * \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + s \right)}$$

(Ecu 17)

Para flujo estado Estable,

$$J = \frac{q}{(P_i - P_{wf})} = \frac{k * h}{141.2 * \mu * B_o * \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + s \right)}$$

(Ecu 18)

Las unidades de campo de J son STB/d/psi

Asumiendo valores de μ y B constantes a una presión promedio, se tiene que el índice de productividad disminuye con el tiempo para flujo trasiente, y es constante para flujos pseudo-estable y estable.

Una escala de valores del índice de productividad es la siguiente:

Baja productividad:	$J < 0.5$
Productividad media:	$0.5 < J < 1$
Alta productividad:	$1 < J < 2$
Excelente productividad:	$J > 2$

Cuando no existe daño ($S=0$) el índice de productividad del pozo recibe el nombre de J ideal (J'). Se define eficiencia de flujo (EF) a la relación existente entre el índice de productividad real y el ideal, así:

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

(Ecu 19)

1.3.5 Flujo bifásico

La ley de Darcy es aplicable únicamente cuando en el reservorio se produce un flujo monofásico. En el caso de un reservorio de petróleo, el flujo monofásico ocurre cuando la presión dinámica de fondo de los fluidos de reservorio está por encima de la presión de punto de burbuja a la temperatura del reservorio. Durante la depleción del reservorio, la presión de éste continúa cayendo, y puede mantenerse por la inyección de fluidos en una recuperación asistida. Como consecuencia, durante la depleción la presión dinámica cae por debajo del punto de burbuja, lo cual resulta en la combinación de un flujo monofásico con uno bifásico dentro del reservorio. Este fenómeno requiere del uso del IPR combinado.

1.3.6 IPR de Vogel

En el caso del flujo bifásico, donde el reservorio la presión promedio del mismo (p_r) está por debajo de la presión del punto de burbuja, es recomendado el IPR de Vogel.

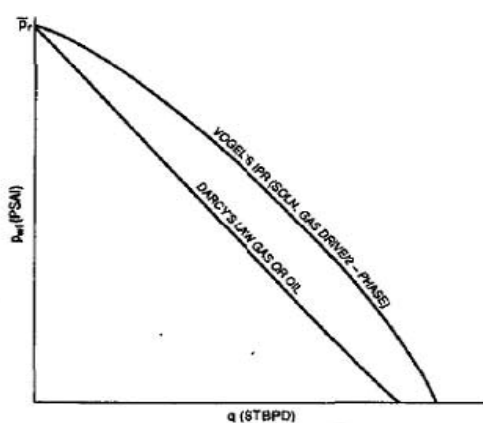
Esta ecuación es,

$$\frac{q_o}{q_{\max}} = 1 - 0.2 * \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 * \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2$$

(Ecu 20)

La curva del IPR puede ser generada cualquiera que sea el caudal máximo ($q_{o\max}$), la presión promedio del reservorio (P estática) y el caudal (q_o) a la correspondiente presión dinámica. Para cualquier caso, se necesita realizar un ensayo de recuperación de presión (build up) para conocer p_r , y también se debe realizar un ensayo de flujo por orificio calibrado, para conocer el caudal entregado por la formación.

Figura 5. IPR de Vogel



Fuente: SEMINARIO OPERACIONES DE SUBSUELO Y MANTENIMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS. PAEZ CAPACHO Ruth. 2008

1.3.7 IPR Compuesto

El IPR compuesto, es una combinación de índices de productividad. Se basa en la ley de Darcy cuando las presiones de reservorio están por encima de la presión de punto de burbuja, y cuando la presión está por debajo de esta, se utiliza el IPR de Vogel. Este IPR está particularmente utilizado cuando la presión de reservorio P_r está por encima de la presión de burbuja y la presión dinámica de fondo P_{wf} está por debajo.

Por lo tanto, para $P_{wf} \geq P_b$

$$q_o = PI * (\bar{P}_r - P_{wf}) \quad (\text{Ecu 21})$$

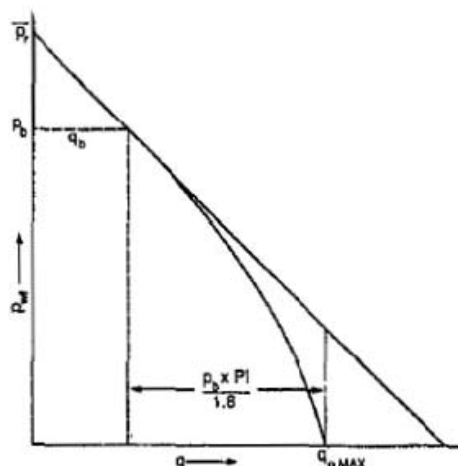
Y para $P_{wf} < P_b$.

$$q_o = \left(q_b + \left(\frac{PI * P_b}{1.8} \right) \right) * \left[1 - 0.2 * \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 * \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right] \quad (\text{Ecu 22})$$

Donde, $q_b = PI * (\bar{P}_r - P_b)$

Esto es, Caudal a $P_{wf} = P_b$

Figura 6. IPR Compuesto



Fuente: SEMINARIO OPERACIONES DE SUBSUELO Y MANTENIMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS. PAEZ CAPACHO Ruth. 2008

Hay que considerar que el IPR calculado por la ecuación de Vogel es independiente del factor skin y por lo tanto este es aplicado únicamente a pozos que no tienen daño. Standing extendió las curvas de IPR de Vogel para poderlas aplicar a pozos con daño o estimulados.

1.3.8 Método de Fetkovich

Fetkovich demostró que los pozos de petróleo, produciendo por debajo de la presión del punto de burbuja, y los pozos de gas exhiben curvas de índices de performance de flujo similares. La ecuación general del desarrollo de un pozo de gas, también puede ser aplicada a un pozo de petróleo:

$$q_o = C * (\bar{P}_r^2 - P_{wf}^2)^n$$

(Ecu 23)

Los coeficientes C y n son encontrados generalmente por la utilización de la curva de ensayo de pozo “fitting of multipoint”. La evaluación de los ensayos de pozo y especialmente ensayos isocronales son la mayor aplicación para el método de Fetkovich. El exponente “ n ” fue encontrado que existen casos de entre 0.5 a 1000, tanto para pozos de gas como petróleo. Una “ n ” menor que uno es casi siempre debido a los efectos de un flujo no Darcy. El coeficiente “ C ” representa el índice de productividad del reservorio. Consecuentemente este coeficiente se incrementa cuando k y h se incrementa.

1.4 FLUJO DE FLUIDOS EN LA COMPLETACIÓN

El completamiento representa la interfase entre el yacimiento y el pozo, y a través de ella el fluido sufre una pérdida de presión la cual dependerá del tipo de completamiento existente:

A continuación se presenta la manera de calcular la pérdida de presión en cada tipo de completamientos:

1.4.1 Caída de presión en completamientos a hueco desnudo

En este tipo de completamientos la caída de presión es cero ya que la comunicación entre el yacimiento y el pozo es directa, luego:

$$\Delta P_c = P_{wfs} - P_{wf} = 0$$

(Ecu 24)

Por tanto,

$$P_{wfs} = P_{wf}$$

(Ecu 25)

1.4.2 Caída de presión en completamientos con cañoneo convencional

La ecuación presentada por Jones, Blount y Glaze puede ser utilizada para evaluar la pérdida de presión a través de la completamientos con cañoneo convencional.

$$\Delta P_c = P_{wfs} - P_{wf} = a * q^2 + b * q$$

(Ecu 26)

El completamiento se dice, con base en la experiencia, que no es restrictiva cuando la caída de presión a través del cañoneo está entre 200 a 300 lpc. Antes de definir los coeficientes “a” y “b” se deben describir algunas premisas establecidas por los autores.

1.4.2.1 Premisas para las ecuaciones de Jones, Blount y Glaze. Se ha demostrado que alrededor del túnel cañoneado, durante una perforación normal, existirá siempre una zona triturada o compactada que exhibe una permeabilidad sustancialmente menor que la del yacimiento.

A fin de analizar los efectos de este cañoneo y su efecto restrictivo sobre la capacidad de flujo se han realizado varias suposiciones basándose en el trabajo de numerosos autores. La figura 7 muestra que mediante un giro de perforación de 90° el túnel cañoneado puede ser tratado como un pozo miniatura sin daño.

Otras suposiciones:

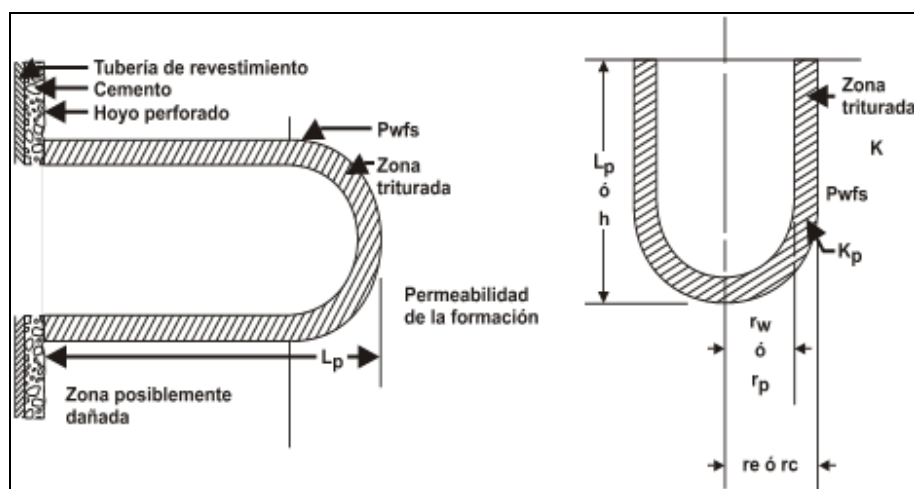
La permeabilidad de la zona triturada o compactada es:

- El 10% de la permeabilidad de la formación, si es perforada en condición de sobre-balance.
- El 40% de la permeabilidad de la formación si es perforada en condición de bajo-balance. Mcleod especificó un rango de valores pero se trabajara con estos promedios.

El espesor de la zona triturada es de aproximadamente 1/2 pulgada.

El pequeño pozo puede ser tratado como un yacimiento infinito: es decir, la P_{wf} permanece constante el límite de la zona compacta, de este modo se eliminan el “-3/4” de la ecuación de Darcy para la condición de flujo radial semicontinuo.

Figura 7. Completamiento convencional



Fuente: Hirschfeldt, Marcelo, "Conceptos de Well Performance y Análisis Nodal", 2010

1.4.2.2 Ecuación de Jones, Blount & Glaze para cañoneo convencional. La ecuación de Jones, Blount & Glaze establece que

$$\Delta P_c = P_{wfs} - P_{wf} = a * q^2 + b * q$$

(Ecu 26)

Donde:

$$a = \frac{2.3 * 10^{-14} * \beta * B_o^2 * \rho_o * \left(\frac{1}{r_p} - \frac{1}{r_c} \right)}{L_p^2}$$

(Ecu 27)

También,

$$b = \frac{\mu_o * B_o * \left(\ln \frac{r_c}{r_p} \right)}{0.00708 * L_p * K_p}$$

(Ecu 28)

Donde,

$$\beta = \frac{2.33 * 10^{10}}{K_p^{1.201}}$$

(Ecu 29)

Donde:

q = tasa de flujo/perforación, b/d/perf

β = factor de turbulencia, pie⁻¹

Bo = factor volumétrico del petróleo, by/bn

ρ_o = densidad del petróleo, lb/pie³

Lp = longitud del túnel cañoneado, pie

μ_o = viscosidad del petróleo, cp.

Kp = permeabilidad de la zona triturada, md.

Kp = 0.1 K para cañoneo con sobre-balance y

Kp = 0.4 K para cañoneo con bajo-balance

rp = radio del túnel cañoneado, pie

rc = radio de la zona triturada, pie

Sustituyendo a y b en la ecuación de Jones, Blount & Glaze quedaría:

$$\Delta P = \left[\frac{2.3 * 10^{-14} * \beta * B_o^2 * \rho_o * \left(\frac{1}{r_p} - \frac{1}{r_c} \right)}{L_p^2} \right] * q^2 + \left[\frac{\mu_o * B_o * \left(\ln \frac{r_c}{r_p} \right)}{0.00708 * L_p * K_p} \right] * q$$

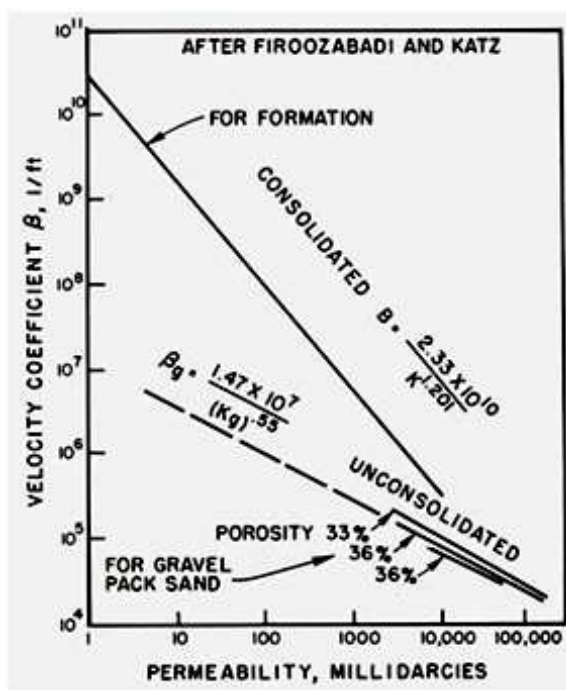
(Ecu 30)

La información acerca de los cañones de perforación debe ser solicitada a la contratista de servicio, quienes podrían suministrar la longitud estimada de la perforación Lp ya corregida y adaptada a las condiciones del cañoneo.

La gráfica presentada por Firoozabadi y Katz de β vs. K, está representada en la figura 8.

A manera de resumen podemos concluir que en formaciones compactadas el interés no está solamente en el área abierta al flujo, sino también en la longitud del túnel cañoneado, ambas tienen sus efectos sobre la caída de presión a través del completamiento.

Figura 8. Gráfica de Firoozabadi y Katz de β vs. K



Fuente: Firoozabadi y Katz

1.4.2.3 Curva de oferta de energía o afluencia de fluidos que el yacimiento entrega en el fondo del pozo (P_{wf} vs q)

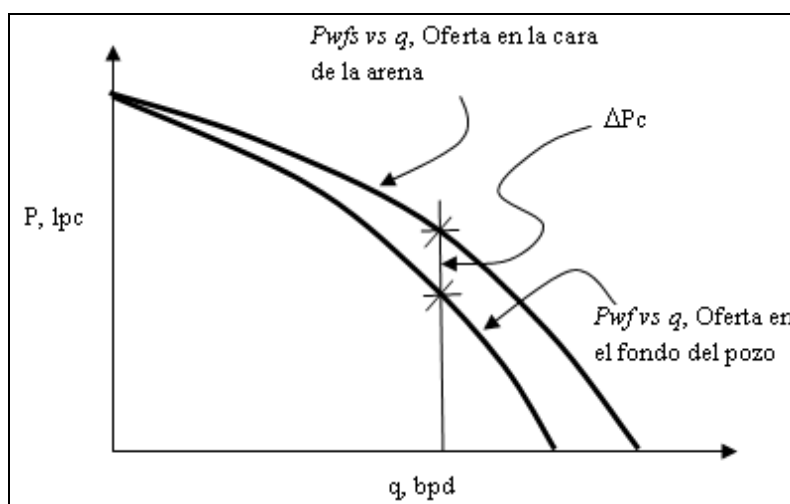
Para obtener la curva de oferta de energía en el fondo del pozo, P_{wf} vs q , se le debe sustraer a la IPR para cada tasa de producción, la caída de presión que existe a través del completamiento, es decir:

$$P_{wf(\text{oferta})} = P_{wfs} - P_{wf} - \Delta P_c \tag{Ecu 31}$$

Donde ΔP_c se estima por las ecuaciones sugeridas por Jones, Blount & Glaze bien sea para cañoneo convencional o para empaque con grava, y P_{wfs} es la presión fluvente obtenidas en los cálculos de la IPR.

La figura 9 muestra la grafica de P_{wf} y P_{wfs} en función de la tasa de producción q .

Figura 9. Curva de oferta de energía en el fondo del pozo



Fuente: Maggiolo, Ricardo, "Optimización Integral de Sistemas de Producción utilizando Análisis Nodal", Curso, 2010

1.5 FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS

El estudio del flujo multifásico en tuberías permite estimar la presión requerida en el fondo del pozo para transportar un determinado caudal de producción hasta la estación de flujo en la superficie. Mediante el uso de correlaciones de flujo multifásico en tuberías, se puede determinar la habilidad que tiene un pozo para extraer fluidos del yacimiento.

1.5.1 Flujo de fluidos en el pozo y en la línea de flujo

Durante el transporte de los fluidos desde el fondo del pozo hasta el separador en la estación de flujo existen pérdidas de energía tanto en el pozo como en la línea de flujo en la superficie. Las fuentes de pérdidas de energía provienen de los efectos gravitacionales, fricción y cambios de energía cinética.

Las pérdidas de presión que acompañan al flujo de aceite, agua y gas a través de una línea de flujo restringida (estrangulador o niple reductor) en la superficie se conocen como comportamiento del estrangulador.

1.5.1.1 Cálculo de la presión requerida en el cabezal. Una vez conocida para una determinada tasa de producción las pérdidas de energía en la línea de flujo, ΔPI , se puede obtener la presión requerida en el cabezal, P_{wh} , de la siguiente manera:

$$P_{wh} = P_{sep} + \Delta PI$$

(Ecu 32)

1.5.1.2 Cálculo de la presión requerida en el fondo del pozo.

Similarmente, una vez conocida para una determinada tasa de producción las pérdidas de energía en el pozo, ΔP_p , se puede obtener la presión requerida en el fondo, P_{wf} , de la siguiente manera:

$$P_{wf} = P_{wh} + \Delta P_p \quad (\text{Ecu 33})$$

1.5.1.3 Ecuación general del gradiente de presión dinámica. El punto de partida de las diferentes correlaciones de FMT es la ecuación general del gradiente de presión la cual puede escribirse de la siguiente manera:

$$\frac{\Delta P}{\Delta Z} = \frac{1}{144} * \left(\frac{g * \rho * \text{sen} \theta}{g_c} + \frac{f_m * \rho * V^2}{2 * g_c * d} + \frac{\rho * \Delta V^2}{2 * g_c * \Delta Z} \right) \quad (\text{Ecu 34})$$

Siendo:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta Z} \right)_{elev} = \frac{1}{144} * \left(\frac{g * \rho * \text{sen} \theta}{g_c} \right) \quad (\text{Ecu 35})$$

Igual al gradiente de presión por gravedad (80-90%).

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta Z} \right)_{fricc} = \frac{1}{144} * \left(\frac{f_m * \rho * V^2}{2 * g_c * d} \right) \quad (\text{Ecu 36})$$

Igual al gradiente de presión por fricción (5-20%).

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta Z}\right)_{acel} = \frac{1}{144} * \left(\frac{\rho * \Delta V^2}{2 * g_c * \Delta Z}\right)$$

(Ecu 37)

Igual al gradiente de presión por cambio de energía cinética ó aceleración.

La componente de aceleración es muy pequeña a menos que exista una fase altamente compresible a bajas presiones (menores de 150 lpcm).

Donde:

θ = ángulo que forma la dirección de flujo con la horizontal,
($\theta=0^\circ$ para flujo horizontal y $\theta=90^\circ$ en flujo vertical)

ρ = densidad de la mezcla multifásica, lbm/pie³

V = velocidad de la mezcla multifásica, pie/seg.

g = aceleración de la gravedad, 32,2 pie/seg²

g/g = constante para convertir lbm a lbf

fm = factor de fricción de Moody, adimensional.

d = diámetro interno de la tubería, pie.

Es indispensable el uso de un simulador de flujo multifásico en tuberías en el computador ya que el cálculo es iterativo en presión y en algunos casos más rigurosos iterativos en temperatura y presión.

1.5.1.4 Correlaciones de flujo multifásico más utilizadas en tuberías.

Entre las correlaciones para flujo multifásico que cubren amplio rango de tasa de producción y todos los tamaños típicos de tuberías se encuentran, para flujo horizontal: Beegs & Brill, Duckler y colaboradores, Eaton y colaboradores; y para flujo vertical: Hagedorn & Brown, Duns & Ros, Orkiszewski, Beggs & Brill, Ansari.

1.5.2 Consideraciones teóricas del flujo monofásico y multifásico en tuberías

A continuación se presentan algunas consideraciones teóricas requeridas para comprender el cálculo del flujo monofásico y multifásico en tuberías, para luego describir las correlaciones de Hagedorn & Brown y la de Beggs & Brill.

1.5.3 Cálculo del Factor de Fricción

El cálculo del gradiente de presión por fricción requiere determinar el valor del factor de fricción, f_m . El procedimiento requiere evaluar si el flujo es laminar o turbulento. Para ello es necesario calcular el número de Reynolds.

- **Número de Reynolds**

Está definido como la relación de fuerzas viscosas:

$$N_{Re} = \frac{d * V * \rho}{\mu}$$

(Ecu 38)

En unidades prácticas

$$N_{Re} = \frac{1488 * d * V * \rho}{\mu}$$

(Ecu 39)

Donde:

- d = diámetro interno de la tubería, pie.
- V = velocidad de la mezcla multifásica, pie/seg.
- ρ = densidad de la mezcla multifásica, lbm/pie³
- μ = viscosidad del fluido

Existe flujo laminar si el número de Reynolds es menor de 2100 en caso contrario es turbulento.

- **Factor de fricción en Flujo Laminar.**

Para determinar el factor de fricción en flujo laminar, se utiliza una expresión analítica derivada igualando el gradiente de presión de Poiseuille con el término del gradiente de fricción (ecuación de Darcy Weisbach).

Ecuación de Poiseuille

$$V = \frac{d^2}{32 * \mu} * \left(\frac{dP}{dL} \right)$$

(Ecu 40)

(Obtenida integrando el perfil de velocidad para este tipo de flujo en tubos capilares horizontales)

Combinando esta ecuación con la componente de fricción, se tiene:

$$f = f_m = N_{Re} = \frac{64 * \mu}{d * V * \rho} = \frac{64}{N_{Re}}$$

(Ecu 41)

En adelante se considerara el factor de fricción de Moody con la letra “*f*” únicamente.

- **Factor de fricción en Flujo Turbulento. Tuberías lisas.**

Numerosas ecuaciones empíricas han sido propuestas para predecir el factor de fricción bajo condiciones de flujo turbulento.

En el caso de tuberías lisas las ecuaciones más utilizadas en sus rangos de aplicabilidad son:

Drew, Koo y McAdams:

$$f = 0.0056 + 0.5 * N_{Re}^{-0.32}$$

(Ecu 42)

Para,

$$3000 < N_{Re} < 3 * 10^6$$

Blasius

$$f = 0.316 * N_{Re}^{-0.25}$$

(Ecu 43)

Para,

$$N_{Re} < 10^5$$

Como las paredes internas de una tubería no son normalmente lisas, es necesario utilizar ecuaciones que consideren la rugosidad de la pared interna de la tubería. En flujo turbulento, la rugosidad puede tener un efecto significativo sobre el factor de fricción. La rugosidad de la pared es una función del material de la tubería, del método del fabricante, la edad de la tubería y del medio ambiente a la cual está expuesta.

- **Factor de fricción en Flujo Turbulento. Tuberías rugosas.**

El análisis dimensional sugiere que el efecto de la rugosidad no es debido a su valor absoluto, sino a su valor relativo al diámetro interno de la tubería, ϵ/d .

El experimento de Nikuradse genera las bases para los datos del factor de fricción a partir de tuberías rugosas. Su correlación para tubería de pared completamente rugosa es la siguiente:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 1.74 - 2 * \log\left(\frac{2 * \xi}{d}\right)$$

(Ecu 44)

La región donde el factor de fricción varía con el número de Reynolds y la rugosidad relativa es llamada *la región de transición o pared parcialmente rugosa*. Colebrook propuso una ecuación empírica para describir la variación de f en esta región:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 1.74 - 2 * \log\left(\frac{2 * \xi}{d} + \frac{18.7}{N_{Re} * \sqrt{f}}\right)$$

(Ecu 45)

Note que para números de Reynolds grandes correspondientes a flujo completamente turbulento esta ecuación puede reducirse a la ecuación de Nikuradse.

La ecuación propuesta por Colebrook, para f requiere de un proceso de ensayo y error por lo que puede expresarse como:

$$f_c = \left[1.74 - 2 * \log\left(\frac{2 * \xi}{d} + \frac{18.7}{N_{Re} * \sqrt{f}}\right) \right]^{-2}$$

(Ecu 46)

Valores de f son supuestos (f_s) y luego calculado (f_c), hasta que ellos se aproximen dentro de una tolerancia aceptable. El valor inicial para f_s , puede ser obtenido a partir de una de las ecuaciones explícitas para tubería lisa.

- **Ecuaciones explícitas de f**

Una ecuación explícita para determinar el factor de fricción fue propuesta por Jain y comparada en exactitud a la ecuación de Colebrook. Jain encontró que para un rango de rugosidad relativa entre 10^{-6} y 10^{-2} , y un rango de número de Reynolds entre 5×10^3 y 10^8 , los errores estaban dentro de $\pm 1\%$ comparada a los valores obtenidos usando la ecuación de Colebrook. La ecuación da un error máximo de 3% para números de Reynolds tan bajos como 2000. La ecuación es:

$$f_c = \left[1.14 - 2 * \log \left(\frac{\xi}{d} + \frac{21.25}{N_{Re}^{0.9}} \right) \right]^{-2}$$

(Ecu 47)

Zigrang y Sylvester¹¹, en el año 1985 presentan una ecuación explícita para determinar el factor de fricción:

$$f_c = \left[-2 * \log \left[\frac{\xi}{3.7} - \frac{5.02}{N_{Re}} \log \left(\frac{\xi}{3.7} + \frac{13}{N_{Re}} \right) \right] \right]^{-2}$$

(Ecu 48)

- **Valores típicos y recomendados para ξ**

La rugosidad absoluta para tuberías de acero al carbón, con el cual se fabrican la mayoría de las tuberías utilizadas para el transporte de crudo en la industria petrolera, está en el orden de:

$\xi = 0,0007$ pulgadas para tuberías nuevas, y

$\xi = 0,0015$ pulgadas para tuberías usadas.

- **Discusión de las ecuaciones para flujo monofásico**

Es necesario analizar la ecuación de gradiente de presión dinámica para flujo de una sola fase para entender cada término antes de modificarlos para flujo bifásico.

El componente que considera el cambio de elevación es cero para flujo horizontal únicamente. Se aplica para fluidos compresibles e incompresibles tanto para flujo vertical como inclinado. Para flujo corriente abajo (inyección), el seno del ángulo es negativo y la presión hidrostática incrementa en la dirección de flujo.

La componente que considera pérdidas de presión por fricción se aplica para cualquier tipo de flujo a cualquier ángulo de inclinación. Siempre causa caída de presión en la dirección de flujo. En flujo laminar las pérdidas por fricción son linealmente proporcionales a la velocidad del fluido. En flujo turbulento las pérdidas por fricción son proporcionales a V^n , donde $1.7 \leq n \leq 2$.

La componente de aceleración es cero en tuberías de área constante y para flujo incompresible. Para cualquier condición de flujo en el cual ocurre un cambio de velocidad, tal como en el caso de flujo compresible, una caída de presión ocurrirá en la dirección que incrementa la velocidad.

Si bien el flujo de una sola fase ha sido extensamente estudiado, todavía se considera un factor de fricción determinado empíricamente para cálculos de flujo

turbulento. La dependencia de este factor de fricción en tuberías rugosas, los cuales generalmente deben ser estimados, hace los cálculos de gradiente de presión sujetos a apreciables errores.

1.5.4 Definiciones básicas para flujo multifásico.

El conocimiento de la velocidad y de las propiedades de los fluidos tales como densidad, viscosidad y en algunos casos, tensión superficial son requeridos para los cálculos de gradientes de presión. Cuando estas variables son calculadas para flujo bifásico, se utilizan ciertas reglas de mezclas y definiciones únicas a estas aplicaciones.

A continuación se presentan las definiciones básicas para flujo bifásico y la forma de calcular estos parámetros.

- **Hold-Up de líquido.**

La fracción de líquido es definido como la razón del volumen de un segmento de tubería ocupado por líquido al volumen total del segmento de tubería.

$$H_L = \frac{\text{Volumen de líquido en un segmento de tubería}}{\text{Volumen del segmento de tubería}}$$

(Ecu 49)

El hold up es una fracción que varía a partir de cero para flujo monofásico de gas a uno para flujo de líquido únicamente.

El remanente del segmento de tubería es ocupado por gas, el cual es referido como un hold up de gas o fracción ocupada por gas.

$$H_g = 1 - H_L$$

(Ecu 50)

- **Fracción de líquido sin deslizamiento.**

Hold up sin deslizamiento, algunas veces llamado contenido de líquido de entrada, es definido como la razón del volumen de líquido en un segmento de tubería dividido por el volumen del segmento de tubería, considerando que el gas y el líquido viajarán a la misma velocidad (no slippage).

$$\lambda_L = \frac{q_L}{q_L + q_g} = \frac{V_{SL}}{V_m}$$

(Ecu 51)

Donde q_g y q_L son las tasas de flujo de gas y líquido en sitio, respectivamente. El hold up de gas sin deslizamiento (no slip) es definido:

$$\lambda_g = 1 - \lambda_L = \frac{q_g}{q_L + q_g}$$

(Ecu 52)

Es obvio que la diferencia entre el hold up de líquido y el hold up sin deslizamiento es una medida del grado de deslizamiento entre las fases de gas y líquido.

- **Densidad de líquidos.**

La densidad total de líquido puede calcularse usando un promedio ponderado por volumen entre las densidades del petróleo y del agua, las cuales pueden ser obtenidas de correlaciones matemáticas, para ello se requiere del cálculo de la fracción de agua y de petróleo a través de las tasas de flujo en sitio.

$$\rho_L = \rho_o * F_o + \rho_w * F_w$$

(Ecu 53)

$$F_o = \frac{q_o * B_o}{q_o * B_o + q_g * B_w}$$

(Ecu 54)

$$F_w = 1 - F_o$$

(Ecu 55)

- **Densidad Bifásica.**

El cálculo de la densidad bifásica requiere conocer el factor hold up de líquido, con o sin deslizamiento.

$$\rho_s = \rho_L * H_L + \rho_g * H_g$$

(Ecu 56)

$$\rho_n = \rho_L * \lambda_L + \rho_g * \lambda_g$$

(Ecu 57)

$$\rho_k = \frac{\rho_L * \lambda_L^2}{H_L} + \frac{\rho_L * \lambda_g^2}{H_g}$$

(Ecu 58)

$$\rho_f = \frac{\rho_m^2}{\rho_s} = \frac{[\rho_L * \lambda_L + \rho_g * (1 - \lambda_L)]^2}{\rho_L * H_L + \rho_g * (1 - H_L)}$$

(Ecu 59)

La primera de las ecuaciones es usada por la mayoría de los investigadores para determinar el gradiente de presión debido al cambio de elevación. Algunas correlaciones son basadas en la suposición que no existe deslizamiento y por eso usan la segunda de las ecuaciones para calcular la densidad bifásica.

Las últimas ecuaciones son presentada por algunos investigadores (Hagedorn & Brown, por ejemplo) para definir la densidad utilizada en las perdidas por fricción y número de Reynolds.

- **Velocidad.**

Muchas de las correlaciones de flujo bifásico están basadas en una variable llamada velocidad superficial. La velocidad superficial de una fase fluida está definida como la velocidad que esta fase exhibiría si fluyera solo ella a través de toda la sección transversal de la tubería.

La velocidad superficial del gas viene dada por:

$$v_{sg} = \frac{q_g}{A} \tag{Ecu 60}$$

La velocidad real del gas es calculada con:

$$v_{sg} = \frac{q_g}{A * H_g} \tag{Ecu 61}$$

Donde A es el área transversal de la tubería.

La velocidad superficial del líquido viene dada por:

$$v_{sL} = \frac{q_L}{A}$$

(Ecu 62)

La velocidad real del líquido es calculada con:

$$v_L = \frac{q_L}{A * H_L}$$

(Ecu 63)

En unidades de campo se tiene:

Para el líquido

$$v_{sL} = \frac{5.615 * (q_o * B_o + q_w * B_w)}{86400 * A_t}$$

(Ecu 64)

Y para el gas

$$v_{sL} = \frac{(q_L * RGL - q_o * R_s) * B_g}{86400 * A_t}$$

(Ecu 65)

Donde las unidades son:

Vsl: pie/seg

Vsg: pie/seg

qo : bn/d

qw: bn/d

Bo: b/bn

Bw: b/bn

At: ft²

La velocidad superficial bifásica viene dada por:

$$v_m = v_{sL} + v_{sg}$$

(Ecu 66)

La velocidad de deslizamiento (slip) es definida como la diferencia entre las velocidades reales del gas y del líquido.

$$v_s = v_g - v_L = \frac{v_{sg}}{H_g} - \frac{v_{sL}}{H_L}$$

(Ecu 67)

- **Viscosidad.**

La viscosidad del fluido, es usada para calcular el número de Reynolds y otros números adimensionales usados como parámetros de correlación. El concepto de una viscosidad bifásica es además incierto y es definida de forma diferente por varios autores.

La viscosidad de una mezcla de agua-petróleo es generalmente calculada usando la fracción de agua y del petróleo como un factor de peso:

$$\mu_L = F_o * \mu_o + F_w * \mu_w$$

(Ecu 68)

La siguiente ecuación ha sido usada para calcular una viscosidad bifásica:

Sin deslizamiento,

$$\mu_m = \lambda_L * \mu_L + \lambda_g * \mu_g$$

(Ecu 69)

Con deslizamiento

$$\mu_s = \mu_L^{H_L} + \mu_g^{H_L}$$

(Ecu 70)

- **Tensión Superficial.**

Cuando la fase líquida contiene agua y petróleo se utiliza:

$$\sigma_L = F_o * \sigma_o + F_w * \sigma_w$$

(Ecu 71)

Donde:

σ_o : Tensión en la superficie de petróleo.

σ_w : Tensión en la superficie de agua.

- **Números Adimensionales**

Otro aspecto importante que diferencian los modelos de flujo multifásico de los monofásicos es el trabajo presentado por Duns & Ros en 1963; ellos desarrollaron 14 números adimensionales para correlacionar el factor “HoldUp” obtenido de los experimentos de flujo multifásico. Entre los números más importantes se encuentran:

Número de la velocidad del líquido.

$$NLV = 1.938 * v_{sL} * \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L} \right)^{\frac{1}{4}}$$

(Ecu 72)

Número de la velocidad del gas.

$$NLV = 1.938 * v_{sg} * \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L} \right)^{\frac{1}{4}}$$

(Ecu 73)

Número del diámetro de la tubería.

$$ND = 120.872 * d * \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L} \right)^{\frac{1}{2}}$$

(Ecu 74)

Número de la viscosidad del líquido.

$$NL = 0.15726 * \mu * \left(\frac{1}{\sigma_L^3 * \rho_L} \right)^{\frac{1}{4}}$$

(Ecu 75)

Con:

$$\rho_L = F_o * \rho_o + F_w * \rho_w$$

(Ecu 76)

y

$$\sigma_L = F_o * \sigma_o + F_w * \sigma_w$$

(Ecu 77)

1.5.4.1 Patrones de Flujo.

La diferencia básica entre flujo de una sola fase y bifásico es que en este último la fase gaseosa y líquida pueden estar distribuidas en la tubería en una variedad de configuraciones de flujo, las cuales difieren unas de otras por la distribución especial de la interfase, resultando en características diferentes de flujo tales como los perfiles de velocidad y hold up.

La existencia de patrones de flujo en un sistema bifásico dado depende de las siguientes variables:

- Parámetros operacionales, es decir, tasas de flujo de gas y líquido.
- Variables geométricas incluyendo diámetro de la tubería y ángulo de inclinación.
- Las propiedades físicas de las dos fases, tales como; densidades, viscosidades y tensiones superficiales del gas y del líquido.

La determinación de los patrones de flujo es un problema central en el análisis de flujo bifásico. Realmente todas las variables de diseño de flujo son frecuentemente dependientes del patrón de flujo existente. Las variables de diseño son la caída de presión, el hold up de líquido, los coeficientes de transferencia de calor y masa, etc.

En el pasado, existieron desacuerdos entre los investigadores de flujo bifásicos en la definición y clasificación de los patrones de flujo. Algunos detallaron tantos patrones de flujo como fueron posibles; mientras otros trataron de definir un grupo con un mínimo de patrones de flujo.

El desacuerdo fue principalmente debido a la complejidad del fenómeno de flujo y al hecho que los patrones de flujo fueron generalmente determinados subjetivamente por observación visual. También, los patrones de flujo son generalmente reportados para cualquier inclinación o para un estrecho rango de ángulos de inclinación.

Un intento para definir un grupo aceptable de patrones de flujo ha sido dado por Shoham (1982). Las diferencias son basadas en datos experimentales adquiridos sobre un amplio rango de inclinación, es decir, flujo horizontal, flujo inclinado hacia arriba y hacia abajo y flujo vertical hacia arriba y hacia abajo.

- **Patrones de flujo para Flujo Horizontal y cercanamente Horizontal**

Los patrones de flujo existente en estas configuraciones pueden ser clasificados como:

- **Flujo Estratificado (Stratified Smooth y Stratified Wavyt)**

Abreviado como “St”, ocurre a tasas de flujo relativamente bajas de gas y líquido. Las dos fases son separadas por gravedad, donde la fase líquida fluye al fondo de la tubería y la fase gaseosa en el tope. Este patrón es subdividido en Stratified Smooth (SS), donde la interfase gas-líquido es lisa, y Stratified Wavy (SW), ocurre a tasas de gas relativamente altas, a la cual, ondas estables se forman sobre la interfase.

- **Flujo Intermitente (Flujo Tapón y Flujo de Burbuja Alargada)**

Abreviado como “I”, el flujo intermitente es caracterizado por flujo alternado de líquido y gas, *plugs o slugs* de líquido, los cuales llenan el área transversal de la tubería, son separados por bolsillos de gas, los cuales tienen una capa líquida estratificada fluyendo en el fondo de la tubería. El mecanismo de flujo es el de un rápido movimiento del tapón de líquido ignorando el lento movimiento de la película de líquido a la cabeza del tapón.

El líquido en el cuerpo del tapón podría ser aireado por pequeñas burbujas las cuales son concentradas en el frente del tapón y al tope de la tubería. El patrón de flujo intermitente es dividido en patrones de flujo Slug (SL) y de burbuja alargada (EB). El comportamiento de flujo entre estos patrones es el mismo con respecto al mecanismo de flujo, y por eso, generalmente, ninguna distinción se realiza entre ellos.

- **Flujo Anular (A)**

Flujo anular ocurre a muy altas tasas de flujo de gas. La fase gaseosa fluye en un centro de alta velocidad, la cual podría contener gotas de líquido arrastradas. El

líquido fluye como una delgada película alrededor de la pared de la tubería. La película al fondo es generalmente más gruesa que al tope, dependiendo de las magnitudes relativas de las tasas de flujo de gas y líquido. A las tasas de flujo más bajas, la mayoría de líquido fluye al fondo de la tubería, mientras las ondas inestables aireadas son barridas alrededor de la periferia de la tubería y moja ocasionalmente la pared superior de la tubería. Este flujo ocurre en los límites de transición entre los flujos Stratified Wavy, Slug y Anular.

- **Burbujas Dispersas**

A muy altas tasas de flujo de líquido, la fase líquida es la fase continua, y la gaseosa es la dispersa como burbujas discretas. La transición a este patrón de flujo es definida por la condición donde burbujas son primero suspendidas en el líquido, o cuando burbujas alargadas, las cuales tocan el tope de la tubería, son destruidas. Cuando esto sucede, la mayoría de las burbujas son localizadas cerca de la pared superior de la tubería. A tasas de líquido mayores, las burbujas de gas son más uniformemente dispersas en el área transversal de la tubería. Bajo condiciones de flujo de burbuja disperso, debido a las altas tasas de flujo de líquido, las dos fases están moviéndose a la misma velocidad y el flujo es considerablemente homogéneo.

En este rango de ángulos de inclinación, el patrón estratificado desaparece y un nuevo modelo de flujo es observado: el Churn Flow. Generalmente los patrones de flujo son más simétricos alrededor de la dirección axial, y menos dominados por gravedad. Los patrones de flujo existentes son Flujo Burbuja (Bubbly Flow y Flujo de Burbuja Dispersa), Slug Flow, Churn Flow, Flujo Anular.

- **Flujo Burbuja**

Como en el caso horizontal, la fase gaseosa es dispersa en pequeñas burbujas discretas en una fase líquida continua, siendo la distribución aproximadamente homogénea a través de la sección transversal de la tubería. Este patrón es dividido en *Flujo Bubbly* ocurre a tasas relativamente bajas de líquido, y es caracterizado por deslizamiento entre fases de gas y líquido. *El Flujo de Burbuja Dispersa* en cambio, ocurre a tasas relativamente altas de líquido, logrando esta fase arrastrar las burbujas de gas de tal forma que no exista deslizamiento entre las fases.

- **Flujo Slug (Tapón “Sl”)**

Este patrón de flujo en tuberías verticales es simétrico alrededor del eje de la tubería. La mayoría de la fase gaseosa está localizada en bolsillos de gas en forma de una gran bala denominada “Taylor Bubble” con un diámetro casi igual al diámetro de la tubería. El flujo consiste de sucesivas burbujas separadas por tapones de líquido. Una delgada película líquida fluye corriente abajo entre la burbuja y la pared de la tubería. La película penetra en el siguiente tapón líquido y crea una zona de mezcla aireada por pequeñas burbujas de gas.

- **Flujo Churn (Transición “Ch”).**

Este patrón de flujo es caracterizado por un movimiento oscilatorio, este tipo de flujo es similar al Slug Flow, los límites no están bien claros entre las fases. Ocurre a mayores tasas de flujo de gas, donde el tapón de líquido en la tubería llega a ser corto y espumoso.

- **Flujo Anular (Neblina “An”)**

En flujo vertical, debido a la simetría de flujo el espesor de la película líquida alrededor de la pared de la tubería es aproximadamente uniforme. Como en el caso horizontal el flujo es caracterizado por un rápido movimiento de gas en el centro. La fase líquida se mueve más lenta como una película alrededor de la pared de la tubería y como gotas arrastradas por el gas. La interfase es altamente ondeada, resultando en un alto esfuerzo de corte interfacial. En flujo vertical corriente abajo, el patrón anular existe también a bajas tasas de flujo en la forma de “falling film”.

El patrón tapón en flujo corriente abajo es similar al de flujo corriente arriba, excepto que generalmente la burbuja Taylor es inestable y localizada excéntricamente al eje de la tubería. La burbuja Taylor podría ascender o descender, dependiendo de las tasas de flujo relativa de las fases.

1.5.5 Descripción de correlaciones de flujo multifásico en tuberías.

Existen muchas correlaciones empíricas generalizadas para predecir los gradientes de presión. Dichas correlaciones se clasifican en:

- Las correlaciones Tipo A, que consideran que no existe deslizamiento entre las fases y no establecen patrones de flujo, entre ellas: Poettman & Carpenter, Baxendell & Thomas y Fancher & Brown.
- Las correlaciones Tipo B, que consideran que existe deslizamiento entre las fases, pero no toman en cuenta los patrones de flujo, dentro de ésta categoría la Hagedorn & Brown.
- Las correlaciones Tipo C, que consideran que existe deslizamiento entre las fases y los patrones de flujo, entre ellas: Duns & Ros, Orkiszweski, Aziz & colaboradores, Chierici & colaboradores, y Beggs & Brill.

1.5.5.1 Correlación de Hagedorn & Brown.

Desarrollaron una correlación general par un amplio rango de condiciones. Los aspectos principales de dichas correlación son:

- La ecuación de gradiente de presión incluyen el término de energía cinética y considera que existe deslizamiento entre las fases.
- No considera los patrones de flujo.
- El factor de fricción para flujo bifásico se calcula utilizando el diagrama de Moody.
- La viscosidad líquida tiene un efecto importante en las pérdidas de presión que ocurre en el flujo bifásico.
- El factor de entrampamiento líquido o fracción del volumen de la tubería ocupado por líquido es función de cuatro (4) números adimensionales: número de velocidad líquida, número de velocidad del gas, número del diámetro de la tubería y el número de la viscosidad líquida (introducidos por Duns & Ros).

Según los autores:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_T = \frac{1}{144} * \left[\rho_m + \frac{f_m * \rho_f * V_m^2}{2 * g_c * d} + \frac{\rho_m * \Delta(V_m^2)}{2 * g_c * \Delta H} \right] \quad (\text{Ecu 78})$$

Cálculo de ρ_m y ρ_f :

$$\rho_m = \rho_L * H_L + \rho_g * (1 - H_L) \quad (\text{Ecu 79})$$

$$\rho_f = \frac{\rho_m^2}{\rho_s} = \frac{[\rho_L * \lambda_L + \rho_g * (1 - \lambda_L)]^2}{\rho_L * H_L + \rho_g * (1 - H_L)} \quad (\text{Ecu 80})$$

- Cálculo de HL:

Se determina LB:

$$LB = 1.071 - \frac{0.2218 * V_m^2}{d}$$

(Ecu 81)

Donde LB debe ser ≥ 0.13 .

Si $\frac{V_{sg}}{V_m} < LB$, existe patrón de burbuja, entonces:

$$H_L = 1 - 0.5 * \left[1 + \frac{V_m}{V_s} - \sqrt{\left(1 - \frac{V_m}{V_s}\right)^2 - 4 * \left(\frac{V_{sg}}{V_s}\right)} \right]$$

(Ecu 82)

Siendo $V_s = 0.8$ pie/seg.

Si $\frac{V_{sg}}{V_m} > LB \Rightarrow H_L$ es función de los números adimensionales:

$$NLV = 1.938 \cdot V_{sL} * \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L}\right)^{\frac{1}{4}}$$

(Ecu 83)

$$NGV = 1.938 * V_{sg} * \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L}\right)^{\frac{1}{4}}$$

(Ecu 84)

$$ND = 120.872 * d * \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L}\right)^{\frac{1}{2}}$$

(Ecu 85)

$$NL = 0.15726 * \mu_L * \left(\frac{1}{\sigma_L^3 * \rho_L}\right)^{\frac{1}{4}}$$

(Ecu 86)

Con:

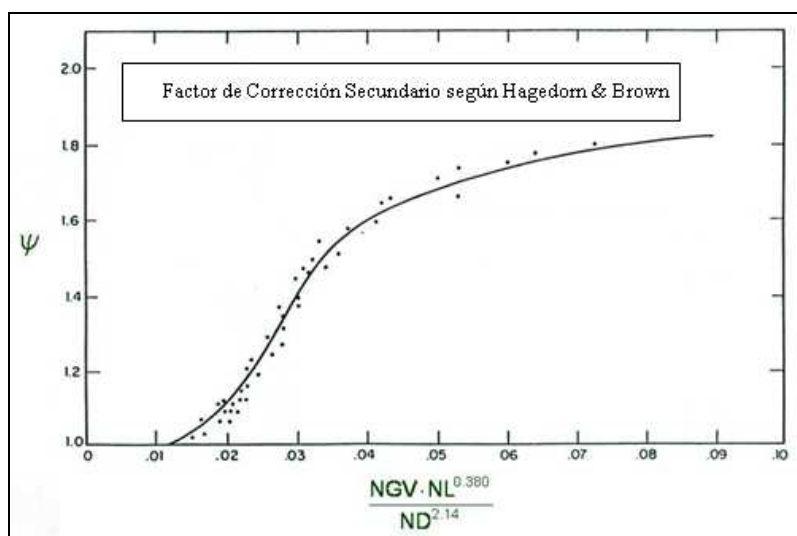
$$\rho_L = \rho_o * F_o + \rho_w * F_w \quad (\text{Ecu 87})$$

y

$$\sigma_L = \sigma_o * F_o + \sigma_w * F_w \quad (\text{Ecu 88})$$

- Con NL se obtiene a partir de la figura de CNL.
- Con el factor $\left(\frac{NGV * NL^{0.380}}{ND^{2.14}} \right)$ y usando la siguiente figura se obtiene ψ .

Figura 10. Factor de Corrección de Hagedorn & Brown

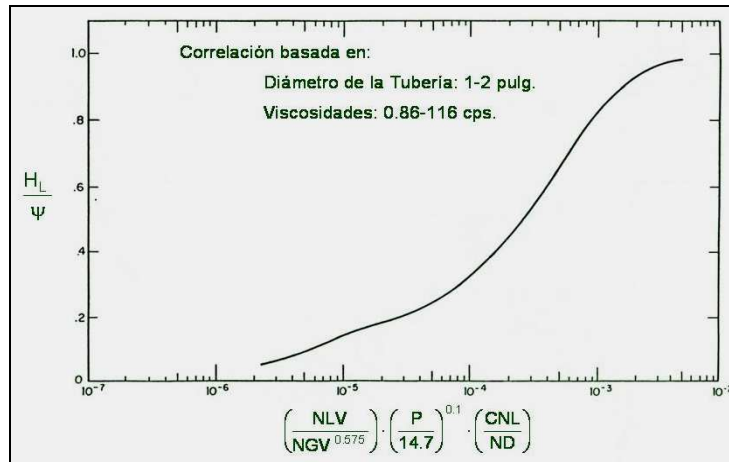


Fuente: Multiphase Flow in Wells. James Brill. 1999

- Con el factor $\left(\frac{NLV}{NGV^{0.575}} \right) * \left(\frac{P}{14.7} \right)^{0.1} * \left(\frac{CNL}{ND} \right)$ se obtiene $\frac{H_L}{\psi}$ (Ecu 89)

a partir de la siguiente fig.

Figura 11. Correlación número de velocidad del líquido



Fuente: Multiphase Flow in Wells. James Brill. 1999

Luego,

$$H_L = \left(\frac{H_L}{\psi}\right) * \psi$$

(Ecu 90)

- Cálculo de fm (factor de fricción de Moody):

Conocido $\frac{\xi}{d}$, se calcula:

$$N_{Re_p} = 1488 * \frac{d * \rho_m * V_m}{\mu_m}$$

(Ecu 91)

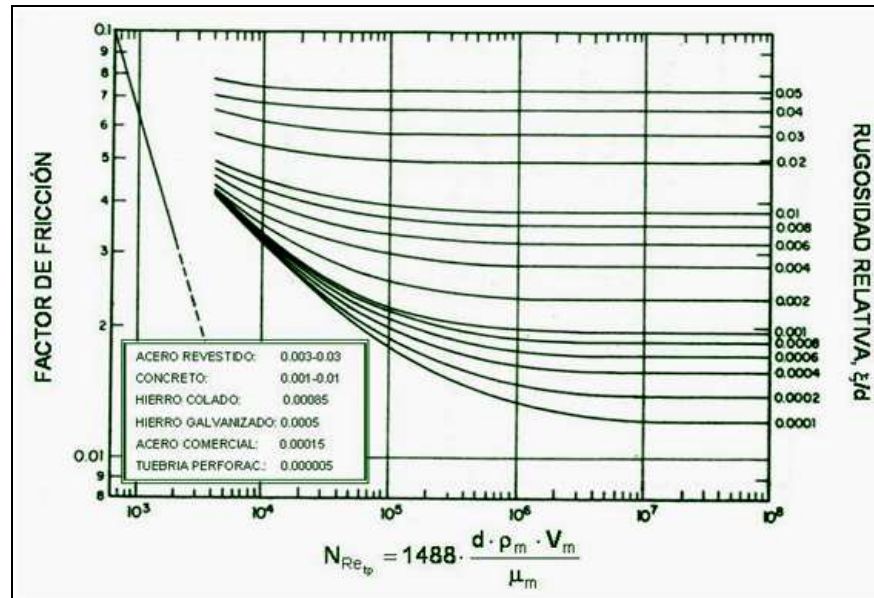
Con:

$$\mu_m = \mu_L^{H_L} * \mu_g^{(1-H_L)}$$

(Ecu 92)

Con la figura de Moody y N_{Re_p} se obtiene f_m .

Figura 12. Factor de fricción de Moody



Fuente: Multiphase Flow in Wells. James Brill. 1999

Observación: si el patrón es de burbuja la fase predominante es la líquida, luego se tiene:

$$N_{Re_{ip}} = 1488 * \frac{d * \rho_L * V_L}{\mu_L} \tag{Ecu 93}$$

Con:

$$V_L = \frac{V_{sL}}{H_L} \tag{Ecu 94}$$

Y el gradiente de presión por fricción se convierte en:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta Z} \right)_f = \left(\frac{f_m * \rho_L * VL^2}{2 * d * g_c} \right) \tag{Ecu 95}$$

Cálculo del gradiente de energía cinética, EK.

$$EK = \frac{\rho_m * \Delta(V_m^2)}{2 * g_c * \Delta H}$$

(Ecu 96)

ó

$$EK = \left(\frac{dP}{dZ} \right)_{acc} = \frac{\rho_m * \Delta(V_m^2)}{2 * g_c * dz}$$

(Ecu 97)

Dicho gradiente es despreciable cuando la presión promedio es mayor de 150 lpc,

$$(V_m^2) = |V_{m_1}^2 - V_{m_2}^2|$$

(Ecu 98)

$$V_{m_1}^2 = (V_{sL1} + V_{sg1})^2 \text{ a } P_1 \text{ y } T_1 \quad \text{y} \quad V_{m_2}^2 = (V_{sL2} + V_{sg2})^2 \text{ a } P_2 \text{ y } T_2.$$

(Ecu 99)

1.5.5.2 Correlación de Duns & Ros.

Los autores consideran que existe deslizamiento entre las fases y establecen patrones de flujo. Esta correlación es aplicable para un amplio rango y condiciones de flujo.

Según los autores:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H} \right)_T = \frac{\left(\frac{\Delta P}{\Delta H} \right)_E + \left(\frac{\Delta P}{\Delta H} \right)_f}{1 - EK}$$

(Ecu 100)

Donde:

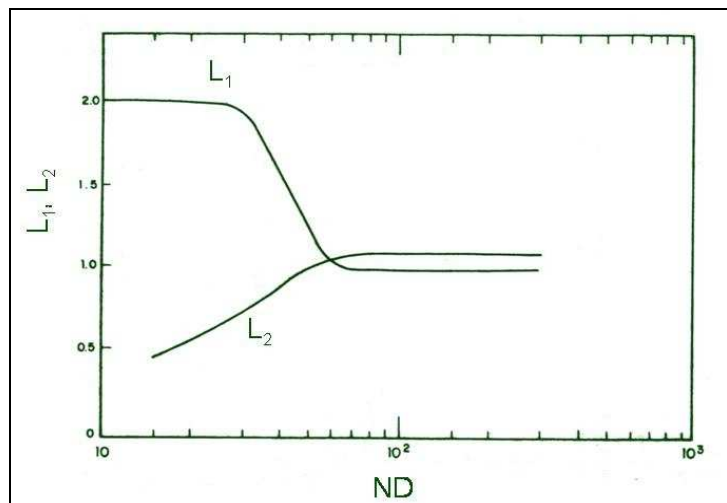
$$EK = \frac{V_{sg} * V_m * \rho_{ns}}{144 * g_c * P} \text{ con } \rho_{ns} = \rho_L * \lambda + \rho_g * (1 - \lambda)$$

(Ecu 101)

Determinación del patrón de flujo.

- Se determina L1 y L2 a partir de la figura de L vs ND de Ros:

Figura 13. Correlación Dunn and Ross



Fuente: Multiphase Flow in Wells. James Brill. 1999

$$ND = 120.872 \cdot d \cdot \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L} \right)^{\frac{1}{2}}$$

(Ecu 102)

- Se calcula LS y LM:

$$LS = 50 + 36 * NLV \quad \text{y} \quad LM = 75 + 84 \cdot (NLV)^{0.75}$$

(Ecu 103)

Con

$$NLV = 1.938 * V_{sL} * \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L} \right)^{\frac{1}{4}} \quad \text{y} \quad NGV = 1.938 * V_{sg} * \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L} \right)^{\frac{1}{4}} \quad (\text{Ecu 104})$$

- Con las siguientes fronteras se determina el patrón de flujo:

$$0 \leq NGV \leq (L_1 + L_2) \cdot NLV, \Rightarrow \text{patrón burbuja. } (L_1 + L_2) \cdot NLV \leq NGV \leq LS, \\ \Rightarrow \text{patrón tapón.}$$

$$LS < NGV \leq LM, \Rightarrow \text{patrón de transición.}$$

$$NGV > LM, \Rightarrow \text{patrón neblina.}$$

- Determinación de los gradientes de presión según los patrones de flujo.
- Patrón Burbuja, la fase continua es la líquida.

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H} \right)_E = \frac{\rho_m}{144} \quad \text{con} \quad \rho_m = \rho_L * H_L + \rho_g * (1 - H_L) \quad (\text{Ecu 105})$$

$$H_L = \frac{-(V_m - V_s) + \sqrt{(V_m - V_s)^2 + 4 * V_s * V_{sL}}}{2 * V_s} \quad (\text{Ecu 106})$$

$$V_s = \frac{S}{1.938 * \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L} \right)^{\frac{1}{4}}} \quad (\text{Ecu 107})$$

Con

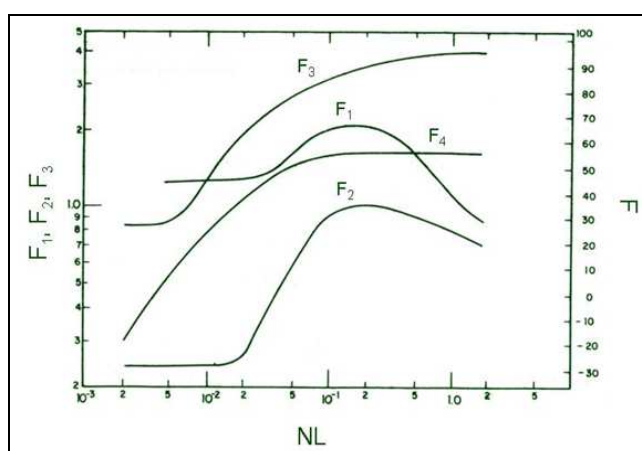
$$S = F_1 + (F_2 * NLV) + \left[F_3 * \left(\frac{NGV}{(1 + NLV)^2} \right) \right] \quad (\text{Ecu108})$$

$$y \quad F_3' = F_3 - \frac{F_4}{ND}$$

(Ecu 109)

Donde F_1 , F_2 , F_3 y F_4 se obtienen a partir de la siguiente **figura**, en función de **NL**.

Figura 14. Correlación F vs. NL



Fuente: Multiphase Flow in Wells. James Brill. 1999

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H} \right)_f = \frac{f_m * \rho_L * V_{sL} * V_m}{144 * 2 * g_c * d} \quad \text{con} \quad f_m = f_1 * \frac{f_2}{f_3}$$

(Ecu 110)

Donde:

f_1 = factor de fricción de Moody, en función de la rugosidad relativa, $\frac{\xi}{d}$ y del número de Reynolds para el patrón burbuja.

$$N_{Re_b} = \frac{1488 * \rho_L * d * V_{sL}}{\mu_L}$$

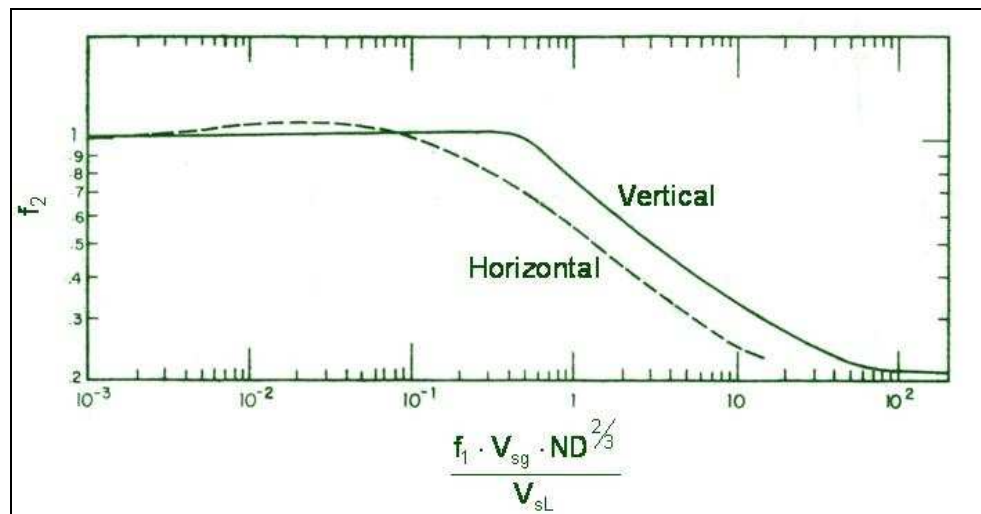
(Ecu 111)

f_2 = se obtiene a partir de la siguiente figura, en función de

$$\frac{f_1 * V_{sg} * D^{2/3}}{V_{sL}}$$

(Ecu 112)

Figura 15. Relaciones factores de fricción



Fuente: Multiphase Flow in Wells. James Brill. 1999

$$f_3 = 1 + f_1 * \sqrt{\frac{V_{sg}}{50 * V_{sL}}}$$

(Ecu 113)

Observación: el término EK es insignificante.

- Patrón Tapón, la fase continua sigue siendo la líquida, pero existe más cantidad de gas.

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H} \right)_E = \frac{\rho_m}{144} \text{ con } \rho_m = \rho_L * H_L + \rho_g * (1 - H_L) \text{ y}$$

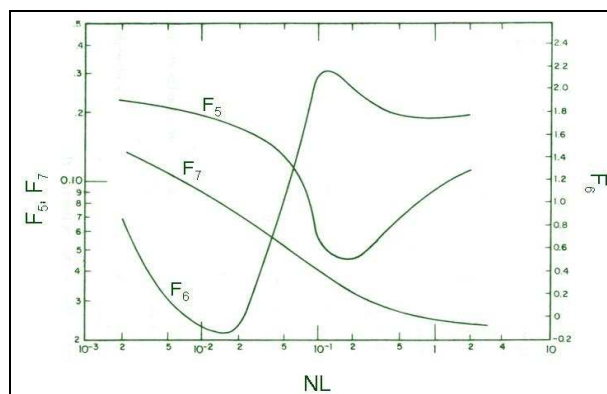
(Ecu 114)

$$H_L = \frac{-(V_m - V_s) + \sqrt{(V_m - V_s)^2 + 4 * V_s * V_{sL}}}{2 * V_s} \quad \text{Con } V_s = \frac{S}{1.938 * \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L}\right)^{\frac{1}{4}}} \quad (\text{Ecu 115})$$

$$y \quad S = \frac{(1 + F_5) * (NGV^{0.982} + F_6')}{(1 + F_7 * NLV)^2} \quad \text{con } F_6' = 0.0029 * ND + F_6 \quad (\text{Ecu 116})$$

Los valores de F_5 , F_6 y F_7 se obtienen a partir de la siguiente figura, en función de NL.

Figura 16 Correlación de F vs. NL



Fuente: Multiphase Flow in Wells. James Brill. 1999

$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_f$ = se calcula de igual manera que para el patrón de burbuja.

Observación, en este patrón de flujo el término EK no se considera.

- Patrón de Neblina, en este patrón la fase continua es el gas. Para este patrón, la ecuación del gradiente de presión total es:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_T = \frac{\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_E + \left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_f}{144 * (1 - EK)}$$

(Ecu 117)

El gradiente de presión por elevación se expresa por la ecuación correspondiente. Duns & Ros supone que no existe deslizamiento en este tipo de patrón, por la cual la densidad de la mezcla que lleva la componente gravitacional se puede calcular por:

$$\rho_m = \rho_L * \lambda + \rho_g * (1 - \lambda)$$

(Ecu 118)

El gradiente de presión por fricción está basado sólo en la fase gaseosa por ser ésta la fase continua, luego:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_f = \frac{f * \rho_g * V_{sg}^2}{2 * g_c * d}$$

(Ecu 119)

El factor de fricción f se halla en función del número de Reynolds.

$$N_{Re} = \frac{1488 * \rho_g * V_{sg} * d}{\mu_g}$$

(Ecu 120)

Duns & Ros durante sus experimentos, observaron que en las paredes de las tuberías se formaba una película de líquido, lo que permitía el avance del gas además de hacer variar la rugosidad de la tubería. Este proceso es gobernado por el Número de Weber.

$$N_{we} = 454 * \xi * \left(\frac{\rho_g * V_{sg}^2}{\sigma_L} \right)$$

(Ecu 121)

El valor de ξ puede ser muy pequeño, pero $\frac{\xi}{d}$ no puede ser menor que 10^{-3} .

Luego el procedimiento para calcular f es el siguiente:

- Calcular los números adimensionales de Weber y viscosidad líquida.
- Calcular $\frac{\xi}{d}$:

Si $N_{we} \cdot N_{\mu} < 0.005$, entonces:

$$\frac{\xi}{d} = \frac{0.0749 * \sigma_L}{\rho_g * V_{sg}^2 * d}$$

(Ecu 122)

Si $N_{we} \cdot N_{\mu} \geq 0.005$, entonces:

$$\frac{\xi}{d} = \frac{0.386 * \sigma_L * (N_{we} * N_{\mu})^{0.302}}{\rho_g * V_{sg}^2 * d}$$

(Ecu 123)

Si $10^{-3} < \frac{\xi}{d} < 0.05$, f se obtiene del grafico de Moody o con ecuaciones.

$$\text{Si } \frac{\xi}{d} \geq 0.05. \quad f = \frac{1}{4 * \text{Log} \left(0.27 * \frac{\xi}{d} \right)^2} + 0.267 * \left(\frac{\xi}{d} \right)^{1.73}$$

(Ecu 124)

El término de energía cinética viene dado por la siguiente ecuación:

$$EK = V_{sg} * \frac{(\rho_L * VSL + \rho_g * V_{sg})}{144 * g_c * P}$$

(Ecu 125)

Patrón Transición, el gradiente de presión total viene dado por .

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H} \right)_T = \frac{\left(\frac{\Delta P}{\Delta H} \right)_E + \left(\frac{\Delta P}{\Delta H} \right)_f}{1 - EK}$$

(Ecu 126)

El gradiente de presión por elevación viene dado por:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H} \right)_E = A * \left(\frac{\Delta P}{\Delta H} \right)_{E_{TAPÓN}} + B * \left(\frac{\Delta P}{\Delta H} \right)_{E_{NEBLINA}}$$

(Ecu 127)

Con:

$$A = \frac{L_s - NGV}{L_m - L_s} \quad y \quad B = \frac{NGV - L_s}{L_m - L_s}$$

(Ecu 128)

Donde:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H} \right)_{E_{TAPÓN}} = \text{gradiente de presión por elevación en el patrón tapón.}$$

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H} \right)_{E_{NEBLINA}} = \text{gradiente de presión por elevación en el patrón neblina.}$$

El gradiente de presión por fricción se obtiene de la siguiente forma:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_f = A * \left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_{f_{TAPÓN}} + B * \left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_{f_{NEBLINA}}$$

(Ecu 129)

$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_{f_{TAPÓN}}$ = gradiente de presión por fricción en el patrón tapón.

$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_{f_{NEBLINA}}$ = gradiente de presión por fricción en el patrón neblina.

El gradiente de presión por aceleración se desprecia en este tipo de patrón de flujo.

1.5.5.3 Correlación de Orkiszewski.

El autor considera deslizamiento entre las fases y existen cuatro patrones de flujo. El autor cambio los trabajos de Griffith, Griffith & Wallis y Duns & Ros.

Patrón de Burbuja.

Los límites para este patrón:

$$\frac{V_{sg}}{V_m} form < LB \quad \text{donde} \quad LB = 1.071 - \frac{0.2218 * V_m^2}{d}$$

(Ecu 130)

Siendo:

$$LB \geq 0.13$$

$$V_m = V_{sg} + V_{sL}$$

Donde:

$$V_{sL} = \frac{5.615 * (q_o * f_o * B_o + q_w * f_w * B_w)}{86400 * A_t} \quad (\text{Ecu 131})$$

$$V_{sg} = \frac{(q_L * RGL - q_o * R_s) * B_g}{86400 * A_t} \quad (\text{Ecu 132})$$

La ecuación de gradiente de presión total es:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H} \right)_T = \frac{\left(\frac{\Delta P}{\Delta H} \right)_E + \left(\frac{\Delta P}{\Delta H} \right)_f}{144} \quad (\text{Ecu 133})$$

El gradiente de presión por elevación viene dado por la ecuación:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H} \right)_E = \frac{g * \rho_m}{g_c} \text{ con } \rho_m = \rho_L * H_L + \rho_g * (1 - H_L) \quad (\text{Ecu 134})$$

El valor de H_L se calcula con la siguiente ecuación:

$$H_L = 1 - \frac{1}{2} * \left(1 + \frac{V_m}{V_s} - \sqrt{\left(1 + \frac{V_m}{V_s} \right)^2 - 4 * \frac{V_{sg}}{V_s}} \right) \quad (\text{Ecu 135})$$

Suponiendo, $V_s = 0.8$ pies/seg según Griffith.

El gradiente de presión por fricción se obtiene por la ecuación:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H} \right)_f = \frac{f * \rho_L * \left(\frac{V_{sL}}{H_L} \right)^2}{2 * g_c * d}$$

(Ecu 136)

Donde f es el factor de fricción de Moody, el cual es función de la rugosidad relativa, $\frac{\xi}{d}$, y el número de Reynolds, N_{Re} :

$$N_{Re} = \frac{1488 * \rho_L * d * V_{sL}}{H_L * \mu_L}$$

(Ecu 137)

El gradiente de presión por aceleración (efecto de la energía cinética) se considera despreciable por ser la fase líquida la predominante en el patrón burbuja.

- **Patrón Tapón**, los límites para este patrón:

$$\frac{V_{sg}}{V_m} > LB \text{ y } NGV < LS$$

(Ecu 138)

Con $LS = 50 + 36 * NLV$

$$NLV = 1.938 * V_{sL} * \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L} \right)^{\frac{1}{4}} \text{ y } NGV = 1.938 * V_{sg} * \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L} \right)^{\frac{1}{4}}$$

(Ecu 139)

El gradiente de presión total viene dado por la ecuación

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H} \right)_T = \frac{\left(\frac{\Delta P}{\Delta H} \right)_E + \left(\frac{\Delta P}{\Delta H} \right)_f}{144}$$

(Ecu 140)

La densidad de la mezcla para el gradiente de presión por elevación se expresa por:

$$\rho_m = \frac{\rho_L * (V_{sL} + V_b) + \rho_g * V_{sg}}{V_m + V_b} + \delta * \rho_L$$

(Ecu 141)

Donde:

$$V_b = C_1 * C_2 * \sqrt{g * d}$$

V_b , se halla mediante un procedimiento de ensayo y error, ya que V_b es función de C_1 y C_2 , además C_2 es función de V_b .

El procedimiento es el siguiente:

- Se supone un valor de V_b por:

$$V_{ba} = 0.5 * \sqrt{g * d}$$

(Ecu 142)

- Se calcula N_{Re_b} y N_{Re_L} :

$$N_{Re_b} = \frac{1488 * V_{ba} * d * \rho_L}{\mu_L} \quad \text{y} \quad N_{Re_L} = \frac{1488 * V_m * d * \rho_L}{\mu_L}$$

(Ecu 143)

- Se obtiene un nuevo valor de V_b .

Si $N_{Re_b} \leq 3000$, entonces:

$$V_{bc} = (0.546 + 8.74 * 10^{-6} * N_{Re_L}) * \sqrt{g * d}$$

(Ecu 144)

Se $N_{Re_b} \geq 8000$, entonces:

$$V_{bc} = (0.35 + 8.74 * 10^{-6} * N_{Re_L}) * \sqrt{g * d}$$

(Ecu 145)

Si $3000 < N_{Re_b} < 8000$, entonces:

$$V_{bc} = \frac{1}{2} * \left(\theta + \sqrt{\theta^2 + \frac{13.59 * \mu_L}{\rho_L * \sqrt{d}}} \right) \text{ Con:}$$

$$\theta = (0.251 + 8.74 * 10^{-6} * N_{Re_L}) * \sqrt{g * d}$$

(Ecu 146)

- El proceso termina cuando $|V_{bc} - V_{ba}| < 0.02$

El coeficiente de distribución de líquido (δ) se determina a partir de una de las siguientes ecuaciones, dependiendo de la fase líquida continua y del valor de la velocidad de la mezcla.

$$\delta = \frac{0.013 * \text{Log}(\mu_L)}{d^{1.38}} - 0.681 + 0.232 * \text{Log}(V_m) - 0.428 * \text{Log}(d)$$

(Ecu 147)

$$\delta = \frac{0.045 * \text{Log}(\mu_L)}{d^{0.799}} - 0.709 - 0.162 * \text{Log}(V_m) - 0.888 * \text{Log}(d)$$

(Ecu 148)

$$\delta = \frac{0.0125 * \text{Log}(\mu_L + 1)}{d^{1.415}} - 0.284 + 0.167 * \text{Log}(V_m) + 0.113 * \text{Log}(d)$$

(Ecu 149)

$$\delta = \frac{0.0274 * \text{Log}(\mu_L + 1)}{d^{1.371}} - 0.161 + 0.569 * \text{Log}(d) + X$$

(Ecu 150)

$$X = -\text{Log}(V_m) * \left(\frac{0.01 * \text{Log}(\mu_L + 1)}{d^{1.571}} \right) + 0.397 + 0.63 * \text{Log}(d)$$

(Ecu 151)

El valor de δ está restringido por los siguientes límites con el objeto de eliminar discontinuidades de presión entre los distintos patrones de flujo.

Si $V_m < 10$, entonces: $\delta \geq -0.065 * V_m$

$$\text{Si } V_m \geq 10, \text{ entonces: } \delta \geq -\frac{V_b}{V_m + V_b} * \left(1 - \frac{\rho_m}{\rho_L} \right)$$

El gradiente de presión por fricción se obtiene por la ecuación:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H} \right)_f = \frac{f * \rho_L * V_m^2}{2 * g_c * d} * \left(\frac{V_{sL} + V_b}{V_m + V_b} + \delta \right)$$

(Ecu 152)

Donde f se halla en función del número de Reynolds y de $\frac{\xi}{d}$.

$$N_{Re} = \frac{1488 * \rho_L * V_m * d}{\mu_L}$$

(Ecu 153)

El gradiente de presión por aceleración se considera despreciable, ya que la fase líquida sigue siendo dominante.

- Patrones de Neblina y Transición, los gradientes de presión se calculan de la misma forma que en la correlación de Duns & Ros.

1.5.5.4 Correlación de Beggs & Brill.

Según los autores la ecuación del gradiente de presión es:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_T = \frac{\left(\frac{g}{g_c} * \rho_{tp} * \text{Sen } \theta\right) + \left(\frac{f_{tp} * \rho_{ns} * V_m^2}{2 * g_c * d}\right)}{144 * (1 - EK)} \quad (\text{Ecu 154})$$

Siendo:

$$\rho_{ns} = \rho_L * \lambda_L + \rho_g * (1 - \lambda_L) \quad \text{con} \quad \lambda_L = \frac{V_{sL}}{V_m} \text{ form}$$

$$\rho_{tp} = \rho_L \cdot H_L + \rho_g \cdot (1 - H_L) \quad (\text{Ecu 155})$$

Para delimitar los patrones de flujo se determinan L_1 , L_2 , L_3 y L_4

$$L_1 = 316 * \lambda_L^{0.302}$$

$$L_2 = 0.0009252 * \lambda_L^{-2.4684}$$

$$L_3 = 0.10 * \lambda_L^{-1.4516}$$

$$L_4 = 0.5 * \lambda_L^{-6.738}$$

Se requiere adicionalmente el Número de Fraude $NFR = \frac{V_m^2}{g * d}$

Los límites para los patrones de flujo horizontal son:

- Segregado:

$$\lambda_L < 0.01 \text{ y } NFR < L_1 \quad \text{ó} \quad \lambda_L \geq 0.01 \text{ y } NFR < L_2$$

$$H_L(0) = \frac{0.98 * \lambda_L^{0.4846}}{NFR^{0.0868}}$$

(Ecu 156)

Donde $H_L(0)$ es el factor de entrampamiento del líquido para flujo horizontal.

- Intermitente:

$$0.01 \leq \lambda_L < 0.4, \quad y \quad L_3 < NFR \leq L_1$$

$$\text{ó} \quad \lambda_L \geq 0.4, \quad y \quad L_3 < NFR < L_4$$

$$H_L(0) = \frac{0.854 * \lambda_L^{0.5351}}{NFR^{0.0173}}$$

(Ecu 157)

- Distribuido:

$$\lambda_L < 0.4, y \quad NFR \geq L_1 \quad \text{ó} \quad \lambda_L \geq 0.4 \quad y \quad NFR > L_4$$

$$H_L(0) = \frac{1.065 * \lambda_L^{0.5824}}{NFR^{0.0609}}$$

(Ecu 158)

- Transición,

$$\lambda_L \geq 0.01 \quad y \quad L_2 \leq NFR \leq L_3$$

Siendo: $H_L(0) \geq \lambda_L$

Cuando el flujo cae en el patrón de transición, el $H_L(0)$, debe ser calculado usando las ecuaciones de flujo segregado e intermitente, y luego interpolando usando los siguientes factores de peso:

$$H_L(0)_{TRANSICION} = A * H_L(0)_{SEGREGADO} + B * H_L(0)_{INTERMITENTE}$$

(Ecu 159)

Donde:

$$A = \frac{L_3 - NFR}{L_3 - L_2} \quad y \quad B = 1 - A$$

(Ecu 160)

Luego,

$$H_L(\phi) = H_L(0) * \psi$$

(Ecu 161)

Donde ψ es el factor de corrección de $H_L(0)$ por efecto de la inclinación de la tubería.

$$\psi = 1 + C * [\text{Sen}(1.8 * \phi) - 0.333 * \text{Sen}^3(1.8 * \phi)]$$

(Ecu 162)

ϕ es un ángulo de la tubería con respecto a la horizontal. Para tubería vertical hacia arriba $\phi = 90^\circ$ y,

$$\psi = 1 + 0.300 \cdot C$$

Donde:

$$C = (1 - \lambda_L) * \text{Ln}(D * \lambda_L^E * NLV^F * NFR^G)$$

(Ecu 163)

Los valores de las constante D, E, F y G dependen del patrón de flujo y la dirección del flujo.

Tabla 1. Flujo hacia arriba:

Patrón	D	E	F	G
Segregado	0.011	-3.768	3.539	-1.614
Intermitente	2.96	0.305	-0.4473	0.0978
Distribuido	No se corrige C = 0			

Tabla 2. Flujo hacia abajo:

Patrón	D	E	F	G
Cualquier	4.70	-0.3692	0.1244	-0.5056
Con la restricción que $C \geq 0$				

El cálculo del factor de fricción bifásico, f_{tp} :

$$f_{tp} = f_{ns} * e^S$$

$$f_{ns} = \left[2 * \text{Log} \left(\frac{N_{Re}}{4.5223 * \text{Log}(N_{Re}) - 3.8215} \right) \right]^{-2}$$

(Ecu 164)

Siendo:

$$N_{Re} = \frac{1488 * V_m * d * \rho_{ns}}{\mu_{ns}}, \quad \mu_{ns} = \mu_L * \lambda_L + \mu_g * (1 - \lambda_L)$$

(Ecu 165)

y

$$S = \frac{X}{-0.0523 + 3.182 * X - 0.8725 * X^2 + 0.01853 * X^4}$$

(Ecu 166)

Con:

$$X = \text{Ln}(Y) \quad e \quad Y = \frac{\lambda_L}{[H_L(0)]^2}$$

(Ecu 167)

Si $1 < Y < 1.2$

$$S = \text{Ln}(2.2 * Y - 1.2)$$

(Ecu 168)

El gradiente de aceleración:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H} \right)_{acc} = \frac{\rho_{tp} * V_m * V_{sg}}{g_c * P} * \frac{dP}{dH} \quad y$$

(Ecu 169)

$$EK = \frac{\rho_{tp} * V_m * V_{sg}}{144 * g_c * P}$$

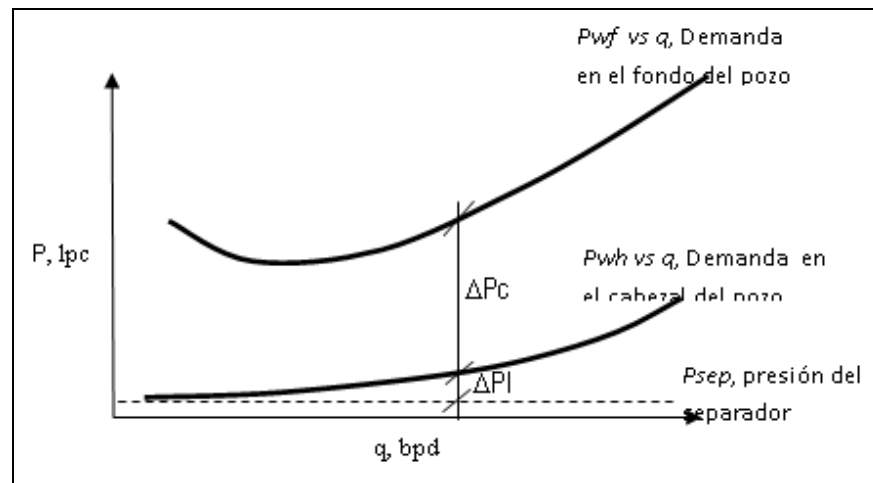
(Ecu 170)

Estos cálculos se abrevian enormemente con el uso de simuladores de flujo multifásico en tuberías (Pipesim, Wellflo, Prosper, Naps, etc.)

1.5.6 Construcción de la Curva de Demanda de energía

Si se evalúan las P_{wh} y las P_{wf} requeridas para distintas tasas de producción y se grafican v.s. La tasa de producción q , se obtienen las curvas de demanda de energía en el cabezal y fondo del pozo respectivamente. La siguiente figura muestra las curvas de demanda de energía mencionadas, observe para un dado caudal la representación de las pérdidas de presión en la línea, ΔP_l , y en el pozo, ΔP_p .

Figura 17. Curva de demanda de energía

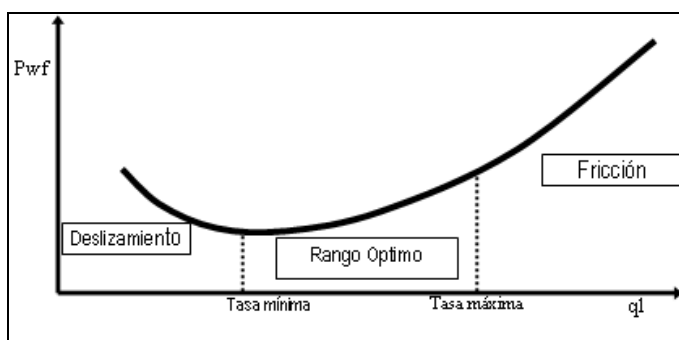


Fuente: Maggiolo, Ricardo, "Optimización Integral de Sistemas de Producción utilizando Análisis Nodal", Curso, 2010

1.5.6.1 Rangos característicos de la curva de demanda.

Para un tamaño fijo de tubería vertical existe un rango óptimo de tasas de flujo que puede transportar eficientemente, para tasas menores a las del rango óptimo se originará un deslizamiento de la fase líquida (baja velocidad) lo que cargará al pozo de líquido aumentando la demanda de energía en el fondo del pozo, y para tasas de flujo mayores a las del rango óptimo aumentará las pérdidas de energía por fricción (alta velocidad) aumentando sustancialmente los requerimientos de energía en el fondo del pozo. La siguiente figura muestra los rangos antes mencionados:

Figura 18: Rangos de P_{wf} vs. q_l



Fuente: Maggiolo, Ricardo, "Optimización Integral de Sistemas de Producción utilizando Análisis Nodal", Curso, 2010

1.5.6.2 Rango de tasas según tamaño de tubería de producción. A continuación se presenta rangos óptimos de tasas dados por Brown para tuberías de uso común en los pozos petroleros. Los valores corresponden a RGL de aproximadamente 2000 pcn/bn:

Tabla 3. Rango Óptimo

Tubería	Tasa mínima	Tasa máxima
(O.D.)	(b/d)	(b/d)
2 3/8"	200	2500
2 7/8"	350	3000
3 1/2"	500	4000

Fuente:

1.6 OPTIMIZACIÓN INTEGRAL DE SISTEMAS DE PRODUCCIÓN

Para optimizar el sistema de producción se realiza:

- Análisis del comportamiento actual del pozo
- Optimización aplicando análisis nodal.

1.6.1 Análisis del comportamiento actual del pozo

Consiste en reproducir para el caudal de producción obtenido durante la prueba del pozo, el perfil de presiones desde el separador hasta el fondo del pozo, utilizando las correlaciones empíricas más apropiadas para determinar las propiedades de los fluidos y las correlaciones de flujo multifásico que reproduzcan aceptablemente las caídas de presión tanto en la línea de flujo como en la tubería de producción. Se debe considerar el cambio de la RGL si es un pozo de LAG ó el cambio de la presión ó energía en el punto donde esté colocada una bomba. Conocida la P_{wf} se determina el índice de productividad y el comportamiento de afluencia que exhibe la formación productora.

Los pasos para el cotejo del comportamiento actual de producción son los siguientes:

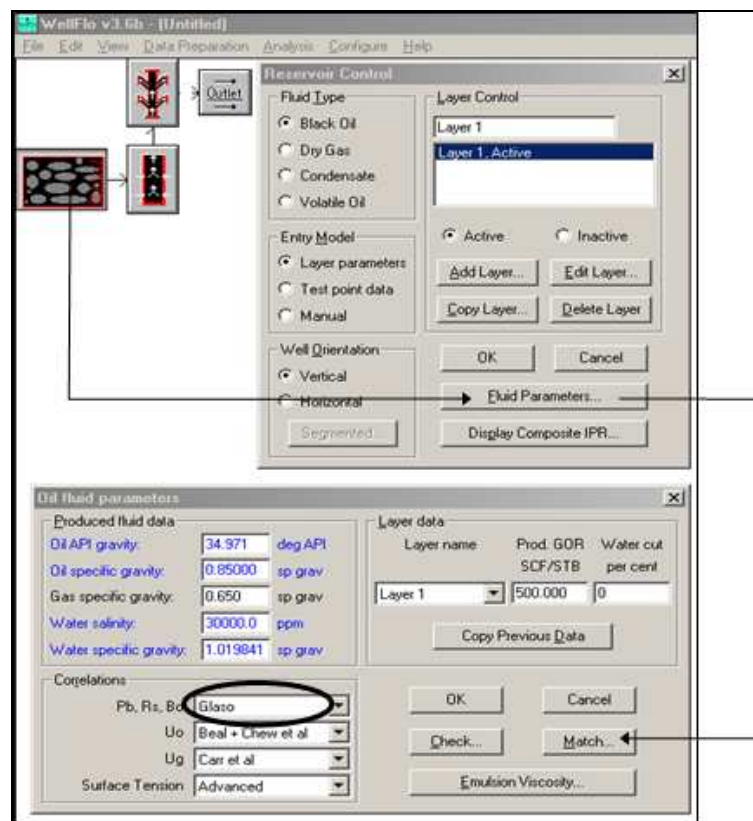
- Selección y Ajuste de las correlaciones empíricas para calcular las propiedades del petróleo
- Selección y Ajuste de las correlaciones de Flujo Multifásico en Tuberías
- Determinación de la válvula operadora (si el pozo es de LAG)
- Análisis del comportamiento actual de Producción

1.6.1.1 Selección y ajuste de las correlaciones empíricas para calcular las propiedades del petróleo

- Después de cargar la información de producción, previamente validada, los datos de infraestructura instalada y yacimiento, que exige el simulador Wellflo, se entra en la sección “Reservoir Control” para revisar las propiedades de los fluidos en “Fluid parameters”.

- En la sección “Check” de “Fluid Parameters” realizar el cálculo de la Presión de burbuja con varias correlaciones (Standing, Glaso etc.), utilizando el Rsi del PVT validado; en caso de no disponer de este se podría utilizar la RGP inicial del yacimiento
- Seleccione la correlación que más se aproxime al valor real de la Presión de burbuja.

Figura 19 Modelamiento de arenas en Well Flow

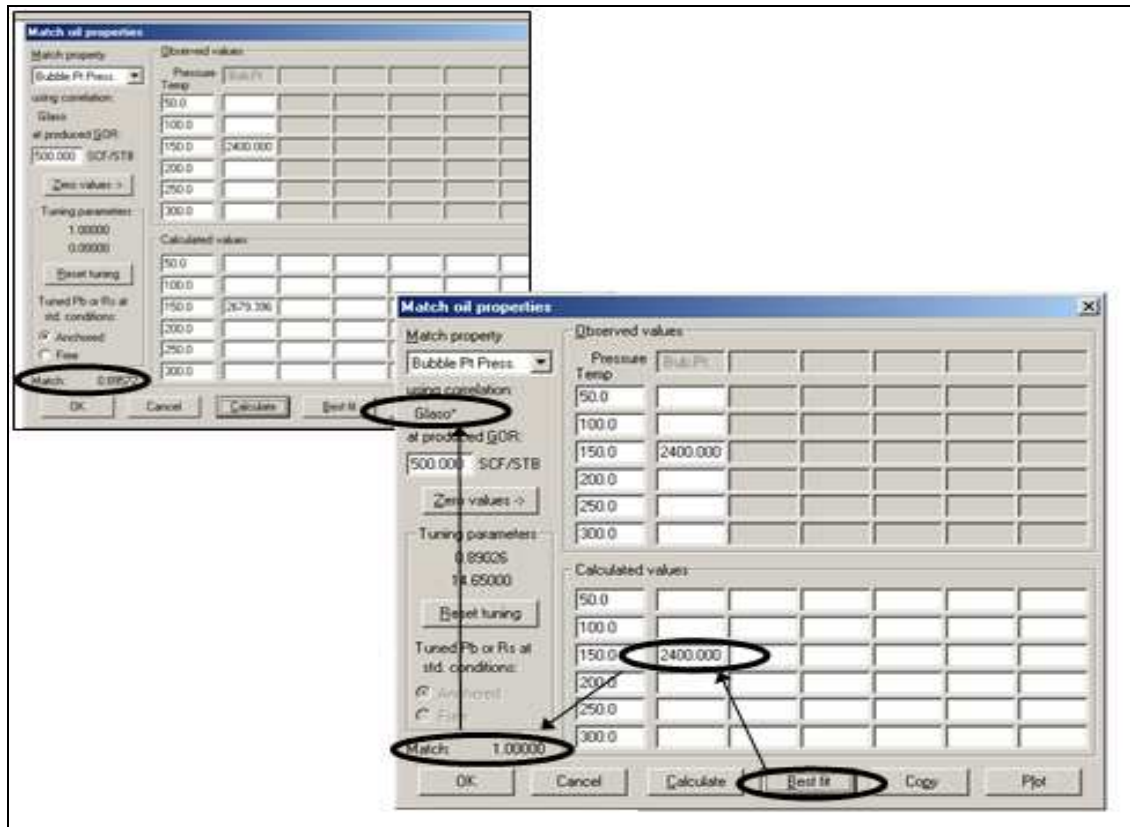


Fuente: Software Well Flow

- Con “Best Fit” de la sección “Match” ajustar la correlación para reproducir el valor real de Presión de burbuja (Wellflo marcará con un asterisco la correlación ajustada).

De la misma forma se seleccionan otras propiedades en “Match property” y se ajustan los valores ingresados incluso a distintas presiones.

Figura 20. Selección de propiedades



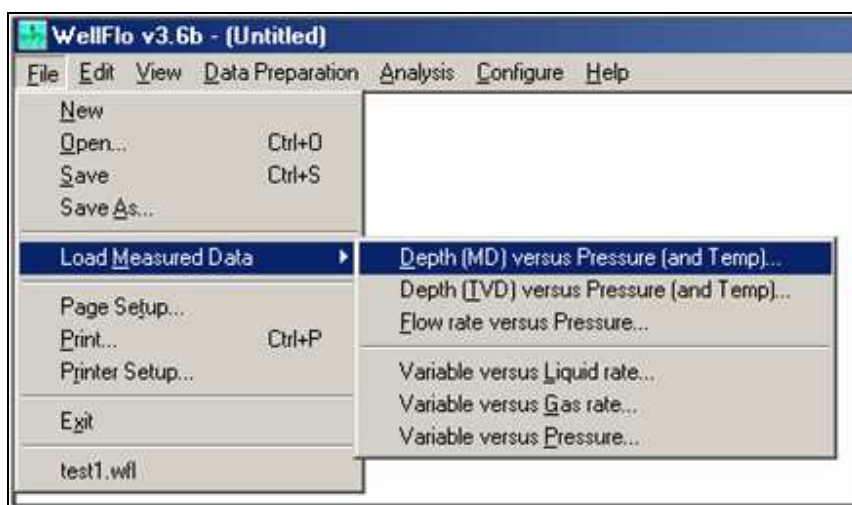
Fuente: Software Well Flow

1.6.1.2 Selección y Ajuste de las correlaciones de Flujo Multifásico en Tuberías.

Para la selección y ajuste de la correlación de flujo multifásico en tuberías que mejor simulen el comportamiento de las presiones dinámicas en el pozo se debe disponer de un registro de Presión y Temperatura fluyente. Para aquellos casos donde no se dispone de estos registros se debe solicitar información al personal que trabaja en “Optimización” sobre las correlaciones que son aplicadas en el área respectiva. Los pasos a seguir son los siguientes

- Crear en el “Notepad” el archivo de datos del registro fluyente, actualizando la información de las medidas de presión a cada profundidad, se puede grabar con extensión “.txt” o con la extensión “.dvp”, luego lea dicho archivo desde el Wellflo.

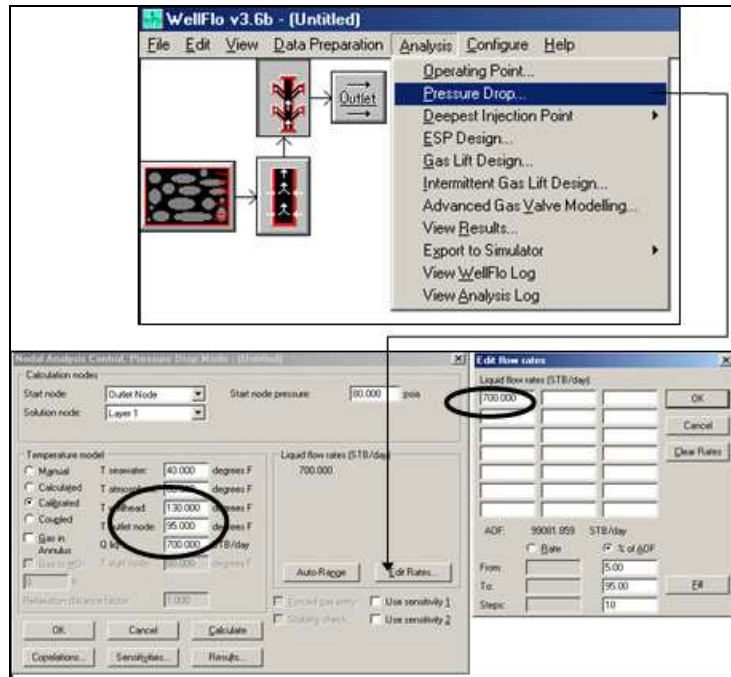
Figura 21. Creación de Notepad



Fuente: Software Well Flow

- Utilizar el modelo calibrado de temperatura (Twh para la ql).
- Calcular la curva de gradiente con todas las correlaciones, realizando análisis de sensibilidad de las mismas en “Pressure Drop”.

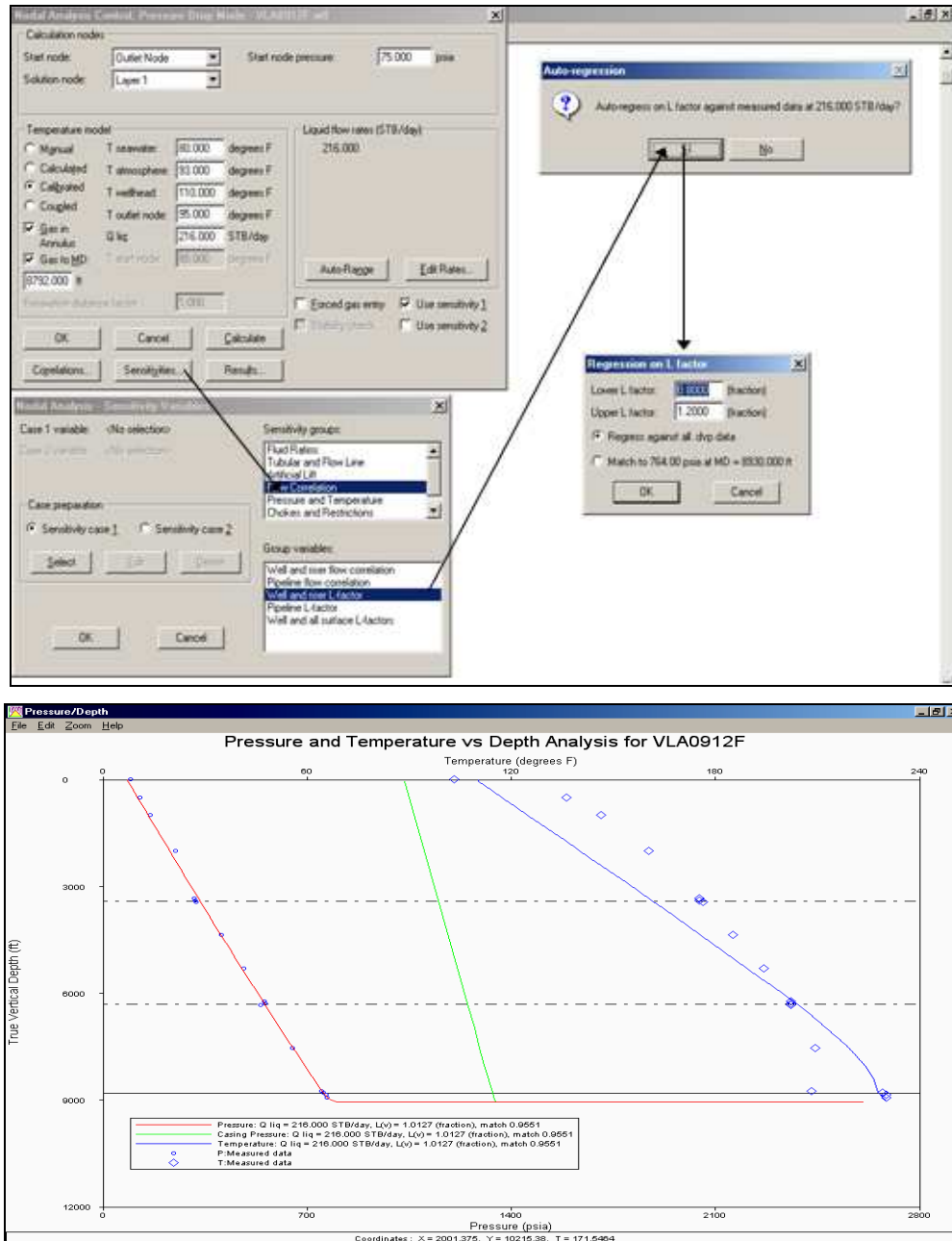
Figura 22. Calculo de propiedades



Fuente: Software Well Flow

- Calcular y de los resultados gráficos seleccione la correlación que mejor se aproxime al perfil real, verificando la consistencia de las condiciones de operación del pozo (Válvula operadora)

Figura 24. Perfiles de Presión y temperatura



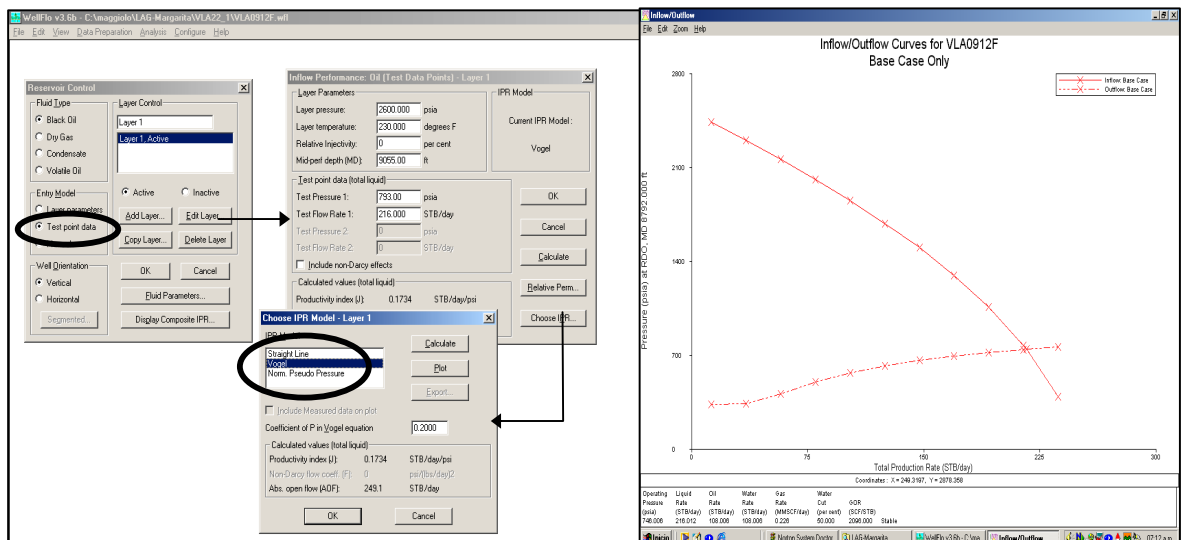
Fuente: Software Well Flow

1.6.2 Ajuste del Comportamiento actual de Producción

La presión fluyente obtenida en el punto medio de las perforaciones debe ser introducida en “Edit Layer” cuando se haya elegido “Test Point Data” como modelo para calcular el comportamiento de afluencia de la formación productora. Cuando no se dispone de la información de yacimiento suficiente como para aplicar la ecuación de Darcy, se debe seleccionar el modelo “Vogel” para calcular la IPR

Para obtener las curvas de Oferta y Demanda de energía en el fondo del pozo se entra en “Operating Point” de “Análisis”, se seleccionan las tasas automáticamente y finalmente se “calcula” para obtener en los resultados gráficos la intersección de las mencionadas curvas, la intersección debe realizarse en la tasa de operación actual.

Figura 25. Curva de Operación



Fuente: Software Well Flow

De esta forma se tiene cotejado el comportamiento actual de producción

1.6.3 Optimización aplicando análisis nodal

Consiste en realizar varios análisis de sensibilidad de las variables más importantes y cuantificar su impacto sobre la producción. Las variables que mayor impacto tienen sobre la producción son los cuellos de botella del sistema. Las oportunidades de mejoras se deben buscar tanto en variables de “Outflow” ó Demanda y en variables del “Inflow” ó demanda. Finalmente se selecciona la mejor opción técnico-económica.

1.6.3.1 Análisis Nodal del pozo: Oportunidades de aumentar la Oferta de energía y fluidos del Yacimiento.

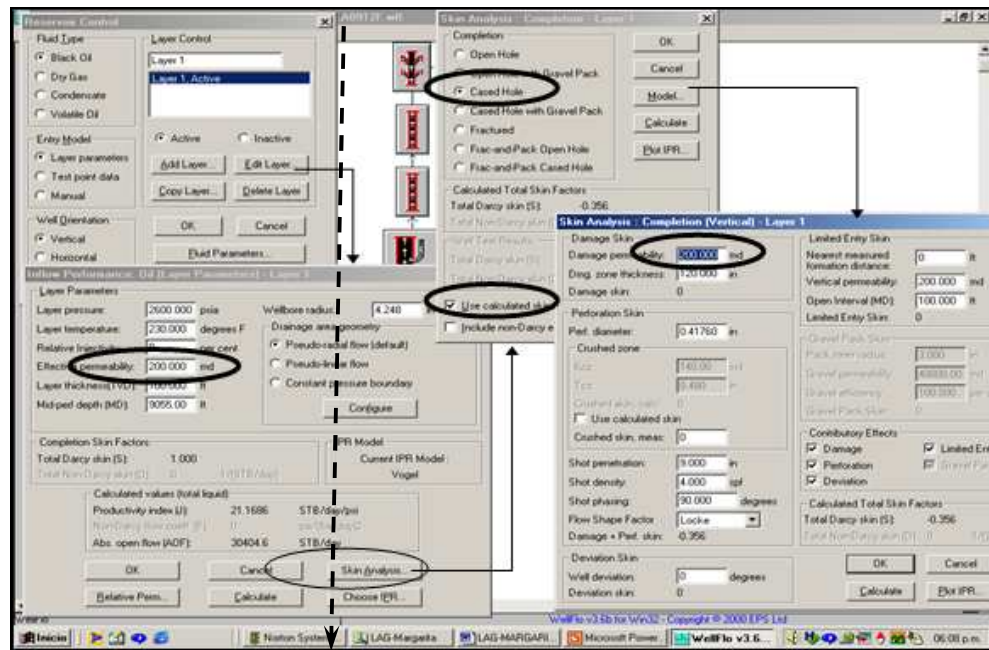
El impacto de la remoción de daño y/o pseudo daño sobre la producción del pozo puede ser cuantificado en bpd cuando se conocen los parámetros que definen el comportamiento de afluencia de la formación productora, por ejemplo, permeabilidad relativa, espesor de arena neta asociada al cañoneo, radio de la zona dañada, radio de drenaje, radio del pozo, densidad del cañoneo (tiros por pie), longitud del túnel perforado, área de las perforaciones (calibre del cañón), permeabilidad vertical, penetración parcial ó cañoneo parcial, etc.

A continuación se presentan las pantallas donde se debe ingresar la información.

Primeramente se debe cambiar en “Reservoir control” el modelo para el comportamiento de afluencia de “Test Point Data” a “Layer Parameters”.

En el caso mostrado en esta figura se seleccionó un pozo con revestidor cementado y perforado y se activó la opción de utilizar un daño calculado en la ventana de “Skin Análisis”.

Figura 26. Diseño de revestidor



Fuente: Software Well Flow

En el botón configure se encontrará las variables forma del área de drenaje y sus dimensiones. Al pulsar el botón “Calculate” se actualizará el cálculo de factor de daño total y por componente.

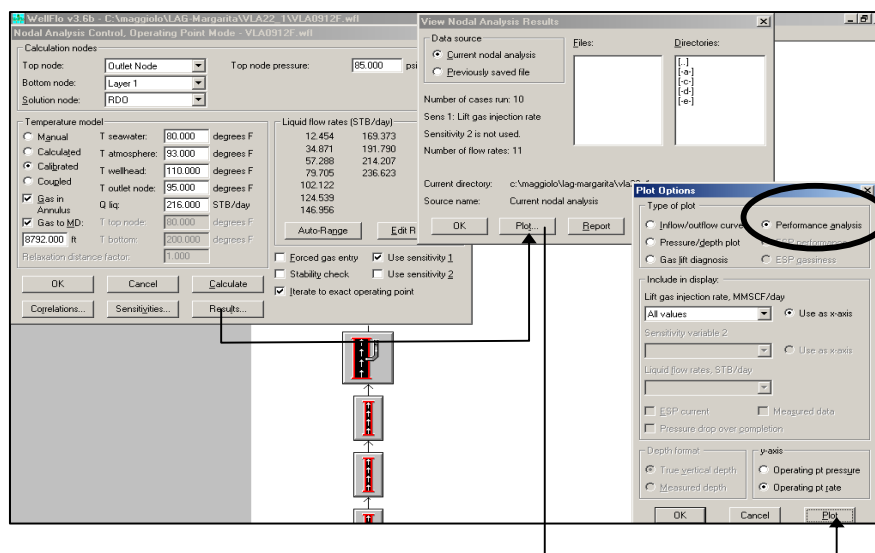
Actualizada la información anterior, se ejecuta nuevamente el “Operating Point” de “Análisis” pero realizando un análisis de sensibilidad de la permeabilidad de la zona de daño hasta lograr reproducir la tasa actual. El valor del daño a la formación correspondiente a la permeabilidad calculada para la zona de daño será un valor solo estimado ya que definitivamente solo a través de la interpretación de una prueba de restauración de presión tendremos valores más confiables del daño a la formación. Igualmente, si la caída de presión a través de los túneles dejados por el cañoneo correspondiente a la tasa de producción actual es mayor de 300 lpc podría realizarse un análisis de sensibilidad para abrir más

área de flujo entre el pozo y el yacimiento, por ejemplo, mayor penetración, cañones de mayor calibre, mayor densidad de tiro (de 4 a 8 tiros por pie).

1.6.3.2 Análisis Nodal del pozo: Oportunidades de disminuir la demanda de energía para levantar fluidos del Yacimiento.

De la misma forma se debe cuantificar el impacto de la eliminación de restricciones (Cuellos de botella) encontrados en la infraestructura instalada, sobre la producción del pozo, por ejemplo: bajar el punto de inyección del gas de levantamiento a través de un rediseño de la instalación, bajar la presión de separación en las estaciones donde se pueda hacer dicho cambio, cambiar el diámetro de la línea de flujo, cambio del método de producción, etc. En cada uno de los escenarios estudiados se debe determinar la curva de comportamiento ó de rendimiento del pozo de LAG, realizando una segunda sensibilidad del volumen de gas de levantamiento a utilizar, esto permitirá seleccionar un volumen diario de inyección de gas óptimo para el escenario óptimo. Para ver la curva de rendimiento se debe seleccionar ver "Performance Análisis" en "Results" → "Plot" tal como se muestra a continuación:

Figura 27. Análisis de Resultados



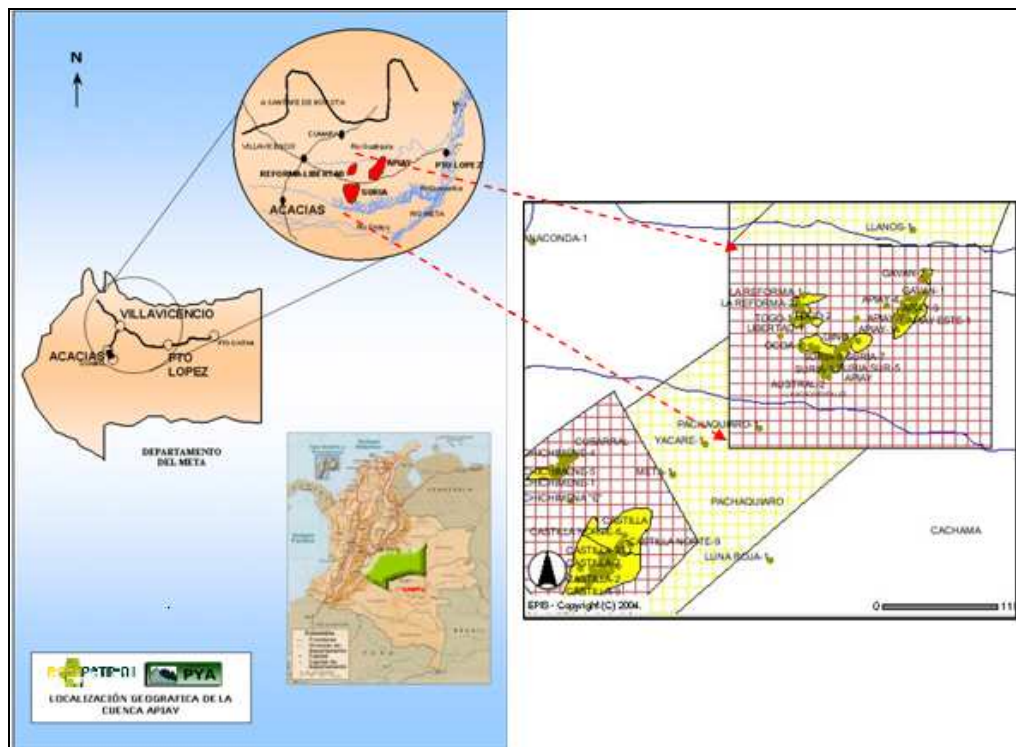
Fuente: Software Well Flow

2. GENERALIDADES

2.1 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO APIAY

El Bloque Apiay se localiza en el sector suroccidental de la cuenca de los Llanos Orientales en el departamento del Meta, 32 Km al SE de la ciudad de Villavicencio. Está limitado por el piedemonte llanero y el sistema de fallas Upia-Guicaramo al oeste; el paleoalto de Cumaral al norte, y la serranía de la Macarena al sur, definiendo un área aproximada de 30000 km². Pertenecen a la subcuenca los campos petroleros de Apiay, Suria y Libertad-Reforma (ver Figura 1).

Figura 28. Localización Geográfica Bloque Apiay-Ariari



Fuente: Campo Apiay SOC ECP

2.2 RESEÑA HISTÓRICA

El primer pozo perforado en el área fue el pozo Quenane 1127-1X por la Compañía Phillips Petroleum Company, entre Enero y Abril de 1972, el cual fue abandonado el 1 de Mayo del mismo año, después de haberse probado potencial acuífero en la unidad K2 y petrolífero en algunas arenas de la unidad K1.

El descubrimiento por parte de ECOPETROL de las estructuras en el Bloque Apiay-Ariari comenzó en el campo Apiay en 1981 con la perforación del pozo Apiay-1, con una producción inicial de 1700 BOPD de la unidad K2 con aceite de 25 °API. En 1984 se perforó el pozo Guayuriba-1 cerca del área de Suria, el cual probó aceite entre 34 y 56 ° API de la Unidad K1. En 1985 fue descubierto el campo Suria con la perforación del pozo Suria-1, el cual produjo de las Unidades K2 y K1 mostrando petróleo de 34 °API. En 1986 se descubren otras estructuras pequeñas al occidente del bloque cuando se perforaron el Pozo Libertad-1 el cual produjo de las Unidades K2 y K1 mostrando petróleo de 34 y 45 °API respectivamente y el pozo Reforma-1 el cual probó petróleo de las Unidades K2 y K1 mostrando petróleo de 40 y 49 °API respectivamente, al siguiente año 1987 se perforan dos pozos para probar otras estructuras pequeñas al Norte de Libertad, el pozo Libertad Norte-1 el cual probó petróleo de las Unidades K2 y K1 mostrando petróleo de 32 y 34 °API respectivamente, y el pozo Reforma-2 el cual probó petróleo de la unidad K1 mostrando petróleo de 27 °API.

En una distancia de dos kilómetros, tanto al norte como al sur del pozo Suria 1, se probaron varias estructuras, que inicialmente se creía que correspondían a diferentes yacimientos, ellas fueron Suria Sur, Austral, Pompeya y Tanane; sin embargo, con las historias de producción y presiones, se ha determinado, en lo que respecta a la unidad K2, que pertenecen a un mismo yacimiento gobernado por un mismo acuífero.

Para el desarrollo de estos campos se construyeron las estaciones recolectoras de crudo Apiay-Sunia-Libertad. El proyecto de gas cuenta con una planta compresora, una unidad deshidratadora y estaciones receptoras de gas en Villavicencio y Bogotá. Se construyó además una planta de refinería y el Oleoducto Central de los Llanos que transporta el crudo a los centros de refinería del país.

Existen tres estaciones recolectoras (Apiay, Suria y Libertad-Reforma) con capacidad de tratamiento de 45.000 barriles promedio día y 150.000 barriles de almacenamiento.

Las estaciones tienen como objetivo separar, medir y recoger la producción de crudo, gas y agua para dejar el crudo dentro de las especificaciones exigidas para su entrega a las estaciones de bombeo del Oleoducto Central de los Llanos, el cual lo envía a la Refinería de Barrancabermeja para su procesamiento.

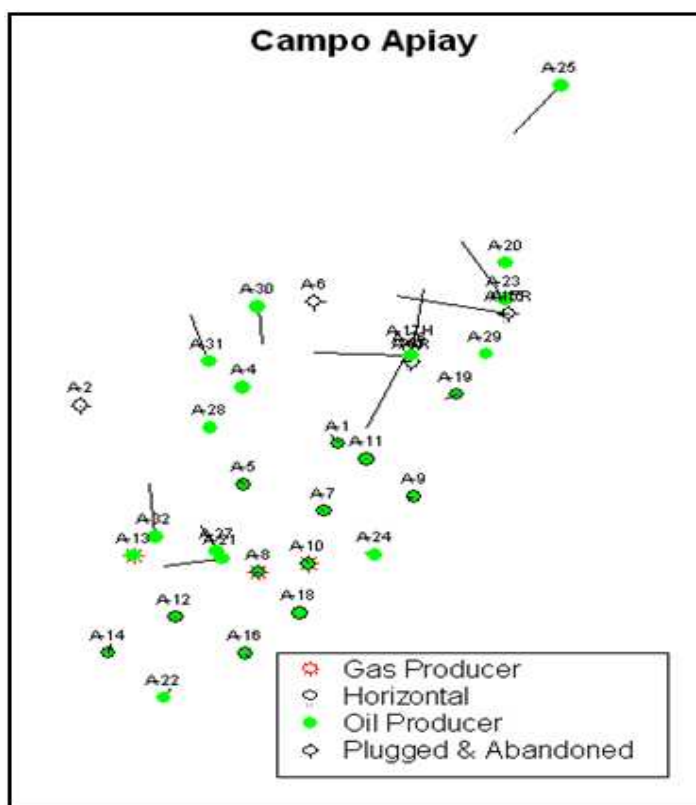
De la planta de gas diseñada para procesar 18 millones de pies cúbicos por día MPCD de gas proveniente de los campos de Apiay, Suria y Libertad-Reforma, se obtiene gas combustible, gasolina natural y propano refrigerante. La planta genera el gas combustible para consumo doméstico de Villavicencio y de Bogotá.

Ecopetrol durante 1993 adquirió un volumen de información sísmica 3D, en los campos de Apiay, Suria, Reforma y La Libertad. El trabajo realizado fue enfocado a refinar el modelo estructural.

Durante los primeros años solamente fueron desarrolladas las unidades K1 y K2 en estos campos. Luego, cuando la unidad K2 y K1 fueron drenadas, y presentaban factores de recobro cercanos al 40% y 16% respectivamente, y debido a las condiciones externas tanto nacionales como internacionales, por ejemplo, los altos precios del crudo, y ante la inminente disminución de reservas y

bajo éxito exploratorio en el país, la unidad T2 ha tomado un lugar importante en el desarrollo de estos campos.

Figura 29. Mapa Welltype del Campo Apiay



Fuente: Oil Field Manager Apiay

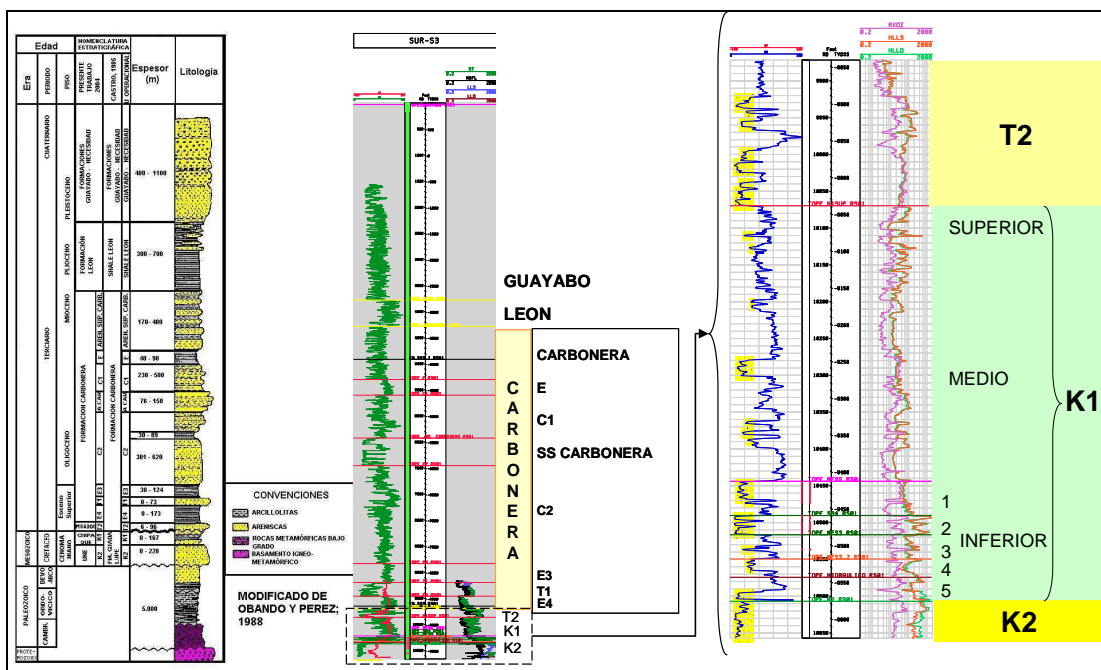
Actualmente en el Campo Apiay se han perforado 34 pozos, de los cuales 32 pozos (24 activos) han producido petróleo que varían desde los 21 °API hasta los 45 °API de las unidades K1 (Formación Chipaque) y K2 (Formación Une) del Cretáceo y adicionalmente cuenta con 10 pozos que han producido petróleo (7 activos) de 16 °API de la Unidad T2 (Formación San Fernando) del Terciario. El promedio de producción del campo @ 31 de Enero de 2010 es de 6376 BOPD, 59908 BWPD, 9.3 MMcf/d, con un corte de agua promedio de 90.4 %. Todos los pozos producen mediante levantamiento artificial, para aumentar el volumen de

extracción a pesar del acuífero activo. La producción acumulada de petróleo a 31 de Enero de 2010 es de 77 Mbbls de petróleo.

2.3 ESTRATIGRAFÍA

La sección estratigráfica del Bloque Apiay-Ariari se encuentra formada por rocas sedimentarias cuyas edades varían desde el paleozoico hasta el Cuaternario. El espesor total de la columna litológica alcanza los 18.000 pies. Las rocas sedimentarias de edad Cretácea y Terciaria son los principales yacimientos en el área. Las formaciones productoras son: Une (Unidad K2), Chipaque (Unidad K1), San Fernando (Unidad T2) y Carbonera (Unidad T1). La Figura 3 muestra respectivamente la columna estratigráfica y el registro tipo del Bloque.

Figura 30. Columna Estratigráfica Cuenca de los Llanos



Fuente: Campo Apiay SOC ECP

Con base en la información de la columna perforada por los pozos Apiay, Suria y Libertad-Reforma, y el conocimiento geológico que se tiene de la cuenca, a

continuación se resume una descripción litológica de base a tope de las formaciones encontradas.

2.3.1 Paleozoico

La secuencia perteneciente al paleozoico está constituida por rocas sedimentarias y metasedimentarias que suprayacen discordantemente sobre el basamento cristalino precámbrico del escudo Guyana. La mayoría de los pozos que han alcanzado el paleozoico se localizan al oriente de la subcuenca, debido a que allí los espesores de la secuencia sedimentaria disminuyen o porque se presenta una secuencia terciaria descansando sobre este basamento, ver figura 30.

Para los sedimentos depositados durante el paleozoico Temprano se han reconocido dos secuencias; una inferior, constituida por intercalaciones de rocas metasedimentarias de bajo grado, flujos volcánicos y calizas dolomíticas de edad Cambro-Ordovícico y una superior compuesta por lutitas oscuras intercalado con areniscas y limolitas del Ordovícico (Pérez y Bolívar, 1985).

2.3.2 Mesozoico

La secuencia mesozoica comprende esencialmente sedimentos del cretáceo superior que suprayacen discordantemente el conjunto de rocas paleozoicas, ya que las rocas del jurásico se han reportado localmente. Estas sedimentitas presentan un mayor desarrollo hacia el occidente del área, mientras que hacia el sureste se acuñan progresivamente sobre el escudo de Guyana.

Para el Cretáceo Superior se han identificado dos unidades litoestratigráficas que de base a techo son la Formación Une (Sensu Hubach, 1931) y la Formación Chipaque (Sensu Renzoni, 1962) que a su vez correlacionan con las unidades operacionales de ECOPETROL K2 y K1 respectivamente.

2.3.2.1 Formación Une o unidad operacional K2.

Está constituida por areniscas cuarzosas y cuarzo-feldespáticas de grano medio a grueso, localmente conglomeráticas, intercaladas con delgados niveles de limolitas y arcillolitas carbonosas. Para esta formación se han identificado estructuras sedimentarias tales como estratificación cruzada, gradación normal, laminación plano paralela, ondulada y lenticular. Su espesor promedio es de 760 pies aproximadamente, su contacto superior es transicional con la unidad operacional K1, y su contacto inferior con los sedimentos paleozoicos es discordante, representando un hiato de tiempo de 200 millones de años. Según dataciones palinológicas, se define una edad Cenomaniano para la base y Turoniano-Santoniano para el tope (Robertson Research en Reyes et al., 1991).

Se propone un ambiente de relleno de valle fluvial deltáico para la depositación de esta unidad y localmente se distinguen depósitos de canales abandonados, de llanuras de inundación y de canales con alguna influencia mareal. (Castro1989; Nieto 1997).

2.3.2.1 Formación Chipaque (sensu Renzoni, 1962) o unidad operacional K1.

Se encuentra conformada por areniscas de grano fino a medio con abundantes intercalaciones arcillosas y limosas. Su espesor es de 560 pies aproximadamente y según dataciones palinológicas se propone una edad Santoniano-Campaniano para la misma (Robertson Research, 1986, en Reyes et al., 1991). Fue depositada durante la máxima incursión del mar cretáceo.

Por sus características litológicas se establece una subdivisión de la misma en las unidades K1-3 y K1-2. Para el K1-3 se presenta una intercalación de areniscas y arcillolitas depositadas en un ambiente de depósito de planicie deltáica inferior con una fuerte influencia marina (Castro, 1989; Nieto, 1997). Transicionalmente esta

litología grada a lutitas con delgados cuerpos de areniscas y limolitas pertenecientes a la unidad K1-2. Esta se compone de una serie de lutitas negras con intercalaciones de arcillolitas, limolitas glauconíticas y caspas de areniscas cuarzosas y marca la máxima transgresión del mar Cretácico que marca la máxima transgresión del mar cretácico dentro del área de Apiay. Localmente se le conoce bajo el nombre de “Shale de Apiay” y su contacto con la unidad terciaria infrayacente es de tipo discordante.

2.3.3 Cenozoico

La ausencia de sedimentos de Maestrichtiano-Paleoceno en la subcuenca Apiay-Ariari representa un gran hiato depositacional de 20 millones de años, lo cual coloca la base de la sedimentación terciaria en contacto discordante con los sedimentos infrayacentes del Cretácico superior. I.C.P., 1999. Se reconoce para la secuencia terciaria cuatro formaciones que de base a techo son: La Formación Mirador, La Formación Carbonera, La Formación León y la Formación Guayabo.

2.3.3.1 Formación San Fernando (Mirador).

Corresponde a la unidad operacional T2, Según dataciones palinológicas se le ha asignado una edad Eoceno Medio a Superior y por sus características litológicas se encuentra dividida en dos unidades:

a) Unidad Inferior T2-2

Se compone de arenisca, arenisca conglomerática, conglomerado y shale en menor proporción. La arenisca es cuarzosa, de grano fino a grueso con cemento silíceo y matriz escasa, el conglomerado tiene cantos cuarzosos con fracción arenosa de tamaño medio. Las estructuras sedimentarias más comunes son la estratificación cruzada planar y de ángulo medio a alto, gradada normal a lenticular, laminación plano paralela.

b) **Unidad Superior T2-1**

La cual se compone de areniscas cuarzosas de grano medio e intercalaciones de lutitas y limolitas que se tornan predominantes hacia el tope, y que han sido depositadas en un ambiente fluvial trenzado en una planicie deltáica. Presenta un espesor aproximado de 300 pies. Para el área norte de la Cuenca Llanos representa el objetivo petrolífero más importante.

Debido a la necesidad de correlacionar las unidades informales utilizadas por la industria petrolera con unidades estratigráficas formales, se denomina en el área del bloque Apiay-Ariari la formación Mirador como unidad operacional T2.

El espesor total de esta unidad tiene gran variabilidad en el área, observándose desde 140 pies en el campo Apiay, hasta 375 pies en el pozo Reforma 1, manteniendo una tendencia de aumento en el espesor hacia el Noroeste.

Esta unidad reposa discordantemente sobre la unidad operacional K1 del cretácico superior e infrayace las lutitas E4 de la formación Carbonera de edad eoceno superior tardío.

2.3.3.2 Formación Carbonera.

Representa la sedimentación ocurrida entre el Eoceno Superior y el Mioceno Inferior y corresponde en general a una alternancia de lutitas y areniscas. Su ambiente ha sido interpretado como deltáico, costero y marino costa afuera. En el área de Apiay se divide esta formación en ocho unidades operacionales por sus características litológicas y sedimentológicas siendo de base a techo: Lutita E4, Arenisca T1, Lutita E3, Conjunto C2, Areniscas del carbonera, Conjunto C1, Lutita E y areniscas superiores del Carbonera. Para la formación Carbonera se distingue un objetivo T1 que representa un objetivo exploratorio secundario.

2.3.3.3 Unidad E4.

Se reconoce como un shale gris oscuro, masivo y con esporádicos restos de material carbonoso tamaño arena muy fina. Hacia el tope (contacto con Arenisca T1) se presenta como un shale gris a gris verdoso, ocasionalmente negro con trazas de mica y pirita, fisibilidad alta, fractura astillosa y solubilidad y plasticidad baja. Parcialmente presenta delgadas intercalaciones de arenisca lodosa y limolita arcillosa.

2.3.3.4 Unidad T1.

Presenta grandes cambios litológicos, siendo arenosa en las áreas de mayor espesor, las cuales se encuentran hacia el Noroeste y Noreste. Hacia el Suroeste y centro, tiene carácter areno-lodoso; al Sureste es lodosa y finalmente en la zona más sureste aumenta el contenido de arenas debido a la cercanía del área de aporte. Esta unidad es gasífera en el campo Apiay.

2.3.3.5 Unidad E3.

Compuesta por un shale gris oscuro con delgadas y esporádicas intercalaciones de arenisca de grano muy fino con cemento calcáreo, presenta variaciones a limolita arcillosa. Su composición es silíceo, parcialmente micácea, pirítica y glauconítica.

2.3.3.6 Formación León

Posteriormente para el Mioceno medio se presenta una serie de lutitas verdosas en contacto concordante con la formación Carbonera denominada Formación León o "Shale" de León. Secuencia arcillo-lutítica con intercalaciones de capas delgadas de areniscas carbonáceas. Son comunes minerales tales como glauconitas sideritas, piritas y rocas del tipo limolitas.

2.3.3.7 Formación Guayabo.

La sedimentación correspondiente al Plioceno-Pleistoceno y está constituida por una secuencia de areniscas estratificadas de grano fino a grueso, arcillas y arcillolitas en una serie de lutitas, depositados en un ambiente continental con espesores que oscilan entre 1300 y 3300 pies.

2.4 MODELO GEOLÓGICO ESTRUCTURAL

Las tres placas tectónicas que confluyen en Colombia, han originado a través del tiempo geológico importantes rasgos estructurales a escala regional, conformando el actual cuadro morfotectónico.

La cuenca sub-andina de los Llanos orientales es una depresión estructural asimétrica con tendencia Noreste, que ha tenido un desarrollo a través de diferentes etapas, producto de la superposición de varios eventos, logrando su configuración actual durante la orogenia Andina del Mio-Plioceno y posterior a esta.

El Bloque Apiay-Ariari hace parte de la Cuenca Llanos. Se encuentra en la provincia estructural de fallamiento inverso de la Subcuenca Apiay- Ariari. Su estructura es un anticlinal de aspecto cóncavo con dirección N30E controlado en su parte oriental por la falla inversa de Apiay, con salto de 60 metros aproximadamente y una inclinación al oeste de 40°. Los buzamientos en los flancos de la estructura varían entre 2° y 4° (Ver figura 4.)

TVDS. Otras unidades productoras son la Unidad T2 que ha probado crudo pesado y la Unidad T1 que es gasífera.

2.5 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO

Las rocas reservorio en la subcuenca Apiay – Ariari, son las pertenecientes a las unidades operacionales K1, K2 y T2, los yacimientos comerciales se encuentran actualmente en las unidades del cretácico Y terciario. El entrapamiento de los hidrocarburos en esta área ha sido reportada de tipo estructural y está ubicado en la parte Oeste hacia el piedemonte Llanero. Al este de la misma, ocurren yacimientos de tipo estructural y estratigráfico en la región de Rubiales.

Las rocas sello para las unidades K1 y K2 son las intercalaciones de arcillolitas y lutitas de la unidad K1, además de los cambios laterales de facies. Para la unidad T2 las rocas sello son las lutitas de la unidad E4 de la Formación carbonera.

Robertson Research (1986) definió dos fases de generación de aceite para la cuenca de los Llanos. Durante el Oligoceno Medio – Tardío para rocas cretácicas y otra durante el Plioceno a reciente para rocas del Terciario y Cretácico Tardío. Otros autores postulan que las rocas del Cretácico Inferior y Superior de la cordillera oriental entraron en ventana de generación de hidrocarburos a finales del Cretácico tardío y el Oligoceno temprano, respectivamente.

2.6 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO

En el Bloque Apiay se identifican tres estructuras principales: la primera es la de la estructura de Apiay que corresponde a un anticlinal asimétrico de dirección NE con cabeceo en la misma dirección, su límite al oriente lo determina la falla de Apiay, la cual es de carácter inverso de alto ángulo. La segunda estructura es la del Campo Suria que consiste en un anticlinal asimétrico con una dirección NE y

cabeceo en la misma dirección, su límite oriental lo constituye la falla de Suria de carácter inverso de alto ángulo y la Tercera es la estructura de los campos Libertad–Reforma, es la más pequeña y profunda, se encuentra localizada en la parte noroccidental del Bloque y está formada por pliegues anticlinales cortados por fallas normales.

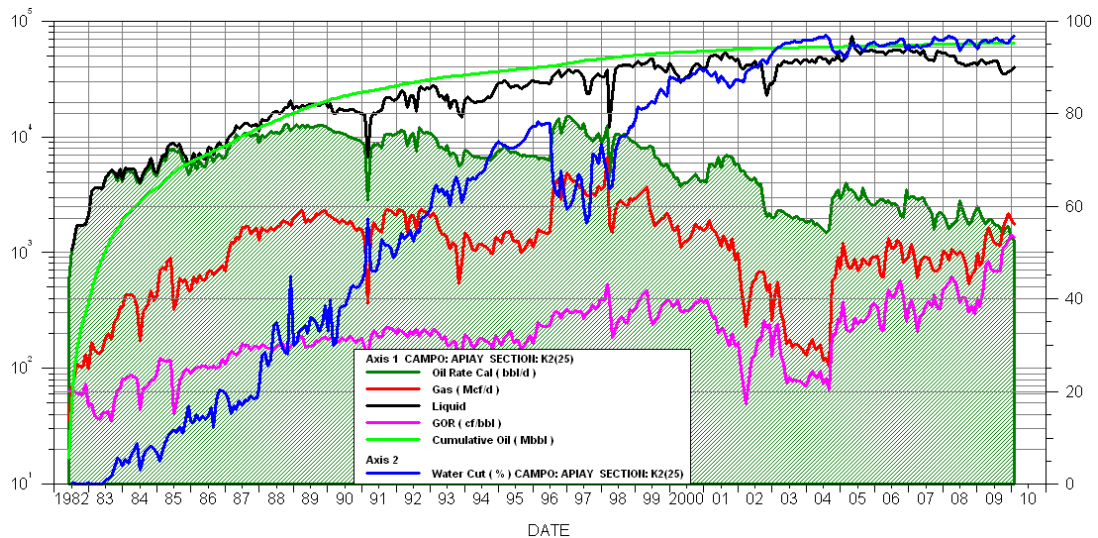
Las formaciones de interés petrolífero que se encuentran en la sub-cuenca Apiay-Ariari, son: Las formaciones Une (Unidad K2), Gachetá (Unidad K1) y como objetivo secundario hasta ahora la Formación San Fernando (Unidad T2); de estas 4 unidades de flujo solo dos serán objeto de este estudio, las unidades K1 y K2 que hacen parte del área de Cretáceo Superior.

La unidad K1, tenía una presión original de yacimiento de aproximadamente 4300psi, con una temperatura promedio de 250°F y un mecanismo de producción de gas en solución. Por otra parte, para la formación K2 se estimó una presión inicial de yacimiento de 4500psi, con un mecanismo de producción de empuje activo de agua, que ha logrado mantener naturalmente la presión, aumentando progresivamente la producción y manteniendo unos altos cortes de agua.

2.6.1 Desarrollo de K2

La unidad K2 cuenta con las mejores propiedades petrofísicas y por lo tanto es la que ha tenido un mayor desarrollo en el campo. Teniendo en cuenta estas características y además, que es en ésta donde se encuentra la mayor cantidad de reservas, y por ende, se tiene la mejor producción de petróleo; por estas razones ha sido seleccionada como el yacimiento sobre el cual se han desarrollado diferentes trabajos de investigación.

Figura 32. Comportamiento de producción Unidad K2 Campo Apiay

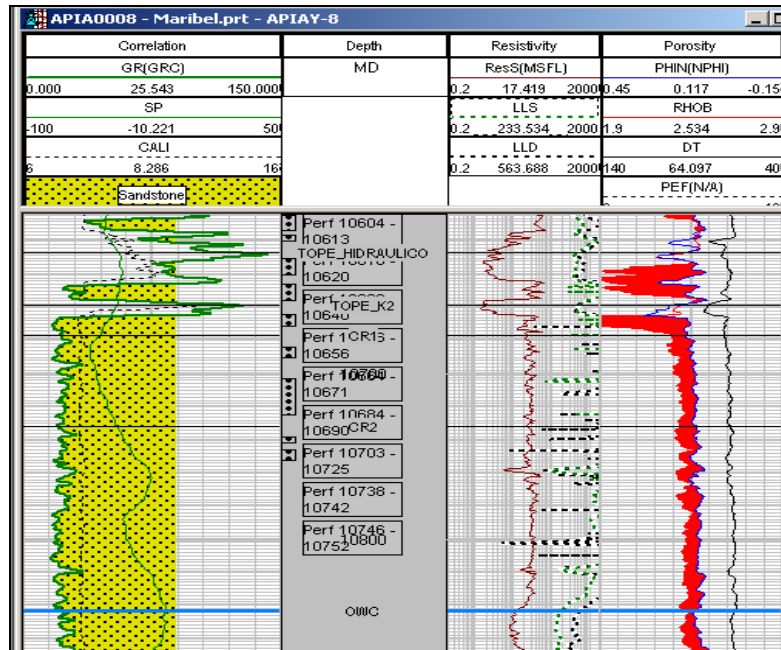


Fuente: Oil Field Manager Base de datos Campo Apiay

Entre otras características se tiene que el yacimiento K2 está constituido por areniscas de grano medio a grueso, blancas a pardo-amarillentas muy claras y localmente conglomeráticas (hacia la base), asociadas a depósitos fluviales tipo corrientes; el espesor promedio entre 300 pies y se constituye en la principal roca almacenadora de la cuenca de los Llanos. Entre los antecedentes de la unidad K2 se tienen:

- Es el yacimiento con mayor historia de explotación en los campos
- Las arenas K2 son masivas de gran continuidad lateral y el yacimiento produce por empuje hidrodinámico por un acuífero activo.
- El comportamiento de la unidad K1 hidráulico lo permite asociar a este mismo yacimiento.

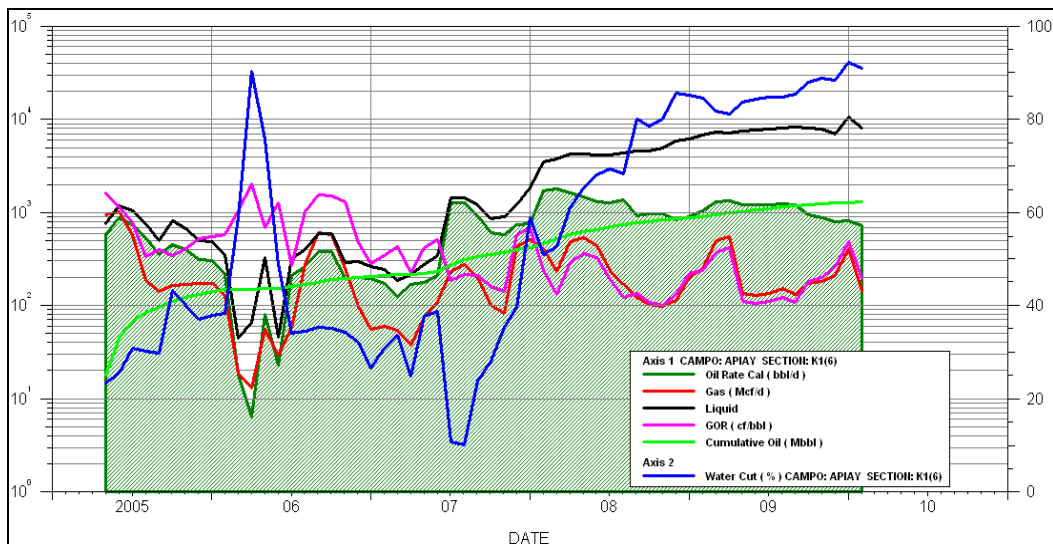
Figura 33. Registro tipo de la unidad K2



Fuente: Oil Field Manager Base de datos Campo Apiay

2.6.2 Desarrollo de K1

Figura 34. Comportamiento de producción Unidad K1 Campo Apiay

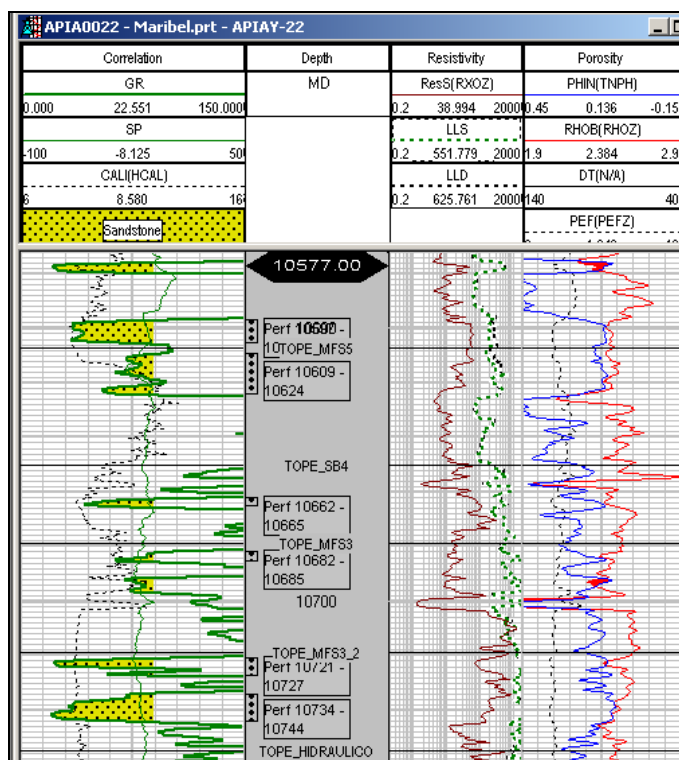


Fuente: Oil Field Manager Base de datos Campo Apiay

El yacimiento K1 incluye las arenas K1 superior, medio e inferior, y es el segundo en producción en la cuenca de los Llanos. Entre los antecedentes de la unidad K1 se tienen:

- Inicialmente en la unidad K1 se incluía las arenas que actualmente se distinguen como K1 hidráulico. Estas arenas se consideran comunicadas con el yacimiento K2.
- Las arenas K1 superiores, medias e inferiores son de bajos espesores, no presentan continuidad lateral a través de todo el campo y el mecanismo de producción es gas en solución.(Bajos Factores de Recobro)

Figura 35. Registro Tipo de la Unidad K1

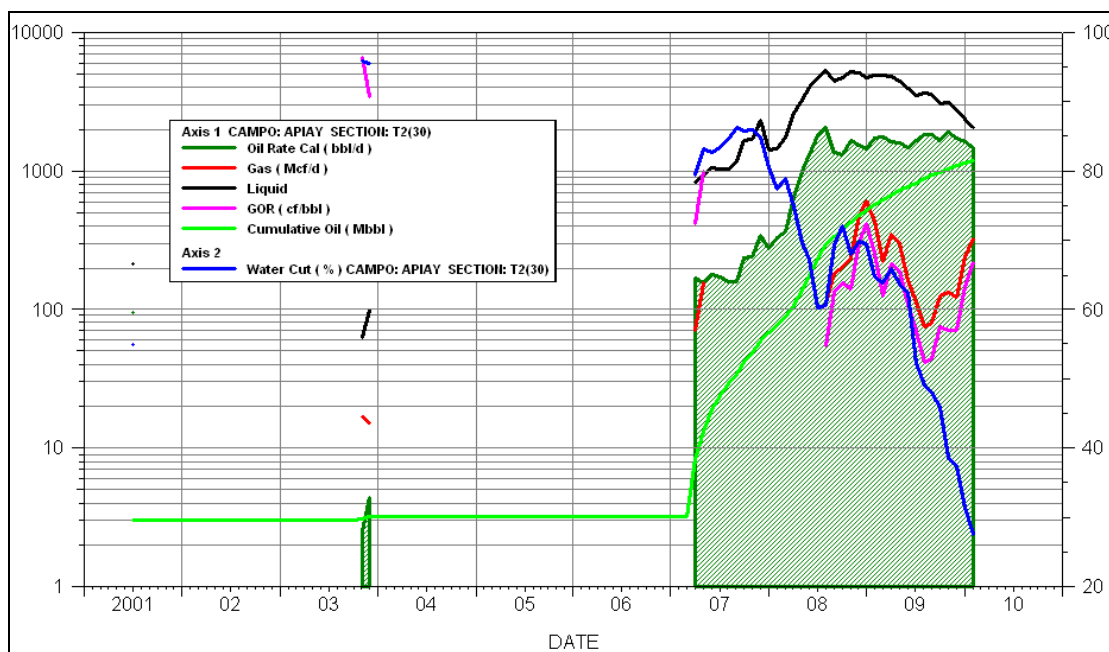


Fuente: Oil Field Manager Base de datos Campo Apiay

La Unidad K1 se caracteriza por intercalaciones de Arenisca de grano fino a medio y Lutita, con menores intercalaciones de Limolita y Arcillolita.

2.6.3 Desarrollo de T2

Figura 36. Comportamiento de producción Unidad T2 Campo Apiay

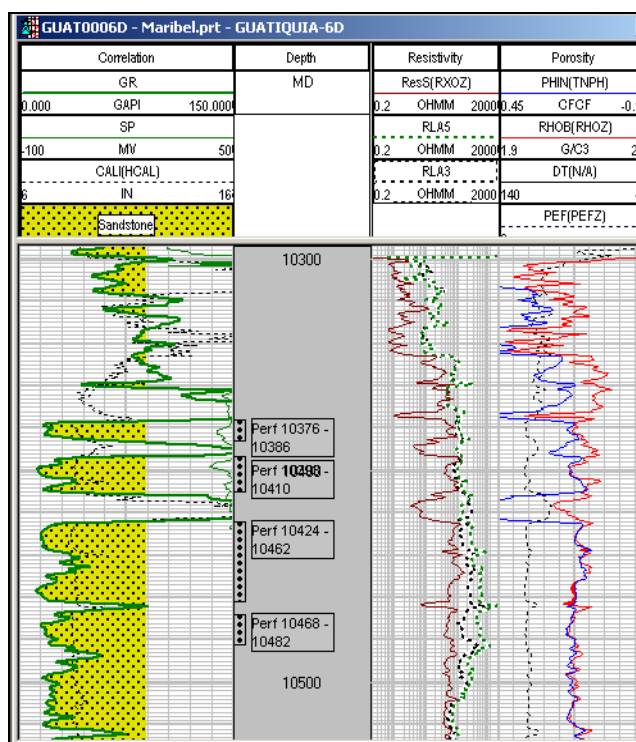


Fuente: Oil Field Manager Base de datos Campo Apiay

Este yacimiento se ha desarrollado en los últimos años en la cuenca de los Llanos por antecedentes tales como:

- Agotamiento de los yacimientos de petróleo liviano en las unidades K2 y K1.
- Reservas Probadas no desarrolladas y probables en la unidad T2 de crudo pesado.
- Altos precios internacionales del petróleo hacen viable la explotación de crudos pesados
- No hay nuevos hallazgos exploratorios
- Explotación de Crudos pesados VS. limitaciones de tratamiento y transporte
- Explotación de Crudos pesados VS limitaciones en refinería para tratar este tipo de crudo

Figura 37. Registro tipo de la unidad T2



Fuente: Oil Field Manager Base de datos Campo Apiay

En el área, la unidad T2 fue correlacionada litoestratigráficamente en dos zonas: superior e inferior, siendo la Inferior la de mayor importancia porque allí es donde se encuentran los principales cuerpos de arena y esta tiene las mejores propiedades petrofísicas. Los espesores de arena neta en la unidad T2 son bajos en el campo Apiay. Los mayores volúmenes de aceite original “in situ” para la Unidad T2 están en la parte Inferior, donde se encuentra el 92% de dicho volumen.

Estas arenas son moderadamente seleccionadas, conglomeráticas hacia la base, de secuencias grano decreciente e intercalado hacia el tope, con delgadas capas de lutitas y limolitas. De ésta unidad se producen petróleos entre 9 y 16 °API.



Tabla 4. Propiedades de los yacimientos K2, K1 y T2 del Área Apiay

Propiedades	Unidad K1	Unidad K2	Unidad T2
Porosidad	13 (12-14)	14	5-12
Permeabilidad (md)	50-400/30-300	90-900	10-850
Saturación de agua (%)	20-25	20-25	12-35
Volumen de arcilla	15-25	15-25	ND
Espesor neto petrolífero (ft)	30-60/20-40	200	60-90
OOIP (MMbbls)	68	190	ND
Factor de Recobro	16	40	15
Indice de Productividad(BFPD)	0.1-3.5/0.1-2	5	0.5-2
Tipo de Empuje	Gas en solución/ Empuje parcial de agua	Acuífero activo	Acuífero activo
Tipo de trampa	Estructural y estratigráfica	Estructural y estratigráfica	Estructural y estratigráfica
Tipo de crudo	Aceite negro	Aceite negro	Aceite negro
Gravedad API	31.7-33.4/21	32.6	9-16
GOR (scf/stb)	850/2200	291	ND
Punto de burbuja Pb (psia)	3200/1600-2500	1300	ND
Presión inicial de Yto (Psia)	4300 a -9350 TVSS	4400 a -9350 TVDSS	4500 a 8975 TVDSS
Factor Volumetrico de formación Bo @ Pb (RB/STB)	1.36-1.66	1.24	ND
Viscosidad @ Pyto y Tyto (cp)	0.33/0.5	0.33	ND
Compresibilidad (1/psi)	5.8*10e-6-6.67*10e-6	5.8*10e-6-6.67*10e-6	ND
Temperatura de Yto (°F)	230-242	245	180
Contacto Original O-W	De -9550 a -9850 TVDSS	De -9550 a -9850 TVDSS	LKO

Fuente: Departamento de Yacimientos Bogotá, 2007.

El factor de recobro para la Unidad T2 se estima en un 15%, el cual es aceptable para este tipo de yacimiento con alta temperatura y un acuífero activo.

En la tabla 1, se presentan las principales características de los yacimientos K2, K1 y T2 del área del Bloque Apiay – Ariari.

2.6.4 Características de los fluidos

El aceite presente en los yacimientos del Campo Apiay es negro, y su gravedad API oscila entre 9 y 33, clasificándose de esta manera desde aceite extra-pesado en T2 hasta aceite moderadamente liviano en K1 y K2. El comportamiento de la presión original de las unidades K2 y K1 era respectivamente de 4400 psia y 4300 psia, medida a una profundidad de 9350 pies SS. La temperatura de yacimiento

varía desde 245 °F en K2 hasta 230 °F en K1; la presión de burbuja se calculó en 1300 psia para K2, y entre 1600 a 3200 psia para K1, condiciones bajo las cuales el factor volumétrico inicial fue de 1.24 y 1.36 a 1.66 bbl/STB respectivamente; la viscosidad del petróleo es 0.33 cp para K2 y 0.33-0.5 cp para K1. En cuanto a la saturación promedio del agua de formación es de 20-25 %.

2.6.5 Distribución de Producción

En el campo Apiay se cuenta con 34 pozos perforados a 1 de Enero de 2010, de los cuales 33 han producido aceite, y de estos 28 están activos. De estos se cuenta con 19 pozos con producción simultánea de las Formaciones K2 y K1; y produciendo conjuntamente de K2, K1 y T2, 9 pozos. El mecanismo de producción para la unidad K2 es empuje hidráulico, y para la unidad K1 es gas en solución combinado con empuje parcial de agua. A pesar del acuífero activo, la mayoría de los pozos del campo producen mediante levantamiento artificial (bombeo mecánico o bombeo electro-sumergible). En la Tabla 2 se presentan los acumulados por formación para el campo Apiay @ 1 de Enero de 2010.

Por zonas, la distribución de producción presenta a la unidad K2 con el mayor acumulado de petróleo, agua y gas, como se puede apreciar en la figura 11.

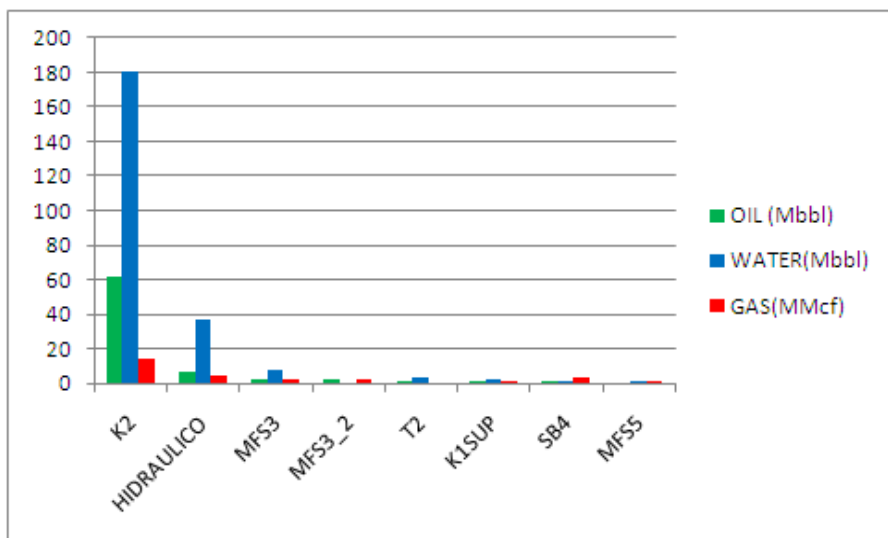
Tabla 5. Acumulado de producción de petróleo por formación

FORMACIÓN	Cum Oil (Mbbbl)	Porcentaje
T2	1.72858	2.25 %
K1	6.4767	8.42 %
K2	68.70863	89.33 %
Total Cum Oil	76.91392	100 %

Fuente: Base datos OFM Apiay 2010

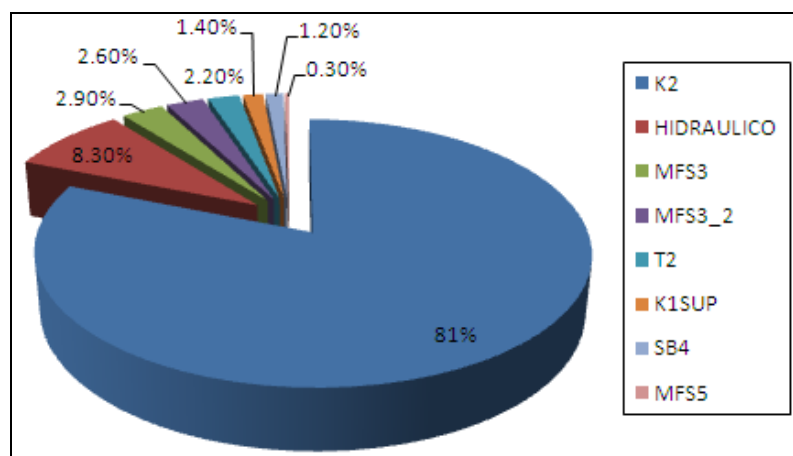
Al representar la producción acumulada de petróleo mediante el siguiente diagrama, se puede apreciar, como se encuentra distribuida, y se puede confirmar el gran desempeño que ha tenido en su vida productiva la unidad K2.

Figura 38. Distribución de Producción por zonas



Fuente: Base datos OFM Distribuida Apiay 2010

Figura 39. Distribución de petróleo por zonas



Fuente: Base datos OFM Distribuida Apiay 2010

3. METODOLOGÍA

Con el fin de determinar los pozos con problema de flujo cruzado para los pozos de Apiay, se efectuó la revisión de toda la información disponible para los pozos del campo con el objetivo inicial, de identificar los pozos que poseen intervalos cañoneados tanto en la formación K1 (especialmente K1inf) como en K2 a lo largo de toda su vida productiva, es decir, sin importar si estos intervalos se encuentran actualmente activos o inactivos, lo importante es analizar si la eventual producción conjunta de estas dos formaciones resultaría en un flujo cruzado y cuáles son las medidas necesarias para evitar este evento.

Después de revisar los resúmenes de pozos y los estados mecánicos, se encontró que los pozos de la Tabla 3, son los que cumplen con ese requerimiento.

Tabla 6. Pozos con Intervalos Cañoneados en K1 y K2

APIA0001
APIA0004
APIA0005
APIA0008
APIA0010
APIA0012
APIA0013
APIA0014
APIA0016
APIA0020

Con este primer acercamiento al campo, se pudo realizar un filtro de la información con la que se cuenta y de los pozos que finalmente deberán

analizarse, ya que aunque hay otros pozos que producen de manera conjunta, se cree que el flujo cruzado se está presentando con las unidades K1 y K2.

Después, se construyeron los perfiles históricos de producción para cada uno de los pozos identificados para las dos arenas productoras, con un enfoque específico en los periodos en los cuales los dos horizontes se encontraban produciendo simultáneamente, los perfiles resultantes se pueden observar en el Anexo A.

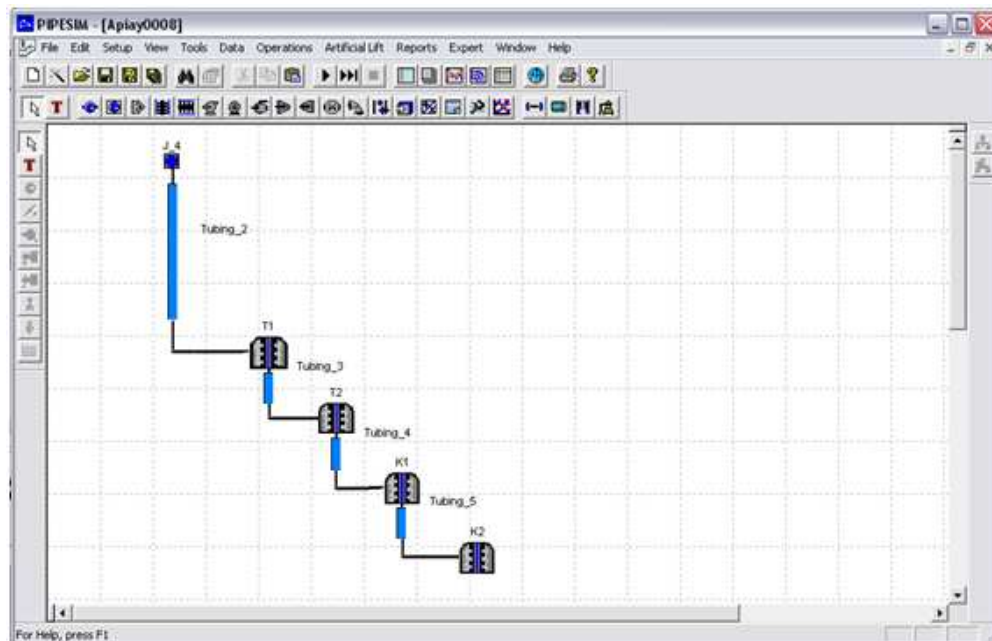
A continuación, se comenzó con la búsqueda de los datos necesarios para cargar en el software PIPESIM, que incluyen:

- Intervalos cañoneados a lo largo de la vida productiva de cada pozo.
- PMP (Punto medio de los perforados) para cada formación productora.
- Presión inicial de yacimiento del pozo.
- Pwf o Presión de fondo fluyendo del pozo.
- Temperatura del pozo en profundidad.
- Perfil de desviaciones del pozo.
- Equipos de levantamiento artificial instalados (si es el caso).
- Producción actual del pozo.
- Relación Gas-Aceite.
- Corte de Agua.

Con esta información, que se obtuvo de diferentes fuentes entre las que se incluyen Bases de Datos de OFM, Estados Mecánicos Actualizados, Informes del Campo y Pruebas de Presión, principalmente, se fueron montando la información de cada uno de los pozos teniendo en cuenta, especialmente el perfil de desviaciones y los completamientos en cada pozo y entre cada formación productora, ya que si esto no es especificado, el software asumiría que no hay

ningún tipo de revestimiento entre cada horizonte petrolífero. Con esto en mente se puede ver como quedo estructurado, para este caso, el pozo APIAY0008

Figura 40. Esquema del Pozo APIA0008 Montado en PIPESIM

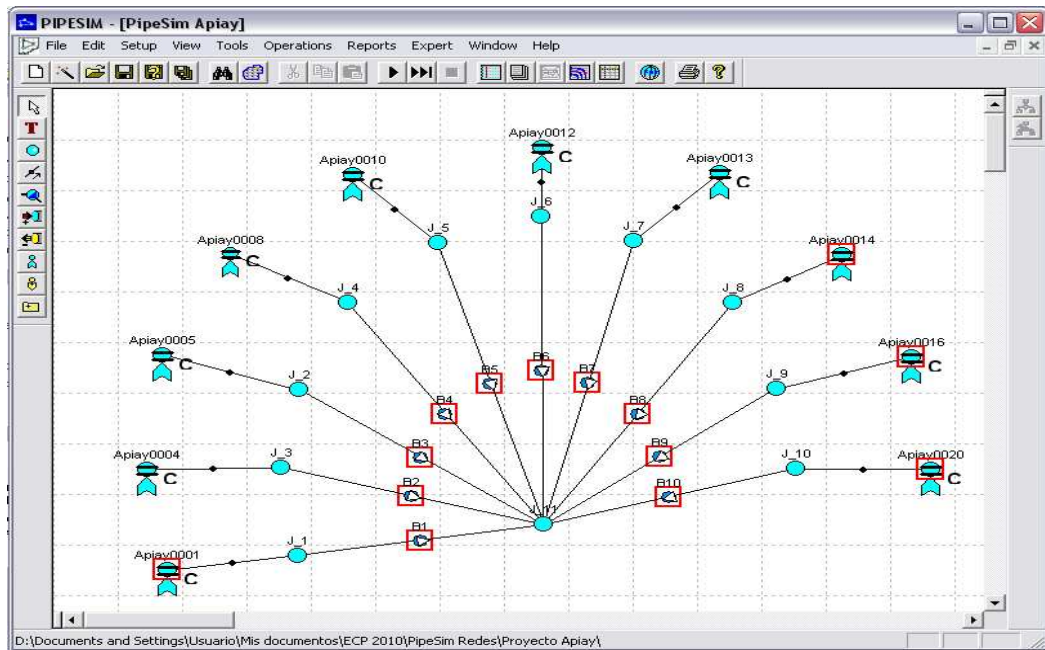


Fuente: Software PIPESIM

Además de eso, a nivel de redes, se fueron configurando cada uno de los pozos como si la producción de cada uno de los pozos terminara en el mismo punto, como se puede ver en la Figura. Para el objeto de este estudio, esta estructura en red no influye para nada los resultados del proyecto que se van a dar a nivel de cada pozo.

Una vez se ha cargado la información correspondiente a cada uno de los pozos, el siguiente paso fue modelar los tipos de fluidos que hay en cada una de las formaciones productoras. Para comenzar este proceso, se inicio una revisión de la información disponible, buscando los pozos que tuvieran PVT para cada arena y se encontró que el pozo APIAY 0008 es el que contiene PVTs de las arenas K1 y K2, siendo estos PVTs los que contenían la información más completa.

Figura 41. Red de Pozos de Apiay Montados en PIPESIM



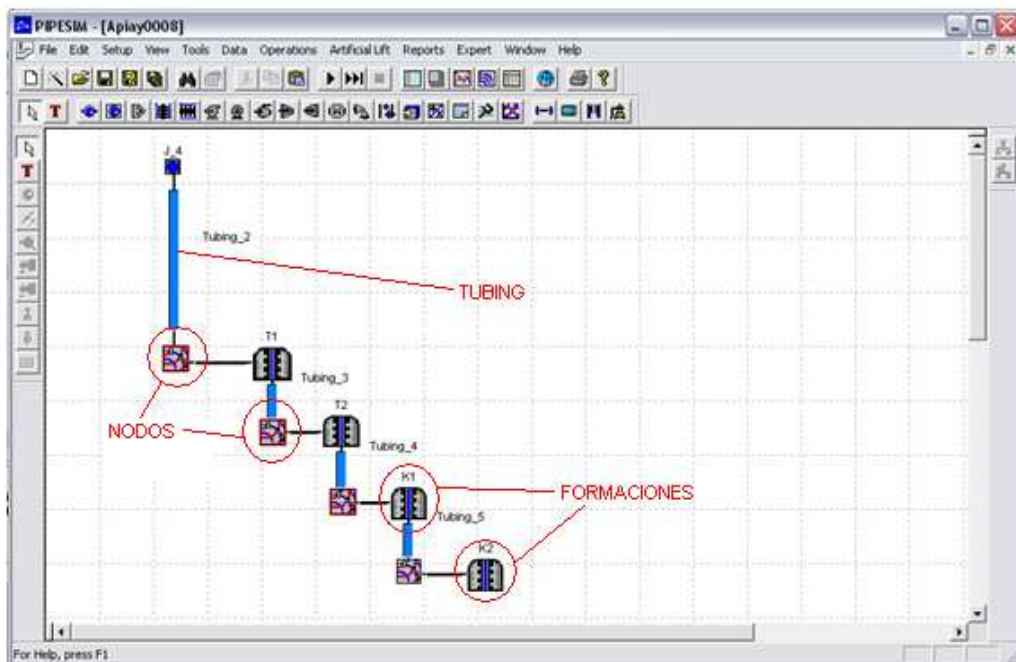
Fuente: Software PIPESIM

Para caracterizar un fluido en PIPESIM, generalmente contar con la densidad API del fluido, el corte de agua, el GOR y las gravedades específicas del agua y el gas es suficiente para realizar los análisis de manera adecuada, sin embargo, si se cuenta con la ayuda de PVTs se pueden calibrar los perfiles que se obtienen para el fluido con el fin de lograr un mejor ajuste con los datos obtenidos en laboratorio, garantizando de esta manera, resultados más acertados. Es importante mencionar que esta calibración de los datos se realizó para las formaciones K1 y K2, de las cuales se tenían estudios PVT, mientras que de las formaciones T1 y T2, se hizo la caracterización del fluido según la información disponible para cada pozo.

3.1 PWF ÓPTIMA

Cuando ya se cuenta con el pozo montado y el fluido modelado, es posible estimar la Pwf Óptima. La Pwf Óptima se encuentra durante el análisis nodal del pozo, y es el punto en el cual se espera la mayor producción; como en este caso se está estudiando un pozo con producción desde diferentes formaciones, el análisis se realiza para cada formación, de forma que en PIPESIM, después de montado el pozo, se ubica un nodo antes de cada horizonte productor.

Figura 42. Montaje de APIAY 0008 con Nodos



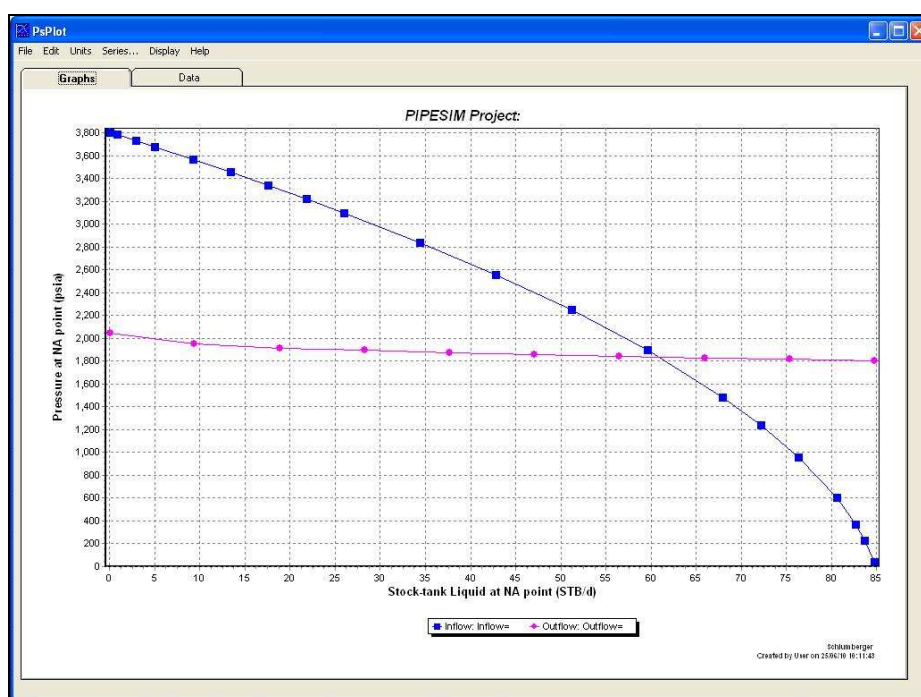
Fuente: Software PIPESIM

Al correr el módulo de análisis nodal, es necesario ingresar algún parámetro que sirva como base para realizar las corridas, en este caso, se utiliza la presión en cabeza de cada pozo y que para APIAY 0008 fue de 90 psi. Bajo estas condiciones se lograron las siguientes tendencias, que se pueden ver en las Figuras, con los resultados obtenidos para Pwf en la Tabla 7.

Tabla 7. Resultados de Pwf Óptima para APIAY 0008

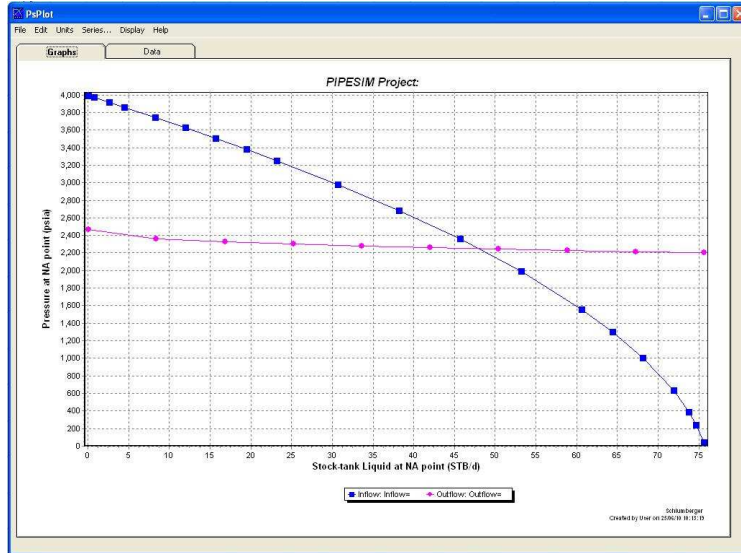
Formación	Pwf Optima
T1	1838,8 psi
T2	2250,5 psi
K1	1527,0 psi
K2	3743,8 psi

Figura 43. Análisis Nodal del Pozo APIAY 0008 Para la Formación T1



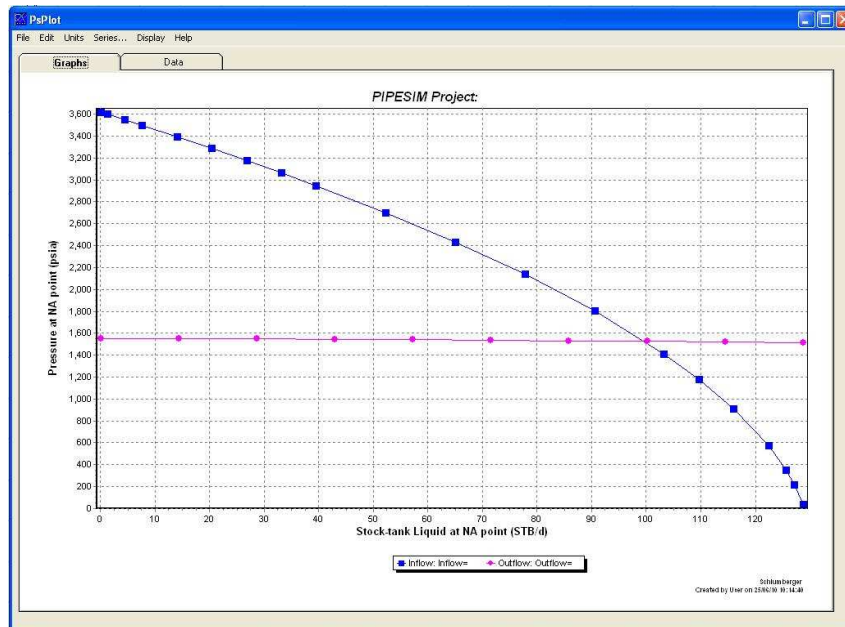
Fuente: Software PIPESIM

Figura 44. Análisis Nodal Para la Formación T2



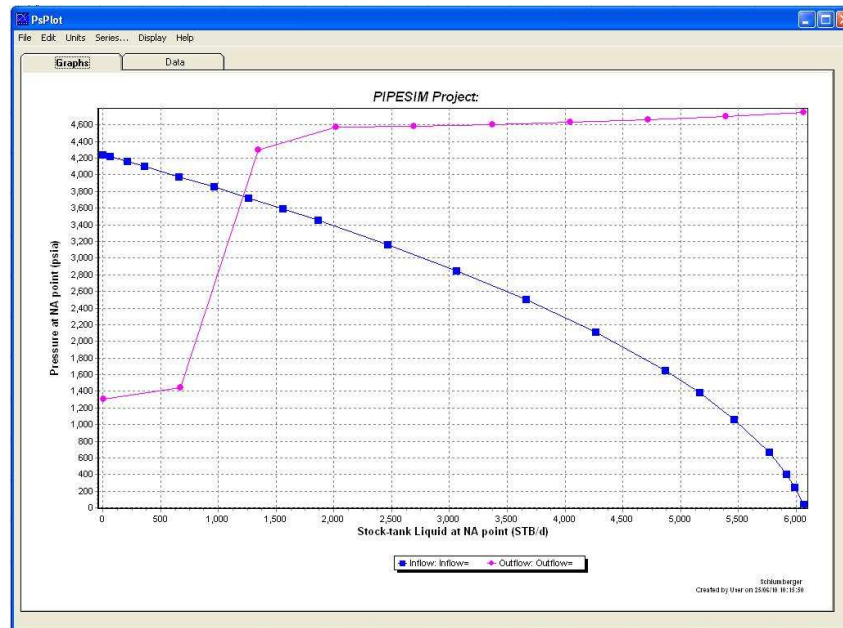
Fuente: Software PIPESIM

Figura 45. Análisis Nodal del Pozo APIAY 0008 Para la Formación K1



Fuente: Software PIPESIM

Figura 46. Análisis Nodal del Pozo APIAY 0008 Para la Formación K2

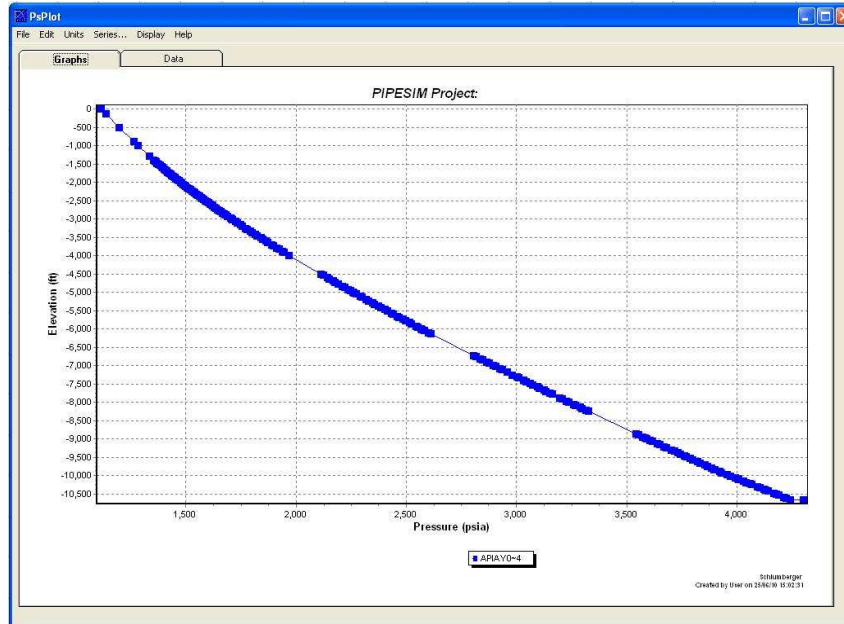


Fuente: Software PIPESIM

3.2 PERFILES PRESIÓN/TEMPERATURA PARA FLUJO CRUZADO

El segundo análisis que debe realizarse sobre cada uno de los pozos, es la construcción de un perfil Presión/Temperatura o P/T (Figura 5-8). Estos perfiles, permiten tener una mejor idea de cómo van variando esas propiedades en función de la profundidad; específicamente, para el objeto de este estudio, mediante la construcción del perfil, PIPESIM genera un reporte de salida en el cual se muestran todos los resultados obtenidos por el simulador incluyendo las interacciones entre las diferentes formaciones productoras, y que indican si la formación presenta un comportamiento de producción o de inyección (Figura 5-9).

Figura 47. Perfil Presión/Temperatura



Fuente: Software PIPESIM

Figura 48. Reporte del Perfil P/T con Flujo Cruzado

	Angle (deg)	Berm. (deg)	psia	(F)	Vel. (ft/s)	Elev. (ft)	Frictn. (hbl/d)	Flow (mascfd)	Gas (scf/sbbl)	Mass (lb/s)	Number	Pattern
** K2 Production: pws= 4300 psia pvt= 4239.7 psia Q= 204.52 sbbl/day GOR= 20 scf/sbbl Wcut= 91.03% (BBF8CFB4) twf= 248.79 F												
Tubing_1												
1	229.33	-10664	90.00	0.000	4239.7	248.79	.06677	0.0000	0.0000	214.31	0.00000	84013 60.325 LIQUID
2	229.33	-10625	90.00	0.000	4223.3	247.86	.06674	16.340	.64e-4	214.23	0.00000	84013 60.348 LIQUID
3	229.33	-10595	90.00	0.000	4210.8	245.95	.06669	12.577	.49e-4	214.05	0.00000	84013 60.398 LIQUID
4	207.60	-10538	69.14	20.86	4186.8	239.16	.06649	23.941	.00010	213.40	0.00000	84013 60.581 LIQUID
** K1 Injection: pwi= 4186.8 psia pws= 3655 psia Q= 47.863 sbbl/day GOR= 20 scf/sbbl Wcut= 91.03% (BBF8CFB4) twf= 240.8 F												
Tubing_2												
5	203.60	-10538	90.00	0.000	4186.8	239.16	.05993	0.0000	0.0000	163.46	0.00000	64352 60.583 LIQUID
6	203.60	-10516	90.00	0.000	4177.1	239.18	.05993	9.6760	.24e-4	163.47	0.00000	64352 60.580 LIQUID
7	203.60	-10488	90.00	0.000	4165.8	238.35	.05991	11.360	.28e-4	163.41	0.00000	64352 60.601 LIQUID
8	203.60	-10428	90.00	0.000	4140.5	233.37	.05980	25.274	.62e-4	163.06	0.00000	64352 60.730 LIQUID
9	203.60	-10398	90.00	0.000	4127.8	229.96	.05972	12.463	.91e-4	162.78	0.00000	64352 60.834 LIQUID
10	192.29	-10384	51.06	38.94	4121.9	226.55	.05966	5.9182	.19e-4	162.59	0.00000	64352 60.907 LIQUID
** K1 M Production: pws= 4600.5 psia pvt= 4121.9 psia Q= 1.1439 sbbl/day GOR= 8436 scf/sbbl Wcut= 0% (S863D7C8) twf= 129.17												
Tubing_3												
11	188.29	-10384	90.00	0.000	4121.9	226.59	.05241	0.0000	0.0000	168.22	0.00000	65305 59.741 LIQUID
12	188.29	-10338	90.00	0.000	4102.8	227.50	.05245	19.076	5.0e-5	168.35	0.00000	65305 59.692 LIQUID
13	188.29	-10308	90.00	0.000	4090.4	228.54	.05248	12.432	.33e-4	168.44	0.00000	65305 59.661 LIQUID
14	188.29	-10251	90.00	0.000	4066.8	230.37	.05259	23.605	.62e-4	168.60	0.00000	65305 59.606 LIQUID
15	188.29	-10226	90.00	0.000	4056.5	231.13	.05255	10.346	.27e-4	168.66	0.00000	65305 59.583 LIQUID
16	188.29	-10187	90.00	0.000	4040.3	232.24	.05258	16.132	.43e-4	168.76	0.00000	65305 59.549 LIQUID
17	188.29	-10160	90.00	0.000	4029.2	232.96	.05260	11.163	.29e-4	168.82	0.00000	65305 59.526 LIQUID
18	188.29	-10100	90.00	0.000	4004.4	234.47	.05264	24.792	.65e-4	168.96	0.00000	65305 59.479 LIQUID
19	188.29	-10091	90.00	0.000	4000.7	234.68	.05263	3.7172	.98e-5	168.98	0.00000	65305 59.472 LIQUID
19	188.29	-10091	90.00	0.000	4000.7	234.68	.22490	0.0000	0.0000	168.98	0.00000	65305 59.472 LIQUID
20	188.29	-10070	90.00	0.000	3992.0	234.85	.22492	8.4724	.00073	169.00	0.00000	65305 59.465 LIQUID
21	188.29	-10010	90.00	0.000	3967.2	234.26	.22488	24.779	.00209	169.97	0.00000	65305 59.475 LIQUID
22	184.02	-9980	81.96	8.043	3954.7	233.37	.22480	12.475	.00106	168.91	0.00000	65305 59.496 LIQUID
23	184.02	-9920	90.00	0.000	3929.9	230.51	.22454	24.804	.00209	168.71	0.00000	65305 59.568 LIQUID
24	184.02	-9896	90.00	0.000	3920.0	229.97	.22439	9.9312	.00084	168.60	0.00000	65305 59.607 LIQUID
25	163.93	-9843	69.13	20.87	3898.1	224.53	.22396	21.835	.00197	168.28	0.00000	65305 59.720 LIQUID
** K2 Production: pws= 4322.8 psia pvt= 3898.1 psia Q= 47.603 sbbl/day GOR= 23640 scf/sbbl Wcut= 84.93% (8895F444) twf= 130												
Tubing_4												
26	157.03	-9843	43.29	46.71	3898.1	198.84	.45672	0.0000	0.0000	219.40	.161132	94552 59.921 11.339 B/B TRAN
27	149.39	-9836	43.29	46.71	3895.4	199.19	.45698	2.7688	.00126	219.42	.161162	94552 59.915 11.325 B/B TRAN
28	149.39	-9826	90.00	0.000	3884.4	200.17	.45788	11.613	.00719	219.46	.161777	94557 59.899 11.276 DRK WATER

Fuente: Software PIPESIM

De acuerdo a esto, se realizo la simulación y la construcción del Perfil P/T, para cada uno de los pozos que se cree pueden presentar el flujo cruzado.

3.3 POZOS CON FLUJO CRUZADO

En el caso de los Perfiles P/T, los resultados mostraron que para cuatro de los 8 pozos analizados, si se diera la situación de una producción conjunta entre las formación K1 y K2 (Situación que no se presenta actualmente) habría una invasión del fluido proveniente de la formación K2 en la formación K1, lo que disminuiría de manera significativa la producción por la suma del caudal inyectado en la formación K1 mas el caudal no producido desde esta misma formación. Los perfiles P/T de los pozos estudiados se pueden ver en el Anexo C y los pozos que presentarían Flujo Cruzado se pueden ver en la Tabla 8.

Tabla 8. Pozos con Flujo Cruzado Esperado

APIA0004
APIA0005
APIA0010
APIA0013

4. COMPLETAMIENTOS INTELIGENTES

La tecnología de pozos inteligentes es un sistema altamente automatizado que permite obtener, transmitir y analizar, datos de yacimientos y producción, teniendo así, la capacidad de tomar acciones para alcanzar un mejor proceso de producción y control de pozo. El valor de esta tecnología reside en su capacidad de activar y modificar remotamente el funcionamiento de la zona completada a través del control de flujo, así como también monitorear la respuesta y desempeño de cada zona en tiempo real. Esto implica un control sistemático del flujo de fluidos a lo largo y ancho del reservorio, lo cual se resulta particularmente complejo en ambientes estratificados.

El desarrollo de reservas marginales ^[2], la optimización de procesos de recuperación secundaria por inyección de agua ^[2] o la reducción de la producción de agua en campos maduros ^[8] son solo algunas de las áreas donde la Tecnología de Pozos Inteligentes (TPI) ha tenido éxito. Una terminación inteligente es aquella en la cual el control de flujo (o inyección) toma lugar en el fondo del pozo, en el yacimiento, sin intervención física, con o sin monitoreo activo ^[2]

La TPI hace posible el desarrollo de múltiples yacimientos desde un solo pozo, siempre y cuando las regulaciones gubernamentales de cada país lo permitan. Esta práctica brinda la oportunidad de desarrollar reservas marginales a través de la producción conjunta haciendo rentables el desarrollo de tales acumulaciones de hidrocarburos ^[2]. El valor de la TPI se ha hecho tangible a través de la producción acelerada, a la vez que se reducen los costos de intervención y el número de pozos, además de extender la producción en el periodo estable ^[3]. En este sentido se ha demostrado que la integración de la

TPI proporciona una gran oportunidad para entender el comportamiento del Reservorio y tomar acciones proactivas con el fin de maximizar el recobro de hidrocarburos ^[2].

El uso de la TPI brinda al Ingeniero la posibilidad de monitorear mas efectivamente las condiciones en el yacimiento usando sensores en el fondo del pozo, a la vez que se controla el flujo de fluidos que entra o sale de cada pozo mediante la utilizaron de Válvulas de Control de Intervalo (VCI) sin la necesidad de intervención física. Las VCI permiten el control independiente de cada zona, cómo y cuando sea requerido a fin de maximizar la producción en todo momento.

El principal propósito de los dispositivos inteligentes consiste en lograr una integración segura y confiable entre el aislamiento zonal, el control de flujo, el levantamiento artificial, el monitoreo permanente y el control de la producción de arena ^[7]. La tecnología de pozos inteligentes tiene muchas aplicaciones, principalmente por la habilidad de manejar activamente el proceso de recobro del reservorio, lo cual es especialmente importante para proyectos de recobro secundario y terciario.

Los pozos inteligentes pueden controlar la distribución de inyección de agua o gas en un pozo, entre estratos o entre reservorios. Con esto se logra restringir la producción de influjos indeseados (agua y/o gas) desde diferentes zonas de producción en el pozo. Por consiguiente se puede decidir cuándo inyectar agua o extraer petróleo a fin de movilizar las reservas no barridas remanentes en el reservorio. Esto cobra mayor importancia para pozos con arquitecturas complejas, pozos multilaterales, y para yacimientos caracterizados por un alto grado de anisotropía y/o heterogeneidad.

Las aplicaciones fundamentales de la TPI son las siguientes:

1. Control de la distribución de inyección de agua o gas a lo largo de los pozos de inyección.
2. Control o exclusión de influjos a lo largo de los pozos productores.
3. Aceleración de la producción por producción conjunta.

Otra de las áreas donde la aplicación de la TPI ha tenido gran éxito es en el desarrollo de reservas marginales gracias a la producción conjunta, que consiste en la producción simultánea de hidrocarburos desde múltiples reservorios a través de una sola tubería de producción ^[1]. Entre los beneficios que conlleva el uso de TPI en la producción conjunta, se encuentran: la disminución en el número de pozos, la necesidad de menos infraestructura, aumento de la productividad por pozo y un costo operacional más bajo.

Los beneficios anticipados por el uso de la TPI sólo son alcanzados si se implementan los procesos de control apropiados en el momento oportuno. Las acciones de control tienen como fin último la optimización del proceso de recobro. Estudios previos demuestran habilidad de los sistemas de pozos inteligentes para identificar y controlar la producción de agua indeseada sin intervención, acelerando la producción, incrementando el recobro último y con un costo de operación comparativamente más bajo.

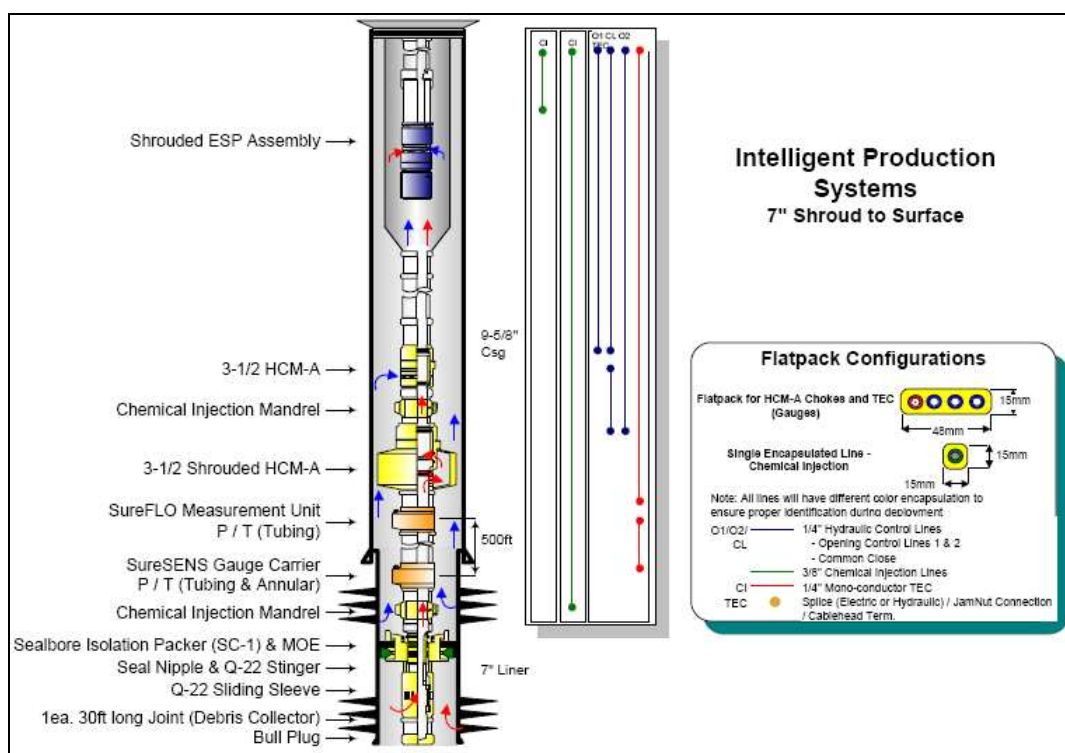
Partes que componen un completamiento inteligente:

- ***Mangas corredizas***

Cuando solo se desea un función Open/Close, definitivamente las mangas corredizas es una de las alternativas más recomendables para el aislamiento zonal, la selectividad y el flujo cerrado, por su popularidad, fiabilidad, economía

y simplicidad respecto a otros sistemas de completamiento inteligente, ver figura 49.

Figura 49. Configuración de un pozo inteligente



Fuente: Presentación Baker Oil tolos 2003

- **Sistema hidráulico inforce**

El sistema de pozos inteligentes inforce de Baker Hughes usa herramientas como mangas corredizas hidráulicas, empaquetadores de aislamiento, y medidas permanentes hueco abajo que logran monitorear el control de flujo y acortar la detección y la respuesta en tiempo, en las condiciones de cambio, ver figura 49.

- **Caltex e Inforce**

El caltex ha usado el sistema inforce para aumentar el rendimiento diario total por 25% en unas dos zonas productoras de aceite en Sumatra, Indonesia. En

este campo, la zona baja contiene excelentes reservas de aceite con una cantidad significativa de agua asociada. El objetivo de la instalación de este sistema de completamiento inteligente era evitar problemas de conificación que impedían la producción de ambas zonas productoras simultáneamente.

4.1 CHOKE HCM-A MAR II

4.1.1 Descripción

El HCM-A, es un choque controlado remotamente con la capacidad de ser posicionado por encima de un empaque mientras todavía permite el control del flujo para la zona inferior al empaque. El dispositivo puede ser colocado en un completamiento superior, así como en completamientos con grava, con liner o re-completamientos donde la utilización de un empaque “sealbore” es requerido. Esta operación elimina el requerimiento de algún tipo de alimentación a través del empaque y un choke HCM-A estándar sea colocado por debajo del empaque para la misma función, ver figura 49.

El Choke HCM-A es diseñado con una junta perforada localizada por debajo del Niple de Asiento para el control de flujo, que se encuentra adjunto, por debajo del choke. Un tapón para el control de flujo es pre-instalado en el niple de asiento para prevenir el flujo a través del tubing. Una envoltura especial sella por debajo de la junta perforada y por encima de los puertos del choke HCM-A creando un micro anular entre el diámetro interno de la envoltura y el diámetro externo de la junta perforada, el Niple de asiento y el choke HCM-A. Localizado en el interior de la envoltura se encuentra un manga que minimiza los efectos erosionales de cambiar las direcciones del fluido a medida que el flujo entra en el micro anular.

4.1.2 Características/Beneficios

- Elimina la intervención. El choke es controlado desde superficie a través de líneas de control hidráulicas.
- Reduce los costos, ya que elimina los tiempos de cierre de producción y de movimiento de la sarta.
- Un anillo difusor especialmente diseñado con termoplásticos de alta resistencia es localizado entre los puertos de flujo y la unidad de empaquetamiento inferior.
- Los sellos son fabricados con compuestos de alta resistencia, no elastomérico y de propiedad de la empresa que son químicamente inertes y 30% más fuertes que los materiales disponibles comercialmente. En lugar de convertirse en un sello duro y frágil o de unirse con el metal en ambientes severos, este componente realmente se comporta como un lubricante, aliviando los problemas de unión del sello.
- Incorpora características para el control de arena, scales y parafinas similar a la encontrada en las válvulas de seguridad serie T. (esta característica previene acumulaciones o depósitos excesivos de arena, parafina o scales comprometan el movimiento de la placa)
- El diseño del Pistón balanceado permite abrir o cerrar el choke con una presión de hasta 10000 psi en la cámara de control.
- Puertos de Flujo del choke de carbono de tungsteno sintetizado. Poseen un diseño tolerante a la erosión, como se demuestra por medio de flujos de 300000 lb de arena para la prueba.
- Mecanismo J para posicionar el HCM-A de forma confiable. Las posiciones del choke (6 posiciones además de completamente abierto y completamente cerrado) pueden ser personalizadas para cada aplicación. Proporciona parado mecánico físico para cada posición del choke.
- Todas las características y beneficios del Choke HCM-A estándar.

4.2 INFORCE HCM-A CHOKE AJUSTABLE

4.2.1 Descripción

El HCM-A, es una versión ajustable de la manga deslizante de Baker Oil Tools, la HCM, que es controlada desde superficie de forma hidráulica, y es un choke multiposición diseñado para control zonal selectivo sin la necesidad de intervenciones intrusivas. El HCM-A combina las características de la manga deslizante HCM, la tecnología del In Charge Intelligent Production Regulator (IPR) y una manga J de 6 posiciones para lograr un choke multi-posición confiable. La manga J estándar es configurada para proveer posiciones abiertas y cerradas, además de 6 posiciones de 3%, 6%, 9%, 12%, 15% y 20% del área total de tubing. Estas posiciones estándar del choke pueden ser reconfiguradas para proporcionar una secuencia personalizada.

El pistón balanceado hidráulicamente del HCM-A requiere dos líneas de control por válvula, pero al utilizar un tercer puerto para cámara de pistón, múltiples válvulas pueden ser configuradas para compartir una línea de cerrado común para reducir el número total de líneas. La aplicación de presión hidráulica en cualquier lado del pistón crea altas fuerzas de cambio en ambas direcciones por encima de las fricciones sobre el sello con el fin de superar fácilmente fuentes adicionales de fricción causadas por condiciones específicas del pozo. Para ajustar el choke de una posición a la otra, el HCM-A posee un ciclo para abrir completamente y uno para cerrar.

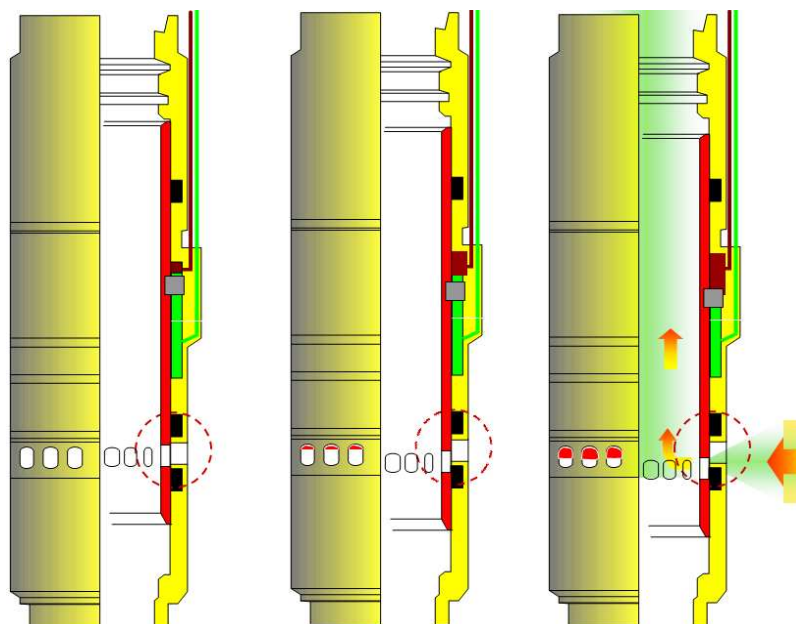
4.2.2 Características / beneficios

- Ajustable remotamente desde superficie sin la necesidad de intervención; permite la optimización de la producción en tiempo real sin intervención.

- Pistón hidráulico balanceado. Con un diseño simple y robusto, el pistón puede proveer un exceso de 17000 lb de fuerza con el fin de garantizar la habilidad del HCM-A de superar la acumulación de scales o escombros en la manga.
- Choke hecho a partir de carbono de tungsteno sintetizado, con un diseño tolerante a la erosión, como lo verifican las pruebas hechas con el flujo de 300000 lb de arena.
- Sistema de sello con resortes de metal energizado. Son los sistemas de sello hidráulico más experimentados y confiables de la industria. Garantiza la integridad del sistema hidráulico.
- Mecanismo J para posicionar el HCM-A de forma confiable. Las posiciones del choke pueden ser personalizadas para cada aplicación. Proporciona paro mecánico físico para cada posición del choke.

Simular las opciones tecnológicas de completamientos que permitan la configuración de las especificaciones y parámetros técnicos obtenidos para optimizar la producción se realizaron determinando el porcentaje de apertura de las válvulas de control variables en el fondo del pozo para cada uno de los pozos analizados en el capítulo anterior.

Figura 50. Funcionamiento de Válvula de control variable

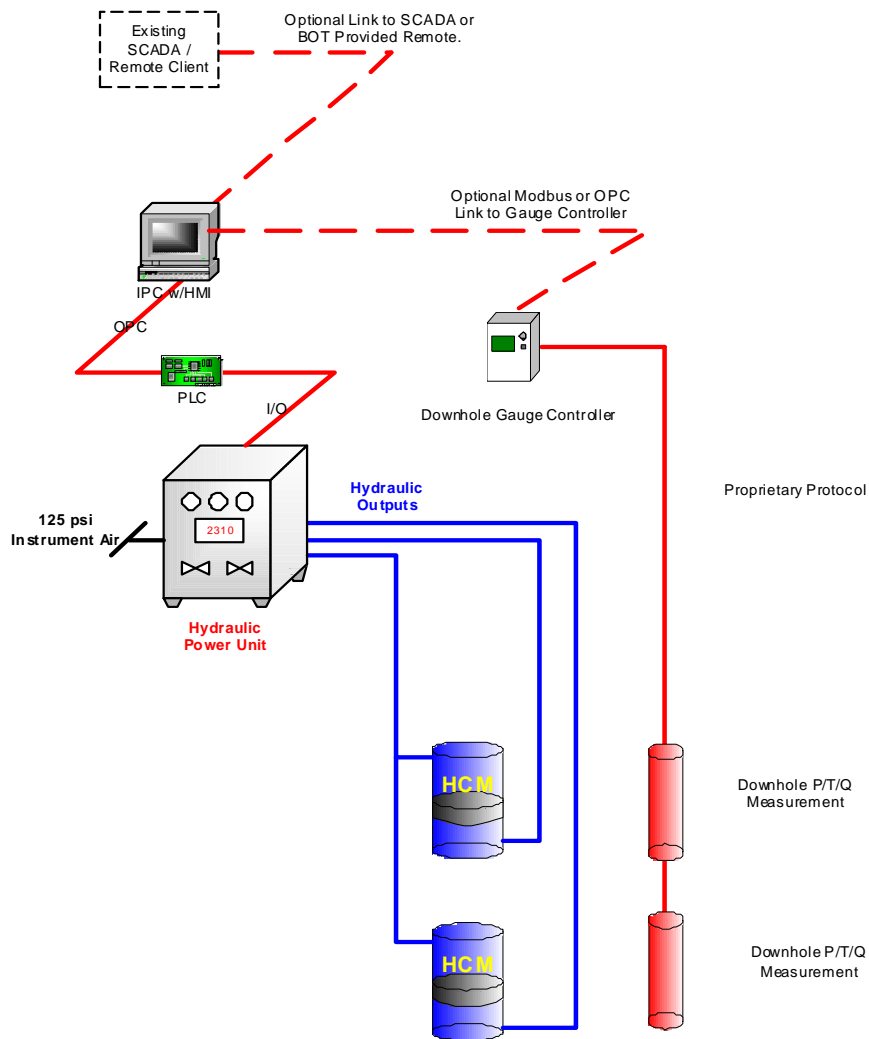


Fuente: Presentación Baker Oil tolos 2003

En la figura anterior se muestra la forma como operan las válvulas de control dentro de un completamiento inteligente. Se puede ver la secuencia en la que por medio de un fluido hidráulico se regula el paso del fluido a través de la válvula de control, haciendo que el flujo sea controlado y el que se desea en la operación. Esto hace referencia al choque definido en el capítulo 4.2, donde se presentan varios porcentajes de apertura del choque.

En los siguientes gráficos se presenta más detalladamente el funcionamiento de un completamiento inteligente y como operan las válvulas de control, y las propiedades más importantes de estos para que repercutan tan importantemente en la producción.

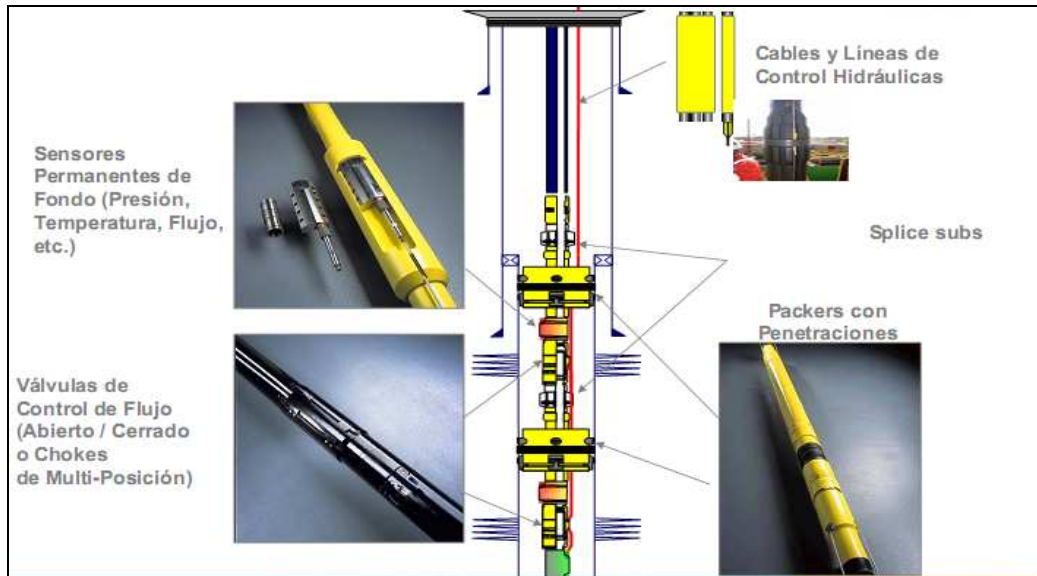
Figura 51. Funcionamiento de Válvula de control variable



Fuente: Presentación Baker Oil tolos 2003

Como se muestra el sistema cuenta con un monitoreo SCADA para el seguimiento de datos y procesamiento de los mismos. Igualmente con un equipo de procesamiento de señales, una fuente de poder hidráulico y los barriles de fluido tipo pistón para el desplazamiento de las posiciones de las válvulas

Figura 52. Componentes Básicos



Fuente: Presentación Baker Oil tolos 2003

Figura 53. Posiciones de la válvula HCM-A

		Flow Area	Body Slot / Insert Slot Alignment
100%	Area = 6.21 sq. in.		
Closed	Area = 0.000 sq. in.		
9%	Area = .559 sq. in.		
5%	Area = .311 sq. in.		
3%	Area = .186 sq. in.		
2%	Area = .1242 sq. in.		
1%	Area = .0621 sq. in.		
.5%	Area = .0311 sq. in.		

Fuente: Presentación Baker Oil tolos 2003

5. OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN CONJUNTA.

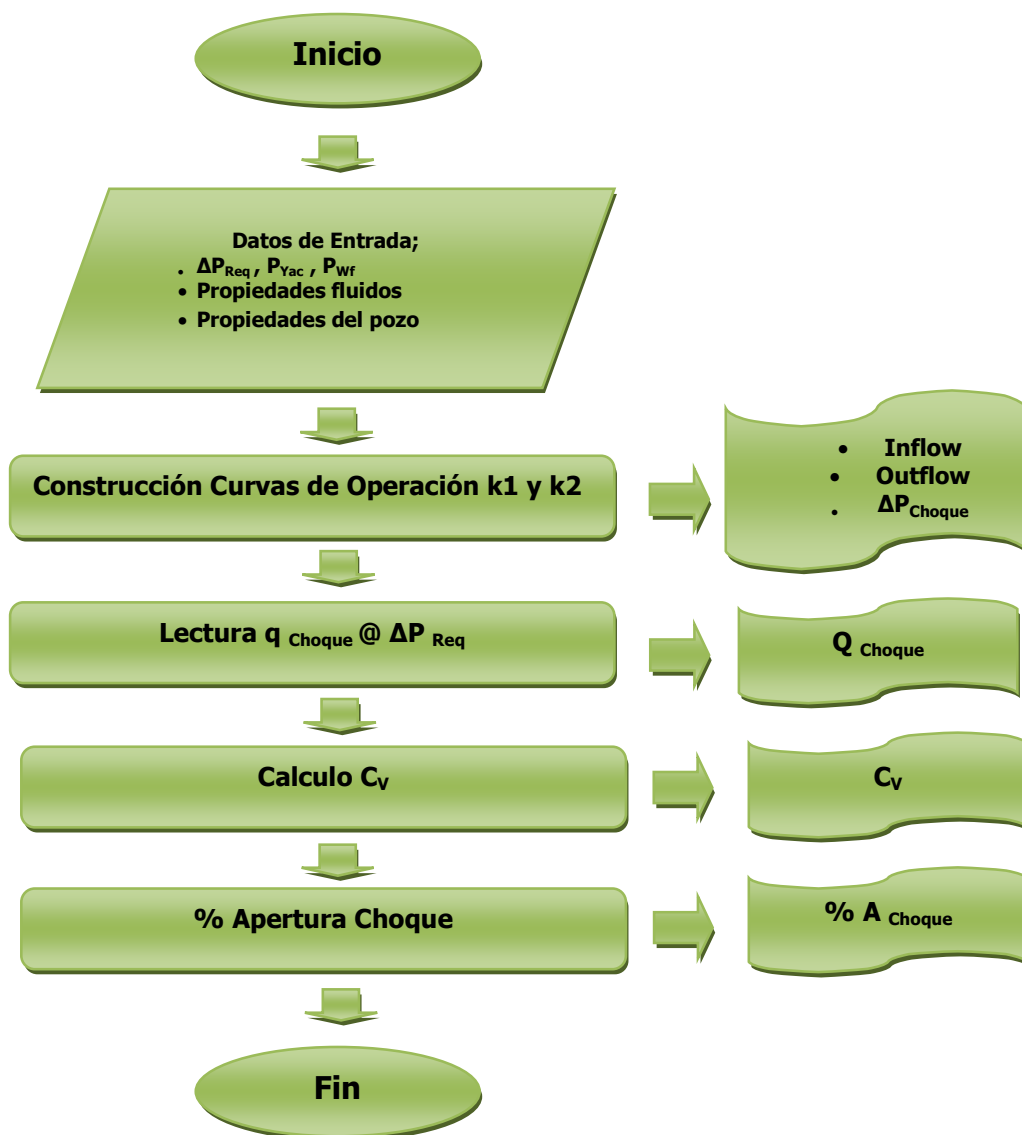
Una vez se tienen las curvas de operación del sistema, se procede a utilizar el modelo matemático de presiones del mismo, y de esta forma determinar la especificación del choque o válvula de flujo. Una válvula se puede definir como un aparato mecánico con el cual se puede iniciar, detener o regular la circulación (paso) de líquidos o gases mediante una pieza móvil que abre, cierra u obstruye en forma parcial uno o más orificios o conductos.

Las válvulas son unos de los instrumentos de control más esenciales en la industria. Debido a su diseño y materiales, las válvulas pueden abrir y cerrar, conectar y desconectar, regular, modular o aislar una enorme serie de líquidos y gases, desde los más simples hasta los más corrosivos o tóxicos. Sus tamaños van desde una fracción de pulgada hasta 30 ft (9 m) o más de diámetro. Pueden trabajar con presiones que van desde el vacío hasta más de 20000 lb/in² (140 Mpa) y temperaturas desde las criogénicas hasta 1500 °F (815 °C). En algunas instalaciones se requiere un sellado absoluto; en otras, las fugas o escurrimientos no tienen importancia.

La palabra flujo expresa el movimiento de un fluido, pero también significa para nosotros la cantidad total de fluido que ha pasado por una sección determinada de un conducto. Caudal es el flujo por unidad de tiempo; es decir, la cantidad de fluido que circula por una sección determinada del conducto en la unidad de tiempo.

Para establecer la metodología de análisis y optimización, se presenta un diagrama de flujo para observar de una forma más sencilla, los pasos a seguir para el desarrollo de la optimización.

Figura 54 Diagrama de flujo metodología



Fuente: Autor

Inicialmente se debe tener la información básica y detallada del pozo y de los fluidos que circulan por él. Por lo anterior se ha diseñado una interface de ingreso de datos con el propósito incluir todas las variables para el cálculo de las ecuaciones.

Se presenta, una interface agradable de los datos requeridos, como información general del pozo, algunos detalles del estado mecánico del pozo y el sistema de levantamiento por el cual está produciendo, así como el equipamiento que este posee.

Figura 55 Cargue de Datos (Apiay 004) (Data sheep)

GENERAL WELL DATA											
Target Installation Date:				Number of Wells:	Apiay 004						
Well Type:	Oil Producer <input checked="" type="checkbox"/>			Water Injector	<input type="checkbox"/>						
Well Configuration:	Vertical <input checked="" type="checkbox"/>			Deviated (Horizontal)	<input type="checkbox"/>						
Wellhead / Tree:	Platform <input type="checkbox"/>			Subsea	<input type="checkbox"/>						
Wellhead Type:	Horizontal <input type="checkbox"/>			Conventional	<input checked="" type="checkbox"/>						
Number of Penetrations Available:	Hydraulic <input checked="" type="checkbox"/>			Electric:	<input type="checkbox"/>						
Control Line Fluid:	Oil Based <input checked="" type="checkbox"/>			Control Line Fluid (Comm. Spec):							
Production Casing Details:	Size: 9 5/8"	Wt: 47	Grade: P-110	TD:							
Production Liner Details:	Size: 7"	Wt: 29	Grade: P-110	TD:							
Upper Tubing Details:	Size: 3 1/2"	Wt:	Grade:	TD:							
Lower Tubing Details:	Size:	Wt:	Grade:	TD:							
Reservoir Completions Type:	<input type="checkbox"/> Cased & Perforated <input checked="" type="checkbox"/> Cemented & Perforated Liner, size 7" <input type="checkbox"/> Slotted Liner, size: <input type="text"/> <input type="checkbox"/> Stand Alone Screen in OH, size: <input type="text"/>			<input type="checkbox"/> Gravel Packed, min. ID: <input type="text"/> <input type="checkbox"/> OH Expandable, min. ID: <input type="text"/> <input type="checkbox"/> Cased Hole Expandable, min. ID: <input type="text"/> <input type="checkbox"/> Other: <input type="text"/>							
TRSC SSV:	Style: <input type="text"/>	Size: <input type="text"/>	OD: <input type="text"/>	ID: <input type="text"/>	Depth: <input type="text"/>						
Chemical Injection:	Yes <input type="checkbox"/>	No <input checked="" type="checkbox"/>	Size: <input type="text"/>	OD: <input type="text"/>	Depth: <input type="text"/>						
Artificial Lift:	None <input type="checkbox"/>			ESP	<input checked="" type="checkbox"/>		ES-PCP	<input type="checkbox"/>		Gas Lift	<input type="checkbox"/>
Number of Artificial Lift Devices:	1										
Artificial Lift Device OD:	<input type="text"/> in			<input type="text"/> in		<input type="text"/> in		<input type="text"/> in			
Artificial Lift Setting Depth:	<input type="text"/> feetMD			<input type="text"/> feetMD		<input type="text"/> feetMD		<input type="text"/> feetMD			

RESERVOIR DATA for NODAL ANALYSIS										
FLUID PROPERTIES	Production Zone Name	K1	K2							
	Oil Gravity (*API)	30	30							
	Recombined GOR (scf/bbl)	2338.68	119.11							
	Gas Specific Gravity	0.64	0.64							
	N ₂ Partial Pres. (psi, mole %, ppm)									
	H ₂ S Partial Pres. (psi, mole %, ppm)									
	CO ₂ Partial Pres. (psi, mole %, ppm)									
	Producing Water Cut (%)	97.9	98.33							
	Water Salinity (ppm, mg/l)									
	Water Specific Gravity									
CANDIDATE WELL PROPERTIES	Depth Reference:			Kelly Bushing (KB) <input checked="" type="checkbox"/>						
	KB Elevation (ft), relative to sea level			975						
	Wellhead Elevation (ft), relative to sea level			950						
	Water Depth (ft)									
	Top of Zone (ft), MD									
	Base of Zone (ft), MD									
	Top of Zone (ft), TVD			10227		10692				
	Base of Zone (ft), TVD			10692		10875				
	Top of Perfs (ft), MD									
	Base of Perfs (ft), MD									
	Top of Perfs (ft), TVD			10625		10704				
	Base of Perfs (ft), TVD			10539		10724				
	Net Reservoir/Gross Reservoir (%)									
	Horizontal Permeability (md)									
	Porosity (%)									
Horizontal/Vertical Permeability										
Drainage Radius (ft)										
Borehole Diameter (in)										
Datum Depth (ft), TVD										
Reservoir Pressure at Datum, (psig)										
Static Wellhead Temperature (°F)										
Water Surface Temperature (°F)										
Sea Floor Temperature (°F)										

ARTIFICIAL LIFT DATA										
ESP	Manufacturer / Series	S/N: 2FP8D-07052 Serie 400			GAS LIFT	Injection Depth (ft), MD:				
	Number of Pumps:	1				Inj. Rate (Mscfd) or GLR (scf/stb):				
	Pump Model:	Reda DN 725N				Operating Valve Differential (psi):				
	Number of Stages / Pump:	217				Injection Temperature (°F):				
Depth at Pump Discharge (ft), MD:	7007			Injection Gas Specific Gravity:						

Fuente: Autor

Inmediatamente los datos PVT del pozo que presente la caracterización termodinámica del fluido, y culminando con las propiedades del pozo para la generación de los perfiles de presión y temperatura, para la determinación de flujo cruzado.

De igual forma, se debe ingresar el dato de diferencial de presión del choque. Este está basado en el balance de presiones mencionado anteriormente, donde la presión está en función de la relación de Pwf de las formaciones K1 y K2. Una vez se tenga todo el data input del proceso se procede a generar las curvas de de operación, Inflow y TPC, siendo esta la curva de rendimiento del tubing o llamado también Outflow. A continuación se presentan las curvas de operación para los pozos en los que se determinó por modelamiento, que tienen flujo cruzado, o en los que se encontró inyección de fluidos de la formación K2 a la formación K1.

Para la determinación de estas curvas, cabe anotar que se utilizaron las ecuaciones de Vogel para IPR y Hagedorn & Brown para la curva TPC.

Ecuación de Vogel

$$\frac{Q}{Q_{Max}} = 1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2$$

(Ecu 171)

❖ Análisis nodal para bombas electrosumergibles

Los análisis que se realizan en un sistema de producción en su conjunto, permite predecir el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos, como resultado de este análisis, se puede obtener por lo general una mejoría en la eficiencia de flujo, o bien un incremento en la producción.

Con el pasar del tiempo, el pozo que se encuentra en producción requerirá una energía adicional que le proporcione la suficiente presión requerida para llevar los fluidos del yacimiento a superficie, para ello se usan diversos sistemas de

levantamiento artificial entre los que se destacan el Gas lift, Bombeo Electrosumergible y bombeo hidráulico.

Para efectuar un análisis nodal en una bomba electrosumergible, comenzamos seleccionando un nodo en la bomba, donde esta pueda manejarse como un componente independiente en el sistema. La presión de entrada al nodo por la bomba está definida como P_{up} , y la presión de descarga de la bomba P_{dn} .

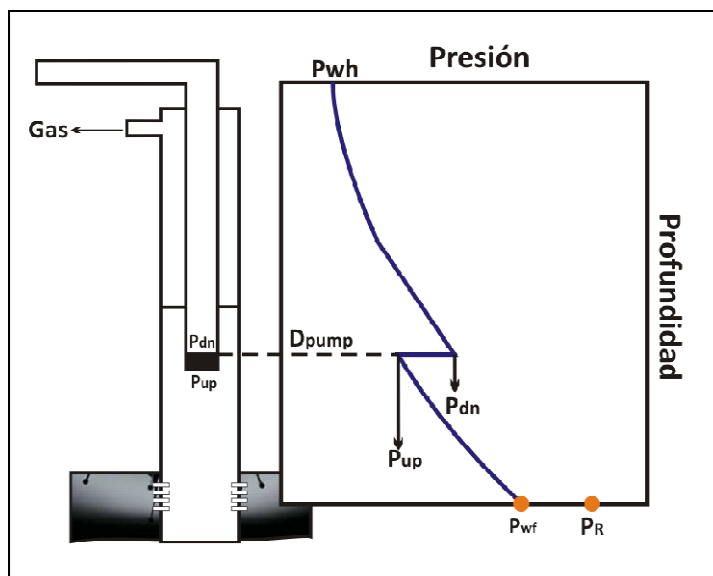
La presión de ganancia que la bomba debe generar para un caudal de producción particular, está definida por:

$$\Delta P = P_{dn} - P_{up}$$

(Ecu 172)

Estas presiones y sus ubicaciones se pueden apreciar en la siguiente gráfica:

Figura 56. Esquema de la bomba electrosumergible



Fuente: (adaptada del libro Production Optimization Using Nodal Analysis, BEGGS H. Dale. Figura 5-25)

El comportamiento de la presión por debajo de la bomba será calculado basándonos en la relación Gas/líquido de la formación y en el tamaño del casing. El comportamiento de la presión por encima de la bomba será basado en la relación Gas/líquido dentro de la bomba y en el tamaño del tubing.

Si la información está disponible con respecto al promedio del separador de gas, este podría ser asumido como un 50%. Luego las expresiones de Inflow y Outflow quedarán así:

$$\text{Inflow: } \overline{P_r} - \Delta P_{res} - \Delta P_{csg} \quad (\text{Por debajo de la bomba})$$

$$\text{Outflow: } P_{sep} + \Delta P_{línea\ de\ flujo} + P_{tub} \quad (\text{Por encima de la bomba})$$

El siguiente procedimiento puede ser usado para estimar la presión ganada y el poder requerido para lograr una capacidad particular de producción.

Inflow

1. Seleccione un caudal de líquido producido q_l .
2. Determine la Presión de fondo (P_{wf}) requerida para este q_l . (Usando su procedimiento adecuado)
3. Determine la presión de entrada de la bomba (P_{wp}), usando el diámetro del casing y el total de GLR producido para calcular la caída de presión por encima de la bomba.
4. Repetir el proceso para un rango de caudales de líquido q_l , y graficar P_{wp} vs q_l .

Outflow

1. Seleccionar un valor de q_i .
2. Determinar el GLR apropiado para el tubing y los cálculos de la caída de presión para la línea de flujo, el cual comprende los siguientes pasos:
 - a) Determinar la P_{bfp} y la temperatura del fluido en la bomba a valores de q_i calculados en el inflow.
 - b) Determinar el gas disuelto R_s a esta presión y temperatura.
 - c) Estimar la fracción libre de gas E_s , separada de la bomba. Esta dependerá de si usamos o no un separador downhole. Si no se usa, estimamos $E_s = 0.5$.
 - d) Calcular el GLR flujo descendente de la bomba desde el

$$GLR_{dn} = (1 - E_s) * (R_{total} - f_o R_s)$$

(Ecu 173)

Donde:

R_{total} = Producción total de Gas/Líquido.

R_s = Solución Gas/Aceite a condiciones de succión.

f_o = Fracción de flujo de aceite.

3. Determinar la P_{dn} usando GLR_{dn} para calcular las caídas de presión en el tubing y en la línea de flujo si la cabeza del casing es venteada por el gas. Si el casing es encontrado dentro de la línea de flujo, el GLR total será usado para determinar la caída de presión en la línea de flujo.

4. Repetir la operación para un rango de q_i y graficar P_{an} vs q_i en la misma gráfica.
5. Seleccionar varios caudales de producción y determinar la presión requerida ΔP para lograr una intersección entre las curvas de Inflow y Outflow a estos caudales. Las presiones de entrada y descarga también pueden ser determinadas para cada caudal.
6. Calcular el poder requerido, tamaño de la bomba, número de etapas, etc, para cada caudal de producción.

Donde los Horse Power requeridos para llevar el fluido desde el yacimiento al separador pueden ser calculados mediante la siguiente expresión:

$$HP = 1.72 * 10^{-5} * \Delta p * (q_o B_o + q_w B_w)$$

(Ecu 174)

Donde:

HP = HoursePower requeridos.

Δp = Presión ganada, psi.

q_o = Caudal de aceite, STB por día.

q_w = Caudal de agua, STB por día.

B_o = Factor volumétrico de formación del aceite a condiciones de entrada, bbl/STB.

B_w = Factor volumétrico de formación de agua a condiciones de entrada, bbl/STB.

La presión ganada (Δp) puede ser convertida a presión de cabeza si es necesario para la selección de la bomba, esto es posible, dividiendo la presión ganada (Δp) por la densidad del fluido que empieza a bombearse.

Obteniendo por medio de este análisis la mínima potencia requerida para llevar los fluidos del yacimiento al separador.

Modelo Matemático - Una zona de producción

$$Outflow = P_{wh} + \Delta P_h + \Delta P_{f.wellhead-ESP} - \Delta P_{Pump} \quad (Ecu 175)$$

$$Inflow = P_{wf} - \Delta P_h + \Delta P_{f.reservoir-ESP} - \Delta P_{Choke} \quad (Ecu 176)$$

$$Inflow = \left(P_{res} - \frac{q}{IP} \right) - \Delta P_h + \Delta P_{f.reservoir-ESP} - \Delta P_{Choke} \quad (Ecu 177)$$

Ecuación de Hagedorn & Brown

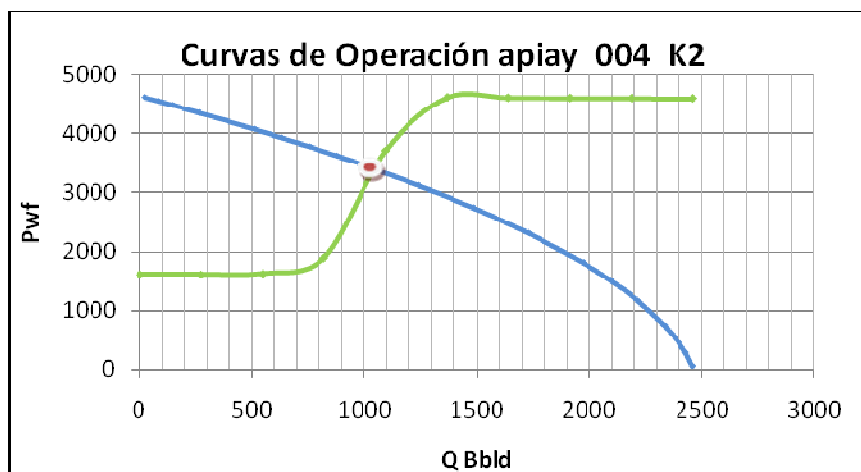
$$\frac{dp}{dZ} = \frac{f\rho_m^2 v_m^2}{2\rho_s d} + \rho_s g + \frac{f\rho_s \Delta(v_m^2)}{2dZ} + \Delta P_{ESP} \quad (Ecu 178)$$

$$dp = \frac{f\rho_m^2 v_m^2 dZ}{2\rho_s d} + \rho_s g dZ + \frac{f\rho_s \Delta(v_m^2)}{2} + \Delta P_{ESP} \quad (Ecu 179)$$

A continuación se presentan las curvas de operación del sistema con su respectiva grafica de diferencial de presión versus caudal como se muestra en la siguiente ecuación.

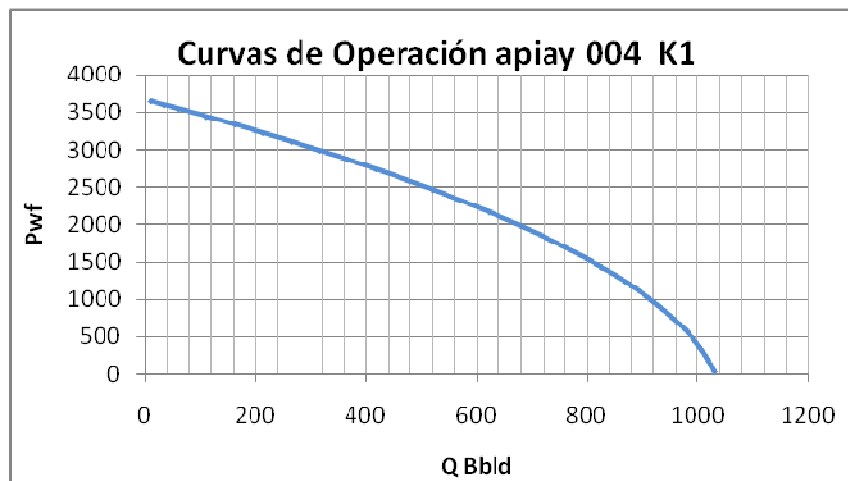
El propósito del proceso de diseño es especificar un diseño de choque, descrito como un perfil Cv, que de buena sensibilidad de control de flujo a través del rango de posición de la válvula. Ya que posicionando los componentes de control de la válvula son típicamente lineales, el objetivo del proceso de diseño es alcanzar la actuación de flujo lineal en relación a la posición lineal del choque.

Figura 57. Punto de Operación Apiay 004 K2



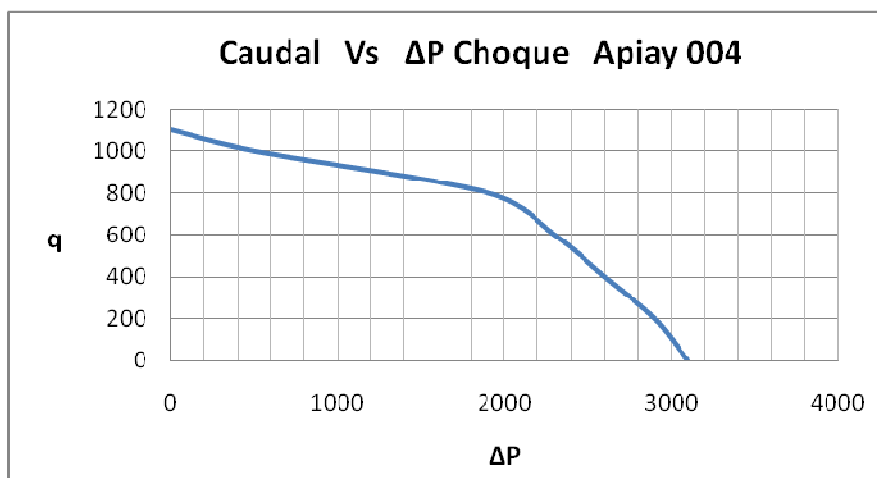
Fuente: Autor

Figura 58. IPR Apiay 004 K1



Fuente: Autor

Figura 59. Caudal vs Choque Apiay 004



Fuente: Autor

Es muy perceptible que en los pozos de Apiay donde se suscita el fenómeno de inyección, la presión de fondo fluyendo de K1 es mayor que la presión de yacimiento, en este caso y para el desarrollo del siguiente análisis, se tendrá un regla del dedo gordo, y es que la producción deseada de K1 será 3/4 del potencial máximo (AOF) del pozo para esa zona.

A este caudal se tendrá una P_{wf} determinada, la cual determinará un diferencial de presión con la P_{wf} inicial del pozo, que será el diferencial de presión requerido por el choque para la obtención de las condiciones de flujo conjunto.

En el proceso de diseño de la válvula de control de flujo, se debe considerar la máxima tasa de flujo esperada a través de ella. La máxima tasa puede ser definida como el punto de equilibrio de operación correspondiente a la más baja P_{wf} esperada, o esta puede ser restringida por la máxima velocidad permisible para la erosión aceptable del conducto de flujo.

En un pozo inteligente, se asume que la presión en cabeza del tubing no es alterada, pero en cambio, la contrapresión adicional impuesta sobre las perforaciones es generada por restricciones de flujo a través de la válvula de control de flujo entre la formación K1 y K2.

A la máxima tasa, la válvula de control de flujo se considera que esta totalmente abierta, con una caída de presión insignificante a través de esta. A tasas más bajas que la máxima, la caída de presión a través de la válvula de control de flujo es igual a la diferencia entre la presión definida por la curva IPR y la presión de la curva TPC a una tasa específica.

$$\Delta P_{Choque} = P_{IPR} - P_{TPC}$$

(Ecu 180)

Esta ecuación describe un lugar de puntos sobre el grafico representando la diferencia de presión, como lo muestra las figuras. Los diferenciales de presión de las válvulas pueden ser considerados a tasas de flujo discretas como una fracción de la máxima tasa de flujo, como 20%, 40%, 60%, etc. El número de posiciones

discretas corresponden a posiciones ajustadas de la válvula de control de flujo. Si la válvula es infinitamente variable, la caída de presión a cualquier tasa de flujo es representada por la continuidad de la curva de caída de presión.

Se puede determinar entonces el diseño de flujo a cada posición. Para una sola fase, el flujo de líquido incompresible a través de un orificio circular o choque, la relación entre la caída de presión, ΔP , la tasa de flujo, q_L , y el diámetro del orificio, d , puede ser representados por la ecuación:

$$q_L = C_1 C_d d^2 \sqrt{\frac{\Delta P}{\gamma_L}}$$

(Ecu 181)

Donde:

q_L = Tasa de flujo de líquido a través del orificio.

C_1 = constante.

C_d = constante de descarga del orificio.

d = diámetro del orificio.

ΔP = caída de presión a través del orificio.

γ_L = densidad relativa del líquido (agua=1).

El diseño mecánico del control de flujo para el comportamiento de flujo deseado es más complejo que el que puede ser derivado por la ecuación debido a la geometría compleja, orificios no circulares, trayectorias de flujo tortuosas, flujo multifásico, comportamiento de flujo no-newtoniano. El actual diseño mecánico del control de flujo, incluye la geometría del orificio para cumplir con la caída de presión requerida, puede ser derivada por la combinación de modelamientos analíticos, correlaciones empíricas y pruebas de flujo de circuito cerrado.

Una vez se establece el diseño del control de flujo, el rendimiento del flujo, en términos de flujo de agua, se describe por el coeficiente de la válvula, C_v . El uso

de C_v como un descriptor para el rendimiento de la válvula de control de flujo permite compara diferentes válvulas. C_v tiene una definición muy específica.

$$q_L = C_v \sqrt{\frac{\Delta P}{\gamma_L}}$$

(Ecu 182)

Donde:

q_L = tasa de flujo de liquido a través de la válvula (US gpm).

C_v = coeficiente de la válvula (Usgpm/psi^{1/2}).

ΔP = caída de presión a través de la válvula (psi).

γ_L = densidad relativa del liquido.

Como se señaló en la metodología, con esta ecuación de choque se establece un coeficiente de capacidad de la válvula de choque, a partir de un diferencial de presión específico que se sustrae del balance de presiones establecido en el capitulo anterior. Posteriormente a esto se utiliza el modelo matemático generado para establecer la relación entre el coeficiente de capacidad y el % de apertura del choque que es el objetivo final del trabajo. El siguiente grafico denota el modelo matemático desarrollado para relacionar el % de apertura del choque con el coeficiente de capacidad C_v . Vale aclarar que el modelo se realizó con diseños experimentos y es netamente empírico.

Tabla 9 Análisis Apiay 004

Pwf k1 inicial	3335	Pwf @ 3/4 AOF k1 (630,9 Bbl)	1510
Pwf k2 inicial	3049	ΔP	1825
AOF k1	1033	q choque k2	800
AOF k2	2465	λ Liquido	0,87

Fuente: Autor

Ahora para el cálculo final, se tiene que:

$$q_L = Cv \sqrt{\frac{\Delta P}{\gamma_L}}$$

(Ecu 183)

$$Cv = \frac{q_L}{\sqrt{\frac{\Delta P}{\gamma_L}}}$$

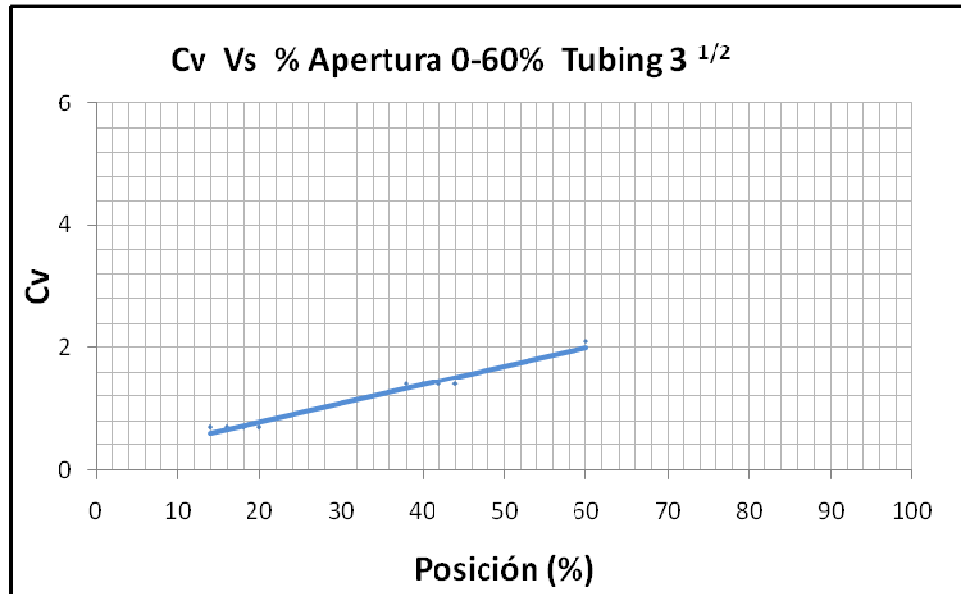
(Ecu 184)

Con estos datos se obtiene un valor de Cv de 17,46.

Con este valor de capacidad de la válvula se puede inferir en un porcentaje de apertura de la misma. Para lo anterior se ha desarrollado un modelo experimental con datos reales y literatura, donde se relaciona la capacidad de la válvula y el porcentaje de apertura, como se presenta a continuación.

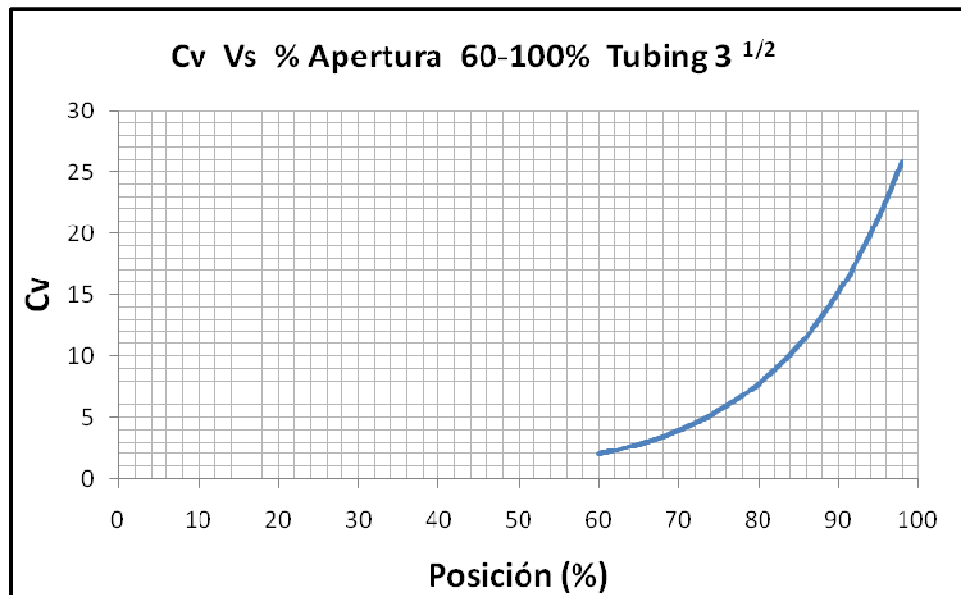
De estos gráficos se puede obtener el valor de % apertura que para la optimización de la producción de Apiay 004 es 93%.

Figura 60. Modelamiento Choque Tubing 3 1/2 (0-60%)



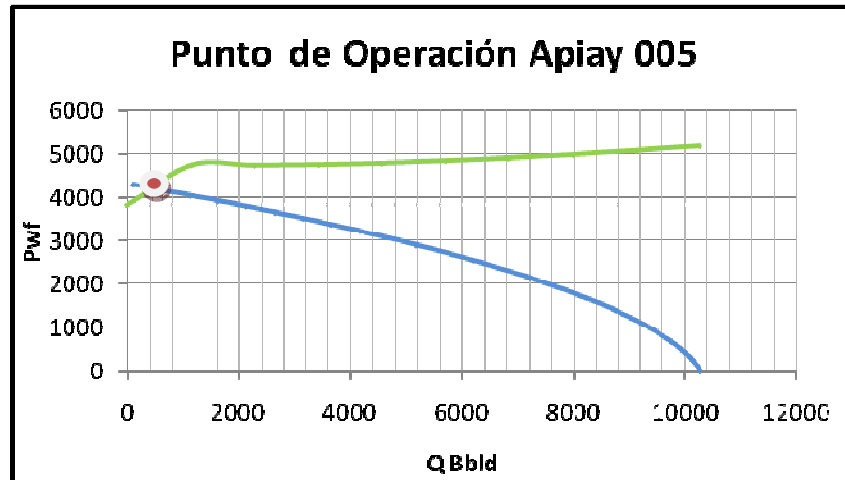
Fuente: Autor

Figura 60a Modelamiento Choque Tubing 3 1/2 (60-100%)



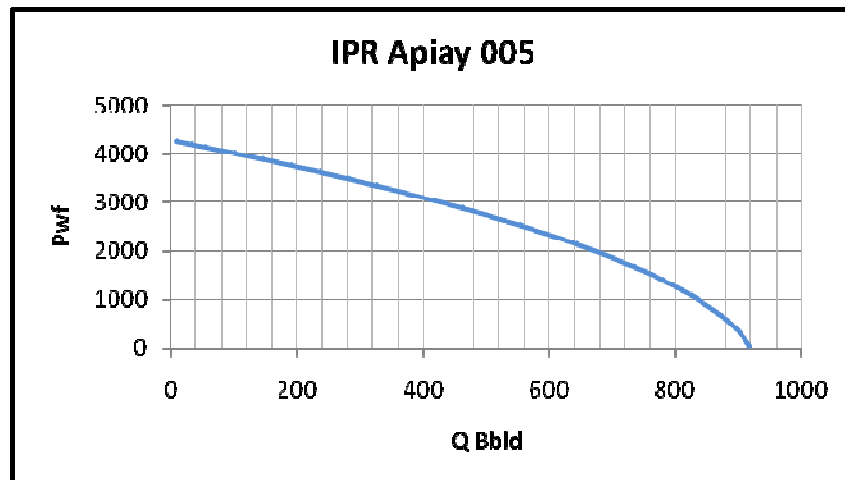
Fuente: Autor

Figura 61. Punto de Operación Apiay 005



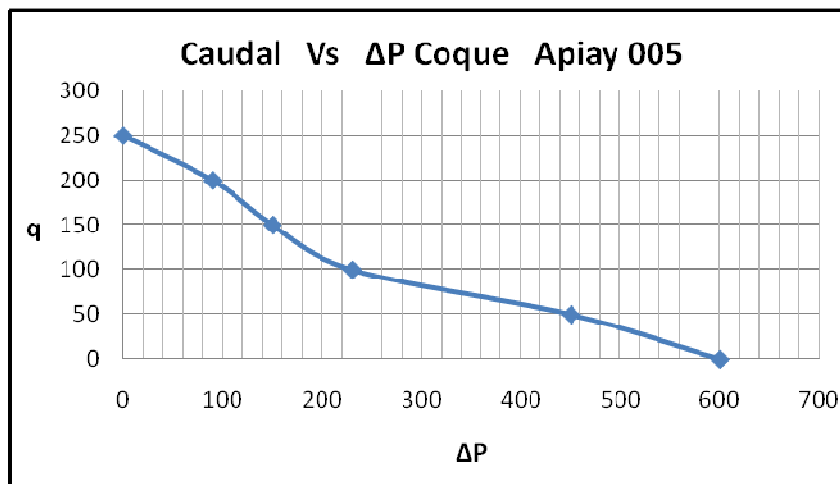
Fuente: Autor

Figura 62. IPR Apiay 005



Fuente: Autor

Figura 63. Caudal vs Choque Apiay 005



Fuente: Autor

De igual forma para el Apiay 005, donde se pretende optimizar la producción.

Tabla 10 Análisis Apiay 005

Pwf k1 inicial	3176	Pwf @ 1/2 AOF K1 (630,9 Bbl)	2880
Pwf k2 inicial	3658	ΔP	296
AOF k1	920,6	q choque k2	80
AOF k2	10263	λ Liquido	0,87

Fuente: Autor

Ahora para el cálculo final, se tiene que:

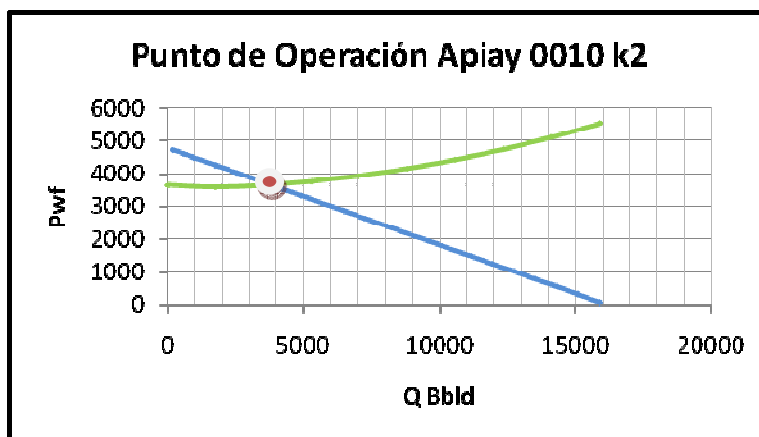
$$q_L = C_v \sqrt{\frac{\Delta P}{\gamma_L}} \quad (\text{Ecu 185})$$

$$C_v = \frac{q_L}{\sqrt{\frac{\Delta P}{\gamma_L}}} \quad (\text{Ecu 186})$$

Con estos datos se obtiene un valor de Cv de 4,337.

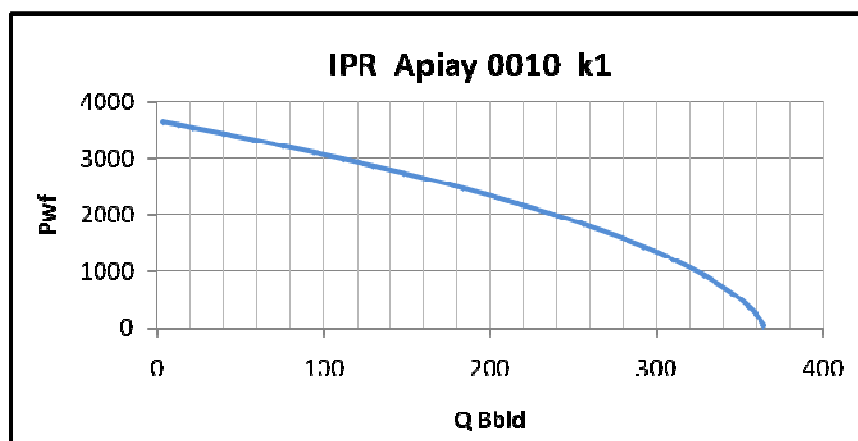
Con este valor de capacidad de la válvula se puede inferir en un porcentaje de apertura de la misma. Para lo anterior se ha desarrollado un modelo experimental con datos reales y literatura, donde se relaciona la capacidad de la válvula y el porcentaje de apertura, como se presenta a continuación. De estos gráficos se puede obtener el valor de % apertura que para la optimización de la producción de Apiay 004 es 73%.

Figura 64. Punto de Operación Apiay 0010 K2



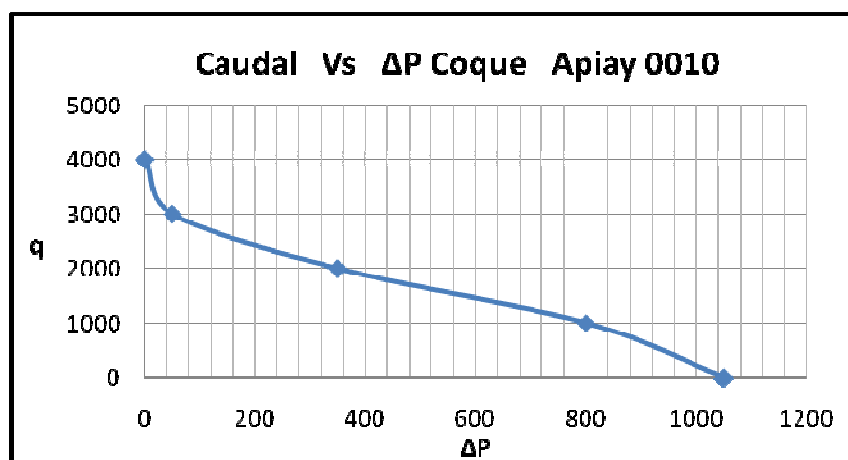
Fuente: Autor

Figura 65. IPR Apiay 0010 K1



Fuente: Autor

Figura 66. Caudal Vs ΔP Coque Apiay 0010



Fuente: Autor

Para el Apiay 0010

Tabla 11 Análisis Apiay 005

Pwf k1 inicial	3176	Pwf @ 1/2 AOF K1 (630,9 Bbl)	2880
Pwf k2 inicial	3658	ΔP	296
AOF k1	920,6	q choque k2	80
AOF k2	10263	λ Liquido	0,87

Fuente: Autor

Ahora para el cálculo final, se tiene que:

$$Cv = \frac{q_L}{\sqrt{\frac{\Delta P}{\gamma_L}}}$$

(Ecu 187)

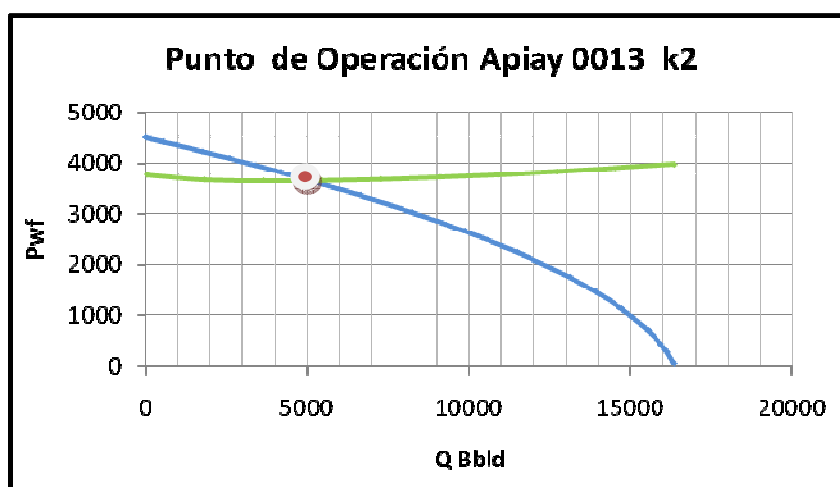
Con estos datos se obtiene un valor de Cv de 21,82.

Con este valor de capacidad de la válvula se puede inferir en un porcentaje de apertura de la misma. Para lo anterior se ha desarrollado un modelo experimental

con datos reales y literatura, donde se relaciona la capacidad de la válvula y el porcentaje de apertura, como se presenta a continuación. De estos gráficos se puede obtener el valor de % apertura que para la optimización de la producción de Apiay 004 es 95%.

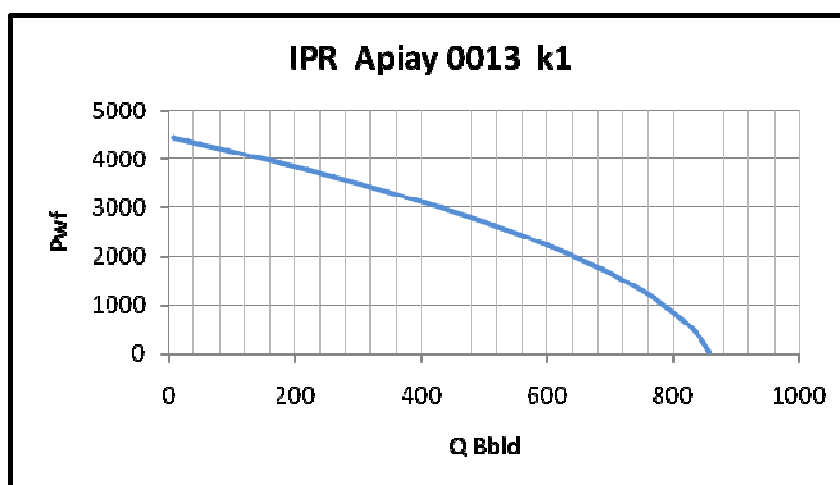
Para el Apiay 0013

Figura 67. Punto de Operación Apiay 0013 K2



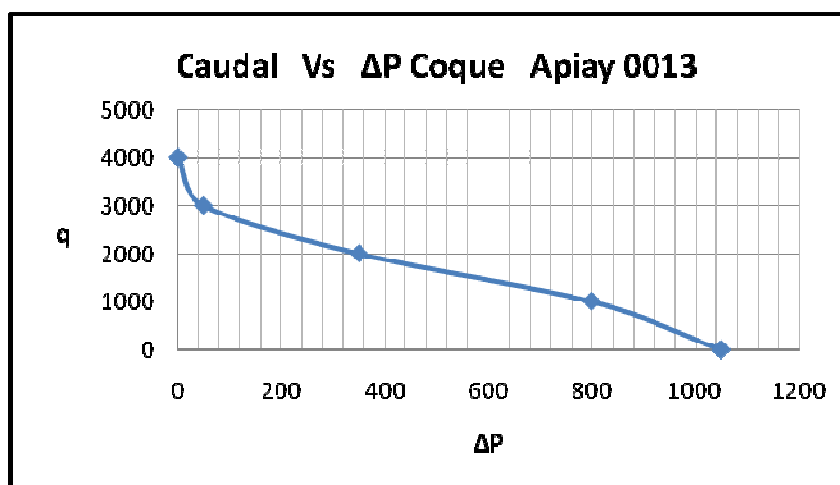
Fuente: Autor

Figura 68. IPR Apiay 0013 K1



Fuente: Autor

Figura 69. Caudal Vs ΔP Coque Apiay 0013



Fuente: Autor

Tabla 12 Análisis Apiay 0013

Pwf k1 inicial	4134,1	Pwf @ 1/2 AOF K1 (630,9 Bbl)	3200
Pwf k2 inicial	4169	ΔP	934,1
AOF k1	858,7	q choque k2	700
AOF k2	16352,2	λ Líquido	0,87

Fuente: Autor

Ahora para el cálculo final, se tiene que:

$$Cv = \frac{q_L}{\sqrt{\frac{\Delta P}{\gamma_L}}}$$

(Ecu 188)

Con estos datos se obtiene un valor de Cv de 21,36.

De estos gráficos se puede obtener el valor de % apertura que para la optimización de la producción de Apiay 004 es 94%.

5.1. ANÁLISIS ECONÓMICO

El análisis económico se considera tomando un caudal inicial para los pozos Apiay-4, Apiay-5, Apiay-10 y Apiay-13 de 750, 190, 820 y 137 Bbls/día, después de instalar las válvulas de control variable configurándolos con las aperturas calculadas anteriormente ver la tabla 13, estos resultados están dados sin disminuir los costos de transporte que para el campo están actualmente en \$US 5.34 porque se piensa disminuir la extracción de agua.

El comportamiento de producción de aceite en el campo Apiay se caracteriza por una declinación de 0.1 hasta 0.48 anual nominal, ver tabla 13

Tabla 13. Caudales en los candidatos del Campo Apiay.

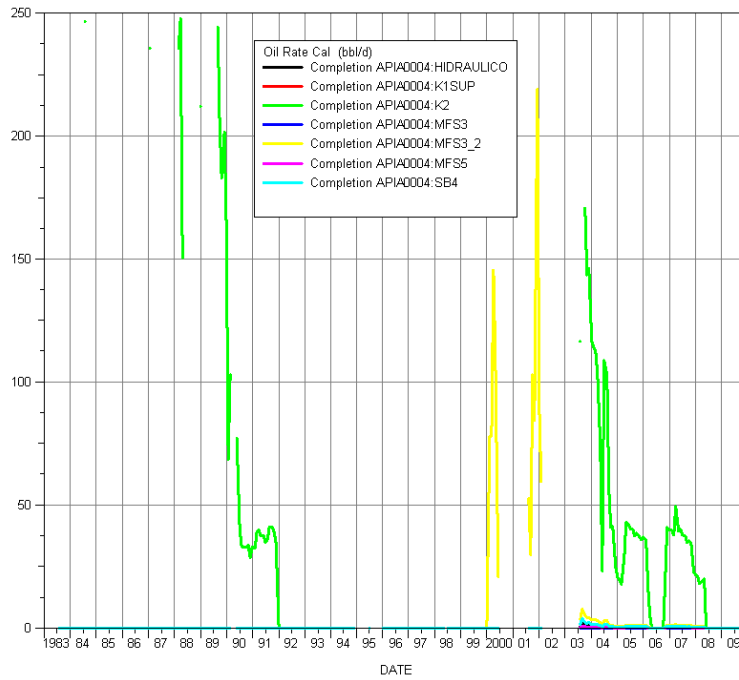
POZOS	Actual			Instalación de choque			Di
	Q (Bbld)	Q (Bbld)	Sumatoria	Q (Bbld)	Q (Bbld)	Sumatoria	
	K1	K2	K1+K2	K1	K2	K1+K2	A.n
Apiay 004	0	40	40	774	16	790	0.312
Apiay 005	140	0	140	460	80	540	0.1248
Apiay 0010	172	0	172	244	700	944	0.1572
Apiay 0013	0	80	80	286	30	316	0.4848

Fuente: Autor

El pronóstico para el campo está basado en el comportamiento de la producción durante los últimos 10 años para determinar los índices de declinación nominal anual como se presentan en la tabla 13, los caudales fueron tomados de la base datos OFM para el campo Apiay teniendo en cuenta la producción final del pozo, pero con la producción distribuida por unidades de flujo K2, Hidráulico y K1 que

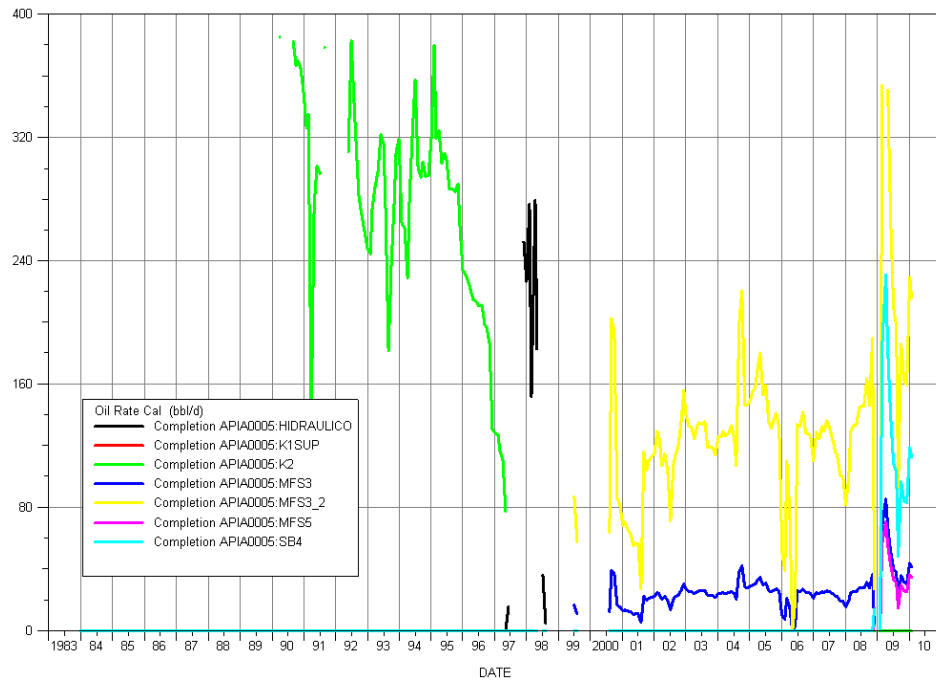
compone las subunidades MSF3, MSF3_2, MSF5, SB4, K1SUP. Ver las figuras 70, 71, 72 y 73.

Figura 70. Distribución de producción Apiay-4



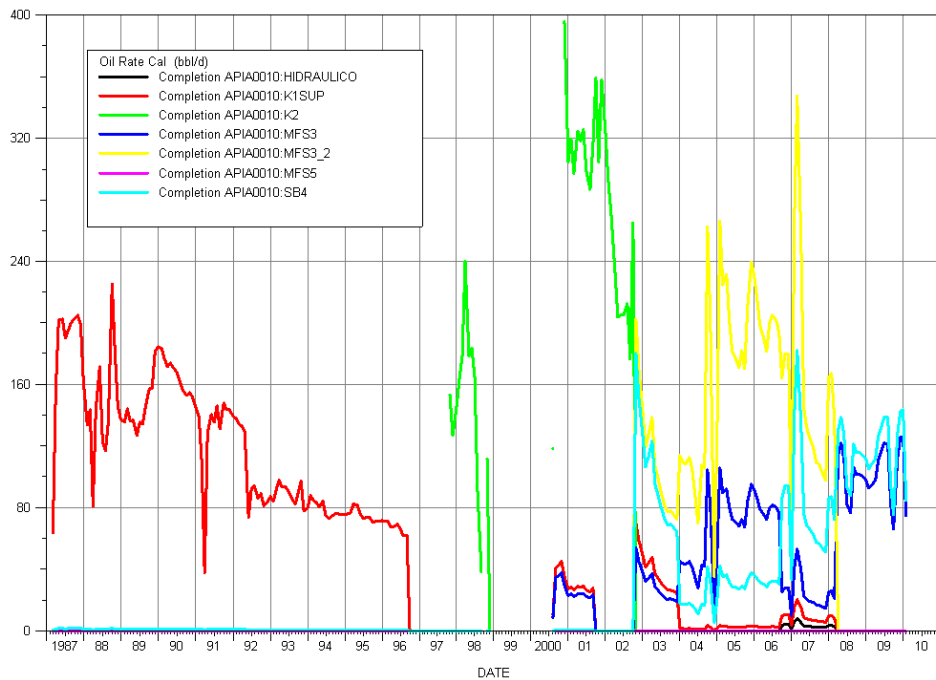
Fuente: Autor

Figura 71. Distribución de producción Apiay-5



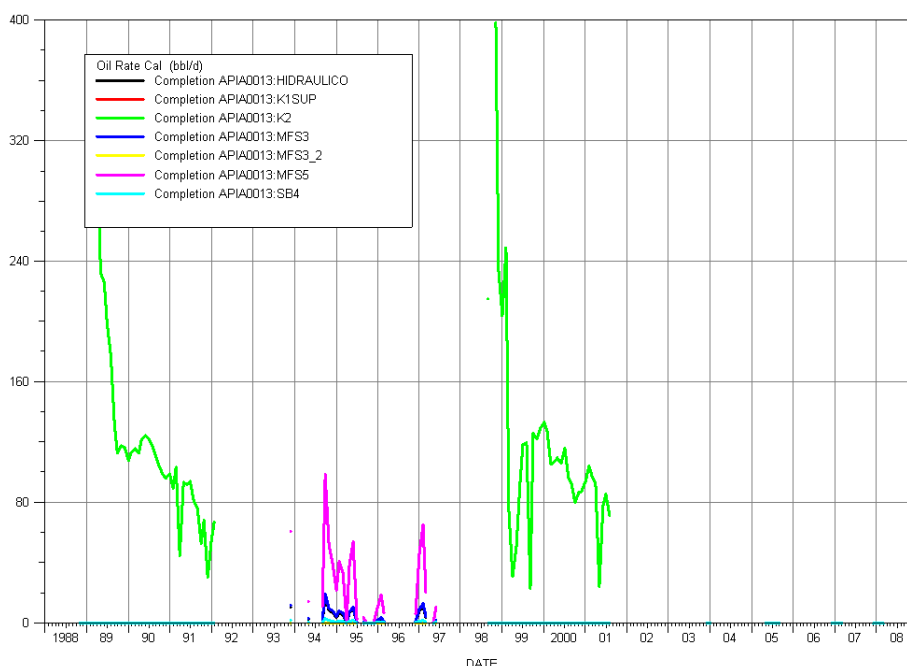
Fuente: Autor

Figura 72. Distribución de producción Apiay-10



Fuente: Autor

Figura 73. Distribución de producción Apiay-13



Fuente: Autor

Para el análisis económico el caudal inicial a \$US 40 es la suma de las tasas diarias de K1 y K2 ver tabla 13 y las declinaciones se calcularon con la ayuda de un software de análisis de producción (Oil Field Manager) agrupando la producción de las subunidades de K1 o la producción de K2 dependiendo del mayor caudal después de la instalación de la válvula de control en fondo.

Tabla 14. Precios para el equipo de Work Over.

DESCRIPCIÓN		UNIDAD	VR.UN. US\$
EQUIPO DE WORK OVER			
MOVILIZACION			
1	Transporte y armada de equipo desde su base al primer pozo en Apiay y desmovilización final a su base		
1.1	Costo Global de Transporte y armada de equipo	Global	
2	Transporte , armada y desarmada entre pozos dejándolo listo para iniciar operación (sin tubería de trabajo)		
2.1	Distancia 0-6 KM	EA	14,078.61
2.2	Distancia 6-70 KM	EA	22,666.56
2.3	Distancia mayor de 70 KM	EA	51,621.57
3	Transporte , armada y desarmada entre pozos dejándolo listo para iniciar operación (con tubería de trabajo)		

3.1	Distancia 0-6 KM	EA	14,078.61
3.2	Distancia 6-70 KM	EA	22,666.56
3.3	Distancia mayor de 70 KM	EA	51,621.57
EQUIPO ACTIVO			
4	Equipo Activo con cuadrilla		
4.1	Equipo de reacondicionamiento sin tubería de trabajo	Hr	539.68
4.2	Equipo de reacondicionamiento con tubería de trabajo	Hr	553.17
5	Equipo en espera con cuadrilla		
5.1	Equipo de reacondicionamiento sin tubería de trabajo	Hr	539.68
5.2	Equipo de reacondicionamiento con tubería de trabajo	Hr	553.17
6	Adicionales		
6.1	Equipo en Stand by	Día	3,805.92
6.2	Tarifa de Operación Carro macho	Hr	97.14
6.3	Viaje camión cisterna de 200 Bls	EA	269.84
6.4	Servicio de aseo y limpieza de la localización	EA	2,050.78
6.5	Tarifa diaria obrero de patio	Día	131.40
6.6	Tarifa alquiler de campero	Día	151.11
6.7	Tarifa de trailer Adicional	Día	136.09
6.9	Movilización y Desmovilización Frac Tank	Global	868.18
6.10	Tarifa de planta Adicional (Incluye movilización y sistema de	Día	328.50
6.11	Movilización y Desmovilización de PH	Global	1,149.75
6.12	Tarifa de operación PH	Hr	84.47
6.13	Tarifa de circulación de pozos (Incluye cuadrilla, bomba)	Global	2,346.43

Fuente: Superintendencia de Operaciones Central, ECP

Por ser la instalación de una herramienta en el fondo se necesita el alquiler de un equipo de workover, su movilización y la compra del completamiento inteligente. Considerando el capex, las regalías, los impuestos y los resultados del análisis económico se encuentran en las tablas 15, 16, 17, 18 y figura 74. Se observa la tasa interna de retorno para los cuatro casos por lo que se puede considerar rentable su ejecución. Los costos por hora de equipo, transportes, movilización y sus accesorios se encuentran relacionados en la tabla 14.

Tabla 15. Indicadores financieros Apiay-4.

FLUJO DE CAJA	2010	2011	2012	2013	2014
EBIT	0,000	4.488,511	3.285,507	2.404,930	1.760,365
+ GASTOS NO EFECTIVOS (DEPRECIACIONES)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
EBITDA	0,000	4.488,511	3.285,507	2.404,930	1.760,365
- IMPUESTOS OPERATIVOS	0,000	-1.481,209	-1.084,217	-793,627	-580,920
-CAPEX	-1.200,000	0,000	0,000	0,000	0,000
-KTNO	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
FLUJO DE CAJA LIBRE DEL PROYECTO	-1.200,000	3.007,3022	2.201,2897	1.611,3034	1.179,4443
FLUJO DE CAJA ACUMULADO	-1.200,000	1.807,3022	4.008,5918	5.619,8952	6.799,3395
INDICADORES FINANCIEROS					
Tasa Interna de Oportunidad para ECP	11,1%				

Valor presente neto MUSD	\$ 5.951,54
TIR	224%
RELACION COSTO BENEFICIO	3,54

Fuente: Autor

Tabla 16. Indicadores financieros Apiay-5.

FLUJO DE CAJA	2010	2011	2012	2013	2014
EBIT	0,000	2.886,695	2.548,009	2.249,060	1.985,185
+ GASTOS NO EFECTIVOS (DEPRECIACIONES)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
EBITDA	0,000	2.886,695	2.548,009	2.249,060	1.985,185
- IMPUESTOS OPERATIVOS	0,000	-952,609	-840,843	-742,190	-655,111
-CAPEX	-1.200,000	0,000	0,000	0,000	0,000
-KTNO	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
FLUJO DE CAJA LIBRE DEL PROYECTO	-1.200,0000	1.934,0858	1.707,1661	1.506,8701	1.330,0742
FLUJO DE CAJA ACUMULADO	-1.200,0000	734,0858	2.441,2518	3.948,1220	5.278,1962
INDICADORES FINANCIEROS					
Tasa Interna de Oportunidad para ECP		11,1%			
Valor presente neto MUSD	\$ 5.780,33				
TIR	149%				
RELACION COSTO BENEFICIO	3,52				

Fuente: Autor

Tabla 17. Indicadores financieros Apiay-10.

FLUJO DE CAJA	2010	2011	2012	2013	2014
EBIT	0,000	5.198,077	4.441,929	3.795,776	3.243,616
+ GASTOS NO EFECTIVOS (DEPRECIACIONES)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
EBITDA	0,000	5.198,077	4.441,929	3.795,776	3.243,616
- IMPUESTOS OPERATIVOS	0,000	-1.715,365	-1.465,837	-1.252,606	-1.070,393
-CAPEX	-1.200,000	0,000	0,000	0,000	0,000
-KTNO	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
FLUJO DE CAJA LIBRE DEL PROYECTO	-1.200,0000	3.482,7117	2.976,0926	2.543,1697	2.173,2228
FLUJO DE CAJA ACUMULADO	-1.200,0000	2.282,7117	5.258,8043	7.801,9740	9.975,1968
INDICADORES FINANCIEROS					
Tasa Interna de Oportunidad para ECP		11,1%			
Valor presente neto MUSD	\$ 10.256,96				
TIR	276%				
RELACION COSTO BENEFICIO	3,98				

Fuente: Autor

Tabla 18. Indicadores financieros Apiay-13.

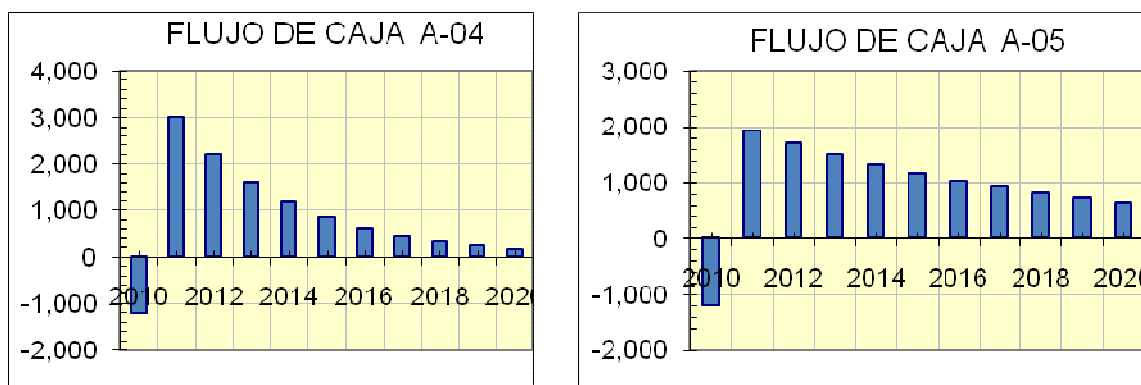
FLUJO DE CAJA	2010	2011	2012	2013	2014
EBIT	0,000	1.188,248	731,747	450,625	277,504

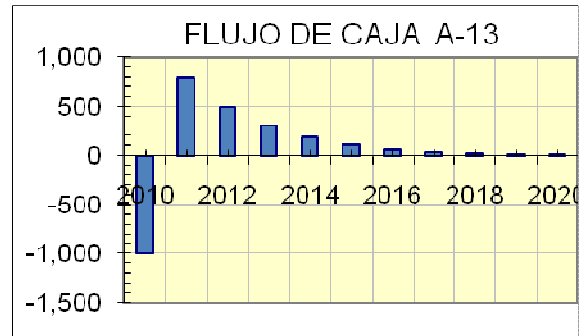
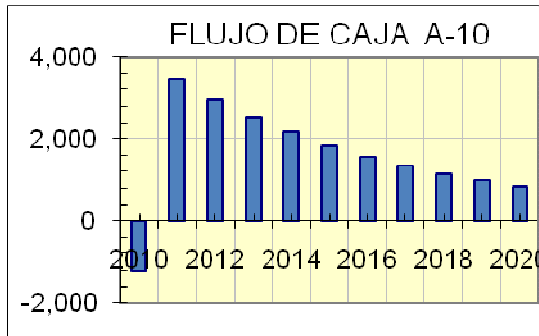
+ GASTOS NO EFECTIVOS (DEPRECIACIONES)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
EBITDA	0,000	1.188,248	731,747	450,625	277,504
- IMPUESTOS OPERATIVOS	0,000	-392,122	-241,477	-148,706	-91,576
-CAPEX	-1.000,000	0,000	0,000	0,000	0,000
-KTNO	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
FLUJO DE CAJA LIBRE DEL PROYECTO	-1.000,000	796,1258	490,2705	301,9185	185,9276
FLUJO DE CAJA ACUMULADO	-1.000,000	-203,8742	286,3963	588,3149	774,2425
INDICADORES FINANCIEROS					
Tasa Interna de Oportunidad para ECP		11,1%			
Valor presente neto MUSD		\$ 543,07			
TIR		41%			
RELACION COSTO BENEFICIO		1,87			

Fuente: Autor

Los flujos de caja para realizar los proyectos de la implementación de completamientos inteligentes se presentan en la figura 69. y haciendo la comparación de estos se recomienda en primera opción la instalación de esta tecnología en el pozo Apiay-10.

Figura 74. Flujo de caja A-04, A-05, A-10, A-13





Fuente: Autor

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Por modelamiento en PIPESIM y WELL FLOW se determinó que el flujo cruzado es una realidad para algunos de los pozos del Campo Apiay específicamente para los pozos 004, 005, 0010 y 0013, presentando invasión de los fluidos de la formación K2 en la formación K1.
- Para el buen diseño de la válvula de control de flujo y el éxito de la operación es indispensable conocer de manera detallada y segura el estado mecánico del pozo al igual que los gradientes de presión y temperatura.
- Para que sea factible la implementación de los TPI se debe considerar solo las arenas K1 y K2, pues tienen el mayor potencial del campo y antes de esto se debe recañonear K1.
- Para realizar el cálculo de los diferenciales de presión se debe tener en cuenta y verificar muy bien el caudal o porcentaje de AOF de K1 que se quiere producir y no sobrepasar los valores presión en los que se encuentra estabilidad o equilibrio del sistema.
- Se recomienda que al realizar la implementación de los TPI se cuente con información lo bastante actualizada y bastante confiable, de tal forma que haya un buen modelamiento de los pozos y por ende una buena implementación.
- Se recomienda realizar una curva IPR Conjunta para cada pozo y determinar la curva total de pozo, de tal forma que se pueda expresar de una forma más clara y general el comportamiento del pozo como un conjunto y no por zonas y determinar así mismo la curva de operación del pozo.

- Se recomienda empezar la instalación de completamientos inteligentes para el campo Apiay como inicio debe ser el pozo Apiay-10.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. AJAYI, A. y Konopczynski, M.: “Application of Intelligent Completions To Optimize Waterflood Process on a Mature North Sea Field: A Case Study”, paper SPE 101935 presented at First International Oil Conference and Exhibition in Mexico held in Cancun, Aug. 31 – Sep. 2, 2006
2. AJAYI, A. y Konopczynski, M.: “Intelligent-Well Technology Reduced Water Production in a Multilateral Oil Producer ”, paper SPE 102982 presented at the 2006 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in San Antonio, Texas, U.S.A., Sep. 24-27, 2006.
3. ALGEROY, J. Morris, A.J., Stracke, M., Auzerais, F., Bryant, I., Raghuraman, B., Rathnasingham, R., Davies, J. Gai, H., Controlling Reservoir for Afar, Oilfield Rev v11, No3, pp 18-29, Autumn 1999.
4. COBALEDA Gloria E. y CARREÑO PARRA Angélica M. Análisis mineralógico Pozos LISA0125 y LISA0146. Informe ICP-UST-ID0153-08-065 Submission 100073924, Piedecuesta, Santander, mayo de 2008, informe interno Ecopetrol S.A.
5. HOLMES, J.A., BARKVE, T. and Lund, O.: “Application of a Multisegment Well Model to Simulate Flow in Advanced Wells,” paper SPE 50646 presented at the SPE European.
6. KONOPCZYNSKI, Michael, Ajayi Arashi, Well Dynamics Inc. “Design of Intelligent Well Downhole Valves for Adjustable Flow Control”, paper SPE 90664, presented at the SPE Annual Technical Conference, Sept 28-29, 2004.

7. KONOPCZYNSKI, M., Ajayi, A. y Russell, L.: "Intelligent Well Completion: Status and Opportunities for Developing Marginal Reserves", paper SPE 85676 presented at the 27th Annual SPE International Technical Conference and Exhibition in Abuja, Nigeria, Aug. 4-6, 2003
8. LIE, O.H. and WALLACE W.: "Intelligent Recompletion Eliminates the Need for Additional Well," paper IADC/SPE 59210 presented at the IADC/SPE Drilling Conference, New Orleans, Feb. 23-25, 2000
9. OUYANG, L.B. and AZIZ, K.: "A Simplified Approach to Couple Wellbore Flow and Reservoir Inflow for Arbitrary Well Configurations," paper SPE 48936 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Sept. 27-30, 1998.
10. PEACEMAN, D.W.: "Interpretation of Well-Block Pressures in Numerical Reservoir Simulation," SPEJ, 183-194, June, 1978.
11. PETROLEUM Conference, The Hague, Oct. 20-22, 1998.
12. ROBINSON, M. And MATHIESON, D.: "Integration of and Intelligent Completion into an Existing Subsea Production System", paper OTC 8839 presented at the 1998 Offshore Technology Conference, Houston, 4-7 May.
13. S. MOHANTY, A.M. Pickens, "Single-Fracture Permeability Under Normal and Shear Displacement of Natural Rock Joints," AGU Fall Meeting, San Francisco, California, December 1994.
14. SEMINARIO OPERACIONES DE SUBSUELO Y MANTENIMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS. PAEZ CAPACHO Rut. 2008
15. T.E.W. Nind, "Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros, México, primera edición, 1987.

16. VAN GISBERGEN, S.J., C.H.M., Van de Weijer, A.A.H., Reliability Análisis of Permanent Downhole Monitoring Systems. SPE-57057, OCT-10945, 2001.
17. W.M. Murphy, R.T. Green, "Field and Laboratory Studies of the Peña Blanca Site, Mexico," Evans Workshop on Flow and Transport Through Unsaturated Fractured Rock, Phoenix, Arizona, January 1995.