

**OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE CRUDO PESADO Y
EXTRAPESADO DEL CAMPO CHICHIMENE**

**CLAUDIA CLEMENCIA GÓMEZ MACIAS
FERNEY MARCELO BOHORQUEZ BACCA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2010

**OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE CRUDO PESADO Y
EXTRAPESADO DEL CAMPO CHICHIMENE**

**CLAUDIA CLEMENCIA GÓMEZ MACIAS
FERNEY MARCELO BOHORQUEZ BACCA**

**Trabajo de Grado presentado como requisito para optar al título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**ING. CESAR AUGUSTO PINEDA GÓMEZ
DIRECTOR**

**ING. JUAN ENRIQUE LÓPEZ URIBE
CODIRECTOR**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2010

AGRADECIMIENTOS

Gracias a ECOPETROL S.A. por brindarnos la oportunidad de realizar nuestro proyecto de grado por medio de esta práctica.

A la Universidad Industrial de Santander y a la Escuela de Ingeniería de Petróleos por ayudarnos a nuestro crecimiento profesional.

A los ingenieros Cesar Pineda Gómez y Juan Enrique López, por su valioso apoyo, colaboración, recomendaciones y sobre todo por creer en nosotros.

Igualmente a los Ingenieros Carlos Ayala, Erik Montes y Andrea Tivacuy por su invaluable ayuda en todo este proceso.

Y a todas aquellas personas que hicieron parte de este proyecto.

Los Autores

DEDICATORIA

Primero que todo a Papito Dios, por permitirme hacer realidad uno de mis más anhelados sueños, GRACIAS.

A mi nona Ana por enseñarme lo que se en la vida y por apoyarme en cada paso que he dado.

A mi mami por amarme tanto y ser la mujer más valiente del mundo, a mi papi porque a pesar que no está a mi lado me ha acompañado desde el cielo, te amo papi.

A la familia Serrano Gómez, por ser un soporte en mi vida y siempre estar ahí cuando más los he necesito, pero en especial a mi hermosa tía Luz por todo su cariño incondicional.

A mis tíos Ludwing, Luz, Oscar, Hernando, Jorge y Héctor por tendernos la mano cuando más lo necesitamos.

A mis hermanos por ser mis compañeros de lucha.

A mis amigos Juan, Julio, Andrea T , Andrea G y Natha por ser mis compañeros en esta etapa de mi vida, mil gracias por todo, los llevaré en mi corazón siempre.

Claudia Clemencia Gómez Macias

DEDICATORIA

Por encima de todo a Dios por ser tan bueno conmigo y mi familia, por darme la oportunidad de llevar a cabo este proyecto.

A mi padre quien desde el cielo guía mis pasos y acompaña mis acciones, recordándome siempre sus enseñanzas y llenándome de alegría con sus recuerdos.

A mi madre quien con sus palabras de apoyo, constante amor de madre y guía continua, han hecho de mi el hombre que soy.

A mis hermanos Maryi, Maricela, Nury, Yeny, Guillermo y mis sobrinos, por ser el motor de mi existencia y la razón de mis alegrías.

A mis amigos Javier, Natalie, David, Cesar, Jose, Mane, Johanna y tantos otros quienes con su apoyo y amistad incondicional me engrandecen cada día más como persona y profesional.

A Roque García, Alicia Martínez y Alicia Patiño quienes me brindaron el cariño de una segunda familia y el calor de un hogar.

Ferney Marcelo Bohorquez Bacca

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	22
1. ANÁLISIS NODAL PARA POZOS DE PETROLEO	24
1.1 DESCRIPCIÓN DE LOS FLUIDOS EN EL SISTEMA.....	25
1.1.1 Recorrido del Fluido en el Yacimiento.	25
1.1.2 Recorrido del Fluido en las Perforaciones.	25
1.1.3 Recorrido del Fluido en el Pozo.....	26
1.1.4 Recorrido del Fluido en la Línea de Flujo Superficial.....	26
1.2 CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DEL SISTEMA	27
1.3 CONSTRUCCIÓN DE LAS CURVAS DE OFERTA Y DEMANDA.....	29
1.3.1 La Curva de Oferta IPR.	29
1.3.2 La Curva de Demanda.....	30
1.3.3 Curvas de Oferta y Demanda de Energía en el Fondo del Pozo.	31
1.4 ¿CÓMO REALIZAR EL BALANCE DE ENERGÍA?	31
1.5 OPTIMIZACIÓN GLOBAL DEL SISTEMA.	34
2. COMPORTAMIENTO DE LA AFLUENCIA EN FORMACIONES PRODUCTORAS	36
2.1 FLUJO DE FLUIDOS EN EL YACIMIENTO, ESTADOS DE FLUJO.	36
2.1.1 Flujo No-Continuo.....	36
2.1.2 Flujo Continuo.....	37
2.1.3 Flujo Semi-Continuo.	37
2.2 ECUACIONES PARA DESCRIBIR EL COMPORTAMIENTO DEL POZO. .	39
2.2.1 La Ley De Darcy.	40
2.2.2 Simplificaciones de la Ecuación de Darcy.	42
2.2.3 Cálculo de Propiedades.....	43

2.2.4	Modificaciones de las Ecuaciones para los Casos Donde la Forma del Área de Drenaje No Sea Circular.....	48
2.3	ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD.....	50
2.3.1	Factores que Afectan el Índice de Productividad.....	51
2.4	EFICIENCIA DE FLUJO (EF).....	58
2.5	IPR (INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIPS).....	58
2.6	TRABAJO DE VOGEL.....	59
2.7	MÉTODO DE FETKOVICH.....	60
2.8	FLUJO DE PETRÓLEO Y GAS EN YACIMIENTOS SATURADOS.....	62
2.8.1	Ecuación de Vogel para yacimientos saturados.....	63
2.9	FLUJO DE GAS Y PETRÓLEO EN YACIMIENTOS SUBSATURADOS.....	64
2.9.1	Ecuación de Vogel para yacimientos Subsaturados.....	65
2.10	FLUJO DE FLUIDOS EN EL COMPLETAMIENTO.....	67
2.10.1	Caída de presión en el completamiento.....	67
3.	FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERIAS.....	71
3.1	ECUACIÓN GENERAL DEL GRADIENTE DE PRESIÓN.....	71
3.2	CONSIDERACIONES TEÓRICAS DEL FLUJO MONOFÁSICO EN TUBERÍAS.....	72
3.2.1	Número de Reynolds.....	73
3.2.2	Factor de Fricción en Flujo Laminar.....	73
3.2.3	Factor de Fricción en Flujo Turbulento. Tuberías Lisas.....	74
3.2.4	Factor de Fricción en Flujo Turbulento. Tubería Rugosa.....	75
3.2.5	Ecuaciones Explícitas del Factor de Fricción (F).....	76
3.3	PARÀMETROS CARACTERÍSTICOS DEL FLUJO MULTIFÁSICO.....	77
3.3.1	Nivel de líquido o Hold-Up (HL).....	77
3.3.2	Fracción de Líquido sin Deslizamiento.....	78
3.3.3	Densidad de Líquidos.....	79
3.3.4	Densidad Bifásica.....	79
3.3.5	Velocidad Superficial.....	80

3.3.6	Viscosidad.	81
3.3.7	Tensión Superficial.	82
3.4	PATRÓN DE FLUJO.....	82
3.4.1	Patrones de Flujo para Tubería Horizontal.	83
3.4.2	Patrones de Flujo Para Flujo Vertical y Fuertemente Inclinado.	86
3.5	CORRELACIONES DE FLUJO MULTIFÁSICO MÁS UTILIZADAS EN TUBERÍAS.....	88
3.5.1	Descripciones de Correlaciones de Flujo Multifásico en Tubería.	89
3.6	TRANSFERENCIA DE CALOR.....	114
3.6.1	Conducción.....	114
3.6.2	Convección.....	115
3.6.3	Radiación.....	115
4.	GENERALIDADES DEL CAMPO CHICHIMENE.....	117
4.1	LOCALIZACIÓN.....	117
4.2	RESEÑA HISTÓRICA.....	118
4.3	GEOLOGÍA.....	119
4.3.1	Geología Estructural del Yacimiento.....	119
4.3.2	Geología Estratigráfica.	120
4.4	CARACTERIZACIÓN DEL FLUIDO.....	125
4.5	SISTEMA DE RECOLECCIÓN.....	126
5.	APLICACIÓN DE SOFTWARE ESPECIALIZADO.....	127
5.1	ZONAS DE INTERÉS.....	127
5.2	RECOLECCIÓN DE DATOS DE CAMPO.....	129
5.2.1	Toma de Datos en Pozos.....	129
5.2.2	Toma de Datos en Múltiples.....	129
5.3	RECOPIACIÓN DE DATOS.....	131
5.3.1	Datos de Reportes de Recorredores.....	131
5.3.2	Datos de Reportes de Producción.....	133

5.3.3	Determinación de la Presión y Temperatura del Yacimiento.	134
5.3.4	Recopilación de Datos de los Estados Mecánicos.	137
5.3.5	Datos de Survey.	140
5.3.6	Medición y Cálculo de Distancias y Elevaciones.	140
5.3.7	Datos de Inyección de Nafta.	142
5.3.8	Determinación de las Correlaciones.	143
5.4	CORROBORACIÓN DE LOS DATOS OBTENIDOS POZO A POZO	145
5.4.1	Corroboración de Datos para la Troncal K1-K2.	146
5.4.2	Corroboración de Datos para Troncal Norte T2.	149
5.5	OPTIMIZACIÓN DE LA TRONCAL NORTE T2	150
5.6	SIMULACIÓN DE LA PROYECCIÓN DEL CAMPO CHICHIMENE PARA LOS AÑOS 2010 - 2011	155
5.6.1	Simulación de Pozos Tipo.	155
5.6.2	Escenarios de Simulación 2010 - 2011.	174
5.6.3	Estudio de Escenarios.	177
5.6.4	Análisis Económico Escenarios 4, 5 y 6 de Producción.	184
6.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	190
	BIBLIOGRAFÍA	193
	ANEXO A.	196

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Componentes del Sistema y Perfil de Presiones.	26
Figura 2. Solución en el Fondo del Pozo y Curvas de Oferta y Demanda.	28
Figura 3. Solución en la cabeza del Pozo y Curvas de Oferta y Demanda.....	29
Figura 4. Curva Típica de Comportamiento de Afluencia IPR.....	30
Figura 5. Curvas de Demanda para Fondo de Pozo y Cabezal del Pozo.....	30
Figura 6. Curvas de Oferta y Demanda	31
Figura 7. Capacidad de Producción del Sistema.	34
Figura 8. Sensibilidad de las Curvas de Oferta y Demanda.	35
Figura 9. Estado de Flujo Continuo de un Líquido (P_{ws} Constante en el Límite Exterior).	38
Figura 10. Estado de Flujo Semi-Continuo de un Líquido (P_{ws} Constante en el Límite Exterior).....	38
Figura 11. Flujo Radial con Área de Drenaje Circular.....	41
Figura 12. Factores para Considerar las Diferentes Formas Geométricas y Posiciones de un Pozo en una Determinada Área de Drenaje.	49
Figura 13. Índice de Productividad.....	51
Figura 14. Empuje por Gas en Solución.	52
Figura 15. Empuje por Capa de Gas.	53
Figura 16. Empuje Hidráulico.....	53
Figura 17. Empuje Combinado.	54
Figura 18. Diagrama de Fases.....	55
Figura 19. Curva Típica de Permeabilidad Relativa.....	56
Figura 20. Comportamiento de la Viscosidad del Petróleo con Presión.	57
Figura 21. Comportamiento del Factor Volumétrico del Petróleo.....	58
Figura 22. Reinterpretación IPR Vogel	60
Figura 23. Prueba de Cuatro Puntos Ecuación de Fetkovich.	62

Figura 24. Comportamiento <i>KpομoBo</i>	63
Figura 25. IPR Vogel.....	64
Figura 26. Yacimientos Subsaturados.	65
Figura 27. Correlación Firoozabadi y Katz.	68
Figura 28. Interfase Lisa e Interfase Ondulante.....	84
Figura 29. Flujo Tapón de Líquido y Flujo Tapón de Gas.	85
Figura 30. Flujo Anular.....	85
Figura 31. Flujo Neblina y Flujo Burbuja.	86
Figura 32. Patrones de Flujo para Flujo Vertical.	88
Figura 33. Coeficiente Número de Viscosidad Líquida.	92
Figura 34. Factor de Corrección Secundario.	92
Figura 35. Factor de Correlación Hold-Up.	93
Figura 36. Diagrama de Moody.....	94
Figura 37. Parámetros de Transición para Flujo Burbuja / Flujo Tapón.....	96
Figura 38. Parámetros de Velocidad para Flujo Burbuja.	98
Figura 39. Parámetros del Factor de Fricción para Flujo Burbuja.....	99
Figura 40. Parámetros de Velocidad para Flujo Tapón.....	100
Figura 41. Localización del Campo Chichimene.....	117
Figura 42. Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca Llanos.....	121
Figura 43. Registro Tipo Campo Chichimene.	122
Figura 44. Configuración de los Múltiples del Campo Chichimene.	126
Figura 45. Mapa Campo Chichimene.	128
Figura 46. Esquema de Correlación Directa.	135
Figura 47. Diseño Troncal K1-K2.....	143
Figura 48. Diseño Troncal Norte T2.....	143
Figura 49. Caída de Presión de la Troncal Norte T2 vs Distancia	153
Figura 50. Propiedades Black Oil (Pozo Tipo K1-K2).	156
Figura 51. Propiedades de Yacimiento (Pozo Tipo K1-K2).....	157
Figura 52. Tubería de Producción, Perfil de Desviación (Pozo Tipo K1-K2).....	158
Figura 53. Tubería de Producción, Perfil Geotérmico (Pozo Tipo K1-K2).....	159

Figura 54. Tubería de Producción, Configuración de la Tubería (Pozo Tipo K1-K2).	160
Figura 55. Estado Mecánico CH-25.	161
Figura 56. Selección de la Bomba (BES) (Pozo Tipo K1-K2).	162
Figura 57. Presión vs Temperatura (Pozo Tipo K1-K2).	163
Figura 58. Elevación vs Temperatura (Pozo Tipo K1-K2).	164
Figura 59. Elevación vs Presión (Pozo Tipo K1-K2).	164
Figura 60. Propiedades Black Oil (Pozo Tipo T2).	165
Figura 61. Propiedades de Yacimiento (Pozo Tipo T2).	166
Figura 62. Tubería de Producción, Perfil de Desviación (Pozo Tipo T2).	167
Figura 63. Tubería de Producción, Perfil Geotérmico (Pozo Tipo T2).	168
Figura 64. Tubería de Producción, Configuración de la Tubería (Pozo Tipo T2).	169
Figura 65. Estado Mecánico CH-21.	170
Figura 66. Selección de la Bomba (BES) (Pozo Tipo T2).	171
Figura 67. Presión vs Temperatura (Pozo Tipo T2).	172
Figura 68. Elevación vs Temperatura (Pozo Tipo T2).	173
Figura 69. Elevación vs Presión (Pozo Tipo T2).	173
Figura 70. Red Futura 2010 - 2011 Troncal K1-K2.	175
Figura 71. Red Futura 2010 – 2011 Troncal Norte T2.	176
Figura 72. Producción Vs Costos.	186
Figura 73. Aumento de la Producción.	187
Figura 74. Presión Vs Distancia.	188

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Factores A y B Chew & Connally.	44
Tabla 2. Coeficiente de Distribución de Líquido, Orkiszewski.....	108
Tabla 3. Patrones de Flujo D, E, F, G Hacia Arriba.	112
Tabla 4. Patrones de Flujo D, E, F, G Hacia Abajo.....	113
Tabla 5. Estimados de OOIP Históricos.....	119
Tabla 6. Datos Reales en Múltiples.	131
Tabla 7. Reporte de Recorredores Troncal K1-K2.....	132
Tabla 8. Reporte de Recorredores Troncal Norte T2.....	132
Tabla 9. Datos Reportes de Producción Troncal K1-K2.	133
Tabla 10. Datos Reportes de Producción Troncal Norte T2.	134
Tabla 11. Datos de Presión y Temperatura del Yacimiento, Para Cada Uno de los Pozos de la Troncal K1-K2.	136
Tabla 12. Datos de Presión y Temperatura del Yacimiento, Para Cada Uno de los Pozos de la Troncal Norte T2.	136
Tabla 13. Datos de Tubería Troncal K1-K2.	137
Tabla 14. Datos de Tubería Troncal Norte T2.	138
Tabla 15. Datos de Bomba Troncal K1-K2.	139
Tabla 16. Datos de Bomba Troncal Norte T2.....	139
Tabla 17. Datos Alineación, Distancias y Elevaciones de los Pozos en la Troncal K1-K2.....	140
Tabla 18. Datos Alineación, Distancias y Elevaciones de los Pozos en la Troncal Norte T2.....	141
Tabla 19. Datos de Nafta	142
Tabla 20. Comparación Datos Reales en Múltiples Vs Simulados, Troncal K1-K2.	144

Tabla 21. Comparación Datos Reales en Múltiples Vs Simulados, Troncal Norte T2.....	145
Tabla 22. Pozos en Prueba de Producción Vs Red Simulada Troncal K1-K2.	146
Tabla 23. Pozos en Prueba de Producción Vs Simulación Pozos en Prueba Troncal K1-K2.....	147
Tabla 24. Pozos en Prueba de Producción Vs Simulación Pozos en Prueba Troncal Norte T2.....	149
Tabla 25. Troncal Norte T2 diámetro 16 Pulgadas Schedule 40.....	151
Tabla 26. Troncal Norte T2 diámetro 12 Pulgadas Schedule 40.....	151
Tabla 27. Troncal Norte T2 diámetro 14 Pulgadas Schedule 40.....	152
Tabla 28. Troncal Norte T2 diámetro 20 Pulgadas Schedule 40.....	152
Tabla 29. Comparación de Diámetros.	153
Tabla 30. Resultados Primer Escenario.....	177
Tabla 31. Resultados Segundo Escenario.....	178
Tabla 32. Resultados Tercer Escenario Troncal K1-K2.....	179
Tabla 33. Resultados Tercer Escenario Troncal Norte T2.....	180
Tabla 34. Resultados Cuarto Escenario.	181
Tabla 35. Resultados Quinto Escenario.....	182
Tabla 36. Resultados Sexto Escenario.	183

ANEXOS

ANEXO A.....	196
--------------	-----

RESUMEN

TÍTULO: OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE CRUDO PESADO Y EXTRAPESADO DEL CAMPO CHICHIMENE

AUTORES: CLAUDIA CLEMENCIA GÓMEZ MACIAS
FERNEY MARCELO BOHORQUEZ BACCA**

PALABRAS CLAVE: Sistema de recolección, caídas de presión, flujo en tuberías, Análisis Nodal.

DESCRIPCIÓN:

Con el fin de optimizar la producción del campo Chichimene y teniendo en cuenta el aumento en su capacidad de producción en un futuro cercano, se propuso el rediseño del sistema de producción del campo Chichimene de tal forma que existiera una recolección mejorada de los crudos pesados y extrapesados del campo. Se contempló además la posibilidad de construir troncales independientes para cada uno de los crudos o una sola troncal que recolecte los mismos, en las zonas donde se planteen nuevos pozos productores planeados dentro de la campaña de perforación de los años 2010 y 2011.

Mediante la recolección, verificación y el análisis de la información disponible en el campo, se modelaron en el software PIPESIM, tanto pozos como líneas de producción actuales del campo Chichimene, generando dos modelos que representaron las dos troncales que actualmente recogen los fluidos de la zona norte del campo. Con los modelos calibrados, se procedió a realizar el estudio de diámetros de tubería de la actual troncal norte T2 que transporta crudo pesado y el planteamiento para las dos troncales de diferentes opciones de producción que contemplaran los pozos tipo y líneas de producción futuras con variaciones tanto en el alineamiento de pozos como en la formación productora de los mismos.

Dando con resultado que el actual diámetro de la troncal norte T2 es la mejor opción de recolección de este crudo y el escenario de producción, más viable y conveniente en los aspectos técnico-económico, es aquel que contempla la producción de fluidos K1-K2 (20 °API) por la misma troncal T2 (o Troncal Norte), incluyendo la inyección de Nafta.

* Trabajo de Grado.

**Facultad de Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: ING. CÉSAR AUGUSTO PINEDA GÓMEZ. Codirector: JUAN ENRIQUE LÓPEZ.

ABSTRACT

TITLE: OPTIMIZATION OF THE HEAVY AND EXTRAHEAVY RECOLECTION SYSTEM OF CHICHIMENE FIELD.

AUTHORS: CLAUDIA CLEMENCIA GÓMEZ MACIAS
FERNEY MARCELO BOHORQUEZ BACCA**

KEY WORDS: Recollection systems, pressure drop-downs, tubing flow, nodal analysis.

DESCRIPTION:

In order to optimize field production Chichimene and taking into account the increase in production capacity in the near future, the proposed redesign of the production system Chichimene field so that there was an improved collection of heavy crudes and extra-heavy of the field. It also contemplated the possibility of building separate trunk line for each of the crude or a single trunk line to collect them, in areas where the creation of new production wells planned within the drilling campaign of the years 2010 and 2011.

By collecting, testing and analysis of available information in the field, were modeled in the software PIPESIM both, wells and existing production lines of the Chichimene field, generating two models representing the two trunks lines currently collect fluids in the area north of the field. With the calibrated models, proceeded to make the study of pipe diameters of the current T2 north trunk that transports heavy crude and the approach for the two trunks from different production options contemplate such wells and future production lines with variations so the alignment of wells and the producer formation.

Giving to the current result of the north trunk diameter T2 is the best option for collection of this crude and production stage, more viable and desirable in technical and economic aspects, is one that provides for the production of fluids K1-K2 (20 ° API) from the same T2 Trunk (or Trunk North), including injection of Nafta.

* Thesis.

**School of Physics and Chemical engineering. School of Petroleum Engineering.
Director: Eng. CÉSAR AUGUSTO PINEDA GÓMEZ. Codirector: JUAN ENRIQUE LÓPEZ.

INTRODUCCIÓN

En la actualidad las compañías petroleras invierten gran cantidad de recursos en agregar valor a sus empresas y así mejorar sus resultados financieros. Estos recursos están destinados a largo y mediano plazo para mejorar el factor de recobro y aumentar la velocidad del mismo de sus yacimientos.

El análisis nodal es una de las técnicas más conocidas mundialmente en la optimización de sistemas de producción debido a su confiabilidad y efectividad. La técnica permite calcular el verdadero potencial de producción de los pozos y del sistema en sí, de tal forma que se pueden analizar las diferentes causas de pérdidas de potencial de producción para así minimizarlas y cerrar la brecha entre la producción ideal y la producción real del sistema.

Así mismo hoy existen innumerables software que aplican dicha técnica, entre ellos se encuentra PIPESIM, software desarrollado por Schlumberger el cual cuenta con los recursos necesarios para manejar sistemas de producción con levantamiento artificial electrosumergible (BES), como se aplicará en este caso.

En este sentido el campo Chichimene actualmente se encuentra en un crecimiento acelerado de la producción y con una dinámica de perforación que permite prever un aumento en la producción sustancial, por consiguiente la optimización del sistema de producción con miras a un mejoramiento y ampliación de su capacidad es de suma importancia. El siguiente estudio pretende aportar positivamente en dicha optimización y ser una herramienta de uso actual y a futuro en el mejoramiento de la producción del campo.

La estructura del presente texto se ha establecido en 5 capítulos para proveer al lector un mejor entendimiento del trabajo aquí expuesto. El capítulo uno se ha enfocado a dar los fundamentos del análisis nodal, como son: nodo solución y la metodología para el análisis de ciertos elementos propios de un sistema pozo-yacimiento.

En el capítulo dos se presenta los conceptos referentes al flujo de fluidos en el yacimiento y las ecuaciones que predicen el comportamiento de dicho flujo y la construcción de las curvas IPR para pozos verticales de petróleo, mediante el uso de modelos y correlaciones existentes en la literatura.

En el capítulo tres se presentan las diferentes técnicas existentes para la determinación del gradiente de presión en tuberías verticales y horizontales, de una mezcla multifásica de petróleo y gas, ya que el movimiento de fluidos a través de tubería se encuentra directamente relacionado con el gradiente de presión, en la industria petrolera es de sumo interés determinar el mismo para el diseño de tuberías o facilidades de superficie que permita transportar los fluidos producidos por un pozo hasta los tanques de almacenamiento, de una manera eficiente y rápida.

El capítulo quinto presenta la aplicación de software PIPESIM a la zona norte del campo Chichimene, el modelamiento del mismo y el análisis de resultados que se obtuvo de la optimización del campo.

Por último se incluye un anexo donde se ilustra de forma básica la creación de modelos de pozos y líneas de producción.

1. ANÁLISIS NODAL PARA POZOS DE PETROLEO

El Análisis Nodal es una técnica de análisis, aplicada por muchos años en diversas áreas, tales como: circuitos eléctricos, redes de líneas de flujo, sistemas de bombeo, entre otros. Esta técnica nos permite analizar el comportamiento en sistemas donde diferentes componentes interactúan entre sí. En los sistemas de petróleo el uso del Análisis Nodal fue propuesto inicialmente para ver el comportamiento del flujo de fluidos, desde yacimiento hasta el punto de entrega, por Gilbert¹ en 1959, discutido por Nind² en 1964, posteriormente por Brown³ en 1978; convirtiéndose en una técnica muy importante con el transcurso del tiempo y en la actualidad su aplicación es bastante significativa en la creación de software como el PIPESIM.

El procedimiento consiste en elegir un nodo solución para dividir el sistema en este punto y analizar la interrelación entre ambos componentes. En síntesis, el análisis nodal es un método muy flexible que puede ser utilizado para mejorar la eficiencia de producción de un pozo de petróleo.

El Análisis Nodal es una técnica en la que a determinados componentes de un sistema de producción, definidos como nodos, se le aplican métodos de balance de energía para evaluar su desempeño y optimizar el funcionamiento del sistema en su totalidad.

¹ GILBERT, W.E.: "Flowing and Gas Lift Well Performanc." API Drill. Prod. Practice, 1954.

² NIND, T.E.W.: Principles of Oil Well Production Mc Graw-Hill, 1964.

³ BROWN, K.E. & BEGGS, H.D.: The Techology of Artifial Lift Methodos, Vol. 1. Penn Well Publ. Tulsa, Oklahoma, USA. 1978.

Para el Análisis Nodal, un sistema de producción incluye todos los elementos involucrados en el flujo de los fluidos desde el radio externo de drenaje en el yacimiento, hasta el separador de producción en la estación de flujo: la presión estática del yacimiento, el comportamiento de afluencia, las curva IPR, los esquemas de completamiento particulares en el pozo, el flujo a través de la tubería que incluye restricciones de fondo y válvulas de seguridad, y flujo a través de estrangulador superficial, líneas superficiales, facilidades de superficie, separador, etc.

1.1 DESCRIPCIÓN DE LOS FLUIDOS EN EL SISTEMA

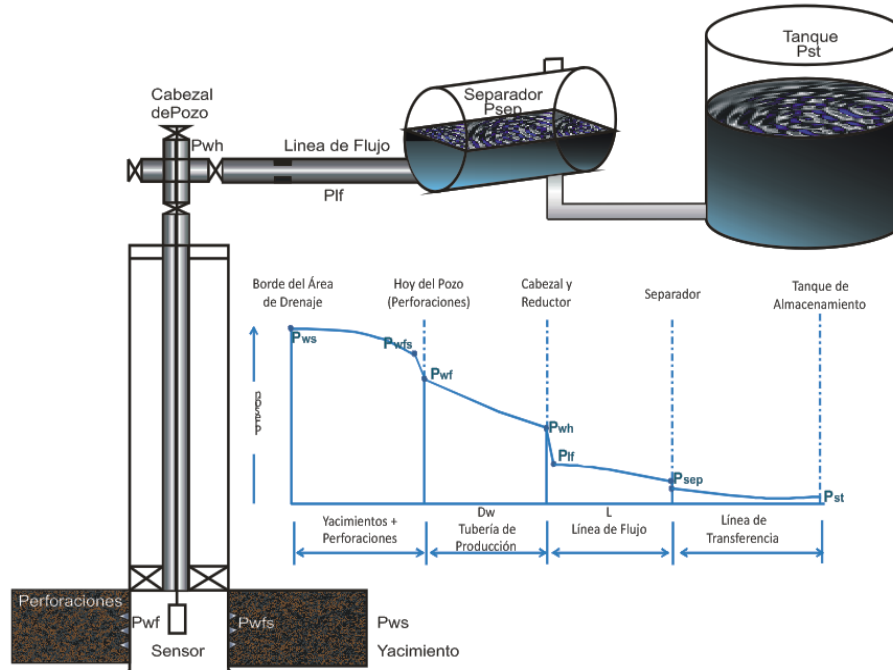
1.1.1 Recorrido del Fluido en el Yacimiento. El movimiento de los fluidos comienza en el yacimiento a una distancia r_e del pozo donde la presión es P_{ws} , viaja a través del medio poroso hasta llegar a la cara de la arena o radio del hoyo, r_w , donde la presión es P_{wfs} . En este módulo el fluido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

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

1.1.3 Recorrido del Fluido en el Pozo. Ya dentro del pozo los fluidos ascienden a través de la tubería de producción venciendo la fuerza de gravedad y la fricción con las paredes internas de la tubería. Llegan al cabezal del pozo con una presión P_{wh} .

1.1.4 Recorrido del Fluido en la Línea de Flujo Superficial. Al salir del pozo si existe un reductor de flujo en el cabezal ocurre una caída brusca de presión que dependerá fuertemente del diámetro del orificio del reductor, a la descarga del reductor la presión es la presión de la línea de flujo, P_{lf} , luego atraviesa la línea de flujo superficial llegando al separador en la estación de flujo, con una presión igual a la presión del separador P_{sep} , donde se separa la mayor parte del gas del petróleo.

Figura 1. Componentes del Sistema y Perfil de Presiones.



Fuente: BEGGS, H. Production Optimization Using NodalTH Analysis, OGCI and Petroskills Publications Tulsa, Oklahoma, Second Edition, 2003. Pag 134.

1.2 CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DEL SISTEMA

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

La suma de las pérdidas de energía en forma de presión de cada componente es igual a la pérdida total, es decir, a la diferencia entre la presión de partida, P_{ws} , y la presión final, P_{sep} :

$$P_{ws} - P_{sep} = \Delta P_y + \Delta P_c + \Delta P_p + \Delta P_l \quad (1)$$

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

$\Delta P_c = P_{wfs} - P_{wf} =$ Caida de presión en el completamiento, (Jones, Blount & *glaze*).

$\Delta P_p = P_{wf} - P_{wh} =$ Caida de presión en el pozo. (FMT vertical).

$\Delta P_l = P_{wh} - P_{sep} =$ Caida de presión en la línea de flujo. (FMT horizontal).

Tradicionalmente el balance de energía se realiza en el fondo del pozo; pero la disponibilidad actual de simuladores del proceso de producción permite establecer dicho balance en otros puntos (nodos) de la trayectoria del proceso de producción: cabezal del pozo, separador, etc.

Para realizar el balance de energía en el nodo se asumen convenientemente varias tasas de flujo y para cada una de ellas, se determina la presión con la cual el yacimiento entrega dicho caudal de flujo al nodo, y la presión requerida en la salida del nodo para transportar y entregar dicho caudal en el separador con una presión remanente igual P_{sep} .

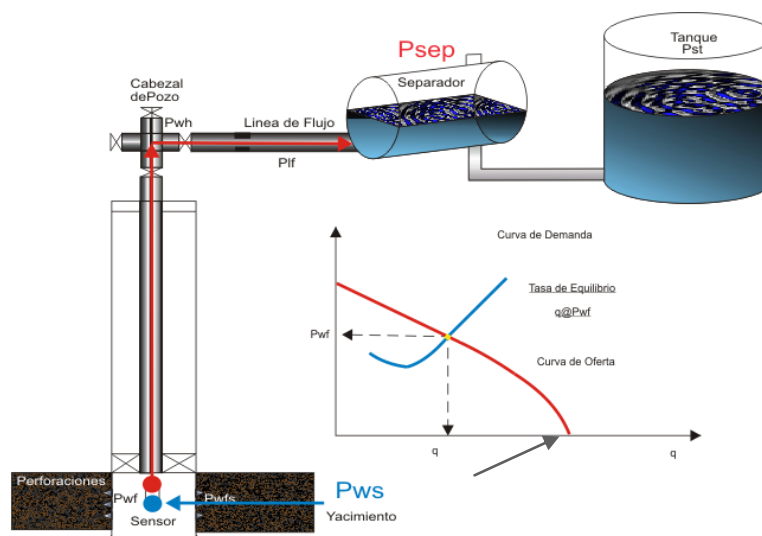
Para el análisis de presión, dependerá de donde se ubique el nodo, se puede ubicar en el yacimiento, en el fondo del pozo, en tubería combinada de producción, en el cabezal del pozo o en el separador. A continuación se mencionarán cuando se ubican el nodo en el fondo del pozo y en el cabezal del pozo:

- **El Nodo en el Fondo del Pozo** se analiza de la siguiente manera:

Presión de llegada al nodo $P_{wf(oferta)} = P_{ws} - \Delta P_y - \Delta P_c$

Presión de salida del nodo $P_{wf(demanda)} = P_{sep} + \Delta P_l - \Delta P_p$

Figura 2. Solución en el Fondo del Pozo y Curvas de Oferta y Demanda.



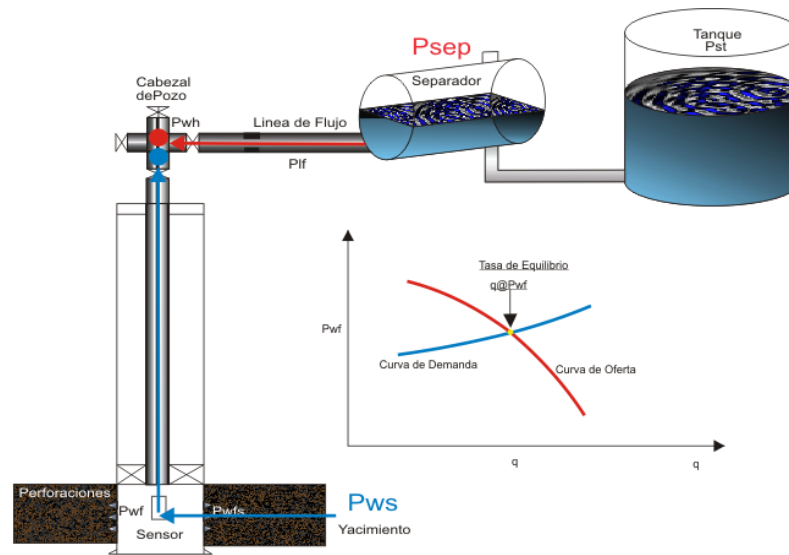
Fuente: MARQUEZ, Ricardo, "Análisis Nodal del Sistema de Producción, Nivel Básico," Febrero 2008.Pag 161.

- **El Nodo en el Cabezal del Pozo** se analiza de la siguiente manera:

Presión de llegada al nodo $P_{wh(oferta)} = P_{ws} - \Delta P_y - \Delta P_c - \Delta P_p$

Presión de salida del nodo $P_{wf(demanda)} = P_{sep} + \Delta P_l$

Figura 3. Solución en la cabeza del Pozo y Curvas de Oferta y Demanda.

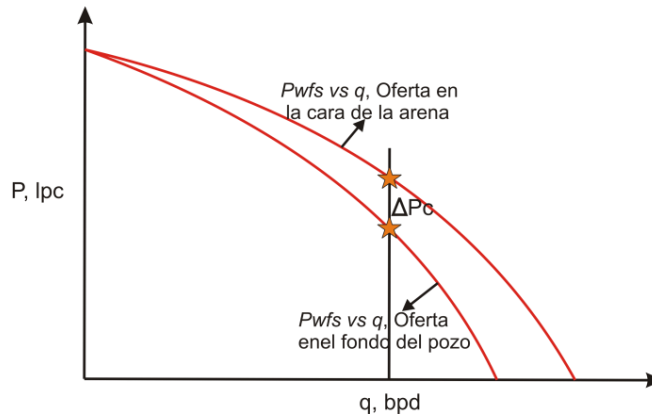


Fuente: MARQUEZ, Ricardo, "Análisis Nodal del Sistema de Producción, Nivel Básico," Febrero 2008. Pag 171.

1.3 CONSTRUCCIÓN DE LAS CURVAS DE OFERTA Y DEMANDA

1.3.1 La Curva de Oferta IPR. Podrá ser determinada partiendo desde la presión de yacimiento P_r y restándole todas las pérdidas ocasionadas por el flujo de fluidos a través del medio poroso. Estas pérdidas pueden ser estimadas mediante la ecuación de flujo de fluidos bajo una condición de semi-estado estable o por cualquier otro método empírico, disponible en la literatura. La representación de esta curva es posible mediante un gráfico de P_{nodo} vs q , donde $P_{nodo} = P_{wf}$, tal como se muestra en la siguiente figura.

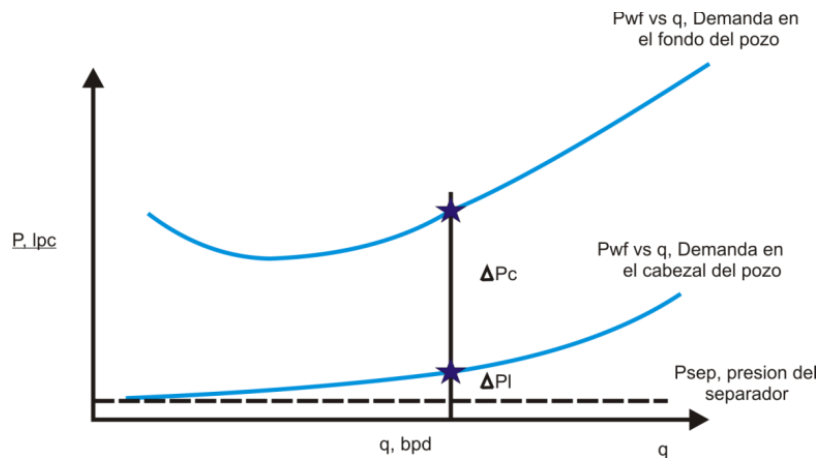
Figura 4. Curva Típica de Comportamiento de Afluencia IPR.



Fuente: MARQUEZ, Ricardo, "Análisis Nodal del Sistema de Producción, Nivel Básico," Febrero 2008. Pag 157.

1.3.2 La Curva de Demanda. Si se evalúan las P_{wh} y las P_{wf} requeridas para distintas tasa de producción y se grafican vs 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 energía mencionadas, observadas para un caudal dada la representación de las pérdidas de presión en la línea, ΔP_l , y en el pozo, ΔP_p .

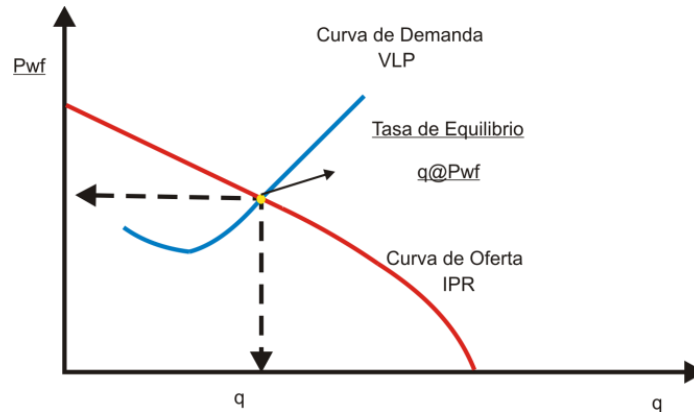
Figura 5. Curvas de Demanda para Fondo de Pozo y Cabezal del Pozo.



Fuente: MAGGILOLO, Ricardo, "Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal", ESP OIL Engineerin Consultants 2008. Pag 104

1.3.3 Curvas de Oferta y Demanda de Energía en el Fondo del Pozo. La representación gráfica de la presión de llegada de los fluidos al nodo en función del caudal o tasa de producción se denomina Curva de Oferta de energía del yacimiento (*Inflow Curve*), y la representación gráfica de la presión requerida a la salida del nodo en función del caudal de producción se denomina Curva de Demanda de energía de la instalación (*Outflow Curve*). Si se elige el fondo del pozo como el nodo, la curva de oferta es la IPR (*Inflow Performance Relationships*) y la de demanda en la VLP (*Vertical Lift Performance*).

Figura 6. Curvas de Oferta y Demanda



Fuente: MARQUEZ, Ricardo, "Análisis Nodal del Sistema de Producción, Nivel Básico," Febrero 2008.Pag 155.

1.4 ¿CÓMO REALIZAR EL BALANCE DE ENERGÍA?

El balance de energía entre la oferta y la demanda puede obtenerse numérica o gráficamente. Para realizarlo numéricamente consiste en asumir varias tasas de producción y calcular la presión de oferta y demanda en el respectivo nodo hasta que ambas presiones se igualen, el ensayo y error es necesario porque no se puede resolver analíticamente por la complejidad de las fórmulas involucradas en el cálculo de las ΔP 's en función del caudal de producción:

$$P_{ws} = \frac{q_o \cdot \mu_o \cdot B_o [\ln(r_e/r_w) - 0.75 + S]}{0.00708 \cdot K_o \cdot h} - \left[\frac{2.30 \cdot 10^{-14} \cdot \beta \cdot B_o^2 \cdot \rho_o \cdot \left(\frac{1}{r_p} - \frac{1}{r_c}\right)}{L_p^2 \cdot TPP^2 \cdot h_p^2} \right] \cdot q_o^2 - \left[\frac{\mu_o \cdot B_o \cdot \left(\ln \frac{r_c}{r_p}\right)}{0.00708 \cdot 10^{-3} \cdot L_p \cdot K_p} \right] \cdot \frac{q_o}{TPP \cdot h_p} = \sum_1^m \frac{\Delta Z}{144} \left(\frac{g \cdot \rho_m \cdot \text{sen}\theta}{g_c} + \frac{f_m \cdot \rho_m \cdot V_m^2}{2 \cdot g_c \cdot d} + \frac{\rho_m \cdot \Delta V_m^2}{2 \cdot g_c \cdot \Delta Z} \right) + \sum_1^n \frac{\Delta Z}{144} \left(\frac{g \cdot \rho_m \cdot \text{sen}\theta}{g_c} + \frac{f_m \cdot \rho_m \cdot V_m^2}{2 \cdot g_c \cdot d} + \frac{\rho_m \cdot \Delta V_m^2}{2 \cdot g_c \cdot \Delta Z} \right) + P_{sep} \quad (2)$$

$$\Delta P \text{ yacimiento} = \frac{q_o \cdot \mu_o \cdot B_o [\ln(r_e/r_w) - 0.75 + S]}{0.00708 \cdot K_o \cdot h} \quad (3)$$

$$\Delta P \text{ completamiento} = - \left[\frac{2.30 \cdot 10^{-14} \cdot \beta \cdot B_o^2 \cdot \rho_o \cdot \left(\frac{1}{r_p} - \frac{1}{r_c}\right)}{L_p^2 \cdot TPP^2 \cdot h_p^2} \right] \cdot q_o^2 - \left[\frac{\mu_o \cdot B_o \cdot \left(\ln \frac{r_c}{r_p}\right)}{0.00708 \cdot 10^{-3} \cdot L_p \cdot K_p} \right] \cdot \frac{q_o}{TPP \cdot h_p} \quad (4)$$

$$\Delta P \text{ pozo} = \sum_1^m \frac{\Delta Z}{144} \left(\frac{g \cdot \rho_m \cdot \text{sen}\theta}{g_c} + \frac{f_m \cdot \rho_m \cdot V_m^2}{2 \cdot g_c \cdot d} + \frac{\rho_m \cdot \Delta V_m^2}{2 \cdot g_c \cdot \Delta Z} \right) \quad (5)$$

$$\Delta P \text{ linea} = \sum_1^n \frac{\Delta Z}{144} \left(\frac{g \cdot \rho_m \cdot \text{sen}\theta}{g_c} + \frac{f_m \cdot \rho_m \cdot V_m^2}{2 \cdot g_c \cdot d} + \frac{\rho_m \cdot \Delta V_m^2}{2 \cdot g_c \cdot \Delta Z} \right) \quad (6)$$

$$\text{Velocidad: } V_m = \frac{5.615 \cdot q_o \cdot B_o}{86400 \cdot A_t} + \frac{q_o \cdot (RGP - R_s) \cdot B_g}{86400 \cdot A_t} \quad (7)$$

$$\text{Densidad: } \rho_s = \rho_L \cdot H_L + \rho_g(1 - H_L) \quad (8)$$

- q_o Tasa de producción, bbpd.
 μ_o Viscosidad, cps.
 B_o Factor volumétrico del petróleo, by/bn.
 r_e Radio de drenaje, pies.
 r_w Radio de pozo, pies.
 S Factor da daño, adim.

K_o	Permeabilidad efectiva al petróleo, md.
h	Espesor de arena neta petrolífera, pies.
β	Coefficiente de velocidad para flujo turbulento, 1/pie.
ρ_o	Densidad del petróleo, lbm/pie ³
r_p	Radio de la perforación, pulg.
r_c	Radio de la zona triturada alrededor del túnel perforado, pulg.
L_p	Longitud del túnel perforado, pies.
K_p	Permeabilidad de la zona triturada, md.
TPP	Densidad de tiro, tiros/pie.
h_p	Longitud del intervalo cañoneado, pies.
g	Aceleración de la gravedad, 32,2 pie/seg ² .
g_c	Constante gravitacional, 32,2 pie/seg ² .lbm/lbf
$\frac{g}{g_c}$	Conversión de masa en fuerza, 1 lbf/lbm.
A_t	Área seccional de la tubería, pies.
ΔZ	Longitud del intervalo de tubería, pies.
ρ_m	Densidad de la mezcla multifásica gas-petróleo, lbm/pie ³
θ	Ángulo que forma la dirección de flujo con la horizontal.
f_m	Factor de fricción de Moody de la mezcla multifásica gas-petróleo, adim.
V_m	Velocidad de la mezcla multifásica gas-petróleo, pie/seg.

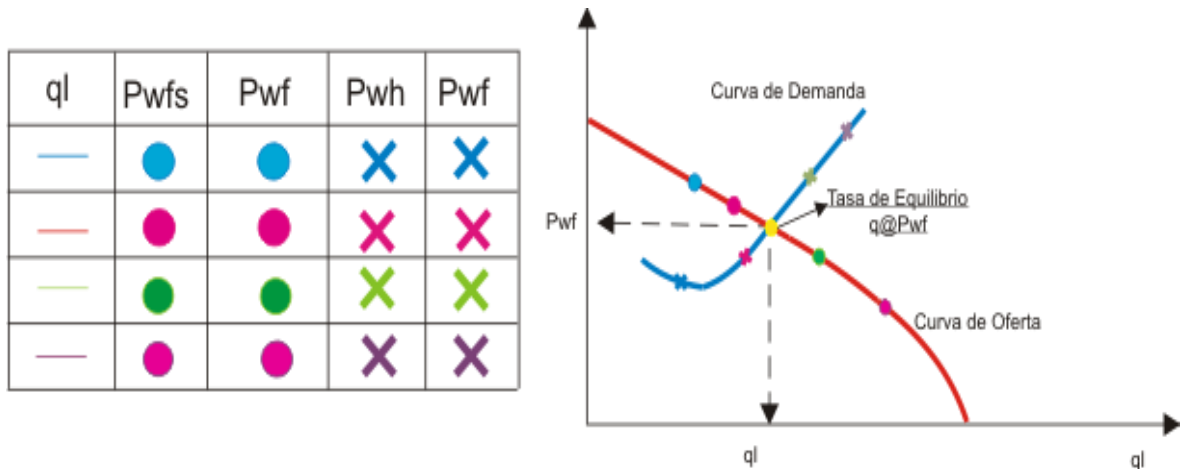
Para obtener gráficamente la solución, se dibujan ambas curvas en el papel cartesiano y se obtiene el caudal donde se interceptan. A continuación se explica paso a paso el procedimiento.

1- Dado un valor de q_l en superficie se determina P_{wfs} y P_{wf} a partir de la P_{ws} , luego se tabula y gráfica P_{wf} vs q_l .

2- Se repite el paso anterior para otros valores asumidos de q_l , y se construye la curva de oferta de energía del sistema.

3- Similarmente para cada valor de q_l en superficie se determina P_{wh} y P_{wf} a partir de la P_{sep} y se construye la curva de Demanda.

Figura 7. Capacidad de Producción del Sistema.



Fuente: MAGGILOLO, Ricardo, "Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal", ESP OIL Engineerin Consultants 2008.Pag 13.

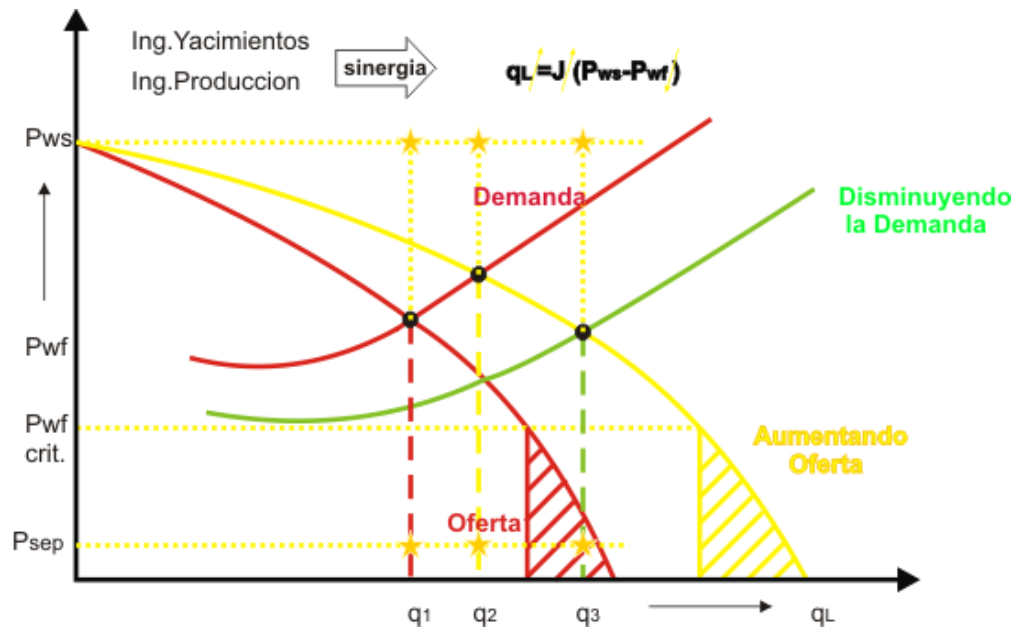
Para obtener la curva de oferta en el fondo del pozo es necesario disponer de un modelo matemático que describa el comportamiento de afluencia de la arena productora, ello permitirá computar ΔP_y y adicionalmente se requiere un modelo matemático para estimar la caída de presión a través del cañoneo o perforaciones (ΔP_c) y para obtener la curva de demanda en el fondo del pozo es necesario disponer de correlaciones de flujo multifásico en tuberías que permitan predecir aceptablemente ΔP_l y ΔP_p .

1.5 OPTIMIZACIÓN GLOBAL DEL SISTEMA.

Una de las principales aplicaciones de los simuladores del proceso de producción es optimizar globalmente el sistema lo cual consiste en eliminar o minimizar las restricciones al flujo tanto en superficie como en el subsuelo, para ello es necesario la realización de múltiples balances con diferentes valores de las

variables más importantes que intervienen en el proceso, para luego, cuantificar el impacto que tiene dicha variable sobre la capacidad de producción del sistema.

Figura 8. Sensibilidad de las Curvas de Oferta y Demanda.



Fuente: MAGGILO, Ricardo, "Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal, ESP OIL Engineerin Consultants 2008.Pag 14.

La técnica puede usarse para optimizar el completamiento del pozo que aún no ha sido perforado o en pozos que actualmente producen quizás en forma ineficiente. Para este análisis de sensibilidad la selección de la posición del nodo es importante debido a que a pesar de que la misma no modifica la capacidad de producción del sistema, si interviene en el tiempo de ejecución del simulador. El nodo debe colocarse justamente antes (extremo aguas arriba) o después (extremo aguas abajo) del componente donde se modifica la variable. Por ejemplo, si se desea estudiar el efecto que tiene el diámetro de la línea de flujo sobre la producción del pozo, es más conveniente colocar el nodo en el cabezal o en el separador que en el fondo del pozo⁴.

⁴ MAGGILO, Ricardo, "Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal, ESP OIL Engineering Consultants 2008

2. COMPORTAMIENTO DE LA AFLUENCIA EN FORMACIONES PRODUCTORAS

Al iniciar la producción, la tasa de flujo hacia la cara del pozo dependerá de varios factores tanto de la roca como del fluido, entre ellos: el espesor neto de arenas productoras h , la permeabilidad efectiva al petróleo K_o y la resistencia del petróleo a fluir μ_o . Debido a que a medida que el pozo produce, la presión en la formación cambia, es necesario precisar las diferentes ecuaciones que describen la relación entre la presión fluyente de la formación P_{wfs} y la tasa de producción q_o que será capaz de aportar el yacimiento hacia el pozo. Se presentan tres estados de flujo a medida que la presión cambia con la producción:

2.1 FLUJO DE FLUIDOS EN EL YACIMIENTO, ESTADOS DE FLUJO.

Existen tres estados de flujo dependiendo de cómo varía de la presión con tiempo:

1. Flujo No Continuo: $dP/dt \neq 0$
2. Flujo Continuo: $dP/dt = 0$
3. Flujo Semicontinuo: $dP/dt = \text{constante}$

2.1.1 Flujo No-Continuo. Se presenta justo después de arrancar la producción de un pozo nuevo o que se encontraba cerrado por un periodo largo de tiempo, en donde la característica principal es que $dP/dt \neq 0$. Durante este periodo es de vital importancia conocer la presión de fondo fluyente P_{ws} , debido a que ésta se utiliza para realizar pruebas de declinación y restauración, las cuales arrojan datos primordiales del medio poroso como la capacidad efectiva de flujo $K_o \cdot h$ y el factor

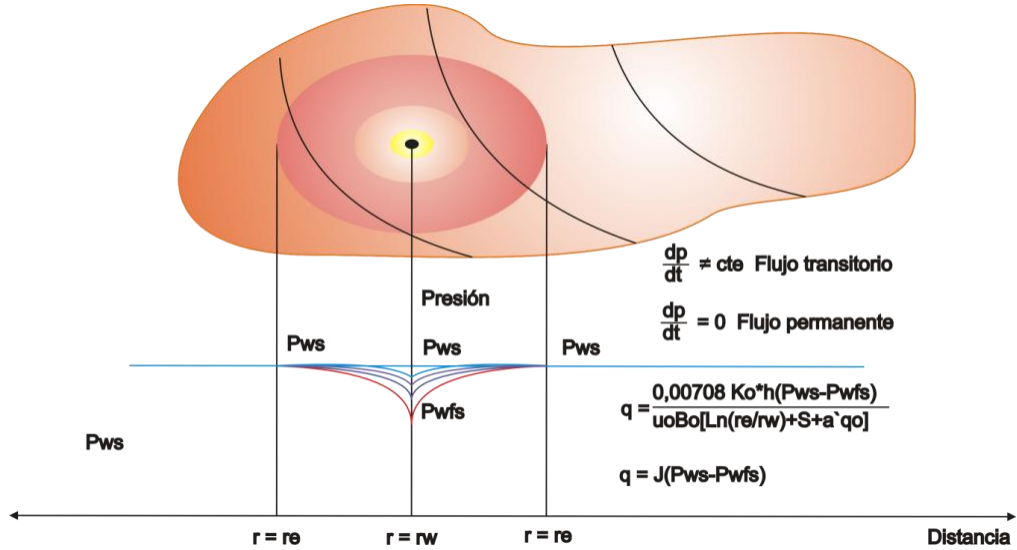
de daño de la formación S. Este periodo de flujo transitorio dura desde unas horas hasta varios días⁵.

2.1.2 Flujo Continuo. Se presenta cuando el cambio de la presión con el tiempo es nulo $dP/dL = 0$, debido a la estabilización de la presión en el área de drenaje de un pozo perteneciente a un yacimiento con un volumen lo suficientemente grande, o el cual se encuentra influenciado por un acuífero que aporta fluidos para mantener constante la presión P_{ws} . En este período de flujo el diferencial de presión a través del área de drenaje es constante y está representado por la diferencia entre la presión en el radio externo de drenaje, P_{ws} a una distancia r_e del centro del pozo, y la presión fluyente en la cara de la arena, P_{wfs} a una distancia r_w ó radio del pozo; ambas presiones deben ser referidas a la misma profundidad y por lo general se utiliza el punto medio de las perforaciones ó cañoneo. Para cada valor de este diferencial ($P_{ws}-P_{wfs}$), tradicionalmente conocido como “*Draw-down*”, se establecerá un caudal de flujo del yacimiento hacia el pozo

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

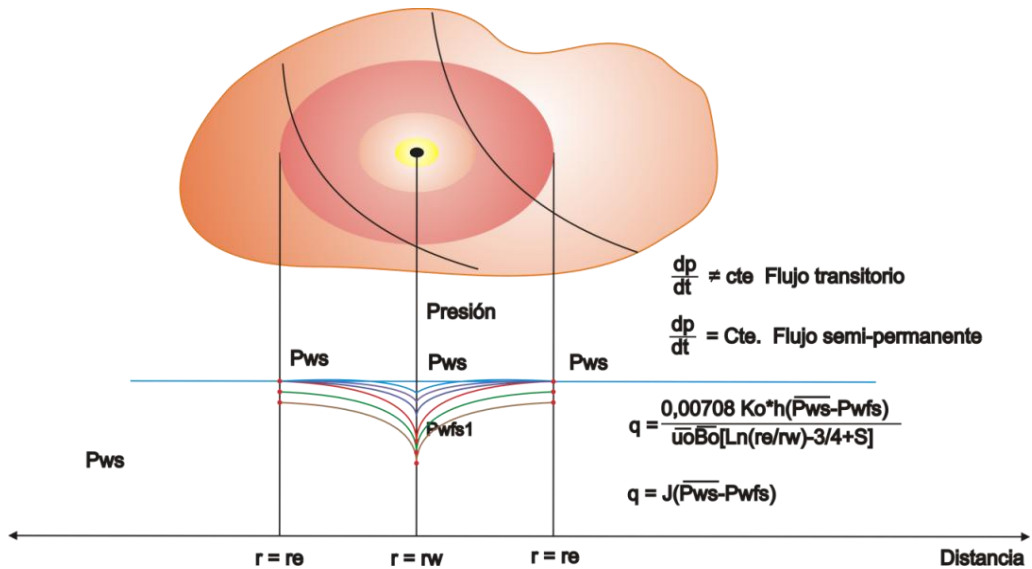
⁵ MAGGILOLO, Ricardo, “Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal”, ESP OIL Engineerin Consultants 2008, p.19.

Figura 9. Estado de Flujo Continuo de un Líquido (P_{ws} Constante en el Límite Exterior).



Fuente: MAGGIOLO, Ricardo, "Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal",
ESP OIL Engineerin Consultants 2008.Pag 20.

Figura 10. Estado de Flujo Semi-Continuo de un Líquido (P_{ws} Constante en el Límite Exterior).



Fuente: MAGGIOLO, Ricardo, "Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal",
ESP OIL Engineerin Consultants 2008.Pag 20.

Las ecuaciones homólogas a las anteriores, pero bajo condiciones de flujo semicontinuo son las siguientes:

$$q_o = \frac{0,00708 K_o * h(P_{ws} - P_{wfs})}{\mu_o * B_o \left[\text{Ln} \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0,5 + S \right]} \quad (9)$$

En términos de la presión promedio en el área de drenaje $\overline{P_{ws}}$, la ecuación quedaría:

$$q_o = \frac{0,00708 K_o * h(\overline{P_{ws}} - P_{wfs})}{\mu_o * B_o \left[\text{Ln} \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0,75 + S \right]} \quad (10)$$

Este es el estado de flujo más utilizado para estimar la tasa de producción de un pozo que produce en condiciones estables.

Para estimar el verdadero potencial del pozo sin daño, se podrían utilizar las ecuaciones 11 y 12 asumiendo $S=0$ y compararlo con la producción actual según las pruebas, la diferencia indicaría la magnitud del daño ó pseudodaño existente⁶.

2.2 ECUACIONES PARA DESCRIBIR EL COMPORTAMIENTO DEL POZO.

Para calcular la caída de presión que ocurre en el yacimiento, es necesario tener una ecuación que exprese las pérdidas de energía o presión debido a la viscosidad o fuerzas de fricción como función de la velocidad o tasa de flujo. Sin embargo la forma de dicha ecuación puede ser diferente para los diferentes tipos de fluidos, la ecuación básica para estas ecuaciones es la ley de Darcy.

⁶ MAGGILOLO, Ricardo, "Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal", ESP OIL Engineerin Consultants 2008, p.24.

2.2.1 La Ley De Darcy. En 1856 mientras diseñaba filtros de arena para purificación de agua, Henry Darcy propuso una ecuación empírica que relacionaba la velocidad de flujo con las pérdidas de presión que sufría el agua al pasar a través del filtro de arena. Dicho experimento se realizó solo para flujo horizontal, sin embargo la ecuación también servía para flujo vertical, lo que es más interesante para la industria petrolera. También cabe anotar que dichos experimentos se desarrollaron solo con agua y con el filtro de arena se encontraba completamente saturado de agua, por lo tanto no se consideraron los efectos de saturación de otros fluidos.

Los experimentos de Darcy consideraban un área transversal constante por lo que no existían cambios de la velocidad de fluido con la posición del mismo. Escrita en forma diferencial la ley de Darcy es:

$$v = \frac{k dp}{\mu dx} \quad (11)$$

En términos de la tasa de flujo volumétrico⁷:

$$q = vA = - \frac{kA dp}{\mu dx} \quad (12)$$

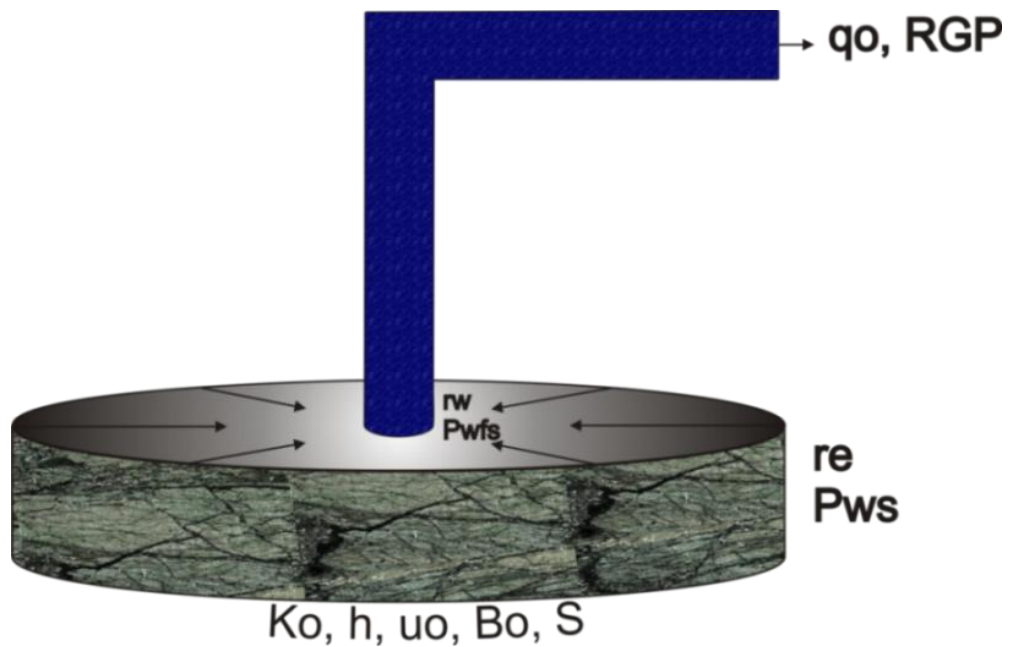
Por razones prácticas, la Ecuación 12 ha sido adaptada a condiciones de flujo radial, similares a las mostradas en la Figura 11, donde el fluido presente en el yacimiento converge en el fondo del pozo. En este caso, el área abierta al flujo no podrá ser considerada constante y por lo tanto deberá ser incluida en la integración de la Ecuación 9. Bajo condiciones de flujo monofásico, generalmente se asume que el petróleo es ligeramente compresible. En consecuencia, pequeños cambios de q con presión podría ser manejado sencillamente por el

⁷ H BEGGS, Dale. Production Optimization Using Nodal Analysis. Tulsa, Oklahoma: Petroskill Publications. 2003. P 9.

factor de volumétrico de formación B_o . A continuación se presenta la ecuación reinterpretada en unidades de campo⁸:

$$q_o = \frac{0,00708 * K * h}{\left[\text{Ln} \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + S + a' * q_o \right]} * \int_{P_{wfs}}^{P_{ws}} \frac{K_{ro}}{\mu_o * B_o} dp \quad (13)$$

Figura 11. Flujo Radial con Área de Drenaje Circular.



Fuente: H BEGGS, Dale. "Production Optimization Using Nodal Analysis".
Tulsa, Oklahoma: Petroskill Publications. 2003. P 11.

Donde:

- q_o Tasa de petróleo, bn/d.
- K Permeabilidad absoluta promedio horizontal del área de drenaje, md.
- h Espesor de la arena petrolífera, pies.
- P_{ws} Presión del yacimiento a nivel de las perforaciones, a $r=r_e$, lpcm.
- P_{wfs} Presión de fondo fluyente al nivel de las perforaciones, a $r=r_w$ lpcm.

⁸ MÁRQUEZ, Richard. Análisis Nodal de Sistemas de Producción. Nivel Básico. 2008. Cap 2. P.16.

r_e	Radio de drenaje, pies.
r_w	Radio del pozo, pies.
S	Factor de daño físico, $S > 0$ pozo con daño, $S < 0$ pozo estimulado, adim.
$a^`q_o$	Factor de turbulencia de flujo (insignificante para alta K_o y bajas q_o) este término se incluye para considerar flujo no-darcy alrededor del pozo.
μ_o	Viscosidad de petróleo a la presión promedio $[(P_{ws} + P_{wfs})/2]$, cps
B_o	Factor volumétrico de petróleo a la presión promedio, by/bn.
K_{ro}	Permeabilidad relativa al petróleo ($K_{ro}=K_o/K$), adim.
K_o	Permeabilidad efectiva al petróleo ($K_o=K_{ro},K$), md.

2.2.2 Simplificaciones de la Ecuación de Darcy. Si se considera un yacimiento subsaturado con presión de fondo P_{wfs} , mayor que la presión de burbuja, P_b . Primeramente para presiones mayores a la presión de burbuja del producto $\mu_o.B_o$ es aproximadamente constante y por lo tanto puede salir de la integral. En segundo lugar, dado que no existe gas libre en el área de drenaje, toda la capacidad de flujo del medio poroso estará disponible para el flujo de petróleo en presencia del agua irreductible S_{wi} , es decir, el valor de K_{ro} debe ser tomado de la curva de permeabilidades relativas agua-petróleo a la S_{wi} , este valor es constante y también puede salir de la integral. El termino $a^`q_o$ solo es considerado para pozos de gas donde las velocidades de flujo cerca al pozo son mucho mayores que en los pozos de petróleo. Teniendo en cuenta las anteriores simplificaciones y resolviendo la integral en sus límites de integración la ecuación queda de la siguiente manera:

$$q_o = \frac{0,00708 * K_o * h(P_{ws} - P_{wfs})}{\mu_o * B_o \left[\text{Ln} \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + S \right]} \quad (14)$$

Solucionando la ecuación de difusividad $P(r,t)$ para ciertas condiciones iniciales y de contorno, y evaluándola para $r = r_w$. En términos de la presión promedio en el

área de drenaje P_{ws} , la ecuación quedaría después de utilizar el teorema del valor medio⁹:

$$q_o = \frac{0,00708 * K_o * h(\overline{P_{ws}} - P_{wfs})}{\mu_o * B_o [\text{Ln} \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0,5 + S]} \quad (15)$$

2.2.3 Cálculo de Propiedades del Petróleo. Las propiedades del petróleo μ_o y B_o se calculan con base un análisis PVT, de no disponer de uno, estas se deben calcular por medio de correlaciones empíricas apropiadas. A continuación presentaremos las correlaciones utilizadas por el software PIPESIM para el cálculo de dichas propiedades.

a) Viscosidad del Crudo Vivo Para Sistemas Saturados.

➤ **Chew & Connally** desarrollaron una correlación basada en 457 sistemas de crudo vivo. El rango de los datos analizados fue el siguiente:

Presión de 132 a 5,645 psia.

Temperatura de 72 a 292 °F.

Gas en solución al punto de burbuja 51 a 3,544 scf/STB.

La viscosidad del crudo vivo es calculada de la siguiente forma:

$$\mu_{ob} = A\mu_{oD}^B \quad (16)$$

Donde A y B están dadas por la siguiente tabla:

⁹ MAGGILOLO, Ricardo, "Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal", ESP OIL Engineerin Consultants 2008, p.22.

Tabla 1. Factores A y B Chew & Connally.

R_s (cu ft/bbl)	A	B
0	1.000	1.000
50	0.898	0.931
100	0.820	0.884
200	0.703	0.811
300	0.621	0.761
400	0.550	0.721
600	0.447	0.660
800	0.373	0.615
1,000	0.312	0.578
1,200	0.273	0.548
1,400	0.251	0.522
1,600	0.234	0.498

Fuente: PIPESIM.

➤ **Kartoatmodjo** desarrolló su correlación basándose en 5.392 reportes PVT del Sureste de Asia, Norte de América, Medio Oriente y Latinoamérica. Error promedio de 0.08034%.

$$\mu_o = -0,06821 + 0,9824f + 0,0004034f^2 \quad (17)$$

Donde:

$$f = (0,2001 + 0,8428 * 10^{-0,001127 * R_{sf}}) * \mu_{od}(0,43 + 0,5165y) \quad (18)$$

$$y = 10^{-0,00081R_{sf}} \quad (19)$$

Variable	Rango
μ_o	0,1 – 586 cp
μ_{od}	0,5 – 682 cp
R_{sf}	0 – 289 rb/STB

➤ **Khan** utilizó 1.503 datos experimentales de crudos de Arabia Saudita. Error promedio 2%.

$$\mu_o = \mu_{ob} \left(\frac{P}{P_b} \right)^{-0,14} e^{-2,5 \cdot 10^{-4} \cdot (P - P_b)} \quad (20)$$

➤ **Beggs and Robinson.** Correlación calculada mediante la siguiente ecuación:

$$\mu_{ob} = A \mu_{OD}^B \quad (21)$$

Donde:

$$A = 10,715 (R_s + 100)^{-0,0515} \quad (22)$$

$$B = 5,44 (R_s + 150)^{-0,338} \quad (23)$$

b) Viscosidad del Crudo Vivo Para Sistemas Sub-Saturados.

➤ **Vásquez & Beggs**

$$\mu = \mu_{ob} \left(\frac{p}{p_b} \right)^m \quad (24)$$

Donde:

$$m = 2,6p^{1,187} \exp(-8,98 * 10^{-5}p - 11,513) \quad (25)$$

➤ **Kozel**

$$\text{Log} \left(\frac{\mu_p}{\mu_a} \right) = \frac{p}{1000} (A + B\mu_a^{0,278}) \quad (26)$$

Donde A y B son parámetros entrados por el usuario. 0,0239 y 0,01638 son valores sugeridos para A y B, μ_a es la viscosidad del aceite a la misma presión y temperatura.

➤ **Kartoatmodjo**, para esta correlación se utilizaron datos PVT del Sureste de Asia, Norte de América, Medio Oriente y Latinoamérica. Fueron usados 5.392 datos representados en 740 diferentes crudos. Error promedio -4,2870%

$$\mu_o = 1000081 \mu_{ob} + 0,001127 (P - P_b)(-0,006517 \mu_{ob}^{1,8148} + 0,038 \mu_{ob}^{1,59}) \quad (27)$$

Variable	Rango
μ_o	0,2 – 517 cp
μ_{ob}	0,2 – 184,8 cp
P_b	14,7 – 6054,7 psi

➤ **Khan** utilizó 1.841 datos de viscosidad de 15 muestras de fondo de pozo de 62 campos diferentes de Arabia Saudita.

$$\mu_o = \mu_{ob} e^{9,6 * 10^{-5} * (P - P_b)} \quad (28)$$

c) Factor Volumétrico de Formación para Sistemas Saturados.

➤ **Standing** propuso un método que consta de dos pasos:

1. Calcular F (factor de correlación)

$$F = R_s \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0,5} + 1,25T \quad (29)$$

2. Calcular B_o

$$B_o = 0,972 + 0,000147F^{1,175} \quad (30)$$

➤ **Vásquez & Beggs**

$$B_o = 1 + C1R_s + C2(T - 60) \left(\frac{\gamma_{API}}{\gamma_{gc}} \right) + C3R_s(T - 60) \left(\frac{\gamma_{API}}{\gamma_{gc}} \right) \quad (31)$$

Donde para valores de $\gamma_{API} \leq 30$: $C1 = 4,677e - 4$, $C2 = 1,75e - 5$, $C3 = -1,811e - 8$

Y para $\gamma_{API} > 30$: $C1 = 4,67e - 4$, $C2 = 1,1e - 5$, $C3 = 1,337e - 9$

➤ **Kartoatmodjo**

$$B_{of} = 0,98496 + 0,0001F^{1,50} \quad (32)$$

Donde:

$$F = R_{sf}^{0,755} \gamma_{g100}^{0,25} \gamma_o^{-1,5} + 0,45TF \quad (33)$$

$$\gamma_{g100} = \gamma_{gsep} \left(1 + 0,1595API^{0,4078} T_s^{-0,2466} \log \left(\frac{P_s}{114,7} \right) \right) \quad (34)$$

Parámetro	Rango
B _{of}	1,007 – 2,747 rb/STB
TF	75 – 320 °F
API	14,4 – 58,9 °API
γ_{gsep}	0,379 – 1,709
R _{sf}	0 – 2890 pcn/BF
T _s	65 – 186 °F
P _s	14,7 – 514,7 psia

d) Factor Volumétrico de Formación para Sistemas Sub-Saturados.

➤ **Vásquez & Beggs**

$$B_o = B_o \exp(C_o(P_b - P)) \quad (35)$$

➤ **Glasø**

$$B_t = \phi_3 \left[R_s \left(\frac{T^{0,5}}{\gamma_g^{0,3}} \right) \gamma_o^A P^{-1,1089} \right] \quad (36)$$

Donde:

$$A = 2,9 * 10^{-0,00027 R_s} \quad (37)^{10}$$

2.2.4 Modificaciones de las Ecuaciones para los Casos Donde la Forma del Área de Drenaje No Sea Circular. La geometría de drenaje raramente corresponde a una forma geométrica definida, por lo que utilizando el

¹⁰ Ayuda PIPESIM 2003

espaciamiento entre pozos sobre el tope estructural, la posición de los planos de fallas, la proporción de las tasas de producción de los pozos vecinos, etc. Se pueden asignar formas de áreas de drenaje de los pozos y hasta, en algunos casos, la posición relativa del pozo en dicha área.

Para considerar la forma del área de drenaje se sustituye en la ecuación 14 el término “ $\ln(r_e/r_w)$ ” por “ $\ln(X)$ ” donde X se lee de la Figura 12 publicada por Mathews & Russel, el valor de “X” incluye el factor de forma desarrollado por Dietz en 1.965^{11} .

Figura 12. Factores para Considerar las Diferentes Formas Geométricas y Posiciones de un Pozo en una Determinada Área de Drenaje.

Sistema	X	Sistema	X
	$\frac{r_e}{r_w}$		$\frac{0.966 A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{0.571 A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{1.44 A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{0.565 A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{2.206 A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{0.604 A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{1.925 A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{0.61 A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{6.59 A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{0.678 A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{9.36 A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{0.668 A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{1.724 A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{1.368 A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{1.794 A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{2.066 A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{4.072 A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{0.884 A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{9.523 A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{1.485 A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{10.135 A^{1/2}}{r_w}$

Fuente: H BEGGS, Dale. "Production Optimization Using Nodal Analysis". Tulsa, Oklahoma: Petroskill Publications. 2003. P 16.

¹¹ MAGGILOLO, Ricardo, "Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal", ESP OIL Engineering Consultants 2008, p.24.

2.3 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD.

El índice de productividad se define como la relación que existe entre la tasa de producción q_o , el diferencial de presión del yacimiento y la presión de fondo fluyendo. Si consideramos el caso de completamiento en hueco desnudo, la P_{wf} es igual a P_{wfs} , luego $(P_{ws}-P_{wh}) = (P_{ws}-P_{wfs})$ de las ecuaciones 13 y 14 se puede obtener el índice de productividad, despejando la relación que define al J, es decir:

Para flujo continuo:

$$J \left(\frac{\text{bpd}}{\text{lpc}} \right) = \frac{q_o}{P_{ws} - P_{wfs}} = \frac{0,00708 * K_o * h}{\mu_o * B_o \left[\text{Ln} \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + S \right]} \quad (38)$$

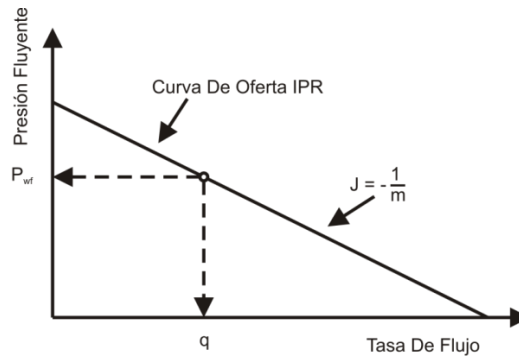
Para flujo Semi-continuo:

$$J \left(\frac{\text{bpd}}{\text{lpc}} \right) = \frac{q_o}{P_{ws} - P_{wfs}} = \frac{0,00708 * K_o * h}{\mu_o * B_o \left[\text{Ln} \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0,75 + S \right]} \quad (39)$$

En las relaciones anteriores la tasa es de petróleo, q_o , ya se había asumido flujo solo de petróleo; pero en general la tasa que se debe utilizar es la de líquido, q_l , conocida también como tasa bruta porque incluye el agua producida¹².

¹² MAGGIOLO, Ricardo, "Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal", ESP OIL Engineerin Consultants 2008, p.27.

Figura 13. Índice de Productividad.



Fuente: MÁRQUEZ, Richard. Análisis Nodal de Sistemas de Producción. Nivel Básico. 2008. Cap 2. P.19.

Escala típica de valores del índice de productividad en bpd/lpc:

- Baja productividad: $J < 0,5$
- Productividad Media: $0,5 < J < 1,0$
- Alta Productividad: $1,0 < J < 2,0$
- Excelente Productividad: $2,0 < J$

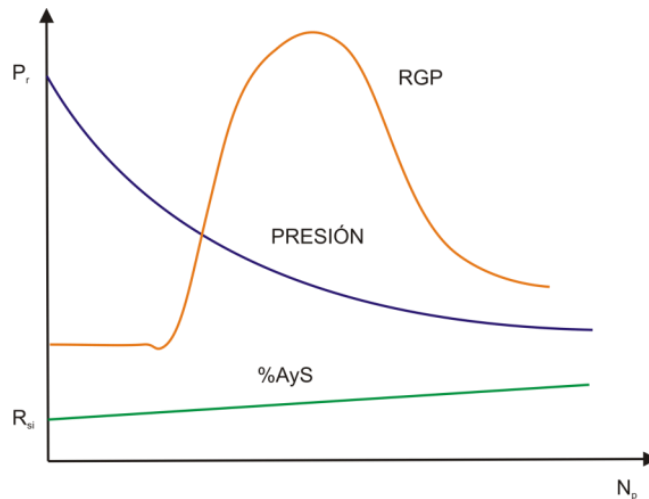
2.3.1 Factores que Afectan el Índice de Productividad. A medida que el tiempo transcurre el índice de productividad J cambia, debido a la producción de los fluidos confinados en el medio poroso si J cambia, al pendiente de una curva IPR como la mostrada en la Figura 13, cambiará y por lo tanto no existirá una relación lineal entre P_{wf} y q .

Teniendo en cuenta lo anterior debemos describir apropiadamente los factores que afectan el comportamiento del índice de productividad, a continuación realizaremos una breve descripción de los mismos:

a) Mecanismos de Empuje. Son el resultado de las fuerzas de la naturaleza que actúan sobre el yacimiento y que originan el movimiento de los fluidos dentro del medio poroso, entre los más comunes se encuentran:

- **Empuje por Gas en Solución.** No existen cambios en el volumen del yacimiento, ni ocurre intrusión de agua. Para presiones $P > P_b$, sin presencia de gas libre y la fuente de material que reemplaza los fluidos producidos es la expansión de los fluidos remanentes en el yacimiento. Este mecanismo actúa de tal forma que la presión disminuye a un ritmo leve debido a una expansión conjunta del aceite y el gas presente en solución, cuando se alcanza la saturación de gas crítica RGP aumentará rápidamente, mientras que P disminuye, como se observa en la Figura 14.

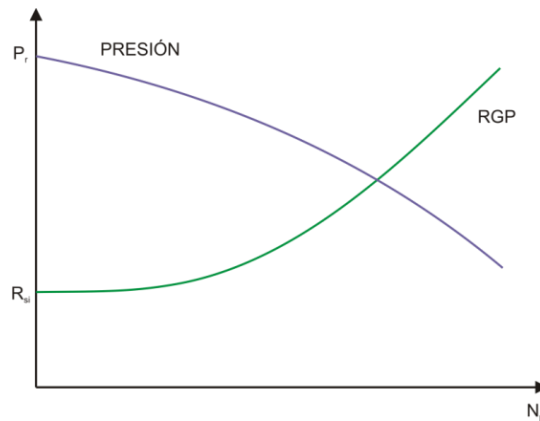
Figura 14. Empuje por Gas en Solución.



Fuente: MÁRQUEZ, Richard. Análisis Nodal de Sistemas de Producción. Nivel Básico. 2008. Cap 2. P.22.

- **Empuje por Capa de Gas.** Este empuje se debe a la expansión del gas libre dentro del yacimiento. Proporciona un mantenimiento de la presión más efectivo que el gas en solución; pero a medida que la capa de gas se expanda, los pozos ubicados en el tope de la formación, producirán una alta RGP.

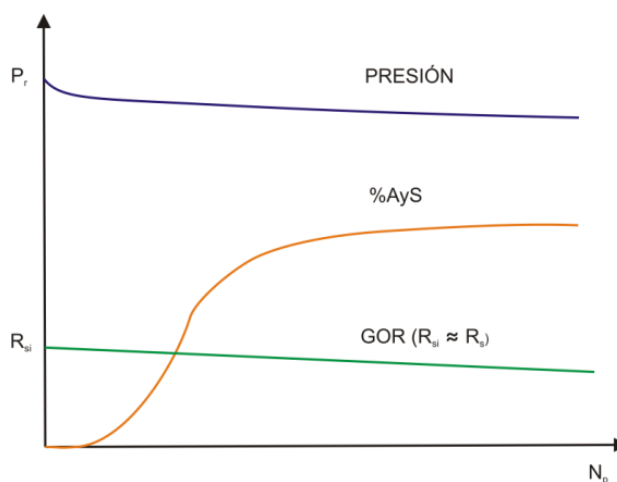
Figura 15. Empuje por Capa de Gas.



Fuente: MÁRQUEZ, Richard. Análisis Nodal de Sistemas de Producción. Nivel Básico. 2008. Cap 2. P.22.

- **Empuje Hidráulico.** En este tipo de mecanismo el petróleo y gas son desplazados únicamente por el empuje del agua solamente. Si el yacimiento posee un empuje hidráulico muy activo, la declinación de la presión puede resultar muy pequeña, incluso despreciable, por lo que J podría permanecer constante durante la vida productiva del yacimiento.

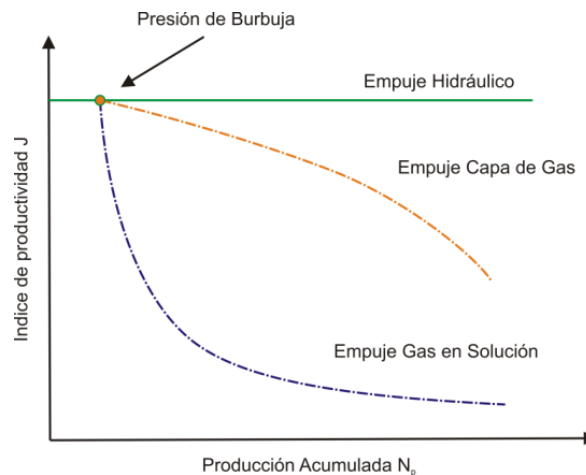
Figura 16. Empuje Hidráulico.



Fuente: MÁRQUEZ, Richard. Análisis Nodal De Sistemas De Producción. Nivel Básico. 2008. Cap 2. P.23.

- **Empuje Combinado.** En algunos yacimientos se puede presentar la combinación de diferentes mecanismos de empuje, lo cual hace difícil predecir el recobro esperado, debido a la variación de la capa de gas y la fuerza de los acuíferos. Definitivamente es de vital importancia en estos casos la toma de información en la primera parte de la vida productiva del yacimiento. La variación de la presión en el yacimiento hará que J varíe sustancialmente. Como puede apreciarse en la Figura 17 J , se verá afectado en mayor o menor proporción, dependiendo del el mecanismo de empuje.

Figura 17. Empuje Combinado.

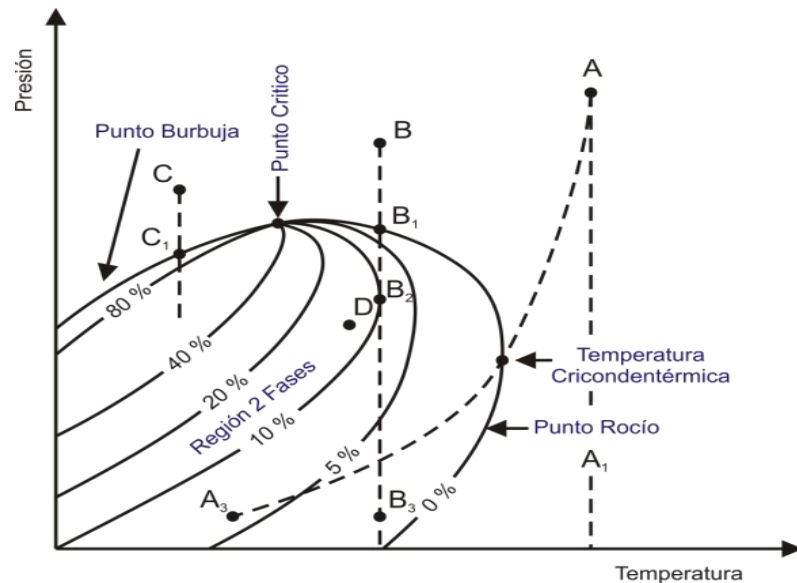


Fuente: MÁRQUEZ, Richard. Análisis Nodal de Sistemas de Producción. Nivel Básico. 2008. Cap 2. P.24.

- b) Comportamiento de Fases.** Un hidrocarburo en un yacimiento puede existir en una sola fase o como una mezcla multifásica dependiendo de la presión temperatura y composición. La Figura 18 muestra un diagrama de fase típico de un sistema multi-componente de hidrocarburos. El punto C en la figura, representa un sistema totalmente líquido. A medida que la presión disminuya isotérmicamente se alcanzará el punto C_1 denominado presión de burbujeo o saturación.

De igual manera y sobre la base de la figura 18, si las condiciones iniciales del yacimiento se encuentran entre la temperatura crítica y la cricondentérmica, y la presión sea tal que exista una sola fase en el yacimiento, se podría hablar entonces de yacimientos de condesado, destilado o de condensación retrograda. Puede ocurrir que sean yacimientos de gas seco o húmedo, siempre y cuando las condiciones de separación en superficie generen la condición A_1 o A_3 sobre la envolvente, respectivamente. En caso de un yacimiento seco los hidrocarburos líquidos no condensarán ni en yacimiento ni en superficie.

Figura 18. Diagrama de Fases.



Fuente: MÁRQUEZ, Richard. Análisis Nodal de Sistemas de Producción. Nivel Básico. 2008. Cap 2. P.25.

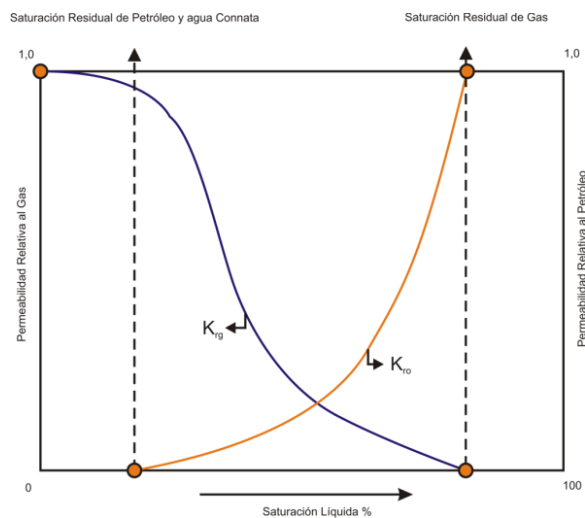
El concepto de presión de burbuja o rocío resultará de vital importancia en el análisis del comportamiento de producción de un yacimiento. Por ejemplo, en un yacimiento donde la presión se encuentre por encima de la presión de burbuja P_b , nunca existirá la presencia de gas libre y por ende no se observarán cambios en la permeabilidad del petróleo. Sin embargo, si la presión disminuye por debajo de P_b , se permitirá la presencia de gas libre en el medio poroso cuyo valor de saturación incrementará a medida que disminuya dicha presión. El incremento en la

saturación de gas libre alrededor del pozo incrementará la permeabilidad al gas y disminuirá la permeabilidad al petróleo. En otras palabras, el gas se moverá preferencialmente a través del medio poroso, afectando directamente el índice de productividad J.

c) Permeabilidad Relativa. Es una medida de la conductividad del medio poroso a un determinado fluido cuando existe más de un fluido en dicho medio que son móviles o no. Debido al amplio campo de valores de permeabilidades que pueden tener las rocas de un yacimiento, resulta conveniente normalizar las permeabilidades efectivas. En consecuencia, se define como permeabilidad relativa al cociente entre la permeabilidad efectiva de un fluido, a un valor de saturación dado, y la permeabilidad absoluta del medio poroso. Por lo tanto, la permeabilidad relativa al petróleo, gas y agua, es decir K_{ro} , K_{rg} y K_{rw} respectivamente, se encuentra dada como:

$$K_{ro} = \frac{K_o}{K} \quad K_{rg} = \frac{K_g}{K} \quad K_{rw} = \frac{K_w}{K} \quad (40)$$

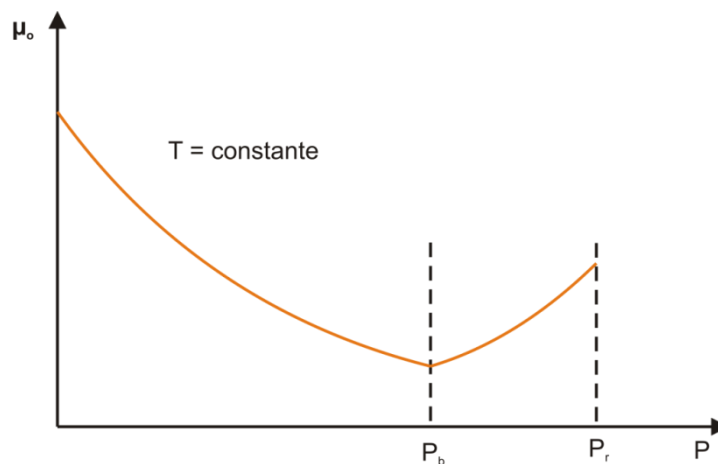
Figura 19. Curva Típica de Permeabilidad Relativa.



Fuente: MÁRQUEZ, Richard. Análisis Nodal de Sistemas de Producción. Nivel Básico. 2008. Cap 2. P.28.

d) Viscosidad. Representa una medida de la fricción interna o resistencia que ejercen las moléculas del petróleo a fluir (moverse) y es un importante parámetro en el cálculo del índice de productividad J. Aunque la viscosidad se encuentra afectada tanto por presión como temperatura, la mayoría de los crudos se ven afectados mucho más en su viscosidad debido a la presión. En general la viscosidad del petróleo saturado con gas disminuirá, a medida que la presión disminuya desde la presión inicial del yacimiento hasta la presión de burbuja P_b . Por debajo de la P_b , la viscosidad incrementará nuevamente a medida que más gas en solución deja las moléculas, más pesadas en la fase líquida.

Figura 20. Comportamiento de la Viscosidad del Petróleo con Presión.

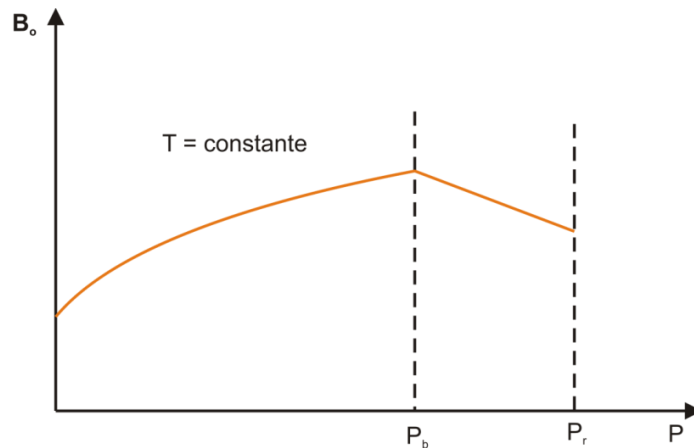


Fuente: MÁRQUEZ, Richard. Análisis Nodal de Sistemas de Producción. Nivel Básico. 2008. Cap 2. P.29.

e) Factor Volumétrico. Este es otro de los índices que afectan el índice de productividad del pozo. A medida que la presión disminuye, el líquido se expande lo que se traduce en un aumento del factor volumétrico. Esta condición se mantiene hasta alcanzar la presión de burbuja P_b , a partir del cual el B_0 volverá a disminuir. Estos cambios de B_0 con presión pueden detallarse en la siguiente figura¹³.

¹³ MÁRQUEZ, Richard. Análisis Nodal De Sistemas De Producción. Nivel Básico. 2008. Cap 2. P.20.

Figura 21. Comportamiento del Factor Volumétrico del Petr6leo.



Fuente: MÁRQUEZ, Richard. Análisis Nodal de Sistemas de Producci6n. Nivel Básico. 2008. Cap 2. P.30.

2.4 EFICIENCIA DE FLUJO (EF).

Cuando el daño de formaci6n es cero $S = 0$, el índice de productividad reflejará la verdadera productividad del pozo, y a este índice se le llama J ideal que en los sucesivos se denominar como J^* para diferenciarlo del índice real J . La eficiencia de flujo se define como la relaci6n existente entre el índice de productividad real y el índice ideal¹⁴.

$$EF = \frac{J}{J^*} \quad (41)$$

2.5 IPR (INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIPS).

La curva IPR representa gráficamente la relaci6n entre presiones fluyentes P_{wfs} , y las tasas de producci6n de líquido que el yacimiento está en capacidad de aportar al pozo para cada una de dichas presiones. Es decir para cada P_{wfs} existe una

¹⁴ MAGGIOLO, Ricardo, "Optimizaci6n de la Producci6n Mediante Análisis Nodal", ESP OIL Engineering Consultants 2008, p.26.

tasa de producción de líquido q_l , que se puede obtener del índice de productividad J :

$$q_l = J * (P_{ws} - P_{wfs}) \quad (42)$$

o también

$$P_{wfs} = P_{ws} - \frac{q_l}{J} \quad (43)$$

La representación gráfica de P_{wfs} en función de q_l en el plano cartesiano es una línea recta. La IPR representa el comportamiento instantáneo de la capacidad de aporte del yacimiento hacia el pozo en un momento dado, es normal que dicho aporte se reduzca debido a la reducción de la permeabilidad en las cercanías del pozo y también debido al aumento de la viscosidad del crudo como consecuencia de la vaporización de las fracciones livianas del crudo¹⁵.

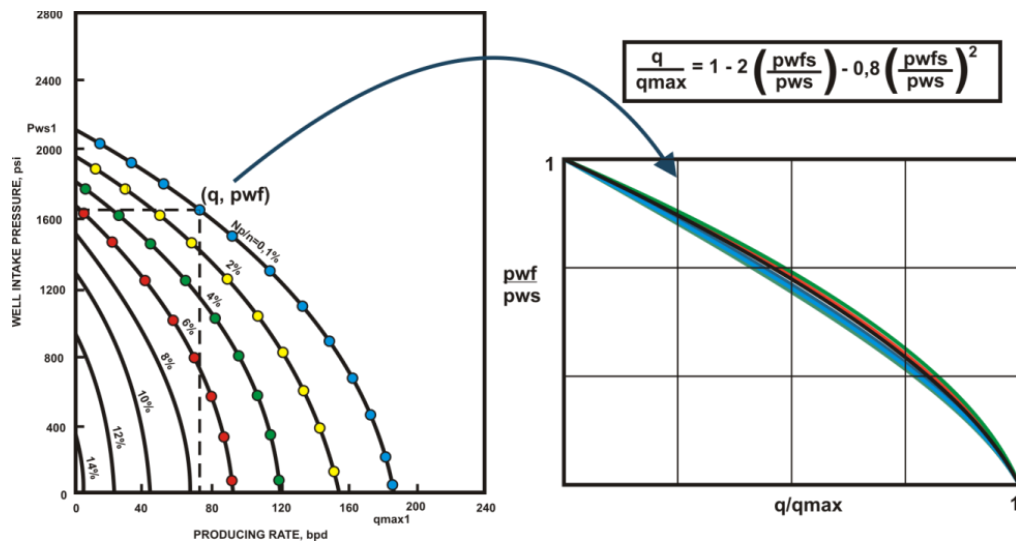
2.6 TRABAJO DE VOGEL

Teniendo en cuenta la ecuación de Darcy para yacimientos saturados, y contando con datos como K , h , r_e , r_w , curvas de permeabilidad relativa y análisis PVT, se podrían calcular las tasas de producción para diferentes valores de P_{wfs} hasta llegar a P_{ws} ; en otras palabras se podría tener la curva IPR para cualquier tiempo de la vida productiva del yacimiento y observar su cambio debido a la disminución de la permeabilidad efectiva al petróleo por el aumento progresivo de la saturación de gas, en el área de drenaje, en la medida que se agota la energía del yacimiento.

¹⁵ MAGGILOLO, Ricardo, "Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal", ESP OIL Engineerin Consultants 2008, p.27.

El trabajo de estimar las diferentes curvas IPR a distintos estados de agotamiento del yacimiento fue realizado por Vogel en 1.967 basándose en las ecuaciones presentadas por Weller para yacimientos que producen por gas en solución, la conclusión más importante de dicho trabajo fue obtener una curva adimensional válida para cualquier estado de agotamiento después que el yacimiento se encuentre agotado, sin que se haga necesario tener información de saturación de gas y K_{rg} . La siguiente ilustración indica esquemáticamente el trabajo de Vogel¹⁶.

Figura 22. Reinterpretación IPR Vogel



Fuente: MAGGIOLO, Ricardo, "Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal", ESP OIL Engineerin Consultants 2008, p.30.

2.7 MÉTODO DE FETKOVICH

Fetkovich propuso un método para calcular la IPR en pozos de petróleo, utilizando el mismo tipo de ecuación que ha sido utilizada por años para analizar pozos productores de gas. Esta técnica ha sido corroborada a través de pruebas isocronales (isochronal) y estabilizadas (flow-after-flow). Las pruebas de flujo

¹⁶ H BEGGS, Dale. Production Optimization Using Nodal Analysis. Tulsa, Oklahoma. P 21.

isocronales son pruebas cortas de flujo, de igual tiempo de duración, con cada prueba de flujo separada mediante un período de cierre que permite la restauración momentánea de la presión en las cercanías del pozo.

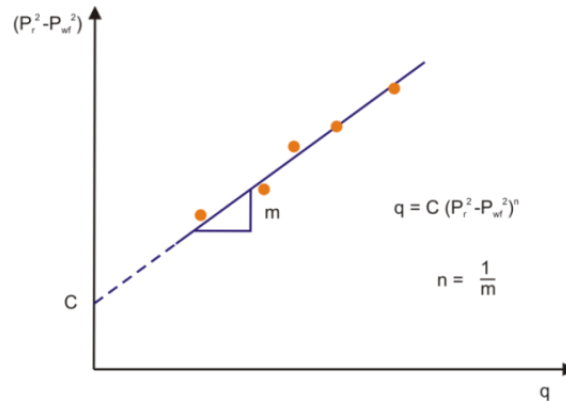
Las pruebas estabilizadas consisten en colocar un pozo en producción hasta alcanzar una presión fluyente estabilizada, la cual deberá ser medida. Una vez logrado esto, la tasa de producción es nuevamente cambiada y el procedimiento se repite para diferentes tasas. Es igualmente válida para yacimientos saturados y subsaturados, con permeabilidades entre 6 – 100 mD. El método de Fetkovich utiliza la misma ecuación generalizada utilizada para pozos de gas y la cual se encuentra dada por:

$$q = C(P_r^2 - P_{wf}^2)^n \quad (44)$$

Donde C representa el coeficiente de flujo. El exponente n es el inverso de la pendiente y depende de las características del pozo. Los valores de C y n deben ser estimados a partir de pruebas de campo para de esta manera generar la curva IPR. De acuerdo a la Ecuación 53, se requiere al menos de dos pruebas para estimar C y n, asumiendo que la presión del yacimiento P_r sea conocida. Sin embargo, ha sido costumbre el usar al menos cuatro pruebas de flujo para determinar ambas constantes y reducir de esta manera la posibilidad de cometer errores en los cálculos: consideración igualmente recomendada para pozos de petróleo. La data obtenida de las pruebas isocronales o estabilizadas representarán una línea recta si se grafican en papel log-log, tal como puede apreciarse en la siguiente figura¹⁷.

¹⁷ MÁRQUEZ, Richard. Análisis Nodal De Sistemas De Producción. Nivel Básico. 2008. Cap 2. P.53.

Figura 23. Prueba de Cuatro Puntos Ecuación de Fetkovich.



Fuente: MÁRQUEZ, Richard. Análisis Nodal De Sistemas De Producción. Nivel Básico. 2008. Cap 2. P.54.

2.8 FLUJO DE PETRÓLEO Y GAS EN YACIMIENTOS SATURADOS

En yacimientos Subsaturados $P_{ws} < P_b$, existen dos flujos, que corresponden a dos fases: una líquida (petróleo) y otra gaseosa (gas libre que se vaporizó del petróleo). En este caso se presenta una disminución de la permeabilidad efectiva al petróleo K_o , debido a la invasión de flujos de gas en los canales de flujo del petróleo, a continuación se describen las ecuaciones utilizadas para obtener la IPR.

La ecuación general de Darcy dice:

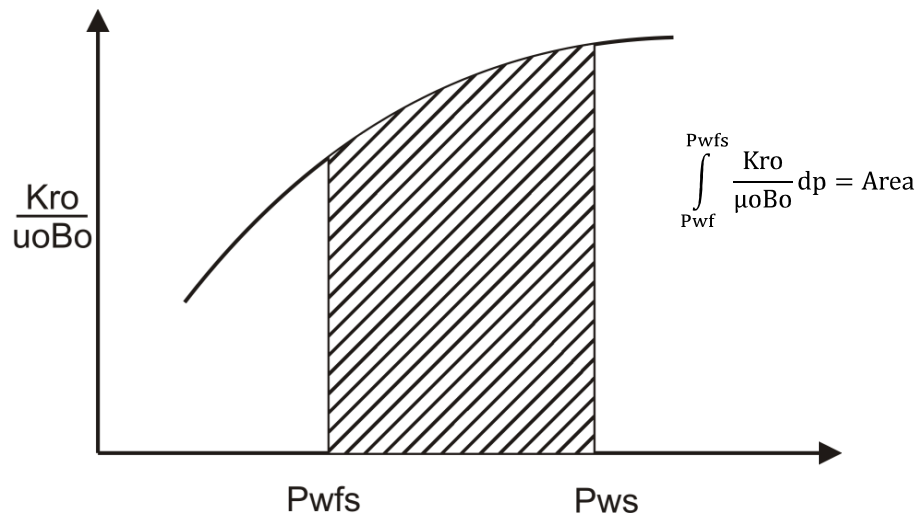
$$q_o = \frac{0,00708 * K_h}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + S} \int_{P_{wfs}}^{P_{ws}} \left(\frac{K_{ro}}{\mu_o B_o}\right) dp \quad (45)$$

Asumiendo que P_{ws} es conocida, $S=0$, el límite exterior cerrado y $P_{ws} < P_b$, la ecuación general quedaría (Flujo semicontinuo):

$$q_o = \frac{0,00708 * K_h}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + \frac{3}{4}} \int_{P_{wfs}}^{P_{ws}} \left(\frac{K_{ro}}{\mu_o B_o}\right) dp \quad (46)$$

$\frac{K_{ro}}{\mu_o B_o}$: Es una función de presión y adicionalmente K_{ro} es una función de la saturación de gas. Un gráfico típico de dicho cociente vs. presión se observa en la figura que se muestra a continuación¹⁸.

Figura 24. Comportamiento $\frac{K_{ro}}{\mu_o B_o}$



Fuente: MAGGIOLO, Ricardo, "Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal, ESP OIL Engineerin Consultants 2008.Pag 14.

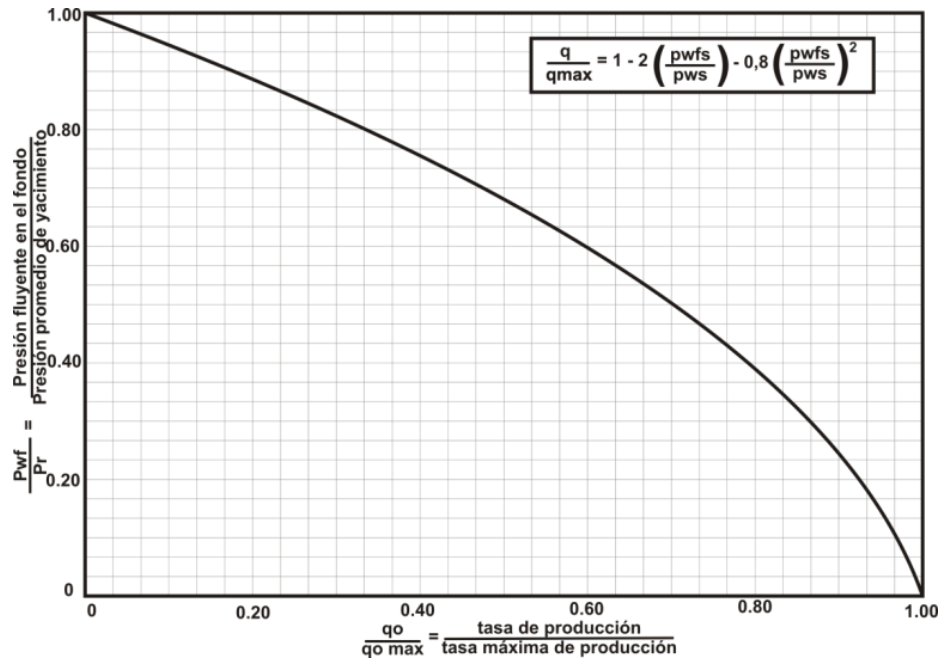
2.8.1 Ecuación de Vogel para yacimientos saturados. Como conclusión de su trabajo Vogel publicó la siguiente ecuación para considerar el flujo bifásico en el yacimiento:

$$\frac{q_o}{q_{\max}} = 1 - 0,2 \left(\frac{P_{wfs}}{P_{ws}}\right) - 0,8 \left(\frac{P_{wfs}}{P_{ws}}\right)^2 \quad (47)$$

¹⁸ MAGGIOLO, Ricardo, "Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal", ESP OIL Engineerin Consultants 2008, p.29.

La representación gráfica de la ecuación anterior es la curva IPR adimensional presentada por Vogel, y que se muestra continuación:

Figura 25. IPR Vogel



Fuente: H BEGGS, Dale. "Production Optimization Using Nodal Analysis". Tulsa, Oklahoma. P 23.

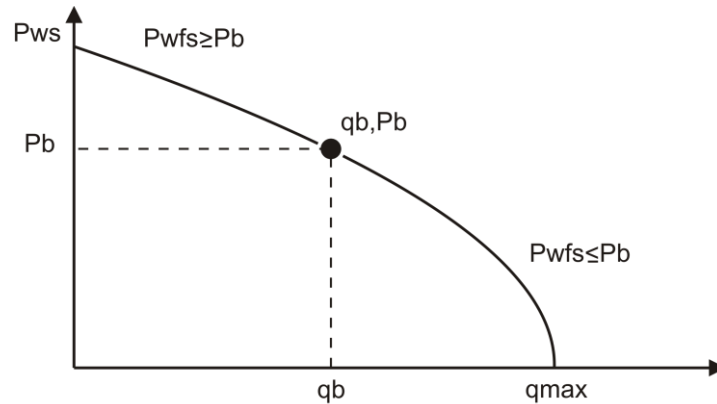
Esta ecuación ha sido probada ampliamente en flujos bifásicos (líquido y gas) y trabaja razonablemente en pozos de hasta 30% de B_{sw} ¹⁹.

2.9 FLUJO DE GAS Y PETRÓLEO EN YACIMIENTOS SUBSATURADOS

En los yacimientos Subsaturados existirán dos flujos diferentes, un flujo en fase líquida (petróleo $P_{wfs} > P_b$) y un flujo bifásico ($P_{wfs} < P_b$), en este caso la curva IPR presentará dos comportamientos, uno lineal para $P_{wfs} \geq P_b$ y un comportamiento tipo Vogel para $P_{wfs} < P_b$ tal como se muestra en la siguiente figura:.

¹⁹ H BEGGS, Dale. "Production Optimization Using Nodal Analysis". Tulsa, Oklahoma. P 31.

Figura 26. Yacimientos Subsaturados.



Nótese que la tasa a $P_{wfs}=P_b$ se denomina q_b

Fuente: MAGGILOLO, Ricardo, "Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal", ESP OIL Engineerin Consultants 2008.Pag 33.

Dado que la IPR tiene dos secciones, cada sección posee su propia ecuación²⁰.

2.9.1 Ecuación de Vogel para yacimientos Subsaturados. Considerando la parte recta de la gráfica IPR, $P_{wfs} \geq P_b$, se cumple:

$$q = J(P_{ws} - P_{wfs}) \quad (48)$$

De donde J se puede determinar de dos maneras:

1. Si se conoce una prueba e flujo (P_{wfs} , q_i) done $P_{wfs} > P_b$.

$$J = \frac{q(\text{prueba})}{P_{ws} - P_{wfs}(\text{prueba})} \quad (49)$$

²⁰ MAGGILOLO, Ricardo, "Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal", ESP OIL Engineerin Consultants 2008.Pag 33.

2. Si se dispone de suficiente información, se puede utilizar la ecuación de Darcy.

$$J = \frac{0,00708 * K_o * h}{\mu_o B_o \left[\text{Ln} \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0,75 + S \right]} \quad (50)$$

Ahora considerando la parte curva de la gráfica IPR, $P_{wfs} > P_b$, se cumple:

$$q = q_b + (q_{\max} - q_b) \left[1 - 0,2 \left(\frac{P_{wfs}}{P_b} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wfs}}{P_b} \right)^2 \right] \quad (51)$$

$$q_b = J(P_{ws} - P_b) \quad (52)$$

$$q_{\max} - q_b = J * \frac{P_b}{1,8} \quad (53)$$

Las tres ecuaciones anteriores constituyen el sistema de ecuaciones a resolver para obtener las incógnitas J, q_b y q_{\max} . Introduciendo las dos últimas ecuaciones en la primera y despejando J se obtiene:

$$J = \frac{q}{P_{ws} - P_b + \frac{P_b}{1,8} \left[1 - 0,2 \left(\frac{P_{wfs}}{P_b} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wfs}}{P_b} \right)^2 \right]} \quad (54)$$

El valor de J se puede obtener mediante una prueba de flujo donde la P_{wfs} esté por debajo de la presión de burbuja, al conocer J, se puede hallar el valor de q_b y q_{\max} quedando completamente definida la ecuación la cual permitirá construir la curva IPR completa²¹.

²¹ MAGGIOLO, Ricardo, "Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal", ESP OIL Engineerin Consultants 2008.Pag .33.

2.10 FLUJO DE FLUIDOS EN EL COMPLETAMIENTO

El completamiento se encuentra entre el yacimiento y el pozo, el paso de los fluidos por el mismo ocasiona una pérdida de presión que dependerá del tipo de completamiento.

2.10.1 Caída de presión en el completamiento.

La caída de presión es característica para cada tipo de completamiento.

a) Hueco Desnudo: la caída de presión es cero ya que el yacimiento está conectado directamente con el pozo.

$$\Delta P_c = P_{wfs} - P_{wf} = 0 \rightarrow P_{ws} = P_{wfs} \quad (55)$$

b) Cañoneo Convencional: Puede utilizarse la ecuación presentada por Jones, Blount y Glaze puede ser usada para evaluar la pérdida de presión a través del completamiento.

$$\Delta P_c = P_{wfs} - P_{wf} = aq^2 + bd \quad (56)$$

Donde:

$$a = \frac{2,30 * 10^{-14} \beta B_o^2 * \rho_o \left(\frac{1}{r_p} - \frac{1}{r_c} \right)}{L_p^2} \quad (58)$$

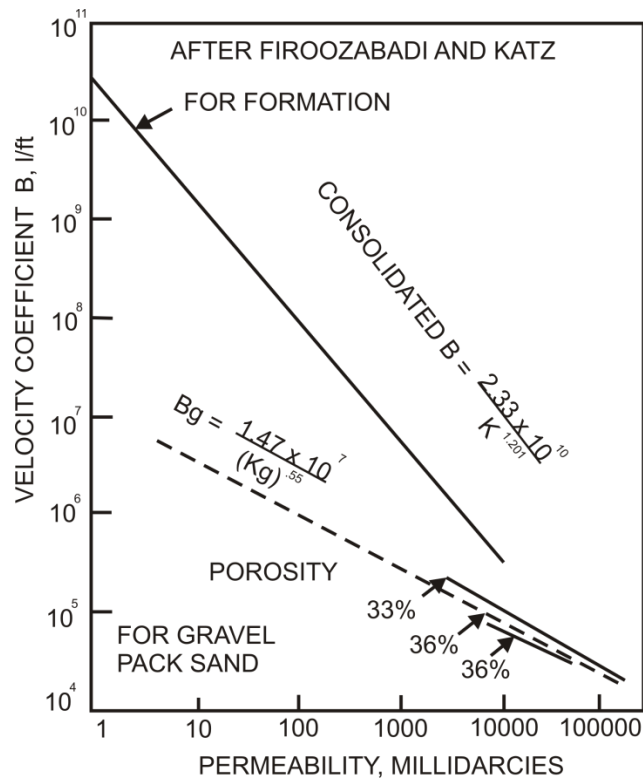
$$b = \frac{\mu_o B_o \left(\ln \frac{r_c}{r_p} \right)}{0,00708 * L_p * K_p} \text{ con } \beta = \frac{2,33 * 10^{10}}{K_p^{1,201}} \quad (59)$$

q Tasa de flujo/perforación, (b/d)/perf.

- β Factor de turbulencia, pie^{-1} .
- β_o Factor volumétrico del petróleo, by/bn .
- ρ_o Densidad del petróleo, lb/pie^3 .
- L_p Longitud del túnel cañoneado, pie .
- μ_o Viscosidad del petróleo, cp .
- K_p Permeabilidad de la zona triturada, md .
- r_p Radio del túnel cañoneado, pie .
- r_c Radio de la zona triturada, pie .

Firoozabadi y Katz, presentaron una correlación de β en función de K , ver la figura.

Figura 27. Correlación Firoozabadi y Katz.



Fuente: MAGGIOLO, Ricardo, "Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal",
ESP OIL Engineerin Consultants 2008.Pag 42.

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

$$\Delta P_c = \left[\frac{2,30 * 10^{-14} * \beta * \rho_o * \left(\frac{1}{r_p} - \frac{1}{r_c} \right)}{L_p^2} \right] * q^2 + \left[\frac{\mu_o * \beta_o * \left(\ln \frac{r_c}{r_p} \right)}{0,00708 * L_p * K_p} \right] \quad (60)$$

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

c) Empaques de Grava. La ecuación presentada por Jones, Blount Glaze puede ser utilizada para evaluar la pérdida de presión a través del empaque:

$$\Delta P_c = P_{wfs} - P_{wf} = aq^2 + bp \quad (61)$$

Al igual que en el caso anterior el completamiento, con base en la experiencia, es óptima 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 autores.

1. Tipo de flujo a través del empaque: Se asume que el flujo a través del empaque es lineal y no radial, de allí que se utiliza la ecuación de Darcy para flujo lineal.
2. Longitud lineal de flujo “L”: es la distancia entre la pared del “liner” ranurado y la pared del hoyo del pozo. En las siguientes figuras se indica la longitud “L” lineal del flujo a través del empaque.

3. Permeabilidad de la grava: La grava posee una permeabilidad sustancialmente mayor que la del yacimiento, el tamaño de las ranuras de la tubería ó “liner” ranurado depende de la grava utilizada y el tamaño de los granos de grava debe ser seleccionado según el tamaño promedio de los granos de arena de la roca de yacimiento. Para cada tamaño de grava existe un estimado de su permeabilidad suministrado por el proveedor , por ejemplo²²:

Tamaño	Permeabilidad
20-40 Mesh	100.000,0 md
40-60 Mesh	45.000,0 md

²² MAGGILO, Ricardo, “Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal”, ESP OIL Engineerin Consultants 2008.Pag y4.

3. FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERIAS

El flujo multifásico en tuberías es definido como el flujo concurrente de gas libre y líquido, en la tubería. Es de gran interés para la industria petrolera el concepto de flujo multifásico en tuberías porque nos permite estimar la presión requerida en el fondo del pozo para transportar un determinado caudal de producción hasta la estación del flujo en la superficie.

El objetivo del presente capítulo es mencionar las diferentes correlaciones que se pueden usar en el flujo multifásico en tuberías (FMT), las cuales determinan la habilidad que tiene un pozo para extraer fluidos del yacimiento.

3.1 ECUACIÓN GENERAL DEL GRADIENTE DE PRESIÓN

El punto de partida de las diferentes correlaciones de PIPESIM es la ecuación general del gradiente de presión la cual puede escribirse de la siguiente manera:

$$\frac{\Delta P}{\Delta Z} = \frac{1}{144} \cdot \left(\frac{g \cdot \rho \cdot \text{sen}\theta}{g_c} + \frac{f_m \cdot \rho \cdot V^2}{2 \cdot g_c \cdot d} + \frac{\rho \cdot \Delta V^2}{2 \cdot g_c \cdot \Delta Z} \right) \left(\frac{\text{lpc}}{\text{pie}} \right) \quad (62)$$

Siendo:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta Z} \right)_{\text{elev}} = \frac{1}{144} \cdot \frac{g \cdot \rho \cdot \text{sen}\theta}{g_c} = \text{gradiente de presión por gravedad.} \quad (63)$$

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta Z} \right)_{\text{fricc}} = \frac{1}{144} \cdot \frac{f_m \cdot \rho \cdot V^2}{2 \cdot g_c \cdot d} = \text{gradiente de presión por fricción.} \quad (64)$$

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

= gradiente de presión por cambio de energía cinética o aceleración (65)

La componente de aceleración es muy pequeña a menos que exista una fase altamente compresible a bajas presiones (menores de 150 lb/cm²).

En las ecuaciones anteriores:

- θ Ángulo que forma la dirección de flujo con la horizontal, (= 0° para flujo horizontal e =90° 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,
- f_m 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.²³

3.2 CONSIDERACIONES TEÓRICAS DEL FLUJO MONOFÁSICO EN TUBERÍAS

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

²³ BEGGS, H, Production Optimization Using NodalTH Analysis, OGCI and Petroskills Publications Tulsa, Oklahoma, Second Edition, 2003. P 66

3.2.1 Número de Reynolds. El cálculo del gradiente de presión por fricción requiere determinar el valor del factor de fricción. El procedimiento requiere evaluar si el flujo es laminar o turbulento. Es considerada la existencia de flujo laminar cuando el número de Reynolds es menor de 2.000 si es mayor se clasifica como flujo turbulento.

El número de Reynolds es definido:

$$N_{Re} = \frac{\rho \cdot V \cdot d}{\mu} \quad (66)$$

En unidades prácticas: Donde:

$$N_{Re} = \frac{1488 \rho \cdot V \cdot d}{\mu} \quad (67)$$

- ρ Densidad de la mezcla multifásica, pie/seg³.
- V Velocidad de la mezcla multifásica, pie/seg.
- d Diámetro interno de la tubería, pie.
- μ Viscosidad del fluido.p.

3.2.2 Factor de Fricción en Flujo Laminar. Para flujo laminar, la expresión analítica puede ser obtenida por el factor de fricción. El perfil de velocidad por flujo laminar puede ser obtenido integrando el perfil de velocidad para este tipo de flujo de tubos capilares horizontales con la ecuación de Poiseuille.

$$V = \frac{d^2}{32 * \mu} * \left(\frac{dP}{dL} \right) \quad (68)$$

Combinando esta ecuación con la componente de fricción, se obtiene el factor de fricción de Moody:

$$f = f_m = \frac{64 \cdot \mu}{\rho \cdot V \cdot d} = \frac{64}{N_{Re}} \quad (69)$$

3.2.3 Factor de Fricción en Flujo Turbulento. Tuberías Lisas. Para el flujo turbulento se han propuesto numerosas ecuaciones para predecir el factor de fricción. En el caso de tuberías lisas las ecuaciones más utilizadas en sus rangos de aplicabilidad, es la ecuación de Drew, Koo y Mc Adams:

$$f = 0.0056 + 0.5 * N_{Re}^{-0,32} \quad (70)$$

Para

$$3000 < N_{Re} < 3 \times 10^6,$$

y Blasius

$$f = 0.316N_{Re}^{-0,25} \quad (71)$$

Para

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

Normalmente, las paredes internas de la tubería no son lisas. En el flujo turbulento, la rugosidad puede significar un efecto sobre el factor de fricción y por consiguiente a la del gradiente de presión. La rugosidad en las paredes de la tubería está en función del material de la tubería, el método de fabricación, la edad de la tubería y del medio ambiente a la cual están expuestas.

3.2.4 Factor de Fricción en Flujo Turbulento. Tubería Rugosa. 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, ξ/d . El experimento de Nikuradse genera las bases para los datos del factor de fricción a partir de tubería rugosa. Su correlación para tubería de pared completamente rugosa es la siguiente:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 1.74 - 2 \cdot \log\left(\frac{2 \cdot \xi}{d}\right) \quad (72)$$

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:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 1.74 - 2 \cdot \log\left(\frac{2 \cdot \xi}{d} + \frac{18.7}{N_{Re} \cdot \sqrt{f}}\right) \quad (73)$$

Nótese 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, y puede expresarse como:

$$f_c = \left[1.74 - 2 \cdot \log\left(\frac{2 \cdot \xi}{d} + \frac{18.7}{N_{Re} \cdot \sqrt{f_{est}}}\right) \right]^{-2} \quad (74)$$

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

3.2.5 Ecuaciones Explícitas del Factor de Fricción (F). Una ecuación explícita para determinar el factor de fricción fue propuesta por Jain, se encontró que para el 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:

$$f = \left[1.14 - 2 \cdot \log \left(\frac{\xi}{d} + \frac{21.25}{N_{Re}^{0.9}} \right) \right]^{-2} \quad (75)$$

Zigrang y Sylvester, en el año 1.985 presentaron una ecuación explícita para determinar el factor de fricción:

$$f_c = - \left\{ 2 \cdot \text{Log} \left[\frac{\frac{\xi}{d}}{3.7} - \frac{5.02}{N_{Re}} \log \left(\frac{\frac{\xi}{d}}{3.7} - \frac{13}{N_{Re}} \right) \right] \right\}^{-2} \quad (76)$$

Entre los valores típicos y recomendados para ξ , en el caso de la rugosidad absoluta para tuberías de acero al carbón, con el que se fabrica 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.²⁴

3.3 PARÀMETROS CARACTERÍSTICOS DEL FLUJO MULTIFÁSICO

Se entiende por flujo multifásico, el movimiento simultáneo de una fase libre de gas y líquido a través de una tubería o conducto que la transporta. El gas y el líquido pueden existir como una mezcla multifásica o como dos fases perfectamente definidas. La distribución física de estas fases en la tubería es definida como patrón de flujo y las mismas se encuentran plenamente definidas para tuberías verticales, horizontales o inclinadas. Ya que el movimiento de fluidos a través de tuberías se encuentra directamente relacionado con el gradiente de presión, en la industria petrolera es de sumo interés determinar el mismo para el diseño de tuberías o facilidades de superficie que permita transportar los fluidos productores por un pozo hasta los tanques de almacenamiento, de una manera eficiente y rápida.

Debido a la presencia de más de una fase en el sistema, ciertas reglas de mezcla y definiciones son usadas para evaluar las propiedades del fluido y calcular el gradiente de presión. Las definiciones son las siguientes:

3.3.1 Nivel de líquido o Hold-Up (HL). El nivel de líquido es definido como la razón del volumen de un segmento de tubería ocupado por líquido al volumen total del segmento de tubería.

$$H_L = \frac{\text{Volumen de líquido en un elemento de tubería}}{\text{Volumen del elemento de tubería}} = \frac{V_{sL}}{V_L} \quad (77)$$

²⁴ Brill, J.P. y Mukjerhee, H., "Multiphase Flow in Wells," H. L. D. M. F of AIME, Ed. Society of Petroleum Eng. Inc., 1999. P 6-7

El valor del Hold-Up del líquido varía desde cero para flujo monofásico de gas hasta uno para flujo monofásico de líquido. El Hold-Up del líquido puede ser medido experimentalmente por algunos métodos, tales como pruebas de resistividad o capacitancia y densímetros nucleares.

El remanente del segmento de tubería es ocupado por gas, el cual es referido como un Hold-Up de gas o fracción ocupado por gas.

$$H_g = 1 - H_L \quad (78)$$

3.3.2 Fracción de Líquido sin Deslizamiento. Está definido como la razón del volumen de líquido en un segmento de tubería dividido para volumen del segmento de tubería, considerando que el gas y el líquido viajaran a la misma velocidad.

$$\lambda_L = \frac{q_L}{q_L + q_g} = \frac{V_{sL}}{V_m} \quad (79)$$

Donde q_L es la suma de las tasas de flujo de aceite y agua in-situ y q_g es la tasa de flujo de gas in situ. El nivel de gas no deslizante o fracción de gas nulo es definido como:

$$\lambda_g = 1 - \lambda_L = \frac{q_g}{q_g + q_L} \quad (80)$$

Es obvio que la diferencia entre el Hold-Up de líquido y el Hold-Up sin deslizamientos es medida del grado de deslizamiento entre las fases de gas y líquido.

3.3.3 Densidad de Líquidos. Cuando dos líquidos inmiscibles como aceite y agua fluyen simultáneamente, la definición de densidad llega a ser más complicada. La densidad de la mezcla gas-líquido fluyendo es difícil evaluar por la separación gravitacional de las fases y el deslizamiento entre estas. La densidad de la mezcla agua- aceite puede ser calculada de las densidades y las tasas de flujo si se asume no deslizamiento entre el agua y el aceite.

$$\rho_L = \rho_o \cdot F_o + \rho_w \cdot F_w \quad (81)$$

Donde

$$F_o = \frac{q_o}{q_o + q_w} \quad (82)$$

$$\text{y } F_w = 1 - F_o \quad (83)$$

3.3.4 Densidad Bifásica. El cálculo de la densidad bifásica requiere conocer el factor Hold-Up de líquido deslizamiento.

$$\rho_s = \rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L) \quad (84)$$

$$\rho_n = \rho_L \cdot \lambda_L + \rho_g (1 - \lambda_L) \text{ y} \quad (85)$$

$$\rho_k = \rho_L \cdot \frac{\lambda_L^2}{H_L} + \rho_g \cdot \frac{(1 - \lambda_L)^2}{(1 - H_L)} \quad (86)$$

La primera de las ecuaciones es usada por los investigadores para 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 a densidad bifásica. Las últimas ecuaciones son

presentadas por algunos investigadores para definir la densidad utilizada en las pérdidas por fricción y número de Reynolds.

3.3.5 Velocidad Superficial. La mayoría de las correlaciones de flujo están basadas en una variable llamada velocidad superficial. La velocidad superficial de una fase de fluido es definida como la velocidad que la fase podría exhibir si fluyera sola a través del área de sección transversal total de la tubería. La velocidad superficial del gas es calculada de:

$$V_{sg} = \frac{q_g}{A} \quad (87)$$

El área actual a través del cual el gas fluye es reducida por la presencia del líquido a AH_g . Aunque la velocidad del gas actual es calcula de

$$V_{sg} = \frac{q_g}{AH_g} \quad (88)$$

Donde A es el área de la tubería. La velocidad superficial y actual de líquido es calculada similarmente de:

$$V_{sL} = \frac{q_L}{A} \quad (89)$$

$$V_{sL} = \frac{q_L}{AH_L} \quad (90)$$

Ya que H_g y H_L son menores que uno, las velocidades actuales son mayores que las velocidades superficiales.

Las dos fases o velocidad de la mezcla son calculadas con base a la tasa de flujo total in-situ de la ecuación:

$$V_m = \frac{q_L + q_g}{A} = V_{sL} + V_{sg} \quad (91)$$

La fase gas y líquido pueden viajar a diferentes velocidades en la tubería. Algunos investigadores prefieren evaluar el grado de deslizamiento y de ese modo con el nivel de líquido se determina la velocidad de deslizamiento V_s .

La velocidad de deslizamiento está definida como la diferencia entre las velocidades actuales de gas y líquido por:

$$V_s = V_g - V_L = \frac{V_{sg}}{H_g} - \frac{V_{sL}}{H_L} \quad (92)$$

Usando las definiciones anteriores para las diferentes velocidades, alternando las formas de las ecuaciones para nivel de líquido actual y no deslizante.

$$\lambda_L = \frac{V_{sL}}{V_m} \quad (93)$$

3.3.6 Viscosidad. La viscosidad del fluido es usada en la determinación del número de Reynolds. La siguiente ecuación ha sido usada por varios investigadores para calcular viscosidad de las dos fases gas-líquido.

$$\mu_m = \mu_L \cdot \lambda_L + \mu_g \cdot \lambda_g \quad (94)$$

La viscosidad de la mezcla agua-aceite es calculada usando las fracciones de aceite y agua fluyendo en la mezcla como factores de peso. La ecuación más comúnmente usada es:

$$\mu_L = \mu_o \cdot F_o + \mu_w \cdot F_w \quad (95)$$

Esta ecuación no es válida si se forma una emulsión agua-aceite.

3.3.7 Tensión Superficial. La tensión interfacial depende de otras propiedades de fluido tales como gravedad del aceite, gravedad del gas y gas disuelto. Cuando la fase líquida contiene ambos, agua y aceite, los mismos factores de peso para calcular densidad y viscosidad son usados, así:

$$\sigma_L = \sigma_o \cdot F_o + \sigma_w \cdot F_w \quad (96)$$

Donde

σ_o Tensión superficial del aceite, y

σ_w Tensión superficial del agua.²⁵

3.4 PATRÓN 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 interface, 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.

²⁵ Ibid., p. 20-23

- Variables geométricas incluyendo diámetros de la tubería y ángulo de inclinación.
- Las propiedades físicas de las dos fases, tales como; densidades, viscosidades y tensiones superficiales de 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 bifásico 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.

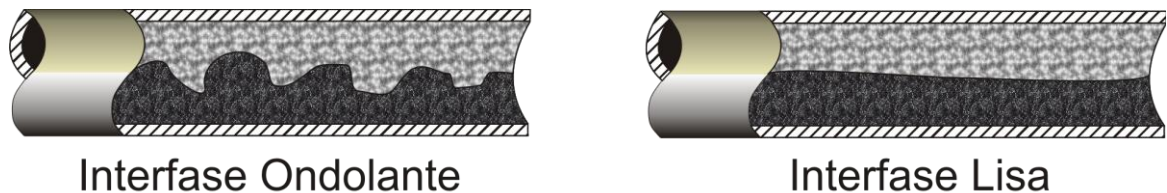
El desacuerdo fue principalmente debido a la complejidad del fenómeno de flujo y al hecho de que los patrones de flujo fueron generalmente determinados subjetivamente por observación visual. También, los patrones de flujo son generalmente reportados para cualquier inclinación o para un estrecho rango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

Un intento para definir un grupo aceptable de patrones de flujo ha sido dado por Shoham (1.982). 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.

3.4.1 Patrones de Flujo para Tubería Horizontal. Los patrones de flujo existente en estas configuraciones pueden ser clasificados como:

a) **Patrón de Flujo Estratificado (Stratified Smooth y Starfified 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, Stratified Wavy (SW), ocurre a tasas de gas relativamente altas, en la cual, ondas estables se forman sobre la interfase.

Figura 28. Interfase Lisa e Interfase Ondulante.

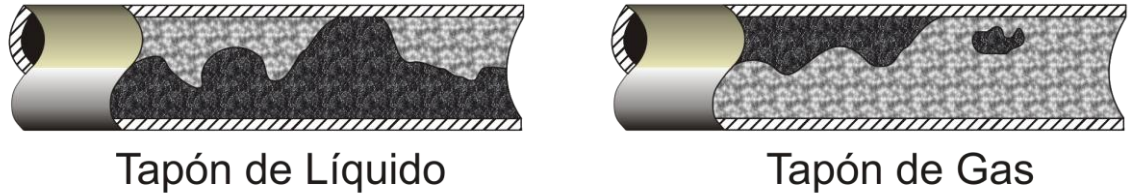


Fuente: MARQUEZ, Ricardo, “Análisis Nodal del Sistema de Producción, Nivel Básico,” Febrero 2008. Pag 61.

b) **Patrón de 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 y 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.

Figura 29. Flujo Tapón de Líquido y Flujo Tapón de Gas.



Fuente: MARQUEZ, Ricardo, "Análisis Nodal del Sistema de Producción, Nivel Básico," Febrero 2008. Pag 61.

c) Flujo Anular (A). El 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, Slup y Anular.

Figura 30. Flujo Anular.



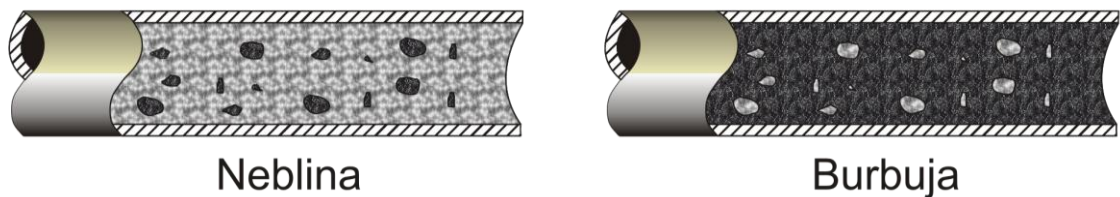
Fuente: MARQUEZ, Ricardo, "Análisis Nodal del Sistema de Producción, Nivel Básico," Febrero 2008. Pag 61.

d) Burbujas Dispersas. A muy altas tasas de flujo de líquido, la fase líquido es la fase continua y la gaseosa es la dispersa como burbujas discretas. La transición a este patrón de flujo es definido 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 primero 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.

Figura 31. Flujo Neblina y Flujo Burbuja.



Fuente: MARQUEZ, Ricardo, "Análisis Nodal del Sistema de Producción, Nivel Básico," Febrero 2008. Pag 62.

3.4.2 Patrones de Flujo Para Flujo Vertical y Fuertemente Inclinado. 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 la gravedad. Los patrones de flujo existentes son Flujo Burbuja (Bubbly Flow y Flujo de Burbujas Dispersa), Slup Flow, Churn Flow y Flujo Anular.

a) Flujo Burbuja. Como en el caso horizontal, la fase gaseosa se 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 Burbuja ocurre a tasas relativamente bajas de líquido y es caracterizado por deslizamientos 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 fases.

b) Flujo Tapón (Slug Flow “S’”). 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 fluye corriendo 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.

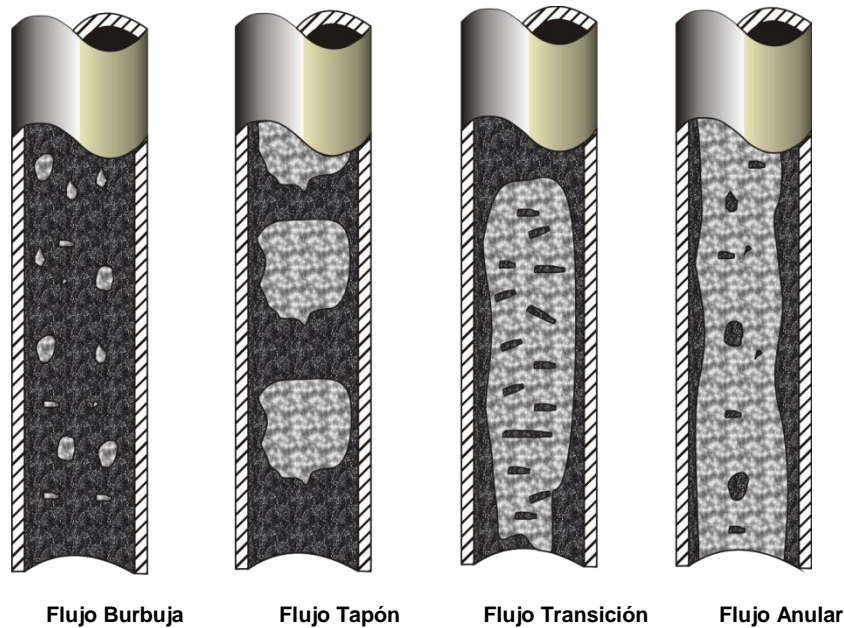
c) Flujo Transición (Churn Flow “Ch”). Este patrón de flujo es caracterizado por un movimiento oscilatorio, este tipo de flujo es similar al Flujo Tapón, los límites no están bien claros entre las fases. Ocurre a mayores tasas de flujo de gas, donde el tapón de líquido en la tubería llega a ser corto y espumoso.

d) Flujo Anular (“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. El 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.²⁶

Figura 32. Patrones de Flujo para Flujo Vertical.



Fuente: MARQUEZ, Ricardo, "Análisis Nodal del Sistema de Producción, Nivel Básico," Febrero 2008. Pag 62-63.

3.5 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 y tipos de tuberías se encuentran, para **flujo horizontal**: Beegs & Brill, Duckler y colaboradores, Eaton y colaboradores, etc. Y para **flujo vertical**: Hagedorn & Brown, Duns & Ros, Orkiszewski, Beggs & Brill, Ansari, etc. Las cuales se describirán a continuación.

²⁶ MAGGILOLO, Ricardo, "Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal, ESP OIL Engineerin Consultants 2008, (64-101)

3.5.1 Descripciones de Correlaciones de Flujo Multifásico en Tubería. Las diversas correlaciones existentes para el cálculo del gradiente de presión con flujo multifásico se clasifican en tres tipos bien definidos:

Tipo I: No se considera resbalamiento entre las fases. La densidad de la mezcla se obtiene en función de las propiedades de las corregidas por presión y temperatura. Las pérdidas por fricción y los efectos del colgamiento se expresan por medio de un factor de fricción correlacionado empíricamente. No se distinguen patrones de flujo. Dentro de este tipo, están incluidos los métodos de Poettman y Carpenter, Fancher y Brown, y Baxendell y Thomas.

Tipo II: Se toma en cuenta el resbalamiento entre las fases. La densidad de la mezcla se calcula utilizando el concepto de colgamiento. El factor de fricción se correlaciona con las propiedades combinadas del gas y líquido. No se distinguen patrones de flujo. El método de Hagedorn y Brown se encuentra dentro de este tipo de correlaciones.

Tipo III: Se considera resbalamiento entre las fases. La densidad de la mezcla se determina mediante el colgamiento. El factor de fricción se correlaciona con las propiedades del fluido en la fase continua. Se distinguen diferentes patrones de flujo. Las principales correlaciones son: Duns y Ros, Orkiszewski, Aziz, Beggs y Brill, etc.

A continuación se mencionarán las correlaciones que son más comunes.

a) Correlación de Hagedorn & Brown. Desarrollaron una correlación general para un amplio rango de condiciones. Los aspectos principales de dichas correlaciones son:

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

Según los autores:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_T = \frac{1}{144} \left[\rho_m + \frac{f_m \cdot \rho_f \cdot V_m^2}{2 \cdot g_c \cdot d} + \frac{\rho_m \cdot \Delta(V_m^2)}{2 \cdot g_c \cdot \Delta H} \right] \quad (97)$$

Cálculo de ρ_m y ρ_f :

$$\rho_m = \rho_L \cdot H_L + \rho_g \cdot (1 - H_L) \quad (98)$$

$$\rho_f = \frac{\rho_m^2}{\rho_s} = \frac{[\rho_L \cdot \lambda_L + \rho_g \cdot (1 - \lambda_L)]^2}{\rho_L \cdot H_L + \rho_g \cdot (1 - H_L)} \quad (99)$$

vi) Cálculo de H_L :

Se determina LB:

$$LB = 1.071 - \frac{0.2218 \cdot V_m^2}{d} \quad (100)$$

Donde LB debe ser ≥ 0.13 .

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

$$H_L = 1 - 0.5 \cdot \left[1 + \frac{V_m}{V_s} - \sqrt{\left(1 - \frac{V_m}{V_s}\right)^2 - 4 \cdot \left(\frac{V_{sg}}{V_s}\right)} \right] \quad (101)$$

Siendo $V_s = 0.8 \frac{\text{pie}}{\text{seg}}$.

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

Numero de Velocidad del Líquido.

$$N_{Lv} = 1.938 \cdot V_{sL} \cdot \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L}\right)^{1/4} \quad (102)$$

Numero de Velocidad del Gas.

$$N_{gv} = 1.938 \cdot V_{sg} \cdot \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L}\right)^{1/4} \quad (103)$$

Numero diámetro de Tubería.

$$N_d = 120.872 \cdot d \cdot \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L}\right)^{1/2} \quad (104)$$

Numero de Viscosidad Líquida.

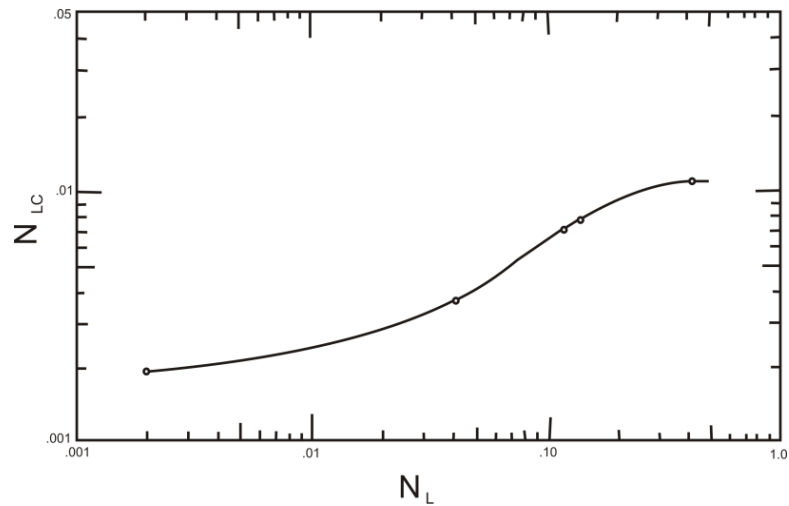
$$N_L = 0.15726 \cdot \mu_L \cdot \left(\frac{1}{\sigma_L^3 \cdot \rho_L}\right)^{1/4} \quad (105)$$

$$\text{Con: } \rho_L = \rho_o \cdot F_o + \rho_w \cdot F_w \quad (106)$$

$$\text{y } \sigma_L = \sigma_o \cdot F_o + \sigma_w \cdot F_w \quad (107)$$

vii) Con N_L se obtiene a partir de la figura de N_{LC} .

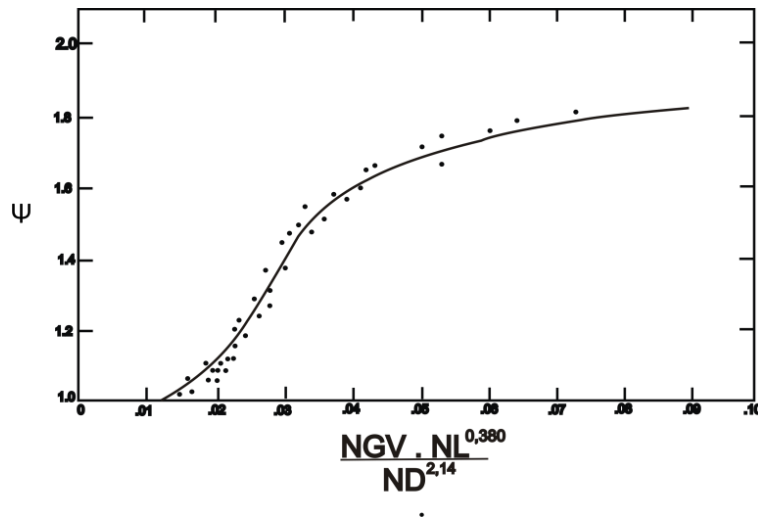
Figura 33. Coeficiente Número de Viscosidad Líquida.



Fuente: Brill, J.P. y Mukjerhee, H., "Multiphase Flow in Wells," H. L. D. M. F of AIME, Ed. Society o Petroleum Eng. Inc., 1999. Pag 30.

viii) Con el factor $\left(\frac{NGV \cdot NL^{0.380}}{ND^{2.14}}\right)$ y usando la siguiente figura se obtiene ψ .

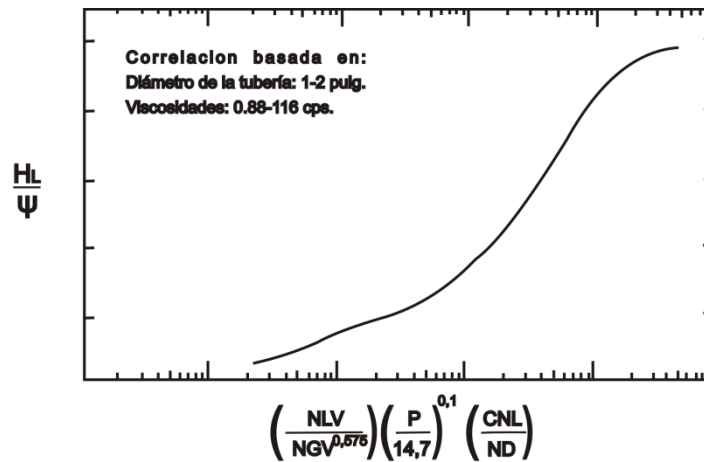
Figura 34. Factor de Corrección Secundario.



Fuente: Brill, J.P. y Mukjerhee, H., "Multiphase Flow in Wells," H. L. D. M. F of AIME, Ed. Society o Petroleum Eng. Inc., 1999. Pag 30.

ix) Con el factor $\left(\frac{NLV}{NGV^{0.575}}\right) \cdot \left(\frac{P}{14.7}\right)^{0.1} \cdot \left(\frac{CNL}{ND}\right)$ se obtiene $\frac{H_L}{\Psi}$ a partir de la siguiente figura:

Figura 35. Factor de Correlación Hold-Up.



Fuente: Brill, J.P. y Mukjerhee, H., "Multiphase Flow in Wells," H. L. D. M. F of AIME, Ed. Society o Petroleum Eng. Inc., 1999. Pag 29.

Luego,

$$H_L = \left(\frac{H_L}{\Psi}\right) \cdot \Psi \quad (108)$$

x) Cálculo de f_m (factor de fricción de Moody):

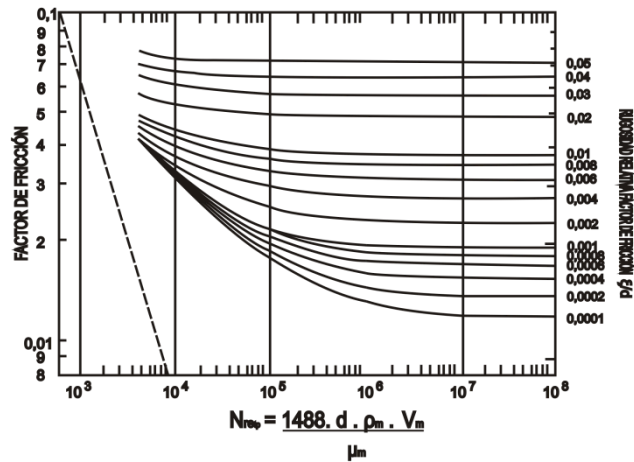
Conocido $\frac{\xi}{d}$, se calcula:

$$N_{Re_{tp}} = 1488 \cdot \frac{d \cdot \rho_m \cdot V_m}{\mu_m} \quad (109)$$

$$\text{Con } \mu_m = \mu_L^{H_L} \cdot \mu_g^{(1-H_L)} \quad (110)$$

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

Figura 36. Diagrama de Moody.



Fuente: MARQUEZ, Ricardo, "Análisis Nodal del Sistema de Producción, Nivel Básico," Febrero 2008. Pag 99.

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

$$N_{Retp} = 1488 \cdot \frac{d \cdot \rho_L \cdot V_L}{\mu_L} \quad (111)$$

$$\text{Con } V_L = \frac{V_{sL}}{H_L} \quad (112)$$

Y el gradiente de presión por fricción se convierte en:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta Z}\right)_f = \left(\frac{f_m \cdot \rho_L \cdot V_L^2}{2 \cdot d \cdot g_c}\right) \quad (113)$$

xi) Cálculo del gradiente de energía cinética, EK.

$$EK = \frac{\rho_m \cdot \Delta(V_m^2)}{2 \cdot g_c \cdot \Delta H} \quad (114)$$

$$o \quad EK = \left(\frac{dP}{dz} \right)_{acc} = \frac{\rho_m \cdot \Delta(V_m^2)}{2 \cdot g_c \cdot dz} \quad (115)$$

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

$$V_m^2 = |V_{m1}^2 - V_{m2}^2| \quad (116)$$

$$V_{m1}^2 = (V_{sL1} - V_{sg2})^2 \text{ a } P_1 \text{ y } T_1 \quad (117)$$

$$\text{y } V_{m21}^2 = (V_{sL2} - V_{sg2})^2 \text{ a } P_2 \text{ y } T_2 \quad (118)$$

b) 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:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H} \right)_T = \frac{(\Delta P / \Delta H)_E + (\Delta P / \Delta H)_f}{1 - EK} \quad (119)$$

Siendo:

$$EK = \frac{V_{sg} \cdot V_m \cdot \rho_{ns}}{144 \cdot g_c \cdot P} \quad (120)$$

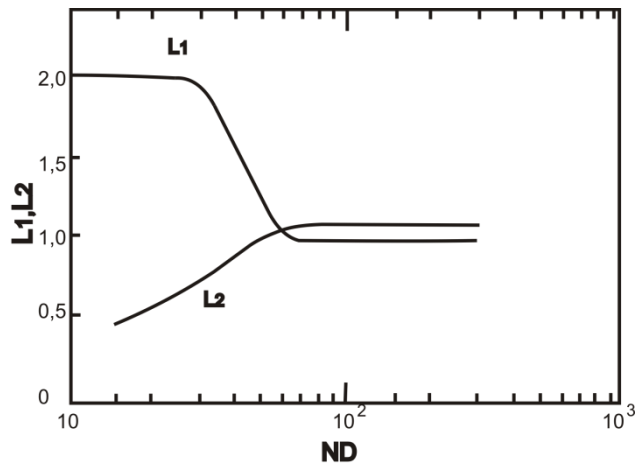
Con

$$\rho_{ns} = \rho_L \cdot \lambda + \rho_g \cdot (1 - \lambda) \quad (121)$$

- i) Determinación del patrón de flujo.
- ii) Se determina L_1 y L_2 a partir de la figura de L vs ND de Ros:

$$ND = 120.872 \cdot d \cdot \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L}\right)^{\frac{1}{2}} \quad (122)$$

Figura 37. Parámetros de Transición para Flujo Burbuja / Flujo Tapón.



Fuente: Brill, J.P. y Mukjerhee, H., "Multiphase Flow in Wells," H. L. D. M. F of AIME, Ed. Society o Petroleum Eng. Inc., 1999. Pag 33.

- iii) Se calcula LS y LM

$$LS = 50 + 36 \cdot NLV \quad (123)$$

$$y \quad LM = 75 + 84 \cdot (NLV)^{0.75} \quad (124)$$

$$\text{Con } NLV = 1.938 \cdot V_{sL} \cdot \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L}\right)^{\frac{1}{4}} \quad (125)$$

$$y \quad NGV = 1.938 \cdot V_{sg} \cdot \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L}\right)^{\frac{1}{4}} \quad (126)$$

iv) Con las siguientes fronteras se determina el patrón de flujo:

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

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

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

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

v) Determinación de los gradientes de presión según los patrones de flujo.

vi) Patrón Burbuja, la fase continua es la líquida.

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_E = \frac{\rho_m}{144} \quad (127)$$

$$\text{Con } \rho_m = \rho_L \cdot H_L + \rho_g \cdot (1 - H_L) \quad (128)$$

$$H_L = \frac{-(V_m - V_s) + \sqrt{(V_m - V_s)^2 + 4 \cdot V_s \cdot V_{sL}}}{2 \cdot V_s} \quad (129)$$

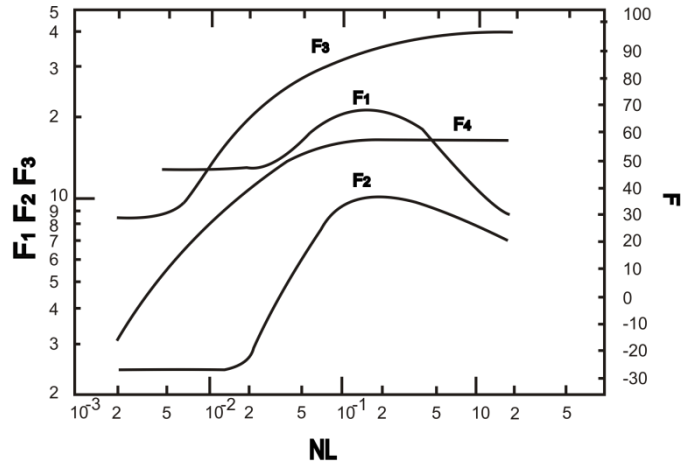
$$V_s = \frac{S}{1.938 \cdot (\rho_L / \sigma_L)^{\frac{1}{4}}} \quad (130)$$

$$\text{Con } S = F_1 + (F_2 \cdot \text{NLV}) + \left[F_3' \cdot \left(\frac{\text{NGV}}{(1 + \text{NLV})^2} \right) \right] \quad (131)$$

$$\text{y } F_3' = F_3 - \frac{F_4}{\text{ND}} \quad (132)$$

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

Figura 38. Parámetros de Velocidad para Flujo Burbuja.



Fuente: Brill, J.P. y Mukjerhee, H., "Multiphase Flow in Wells," H. L. D. M. F of AIME, Ed. Society o Petroleum Eng. Inc., 1999. Pag 34.

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_f = \frac{f_m \cdot \rho_L \cdot V_{sL} \cdot V_m}{144 \cdot 2 \cdot g_c \cdot d} \quad (133)$$

$$\text{Con } f_m = f_1 \cdot \frac{f_2}{f_3} \quad (134)$$

Donde:

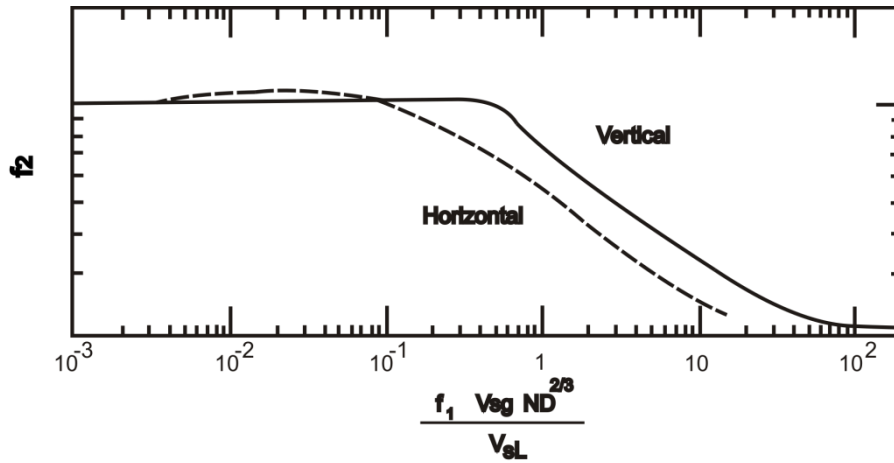
f_1 = Factor de fricción de Moody, en función de la rugosidad relativa, $\frac{\xi}{d}$ y del número de Reynolds para el patrón burbuja.

$$N_{Reb} = \frac{1488 \cdot \rho_L \cdot d \cdot V_{sL}}{\mu_L} \quad (135)$$

f_2 = se obtiene a partir de la siguiente figura, en función de $\frac{f_1 \cdot V_{sg} \cdot ND^{2/3}}{V_{sL}}$

$$f_3 = 1 + f_1 \cdot \sqrt{\frac{V_{sg}}{50 \cdot V_{sL}}} \quad (136)$$

Figura 39. Parámetros del Factor de Fricción para Flujo Burbuja.



Fuente: BEGGS Brill, J.P. y Mukjerhee, H., "Multiphase Flow in Wells," H. L. D. M. F of AIME, Ed. Society o Petroleum Eng. Inc., 1999. Pag 34.

Observaciones: el término EK es insignificante.

vii) Patrón Tapón, La fase continua sigue siendo la líquida; pero existe más cantidad de gas.

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_E = \frac{\rho_m}{144} \quad (137)$$

$$\text{Con } \rho_m = \rho_L \cdot H_L + \rho_g \cdot (1 - H_L) \quad (138)$$

$$y \ H_L = \frac{-(V_m - V_s) + \sqrt{(V_m - V_s)^2 + 4 \cdot V_s \cdot V_{sL}}}{2 \cdot V_s} \quad (139)$$

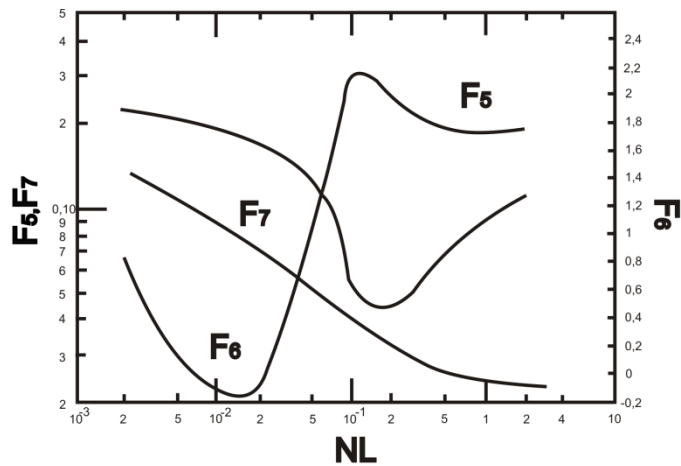
$$\text{Con } V_s = \frac{S}{1.938 \cdot (\rho_L / \sigma_L)^{\frac{1}{4}}} \quad (140)$$

$$y \ S = \frac{(1 + F_5) \cdot (NGV^{0.962} + F_6')}{(1 + F_7 \cdot NLV)^2} \quad (141)$$

$$\text{Con } F'_6 = 0.0029 \cdot ND + F_6 \quad (142)$$

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

Figura 40. Parámetros de Velocidad para Flujo Tapón.



Fuente: Brill, J.P. y Mukjerhee, H., "Multiphase Flow in Wells," H. L. D. M. F of AIME, Ed. Society o Petroleum Eng. Inc., 1999. Pag 35.

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

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

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

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_T = \frac{(\Delta P/\Delta H)_E + (\Delta P/\Delta H)_f}{144 \cdot (1 - EK)} \quad (143)$$

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:

$$\rho_m = \rho_L \cdot H_L + \rho_g \cdot (1 - H_L) \quad (144)$$

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

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_f = \frac{f \cdot \rho_g \cdot V_{sg}^2}{2 \cdot g_c \cdot d} \quad (145)$$

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

$$N_{Re} = \frac{1488 \cdot \rho_g \cdot d \cdot V_{sg}}{\mu_g} \quad (146)$$

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.

$$N_{we} = 454 \cdot \xi \cdot \left(\frac{\rho_g \cdot V_{sg}^2}{\sigma_L}\right) \quad (147)$$

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:

1. Calcular los números adimensionales de Weber y viscosidad líquida.

2. Calcular $\frac{\xi}{d}$.

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

$$\frac{\xi}{d} = \frac{0.0749 \cdot \sigma_L}{\rho_g \cdot V_{sg}^2 \cdot d} \quad (148)$$

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

$$\frac{\xi}{d} = \frac{0.386 \cdot \sigma_L \cdot (N_{we} \cdot N_{\mu})^{0.302}}{\rho_g \cdot V_{sg}^2 \cdot d} \quad (149)$$

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

Si $\frac{\xi}{d} \geq 0.05$.

$$f = \frac{1}{4 \cdot \log\left(0.27 \cdot \frac{\xi}{d}\right)^2} + 0.267 \cdot \left(\frac{\xi}{d}\right)^{1.73} \quad (150)$$

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

$$EK = V_{sg} \cdot \frac{(\rho_L \cdot VSL + \rho_g \cdot V_{sg})}{144 \cdot g_c \cdot P} \quad (151)$$

ix) Patrón de Transición, el gradiente de presión total viene dado por

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_T = \frac{(\Delta P/\Delta H)_E + (\Delta P/\Delta H)_f}{1 - EK} \quad (152)$$

El gradiente de presión por elevación viene dado por:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_E = A \cdot \left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_{E_{\text{Tapón}}} + B \cdot \left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_{E_{\text{Neblina}}} \quad (153)$$

$$\text{Con } A = \frac{L_S - \text{NGV}}{L_m - L_S} \text{ y } B = \frac{\text{NGV} - L_S}{L_m - L_S} \quad (154)$$

Donde:

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

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

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

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_f = A \cdot \left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_{f_{\text{Tapón}}} + B \cdot \left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_{f_{\text{Neblina}}} \quad (155)$$

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

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

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

c) Correlación de Orkiszewski. El autor considera deslizamiento entre las fases y existen cuatro patrones de flujo. El autor cambió los trabajos de Griffith, Griffith & Wallis y Duns & Ros.

i) Patrón de Burbuja, los límites para este patrón son:

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

Siendo:

$$LB \geq 0.13$$

$$V_m = V_{sg} + v_{sL} \tag{156}$$

Donde:

$$v_{sL} = \frac{5.615 \cdot (q_o \cdot f_o \cdot B_o + q_w \cdot f_w \cdot B_w)}{86400 \cdot A_t} \tag{157}$$

$$V_{sg} = \frac{(q_L \cdot RGL - q_o \cdot R_s) \cdot B_g}{86400 \cdot A_t} \tag{158}$$

La ecuación de gradiente de presión total es:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_T = \frac{(\Delta P/\Delta H)_E + (\Delta P/\Delta H)_f}{144} \tag{159}$$

El gradiente de presión por elevación dado por la ecuación:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_E = \frac{g \cdot \rho_m}{g_c} \quad \text{con} \quad \rho_m = \rho_L \cdot H_L + \rho_g \cdot (1 - H_L) \quad (160)$$

El valor de H_L se calcula con la siguiente ecuación:

$$H_L = 1 - \frac{1}{2} \cdot \left(1 + \frac{V_m}{V_s} \sqrt{\left(1 + \frac{V_m}{V_s}\right)^2 - 4 \cdot \frac{V_{sg}}{V_s}} \right) \quad (161)$$

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

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

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_f = \frac{f \cdot \rho_L \cdot \left(\frac{V_{sL}}{H_L}\right)^2}{2 \cdot g_c \cdot d} \quad (162)$$

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} :

$$N_{Re} = \frac{1488 \cdot \rho_L \cdot d \cdot V_{sL}}{H_L \cdot \mu_L} \quad (163)$$

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.

ii) Patrón Tapón, los límites para este patrón son:

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

Con

$$S = 50 + 36 \cdot NLV \quad (164)$$

$$NLV = 1.938 \cdot V_{sL} \cdot \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L}\right)^{\frac{1}{4}} \quad (165) \quad \text{y} \quad NGV = 1.938 \cdot V_{sg} \cdot \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L}\right)^{\frac{1}{4}} \quad (166)$$

El gradiente de presión total viene dado por la ecuación,

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_T = \frac{(\Delta P/\Delta H)_E + (\Delta P/\Delta H)_f}{144} \quad (167)$$

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

$$\rho_m = \frac{\rho_L \cdot (V_{sL} + V_b) + \rho_g \cdot V_{sg}}{V_m + V_b} + \delta \cdot \rho_L \quad (168)$$

Donde:

$$V_b = C_1 \cdot C_2 \cdot \sqrt{g \cdot d} \quad (169)$$

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:

1. Se supone un valor de V_b por:

$$V_{ba} = 0.5 \cdot \sqrt{g \cdot d} \quad (170)$$

2. Se calcula N_{Re_b} y N_{Re_L} :

$$N_{Re_b} = \frac{1488 \cdot V_{ba} \cdot d \cdot \rho_L}{\mu_L} \quad (171) \quad \text{y} \quad N_{Re_L} = \frac{1488 \cdot V_m \cdot d \cdot \rho_L}{\mu_L} \quad (172)$$

3. Se obtiene un nuevo valor de V_b .

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

$$V_{bc} = (0.546 + 8.74 \cdot 10^{-6} \cdot N_{Re_L}) \cdot \sqrt{g \cdot d} \quad (173)$$

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

$$V_{bc} = (0.35 + 8.74 \cdot 10^{-6} \cdot N_{Re_L}) \cdot \sqrt{g \cdot d} \quad (174)$$

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

$$V_{bc} = \frac{1}{2} \cdot \left(\theta + \sqrt{\theta^2 + \frac{13.59 \cdot \mu_L}{\rho_L \cdot \sqrt{d}}} \right) \quad (175)$$

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

4. 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.

Tabla 2. Coeficiente de Distribución de Líquido, Orkiszewski.

Fase Líquida Continua	Valor de Vm (pie/seg)	Ecuación
Agua (RAP≥4)	<10	Ec. 176
Agua (RAP≥4)	≥01	Ec. 177
Petróleo (RAP<4)	<10	Ec. 178
Petróleo (RAP<4)	≥01	Ec. 179

Fuente: Brill, J.P. y Mukjerhee, H., "Multiphase Flow in Wells," H. L. D. M. F of AIME, Ed. Society o Petroleum Eng. Inc., 1999. Pag 35.

$$\delta = \frac{0.013 \cdot \text{Log}(\mu_L)}{d^{1.38}} - 0.681 + 0.232 \cdot \text{Log}(V_m) - 0.428 \cdot \text{Log}(d) \quad (176)$$

$$\delta = \frac{0.045 \cdot \text{Log}(\mu_L)}{d^{0.799}} - 0.709 - 0.162 \cdot \text{Log}(V_m) - 0.888 \cdot \text{Log}(d) \quad (177)$$

$$\delta = \frac{0.0125 \cdot \text{Log}(\mu_L + 1)}{d^{1.415}} - 0.284 + 0.167 \cdot \text{Log}(V_m) - 0.113 \cdot \text{Log}(d) \quad (178)$$

$$y \delta = \frac{0.0274 \cdot \text{Log}(\mu_L + 1)}{d^{1.371}} - 0.161 + 0.569 \cdot \text{Log}(d) + X \quad (179)$$

Donde

$$X = -\text{Log}(V_m) \cdot \left(\frac{0.01 \cdot \text{Log}(\mu_L + 1)}{d^{1.571}} \right) + 0.397 + 0.63 \cdot \text{Log}(d) \quad (180)$$

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 $\delta \geq -0.065 \cdot V_m$:

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

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

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_f = \frac{f \cdot \rho_L \cdot V_m^2}{2 \cdot g_c \cdot d} \cdot \left(\frac{V_{sL} + V_b}{V_m + V_b}\right) + \delta \quad (181)$$

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

$$N_{Re} = \frac{1488 \cdot \rho_L \cdot d \cdot V_m}{\mu_L} \quad (182)$$

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

iii. Patrones de Neblina y transición, los gradientes de presión se calcula de la misma forma que en la correlación de Duns & Ros.

d) Correlación de Beggs & Brill. Según los autores la ecuación del gradiente de presión es:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_T = \frac{\left(\frac{g}{g_c} \cdot \rho_{tp} \cdot \text{Sen}\theta\right) + \left(\frac{f_{tp} \cdot \rho_{ns} \cdot V_m^2}{2 \cdot g_c \cdot d}\right)}{144 \cdot (1 - EK)} \quad (183)$$

Siendo:

$$\rho_{ns} = \rho_L \cdot \lambda_L + \rho_g \cdot (1 - \lambda_L) \quad (184)$$

$$\text{con } \lambda_L = \frac{V_{sL}}{V_m} \quad (185)$$

$$\rho_{tp} = \rho_L \cdot H_L + \rho_g \cdot (1 - H_L) \quad (186)$$

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

$$L_1 = 316 \cdot \lambda_L^{0.302} \quad (187)$$

$$L_2 = 0.0009252 \cdot \lambda_L^{-2.4684} \quad (188)$$

$$L_3 = 0.10 \cdot \lambda_L^{-1.4516} \quad (189)$$

$$L_4 = 0.5 \cdot \lambda_L^{-6.738} \quad (190)$$

Se requiere adicionalmente el número de Fraude $NFR = \frac{V_m^2}{g \cdot d}$.

Los límites para los patrones de flujo horizontal son:

- Segregado:

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

$$H_L(0) = \frac{0.98 \cdot \lambda_L^{0.4846}}{NFR^{0.0868}} \quad (191)$$

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

- Intermitente:

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

ó $\lambda_L \geq 0.4$, y $L_3 < NFR \leq L_4$

$$H_L(0) = \frac{0.854 \cdot \lambda_L^{0.5351}}{NFR^{0.0173}} \quad (192)$$

- Distribuido:

$\lambda_L < 0.4$, y $NFR \geq L_1$ ó

$\lambda_L \geq 0.4$, y $NFR > L_4$

$$H_L(0) = \frac{1.065 \cdot \lambda_L^{0.5824}}{NFR^{0.0609}} \quad (193)$$

- Transición

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

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:

$$H_L(0)_{\text{TRANSICION}} = A \cdot H_L(0)_{\text{SEGREGADO}} + B \cdot H_L(0)_{\text{INTERMITENTE}} \quad (194)$$

Donde:

$$A = \frac{L_3 - NFR}{L_3 - L_2} \quad (167) \quad \text{y} \quad B = 1 - A \quad (195)$$

Luego,

$$H_L(\phi) = H_L(0) \cdot \psi \quad (196)$$

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

$$\psi = 1 + C \cdot [\text{Sen}(1.8 \cdot \phi) - 0.333 \cdot \text{Sen}^3(1.8 \cdot \phi)] \quad (197)$$

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

$$\Psi = 1 + 0.300 \cdot C \quad (198)$$

Donde:

$$C = (1 - \lambda_L) \cdot \text{Ln}(D \cdot \lambda_L^E \cdot \text{NLV}^F \cdot \text{NFR}^G) \quad (199)$$

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

Para flujo hacia arriba:

Tabla 3. Patrones de Flujo D, E, F, G 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			

Fuente: Brill, J.P. y Mukjerhee, H., "Multiphase Flow in Wells," H. L. D. M. F of AIME, Ed. Society o Petroleum Eng. Inc., 1999. Pag 35.

Para flujo hacia abajo:

Tabla 4. Patrones de Flujo D, E, F, G Hacia Abajo.

Patrón	D	E	F	G
Cualquier	4.7	-0.3692	0.1244	-0.5056
Con la restricción que $C \geq 0$				

Fuente: Brill, J.P. y Mukjerhee, H., "Multiphase Flow in Wells," H. L. D. M. F of AIME, Ed. Society o Petroleum Eng. Inc., 1999. Pag 35.

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

$$f_{tp} = f_{ns} \cdot e^S \quad (200)$$

$$f_{ns} = \left[2 \cdot \text{Log} \left(\frac{N_{Re}}{4.5223 \cdot \text{Log}(N_{Re}) - 3.8215} \right) \right]^{-2} \quad (201)$$

Siendo:

$$N_{Re} = \frac{1488 \cdot \rho_{ns} \cdot d \cdot V_m}{\mu_{ns}} \quad (202) \quad \text{y} \quad \mu_{ns} = \mu_L \cdot \lambda_L + \mu_g \cdot (1 - \lambda_L) \quad (203)$$

$$\text{y } S = \frac{X}{-0.0523 + 3.182 \cdot X - 0.8725 \cdot X^2 + 0.01853 \cdot X^4} \quad (204)$$

$$\text{con: } X = \text{Ln}(Y) \quad (205) \quad \text{e} \quad Y = \frac{\lambda_L}{[H_L(0)]^2} \quad (206)$$

Si $1 < Y < 1.2$

El gradiente de aceleración:²⁷

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_{acc} = \frac{\rho_{tp} \cdot V_m \cdot V_{sg}}{g_c \cdot P} \cdot \frac{dP}{dH} \quad (207)$$

$$EK = \frac{\rho_{tp} \cdot V_m \cdot V_{sg}}{144 \cdot g_c \cdot P} \quad (208)$$

3.6 TRANSFERENCIA DE CALOR

La transferencia de calor es la ciencia que trata de predecir el intercambio de energía que puede tener lugar entre cuerpo materiales, como resultado de una diferencia de temperatura. La termodinámica enseña que esta transferencia de energía se define como calor. La ciencia de la transferencia de calor pretende no solo explicar cómo la energía térmica puede ser transferida, sino también predecir la rapidez con la que, bajo ciertas condiciones específicas, tendrá lugar la transferencia.

3.6.1 Conducción. Cuando en un cuerpo existe un gradiente de temperatura, la experiencia muestra que hay una transferencia de energía desde la región de alta temperatura hacia la región de baja temperatura. Se dice que la energía se ha transferido por conducción y que el flujo de calor por unidad de área es proporcional al gradiente normal de temperatura:

$$q = -kA \frac{\delta T}{\delta x} \quad (209)$$

²⁷ Brill, J.P. y Mukjerhee, H., "Multiphase Flow in Wells," H. L. D. M. F of AIME, Ed. Society o Petroleum Eng. Inc., 1999. Pag 29-44.

Donde q es el flujo de calor y $\frac{\delta T}{\delta x}$ es el gradiente de temperatura en la dirección del flujo de calor. La constante positiva k se llama conductividad térmica del material, y se ha puesto el signo menos para satisfacer el segundo principio de la termodinámica.

3.6.2 Convección. Se caracteriza porque se produce por intercambio de un fluido (aire, agua) que transporta el calor entre zonas con diferentes temperaturas. La convección se produce únicamente por medio de materiales fluidos. Estos, al calentarse, aumentan de volumen y, por lo tanto, su densidad disminuye y ascienden desplazando el fluido que se encuentra en la parte superior y que esta a menor temperatura. Lo que se llama convección en sí, es el transporte de calor por medio de las corrientes ascendente y descendente del fluido.

Para expresar el efecto global de la convección, se utiliza la ley de Newton del enfriamiento:

$$q = h \cdot A \cdot (T_p - T_\infty) \quad (210)$$

El flujo de calor transferido se relaciona con la diferencia global de temperaturas entre la pared y el fluido, y el área A de la superficie. La magnitud h se denomina coeficiente de transferencia de calor por convección.

3.6.3 Radiación. En contraposición a los mecanismos de la conducción y la convección, donde la transferencia de energía involucra un medio materia, el calor puede también transferirse a través de zonas en las que exista un vacío perfecto. En este caso el mecanismo es la radiación electromagnética. Se limitará el análisis a la radiación de temperaturas; este fenómeno se llama radiación térmica.

Consideraciones termodinámicas muestran que un radiador térmico ideal, o cuerpo negro, emitirá energía de forma proporcional a la cuarta potencia de la

temperatura absoluta del cuerpo y directamente proporcional al área de su superficie. Así:

$$q_{\text{emitido}} = \sigma \cdot A \cdot T^4 \quad (211)$$

Donde σ es la constante de proporcionalidad y se denomina constante de Stefan-Boltzman, que tiene un valor de $5.669 \times 10^{-8} \text{ W}/(\text{m}^2 \text{ K}^4)$ ²⁸

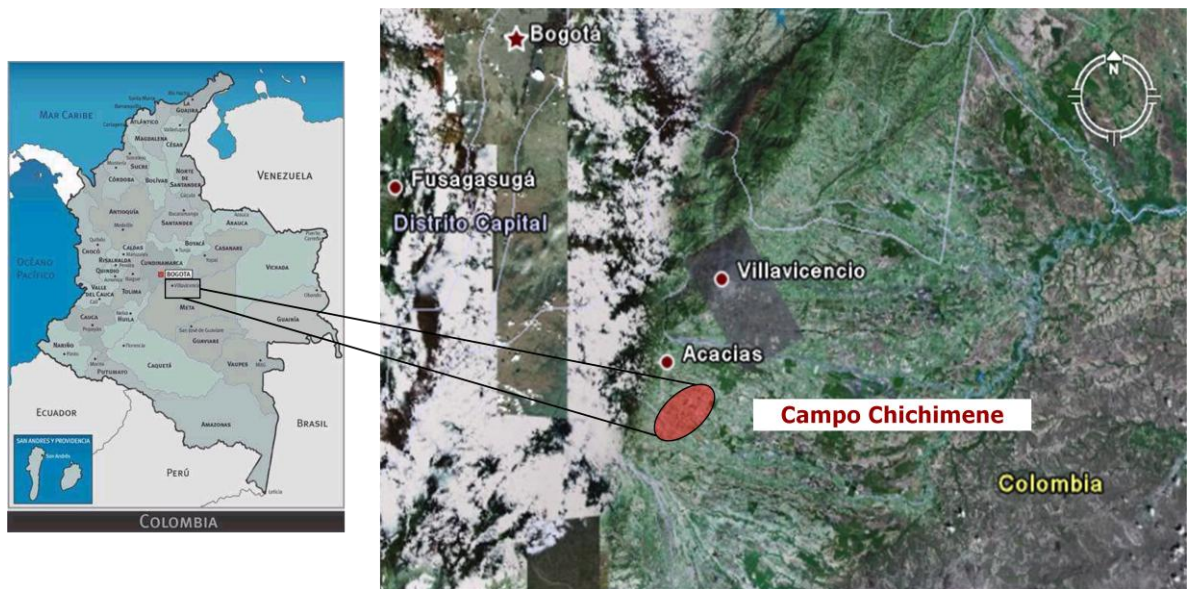
²⁸ HOLMAN. J.P. Transferencia de Calor, Editorial McGraw-Hill/Interamericano de España, S.A.U. Octava Edición (primera en español), p 1-9

4. GENERALIDADES DEL CAMPO CHICHIMENE

4.1 LOCALIZACIÓN

El campo petrolero de Chichimene, administrado desde enero 31 de 2.000 y operado desde julio 31 del mismo año por la Gerencia Llanos de ECOPETROL S.A. está ubicado entre las siguientes coordenadas: (1.043.000 E, 926.000N) y (1.045.500 E, 929.000N) con una extensión superficial de 750 Hectáreas y con un área de yacimiento de 374 Hectáreas. Está localizado a 12 Km al sureste del municipio de Acacias en el departamento del Meta.

Figura 41. Localización del Campo Chichimene.



Fuente: ECOPETROL S.A.

4.2 RESEÑA HISTÓRICA

El campo Chichimene fue descubierto por Chevron en 1.969 con la perforación del pozo Chichimene-1 e inició producción en el año de 1985, con el contrato de asociación Cubarral. Dicho contrato terminó el 30 de enero de 2.000 tras lo cual ECOPETROL S.A. suscribió un contrato por seis meses con Chevron para su administración. Terminado este contrato, y tras adelantar un estudio de explotación adicional del campo, la Gerencia Llanos de ECOPETROL S.A. entró a operar directamente.

Las unidades productoras son las Formaciones Guadalupe Masivo y Guadalupe Superior de edad Cretáceo Medio, correspondientes a las unidades operacionales K2 y K1. Adicionalmente se tiene como formación productora la Formación San Fernando (Unidad T2).

Actualmente cuenta con 44 pozos perforados a diciembre de 2.009, de los cuales 12 producen crudo de 20 °API de las unidades K1 y K2, dos pozos producen en conjunto de las tres unidades productoras (K1, K2 y T2) con crudo de 15 °API y 11 pozos de 9 °API producen de la unidad T2. Han sido abandonados los pozos Chichimene-12 y el Chichimene-10 el cual se perdió durante la perforación. La producción promedio del campo a diciembre de 2.009 es de 13.500 BOPD y un corte de agua de 73%.

El sistema de levantamiento artificial utilizado para todo el campo es el Bombeo Electrosumergible.

ECOPETROL S.A. a través del grupo de yacimientos inició en 1.998 una evaluación integrada del campo para recibir el campo del operador Chevron. Posteriormente en 2.002 se hizo una cuantificación del petróleo original *in situ* para la formación San Fernando utilizando la historia de producción del pozo Chi-

18 que en ese momento era el único pozo produciendo por esta formación y extrapolando dichos datos de producción a los demás pozos del campo, determinando un potencial petrolífero de esta unidad en el área.

En la actualidad y debido a las pruebas de pozos en la unidad T2, la estrategia de perforación de pozos bajos estructuralmente y con el estudio de caracterización de yacimientos realizados entre 2.008 y 2.009, se tienen nuevas estimaciones de OOIP, los diferentes valores estimados se encuentra reportados en la siguiente tabla:

Tabla 5. Estimados de OOIP Históricos.

AÑO	OOIP K1-K2 (MBLS)	OOIP T2 (MBLS)
2.009	247	2.577
2.008	122	1.303
2.007	122	846

Fuente: ECOPETROL S.A.

El campo Chichimene hasta diciembre de 2.009 tiene una producción acumulada en las unidades K1-K2 de 41.80 MBls lo que representa un factor de recobro actual de 16.92 %.

4.3 GEOLOGÍA

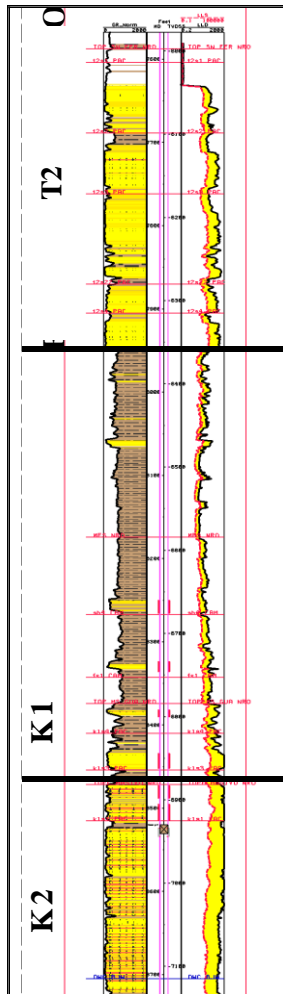
4.3.1 Geología Estructural del Yacimiento. La estructura de Chichimene es un anticlinal alargado en dirección N60°E de aproximadamente 6 Km. de longitud y 2.5 Km de ancho. Su flanco occidental presenta una pendiente constante de 4°, mientras que el oriental se inclina con buzamientos hasta de 7° y se intercepta con la falla de Chichimene que limita el campo.

La falla de Chichimene es de carácter inverso, tiene un desplazamiento vertical de aproximadamente 400 pies y se inclina hacia el noroccidente con un ángulo de 50°. El domo del anticlinal es bisectado por una falla normal de poco desplazamiento (10 ft) que afecta los niveles masivo y superior de Guadalupe.

4.3.2 Geología Estratigráfica. La secuencia de las rocas perforadas en el campo Chichimene involucra rocas con edades desde el Paleozoico hasta el Holoceno, tal como se visualiza en la columna estratigráfica generalizada de la cuenca Llanos de la Figura 53.

La roca generadora de hidrocarburos en el área es la Formación Gacheta o Guadalupe Superior, la cual a su vez en su sección inferior es roca acumuladora y productora. Las rocas acumuladoras y productoras son las formaciones Une o Guadalupe masivo (operacionalmente denominada unidad K2), la Formación Gacheta o Guadalupe superior (operacionalmente denominada unidad K1) y la Formación San Fernando (operacionalmente denominada unidad T2). En la Figura 5 se presenta un registro tipo de estas formaciones en el campo Chichimene.

Figura 43. Registro Tipo Campo Chichimene.



Fuente: ECOPETROL S.A.

Unidad K2. Corresponde a una secuencia arenosa de apariencia masiva en el registro Gamma Ray. Ha sido atravesada en su totalidad por el pozo CHI-1 en el que se reportó un espesor de 900 ft.

Con base en la información de corazones se establece que resulta del apilamiento de ciclos grano-decrecientes incompletos con espesores menores de 10 ft. Compuestos por areniscas de grano grueso a medio, cuarzosa, cementadas por sílice, con estratificación cruzada planar.

Cuando los ciclos se encuentran completos terminan en un paquete de pocos pies de espesor de arenisca de grano fino fuertemente cementada por cuarzo y abundantes estilolitos, o en un nivel arcilloso silíceo, compacto. Estas características sugieren que la unidad K2 se depositó en un ambiente sedimentario fluvial de canales entrelazados de baja sinuosidad con dominio de carga de lecho.

Unidad K1. Se denomina así a la sección de intercalaciones de areniscas y shales que cubre concordantemente las areniscas de la unidad K2 e infrayace discordantemente a la unidad T2. Está constituida por paquetes entre 5 a 20 pies de arenisca de grano medio a muy fino, cuarzosa, cemento silíceo, ocasionalmente calcáreo, con laminación cruzada tangencial, y ripples; intercalados con intervalos de shale negro, silíceo, duro, con laminación fina plana a ligeramente ondulosa, lenticular y ocasionalmente con lentes y nódulos de siderita. Su espesor total varía entre 500 y 550 pies.

En la unidad K1 se reconocen 3 secciones: la primera, hacia la base donde se presentan los mayores espesores y mejores propiedades como roca almacenadora, las cuales representan una sección progradacional que se interpreta como resultado de la depositación en un ambiente deltaico con influencia de mareas.

La segunda sección corresponde a la parte media de la unidad K1, la cual es predominantemente arcillosa, en donde se identifica un nivel arcilloso continuo que permite ser correlacionado con la superficie de máxima inundación (MFS) propuesta en la subcuenca Apiay. El carácter regional de esta sección confirma su interpretación como la superficie de máxima inundación alcanzada por el mar Cretáceo en la subcuenca.

La tercera sección está por encima de esta superficie de máxima inundación (K1 superior), en ella la depositación vuelve a ser predominantemente progracional, incrementándose ligeramente el contenido de areniscas y terminando en la discordancia de edad Eoceno sobre la cual se depositan las areniscas de la Unidad T2, como respuesta a una caída relativa del nivel del mar.

El ambiente de depósito de la unidad K1 medio es estuarino de dominio mareal. Los intervalos arenosos representan en su mayoría rellenos de canal de marea y barras de desembocadura. Las secciones arcillosas corresponden a depósitos de bahía restringida y planicies de marea. Por encima de la superficie MFS se identifican además depósitos de frente medio y bajo de playa caracterizados por abundancia en variedad, tamaño y cantidad de icnofósiles.

La rápida variación lateral y vertical de facies y la abundancia de niveles arcillosos dentro de la Unidad K1, hacen de ésta, una unidad altamente heterogénea al flujo, como lo revelan los valores medidos de porosidad y permeabilidad con datos extremos de 9 a 17 % y 10 - 900 md respectivamente.

Unidad T2. Una discordancia de carácter regional marca el límite Cretáceo-Terciario en la cuenca Llanos y separa las rocas de la Unidad K1 de las areniscas de la Unidad T2.

Los corazones disponibles muestran una secuencia masiva de areniscas cuarzosas de grano fino a grueso, moderadamente seleccionadas, localmente conglomerática a la base de secuencias granos decrecientes e intercalados con delgadas capas de shale. Las respuesta eléctricas en los campos Chichimene y Chichimene Sur Oeste son bastante parecidas, resaltando la forma cilíndrica típica de estas areniscas y de la cual se interpreta que depositacionalmente posiblemente correspondan a areniscas fluviales tipo anastomosado con intervalos de lodolitas de llanura de inundación.

El contacto inferior es bien definido con la infrayacente Unidad K1 Superior, este contacto por su apariencia y estudios de geología regional se considera que es discordante. Al tope del T2 se encuentra la Lutita E4 en contacto concordante generalmente bien definido entre shale y arenisca y solo algunas veces un poco transicional entre shale, limolita y arenisca.

El espesor total varía entre 295 y 411 pies, con 340 pies de promedio y por su respuesta del Gamma Ray parecida a la unidad K2, internamente no hay criterio definido para dividirla en sub-unidades, sin embargo se pueden visualizar tres intervalos arenosos más o menos separados por intervalos arcillosos, que no son totalmente continuos en el campo.

4.4 CARACTERIZACIÓN DEL FLUIDO

El campo Chichimene produce un crudo de las siguientes características:

Crudo Formación Guadalupe K1 y K2:

- 20 ° API.
- Viscosidades entre 200 y 300 cp.
- BSW 90% a 95%.
- GOR despreciable.

Crudo Formación Guadalupe T2:

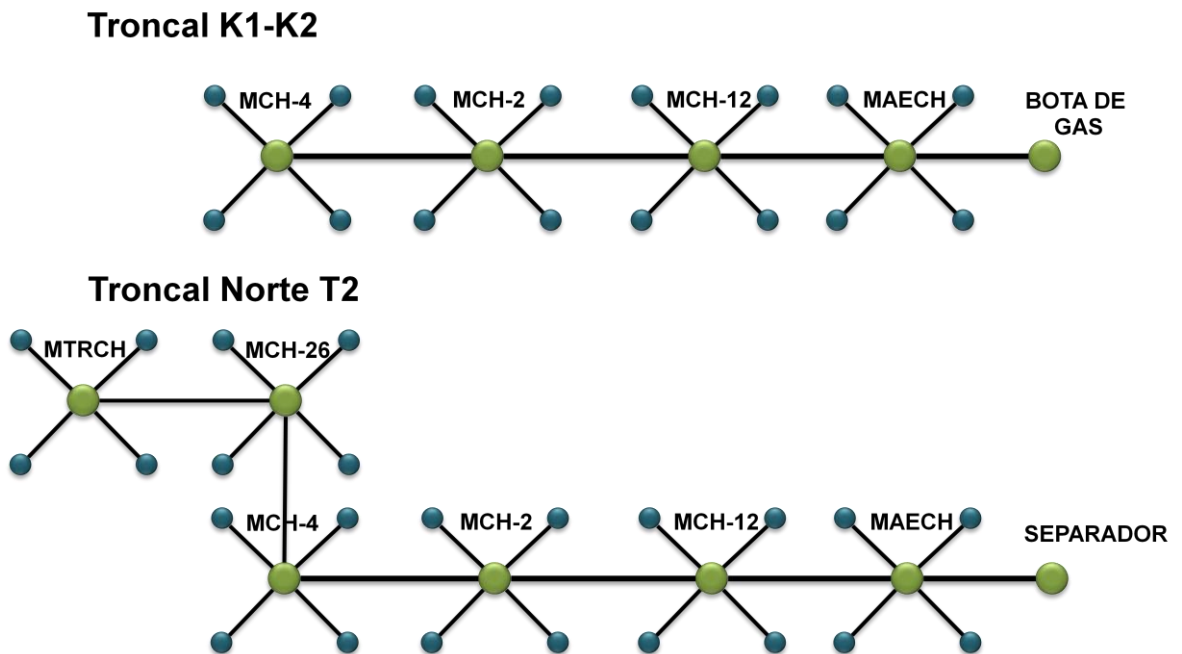
- 8 °API.
- Viscosidad de 2000 cp.
- BSW < 10%.
- GOR entre 200 PCS/BFP y 500 PCS/BFP.

4.5 SISTEMA DE RECOLECCIÓN

El Sistema de recolección actual del NE en el campo Chichimene, conserva un prototipo de recolección tipo Cluster, el cual consiste en dos troncales paralelas de 16 pulgadas y 2.460 m de longitud que van desde la estación Chichimene ECH hasta el múltiple MCH4 y tiene 2 múltiples intermedios MCH12 y MCH2. A dichos múltiples llega la producción de los pozos en líneas de 6 pulgadas. Solo algunos pozos llegan de manera independiente a la estación. La línea de prueba paralela a las troncales es de 6 pulgadas.

En la zona norte del campo se cuenta con 2 clusters más, MCH26 y MTRCH los cuales a su vez se conectan al MCH4, alineándose a la troncal norte T2 como se ilustra en la figura.

Figura 44. Configuración de los Múltiples del Campo Chichimene.



Fuente: Los Autores.

5. APLICACIÓN DE SOFTWARE ESPECIALIZADO

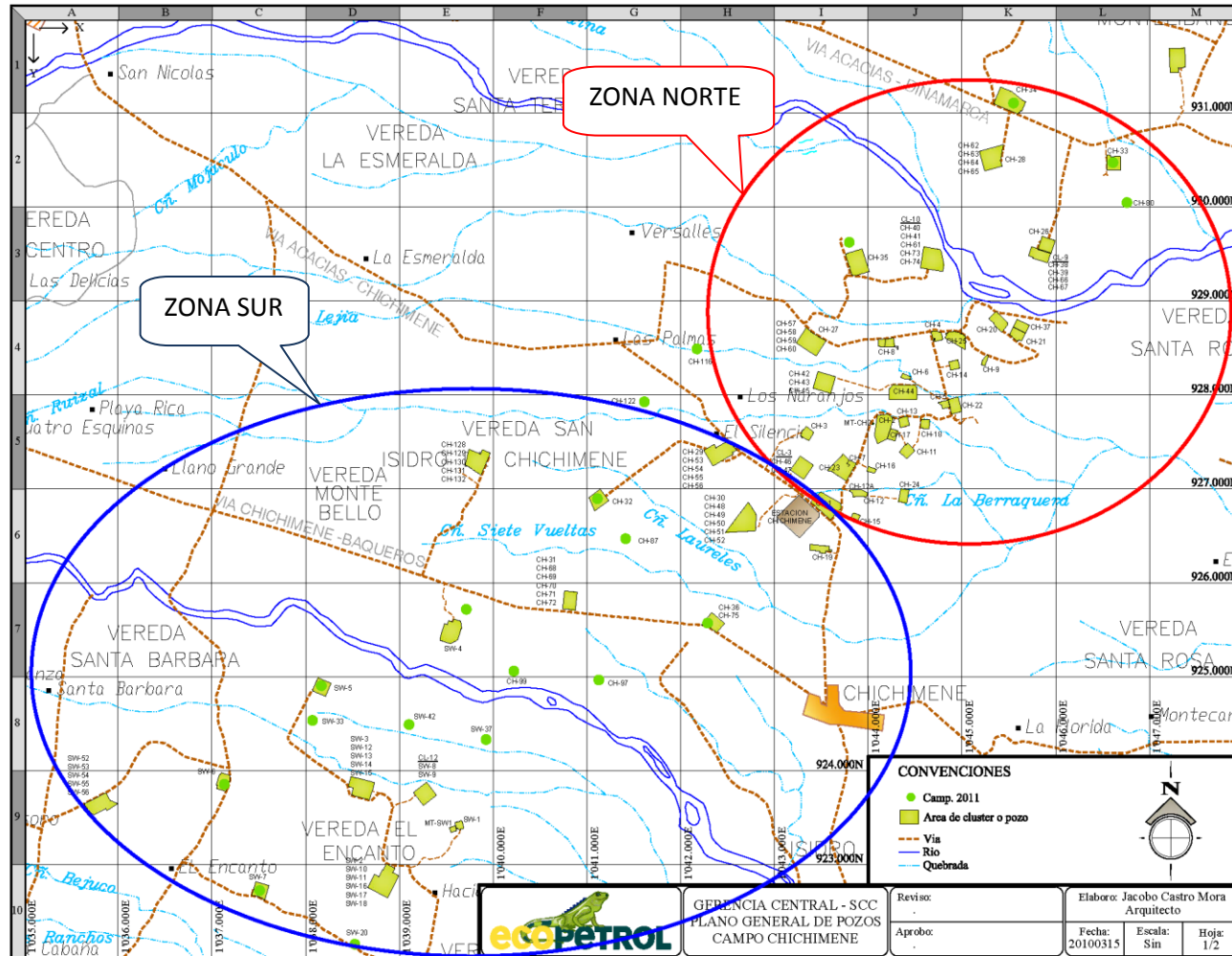
De acuerdo con el escenario actual de producción y su futuro incremento, ECOPETROL S.A. consideró necesario el modelamiento de las troncales norte T2 y troncal K1-K2 existentes en la zona norte del campo Chichimene, con el objetivo de considerar escenarios técnicos que contemplen mejoras tanto en diseño de tuberías, inyección de nafta, alineación de troncales y futuros pozos con sus líneas de producción en el sistema de recolección. Es así como se procede a generar un modelo integral de estas zonas del campo reuniendo información de pozos y líneas con la finalidad de representar y estudiar diferentes escenarios de producción.

5.1 ZONAS DE INTERÉS

El campo Chichimene se extiende de tal forma que se pueden diferenciar dos zonas, zona sur y zona norte. La zona de interés para este proyecto es la zona norte como se indica en la figura 45.

La zona norte del campo Chichimene comprende los pozos antiguos de dicho campo, que producen de las formaciones San Fernando y Guadalupe, con crudo que se encuentra en un rango de 8 °API a 20 °API, respectivamente. Dicha zona se encuentra en una llanura que no presenta grandes cambios en elevación a excepción de zona Montelivano, debido a una declinación creada por el cauce del río Acacias.

Figura 45. Mapa Campo Chichimene.



Fuente: ECOPETROL S.A.

Luego de la identificación de las zonas, se procedió al reconocimiento de las mismas por medio de varias visitas de campo que comprendieron pozos, líneas de recolección, múltiples y por último la Estación Chichimene.

5.2 RECOLECCIÓN DE DATOS DE CAMPO

Por medio de visitas de campo se realizó la toma de datos en los pozos, para la determinación de la presión de entrada en la bomba (PIP), frecuencia, temperatura en cabeza de pozo (WHT) y presión en cabeza de pozo (THP) y en los múltiples, para determinar la presión, temperatura, y el alineamiento de los pozos al múltiple. Los anteriores datos fueron de gran interés debido a la importancia de los mismos en el modelamiento del campo en el simulador PIPESIM.

5.2.1 Toma de Datos en Pozos Los datos de presión se obtuvieron mediante la observación del manómetro instalado en cabeza de pozo con su respectivo registro de presión. La temperatura fue medida con el termómetro infrarrojo laser, mediante el posicionamiento del mismo a 30 cm de la tubería, de forma tal que la toma de temperatura se dió por la parte baja de la tubería. La presión de entrada de la bomba y la frecuencia se observaron en el panel de información del variador.

5.2.2 Toma de Datos en Múltiples. Para la toma de estos datos se procedió a la visita e inspección de cada uno de los múltiples que comprenden el sistema de recolección.

En el múltiple Chichimene 4 (MCH-4), se observaron facilidades para la medición de presión y temperatura aguas abajo de ambas troncales. La troncal norte T2 cuenta con sus respectivos manómetro y termocupla instalados, sin embargo la troncal K1-K2 no presenta, tanto manómetro como termocupla instalados, debido a esto, se hizo necesaria la instalación de un manómetro suministrado por ECOPETROL S.A. y la medición de temperatura por medio del termómetro

infrarrojo laser medidor de temperatura. Estas operaciones se realizaron con el acompañamiento de personal capacitado, todos estos datos fueron registrados.

En el múltiple Chichimene 2 (MCH-2), se observaron facilidades para la medición de presión, que consisten en las válvulas y terminales de acople de manómetros, pero estos no se encontraban instalados en las dos troncales, por lo que se procedió a la instalación del manómetro suministrado por ECOPETROL S.A. En la troncal norte T2 se realizó la medición de presión aguas arriba y de la temperatura aguas abajo con el termómetro infrarrojo. Para la troncal K1-K2 solo se realizó la medición de la temperatura por medio del termómetro infrarrojo aguas abajo, debido a que las facilidades para medir presión no se encontraban en perfectas condiciones para la instalación del manómetro.

En el múltiple Chichimene 12 (MCH-12), se observaron facilidades para la medición de presión que consiste en las válvulas y terminales de acople de manómetros, pero estos no se encontraban instalados en las dos troncales, por lo que se procedió a la instalación del manómetro suministrado por ECOPETROL S.A. En la troncal norte T2 se realizó la medición de presión aguas arriba por medio del manómetro instalado y de la temperatura aguas abajo con el termómetro infrarrojo. En la troncal K1-K2 se realizó la medición de la presión y la temperatura, aguas abajo.

En los múltiples de la Estación Chichimene (MECH) se observó la existencia de dos múltiples que recogen el crudo de la parte norte del campo. La troncal norte T2 se alinea al múltiple troncales Estación Chichimene (MTECH) el cual cuenta con el medidor de presión aguas abajo y del cual se tomó lectura, la temperatura fue medida aguas abajo con el termómetro infrarrojo. La troncal K1-K2 se encuentra alineada al múltiple antiguo Estación Chichimene (MAECH) el cual recoge adicionalmente los fluidos de los pozos que llegan directamente a la Estación, este múltiple presenta una reducción en tubería de la troncal K1-K2 de

16 pulgadas a 12 pulgadas aguas abajo. La medición de la presión no se pudo llevar a cabo ya que no se cuenta con el manómetro respectivo y la temperatura se midió aguas abajo con el termómetro infrarrojo.

Tabla 6. Datos Reales en Múltiples.

MÚLTIPLES TRONCAL K1-K2	REALES	
	P (psia)	T (°F)
MCH-4	66,7	165
MCH-2	-	147
MCH-12	37,7	143
MAECH	-	131
BOTA DE GAS	20,7	

MÚLTIPLES TRONCAL NORTE T2	REALES	
	P (psia)	T (F)
MTRCH	175	116
MCH-26	190	93
MCH-4	98	123
MCH-2	83	129
MCH-12	75	131
SEPARADOR	55	128

Fuente: Los Autores.

5.3 RECOPIACIÓN DE DATOS

Consistió en la recolección, verificación y clasificación de los datos que necesitó el simulador para su funcionamiento. A continuación se presentaran datos recolectados para la troncal K1-K2 y la troncal norte T2 respectivamente.

5.3.1 Datos de Reportes de Recorredores. Los reportes de recorredores arrojaron 4 datos importantes: THP, WHT, PIP y frecuencia de la bomba, estos se debían observar en la fecha de la última prueba de producción para así asociarlos con los reportes de producción.

Tabla 7. Reporte de Recorredores Troncal K1-K2.

POZOS TRONCAL K1-K2	REPORTES DE RECORREDORES			
	VEL	THP	WHT	PIP
	Hz	psia	F	psia
CH - D	50	94,7	198	420
CH - I	56,5	164,7	200	557
CH - Y	63	74,7	168	1981
CH - F	58	94,7	180,6	486
CH - T	55	149,7	188	1910
CH - AR	50	69,7	170	1299
CH - E	55	69,7	175	536
CH - L	55	144,7	186	1261
CH - X	50	189,7	116	776
(CH - P)	45	374,7	133	1299
CH - Q	50	86,7	177	1037
CH - R	44	454,7	174	1107
CH - A	50	94,7	173	967
CH - O	50	109,7	179	532
CH - S	45	83,7	171	1015
CH - W	45	52,7	165	514

Fuente: Los Autores.

Tabla 8. Reporte de Recorredores Troncal Norte T2.

POZOS TRONCAL NORTE T2	REPORTES DE RECORREDORES			
	VEL	THP	WHT	PIP
	Hz	psia	F	psia
CH - B	40	88,7	957	148
CH - C	53	229,7	805	168
(CH - G)	50	154,7	1366	106
CH - H	45	154,7	672	157
(CH - K)	50	190,7	1029	122
(CH - M)	50	175	995,75	172

POZOS TRONCAL NORTE T2	REPORTES DE RECORREDORES			
	VEL	THP	WHT	PIP
	Hz	psia	F	psia
CH – N	50	164,7	764	149
CH – U	40	304,7	1243	121
CH – V	50	254,7	745	124
CH – Z	40	194,7	779	98
CH – AA	43	244,7	1308	115
(CH - AB)	43	44,7	2024	144
CH – AG	44	29,7	247	123

Fuente: Los Autores.

5.3.2 Datos de Reportes de Producción. De los reportes de producción se consultaron datos como: corte de agua (BSW), relación gas - aceite (GOR), gravedad API y barriles de fluido por día (BFPD).

Tabla 9. Datos Reportes de Producción Troncal K1-K2.

POZOS TRONCAL K1-K2	PROPIEDADES BLACK OIL			
	Wcut	Gor	API	Q
	%	SCF/STB	°	Bbl/d
CH - D	94,72	1,75	23	4106
CH - I	97,29	4,44	19	6989
CH - Y	92,11	4,60	16,8	2704
CH - F	89,05	1,78	20	2256
CH – T	94,92	0,47	18,8	3337
CH – AR	91,49	0,91	16,8	1550
CH – E	83,67	5,32	21,9	2304
CH – L	96,65	176,43	20	2916
CH – X	21,55	2,75	16,8	674
(CH - P)	0,28	1028,74	9,8	1849
CH – Q	90,05	3,45	17	2008
CH – R	46,44	18,63	9	1091
CH – A	91	3,57	10,8	2715

POZOS TRONCAL K1-K2	PROPIEDADES BLACK OIL			
	Wcut	Gor	API	Q
	%	SCF/STB	°	Bbl/d
CH – O	97,07	12,66	20	4896
CH – S	69,61	12,94	20,2	1220
CH – W	90,06	9,24	16,8	1576

Fuente: Los Autores.

Tabla 10. Datos Reportes de Producción Troncal Norte T2.

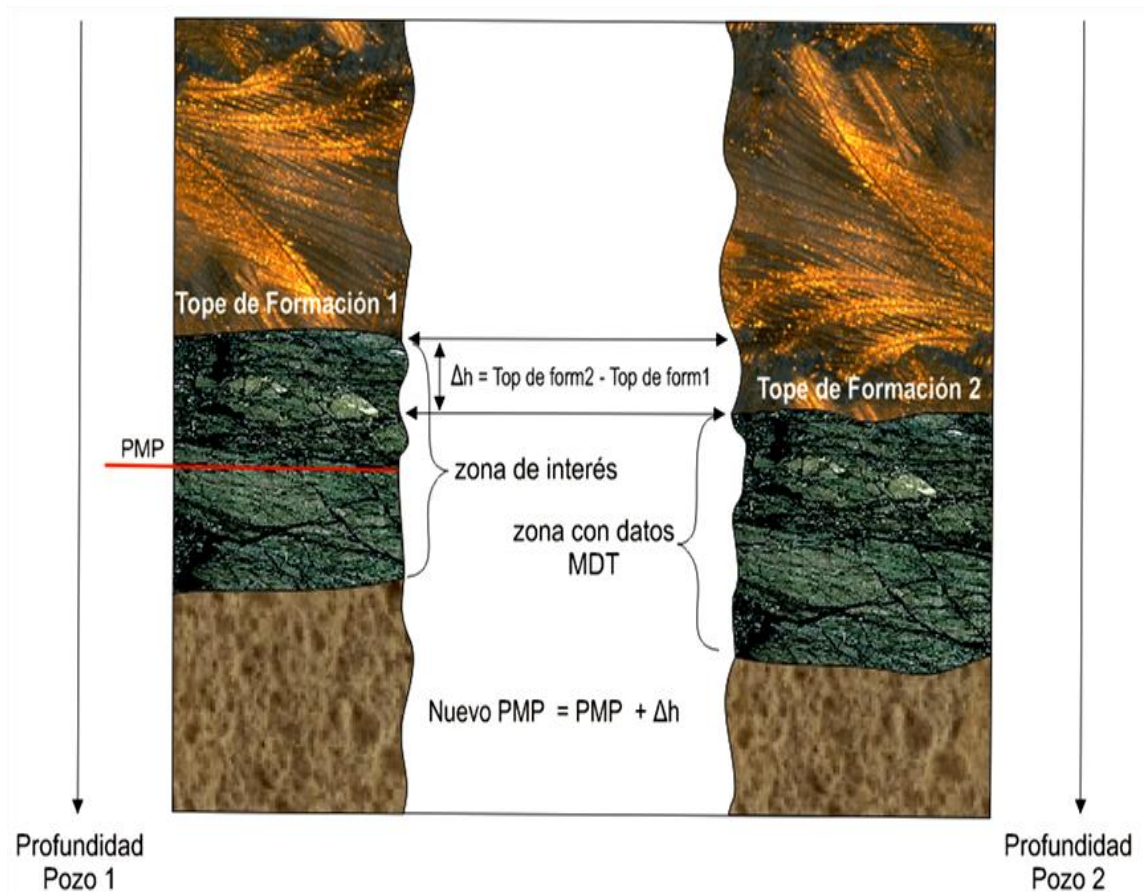
POZOS TRONCAL NORTE T2	PROPIEDADES BLACK OIL			
	Wcut	Gor	API	Q
	%	SCF/STB	°	Bbl/d
CH – B	3	3,08	8,6	756
CH – C	19,92	8,59	8,2	1636
(CH - G)	1,5	27,08	9,8	397
CH – H	5	57,75	8,2	1616
(CH - K)	2	1,6	9	433
(CH - M)	100	0	30	2717
CH – N	3,8	24,8	7,2	689
CH – U	0,5	55,4414784	8,2	489
CH – V	8	11,74	8,7	913
CH – Z	12	15,09	16,8	704
CH – AA	3	1,11940299	8	414
(CH - AB)	2,24	3,2967033	9,8	1024
CH – AG	36	1,27	16,8	494

Fuente: Los Autores.

5.3.3 Determinación de la Presión y Temperatura del Yacimiento. En el caso de la presión y temperatura del yacimiento se usó la correlación directa por superposición, la cual consiste en utilizar los datos de un MDT de un pozo aledaño al de interés, para inferir la presión y la temperatura del mismo mediante el cálculo de un delta de profundidades de los topes de las formaciones de interés. Posteriormente el PMP del pozo interés se modifica mediante la suma o resta de

dicho delta dependiendo si la formación de interés se encuentra situada arriba o debajo de la profundidad del tope de la formación que posee el MDT. Con este nuevo PMP se calcularon los datos de presión y temperatura del yacimiento entrando al MDT conocido y ubicando esta nueva PMP, en caso de no encontrar el punto exacto se utilizó interpolación para hallar los datos de presión y temperatura a esta profundidad PMP.

Figura 46. Esquema de Correlación Directa.



Fuente: Los Autores.

Tabla 11. Datos de Presión y Temperatura del Yacimiento, Para Cada Uno de los Pozos de la Troncal K1-K2.

POZOS TRONCAL K1-K2	YACIMIENTO	
	PRESION	TEMP YAC
	psia	F
CH – D	3173	195,0
CH – I	3253	193,0
CH – Y	3035	195,0
CH – F	3316	181,4
CH – T	3276	188,7
CH – AR	3139	182,0
CH – E	3122	178,3
CH – L	3286	194,5
CH – X	3091	176,0
(CH - P)	3132	184,5
CH – Q	3430	181,2
CH – R	3046	179,0
CH – A	3183	184,3
CH – O	3315,44	191,14
CH – S	3172,88	190,1
CH – W	2945	176

Fuente: Los Autores.

Tabla 12. Datos de Presión y Temperatura del Yacimiento, Para Cada Uno de los Pozos de la Troncal Norte T2.

POZOS TRONCAL NORTE T2	YACIMIENTO	
	PRESION	TEMP YAC
	psia	F
CH – B	3463	167
CH – C	3538	173
(CH - G)	3076	168,4
CH – H	3128	174

POZOS TRONCAL NORTE T2	YACIMIENTO	
	PRESION	TEMP YAC
	psia	F
(CH - K)	3252	189,4
(CH - M)	3122	175,4
CH - N	3035	170
CH - U	3230	188
CH - V	3084	176
CH - Z	3302	182
CH - AA	3133	187
(CH - AB)	3338	187
CH - AG	2989	185,1

Fuente: Los Autores.

5.3.4 Recopilación de Datos de los Estados Mecánicos. Se recopilaron datos de los estados mecánicos de cada pozo como los son: la tubería con sus correspondientes distancias medidas (MD) del intake, liner y PMP con sus respectivos diámetros, espesores y modelo de bomba, que es especificado en cada uno de los estados mecánicos con sus respectivas etapas.

Tabla 13. Datos de Tubería Troncal K1-K2.

POZOS TRONCAL K1-K2	TUBERIA								
	PMP	OD	PESO	LINER	OD	PESO	INTAKE	OD	PESO
	ft	in	Lb	ft	in	lb	ft	in	lb
CH - D	8329	7	26	7798	9 5/8	43,5	5010	4 1/2	12,75
CH - I	8434	7	23	-	-	-	3770	3 1/2	9,3
CH - Y	8497	7	29	7352	9 5/8	47	6500	3 1/2	9,3
CH - F	8417	7	23	-	-	-	6541	3 1/2	9,3
CH - T	8167	7	29	7154	9 5/8	43,5	6062	3 1/2	9,3
CH - AR	8514	7	29	7355	9 5/8	47	6002	5 1/2	15,5
CH - E	8223	7	23	-	-	-	6938	3 1/2	9,3
CH - L	8438	7	29	7261	9 5/8	47	4977	3 1/2	9,3

POZOS TRONCAL K1-K2	TUBERIA								
	PMP	OD	PESO	LINER	OD	PESO	INTAKE	OD	PESO
	ft	in	Lb	ft	in	lb	ft	in	lb
CH – X	8292	7	29	7359	9 5/8	47	5947	4 1/2	12,75
(CH - P)	7794	7	26	7353	9 5/8	43,5	4495	4 1/2	12,75
CH – Q	8459	7	26	7408	9 5/8	43,5	6991	3 1/2	9,3
CH – R	7796	7	29	7390	9 5/8	43,5	4998	5 1/2	15,5
CH – A	8092	7	23	-	-	-	4310	3 1/2	9,3
CH – O	8178	7	29	7222	9 5/8	43,5	4815	4 1/2	12,75
CH – S	8384	7	29	7283	9 5/8	47	6395	3 1/2	9,3
CH – W	8391	7	29	7388	9 5/8	47	5015	4 1/2	12,75

Fuente: Los Autores.

Tabla 14. Datos de Tubería Troncal Norte T2.

POZOS TRONCAL NORTE T2	TUBERIA								
	PMP	OD	PESO	LINER	OD	PESO	INTAKE	OD	PESO
	ft	in	Lb	ft	in	lb	ft	in	lb
CH – B	7808	9-5/8	44	-	-	-	4479	5-1/2	16
CH – C	7929	9-5/8	44	-	-	-	5017	5-1/2	16
(CH - G)	7885	7	23	-	-	-	5729	3-1/2	9
CH – H	7926	7	23	4724	7	23	4599	3-1/2	9
(CH - K)	8007	7	23	-	-	-	5897	3-1/2	9
(CH - M)	8135	7	23	7304	9-5/8	44	4994	5-1/2	17
CH – N	7767	7	23	7305	9-5/8	44	5005	4-1/2	13
CH – U	7569	7	23	7137	9-5/8	47	4952	5-1/2	16
CH – V	8056	7	23	6671	9-5/8	47	5026	5-1/2	17
CH – Z	8069	7	23	7303	9-5/8	47	4950	5-1/2	16
CH – AA	8096	7	23	7619	9-5/8	47	5008	5-1/2	16
(CH - AB)	8071	7	23	7601	9-5/8	47	7006	5-1/2	16
CH – AG	8461	7	23	7405	9-5/8	47	4882	5-1/2	16

Fuente: Los Autores.

Tabla 15. Datos de Bomba Troncal K1-K2.

POZOS TRONCAL K1-K2	BOMBA		
	FABRICANTE	MODELO	ETAPAS
CH - D	REDA	S6000N	108
CH - I	REDA	SN8500	106
CH - Y	REDA	DN1750	248
CH - F	CENTRILIFT	FC2700	290
CH - T	REDA	SN2600	150
CH - AR	REDA	GN1600	136
CH - E	REDA	SN2600	150
CH - L	REDA	SN2600	150
CH - X	REDA	D725N	272
(CH - P)	CENTRILIFT	P23	104
CH - Q	REDA	SN2600	150
CH - R	CENTRILIFT	P62	141
CH - A	CENTRILIFT	P23	130
CH - O	REDA	S6000N	108
CH - S	CENTRILIFT	P23	122
CH - W	CENTRILIFT	P23	136

Fuente: Los Autores.

Tabla 16. Datos de Bomba Troncal Norte T2.

POZOS TRONCAL NORTE T2	BOMBA		
	FABRICANTE	MODELO	ETAPAS
CH - B	CENTRILIFT	P62	127
CH - C	CENTRILIFT	P62	94
(CH - G)	CENTRILIFT	P47-2	125
CH - H	CENTRILIFT	P62	141
(CH - K)	CENTRILIFT	P23	210
(CH - M)	REDA	S8000N	90
CH - N	CENTRILIFT	P23	139
CH - U	CENTRILIFT	P23	122

POZOS TRONCAL NORTE T2	BOMBA		
	FABRICANTE	MODELO	ETAPAS
CH – V	REDA	SN2600	126
CH – Z	CENTRILIFT	P23	122
CH – AA	WOOD GROUP ESP	TE2700	90
(CH - AB)	CENTRILIFT	P23	122
CH – AG	CENTRILIFT	P23	122

Fuente: Los Autores.

5.3.5 Datos de Survey. En los casos en los que los pozos se encuentran desviados, se procedió a buscar los datos de desviación consignados en los surveys de cada uno de los pozos y posterior ingreso de los datos en las tablas de desviación del simulador.

5.3.6 Medición y Cálculo de Distancias y Elevaciones. Mediante el estudio de la planimetría existente se calcularon las distancias de las líneas de flujo de pozos a múltiples y de múltiples a múltiples, adicionalmente se entendió mejor el diseño de las troncales y las rutas que seguían. Para el cálculo del delta de elevación entre los diferentes elementos del sistema de producción se utilizaron los datos de elevación del terreno consignados en los estados mecánicos de cada uno de los pozos.

Tabla 17. Datos Alineación, Distancias y Elevaciones de los Pozos en la Troncal K1-K2.

POZOS TRONCAL K1-K2	UBICACIÓN		
	ALINEADO A:	DISTANCIA	ELEVACIONES
		ft	ft
CH - D	MCH4	220	0
CH - I	MCH4	2460	25
CH - Y	MCH4	1063	27
CH - F	MCH2	2332	1

POZOS TRONCAL K1-K2	UBICACIÓN		
	ALINEADO A:	DISTANCIA	ELEVACIONES
		ft	ft
CH – T	MCH2	7552	205
CH – AR	MCH2	3021	5
CH – E	MCH12	5828	4
CH – L	MCH12	694	-8
CH – X	MCH12	2449	-23
(CH - P)	MCH12	1414	-17
CH – Q	MCH12	2842	7
CH – R	MCH12	3842	18
CH – A	MECH	615	0
CH – O	MECH	2226	0
CH – S	MECH	4502	12
CH – W	MECH	2596	-15

Fuente: Los Autores.

Tabla 18. Datos Alineación, Distancias y Elevaciones de los Pozos en la Troncal Norte T2.

POZOS TRONCAL NORTE T2	UBICACIÓN		
	ALINEADO A:	DISTANCIA	ELEVACIONES
		ft	ft
CH – B	MCH2	358	0
CH – C	MCH2	2372	-11
(CH - G)	MCH2	1389	12
CH – H	MCH2	3605	-18
(CH - K)	MCH4	1821	8
(CH - M)	MCH4	1707	71
CH – N	MCH4	4221	221
CH – U	MCH4	4547	-5
CH – V	MCH12	1197	2
CH – Z	MCH12	2863	-8
CH – AA	MCH26	545	0

POZOS TRONCAL NORTE T2	UBICACIÓN		
	ALINEADO A:	DISTANCIA	ELEVACIONES
		ft	ft
(CH - AB)	MTRCH	4790	68
CH – AG	MTRCH	2166	-51

Fuente: Los Autores.

5.3.7 Datos de Inyección de Nafta. En el campo Chichimene, existe una inyección continua de nafta en las líneas de producción para mejorar la fluidez del crudo por medio de la reducción de viscosidad. En la actualidad dicha inyección esta configurada de forma tal que la línea de prueba de la troncal norte T2 sirve como un naftaducto que lleva nafta directamente desde Estación hasta el múltiple MCH-4. Dicha nafta ingresa por la línea del pozo Chichimene N a escasos metros del múltiple. Las características de la nafta son:

Tabla 19. Datos de Nafta

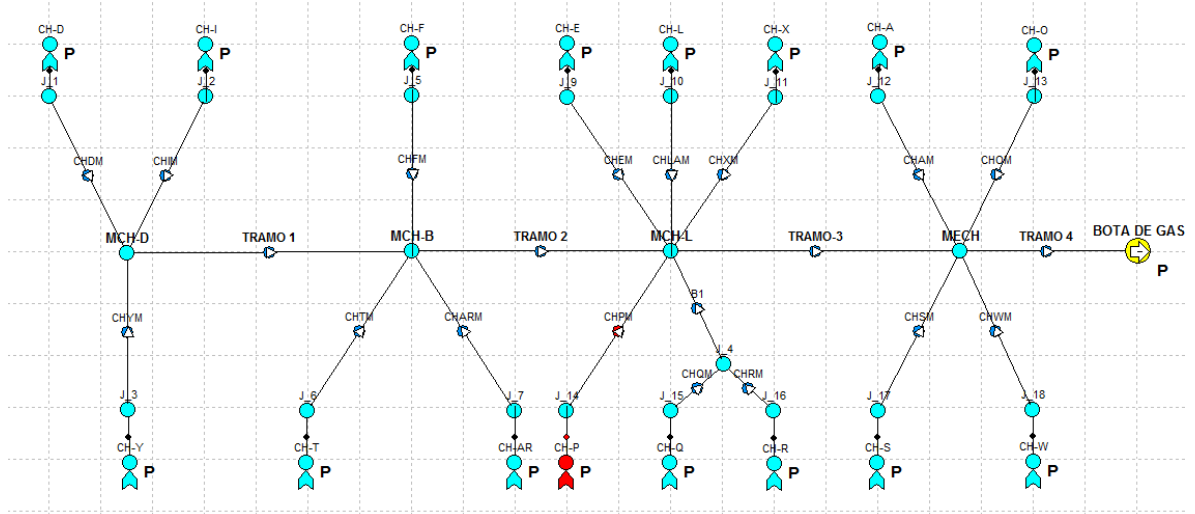
NAFTA			
GOR	API	T	Q
%	°	°F	STB/d
20	58	90	1300

Fuente: Los Autores.

Con los anteriores datos tanto de campo como de oficina se procedió al montaje de los modelos de cada uno de los pozos como archivos .bps en el simulador PIPESIM y el diseño de la red de cada una de las troncales como un archivo .bpn. En el anexo A se encuentra una guía para el montaje de un pozo y el diseño de la red.

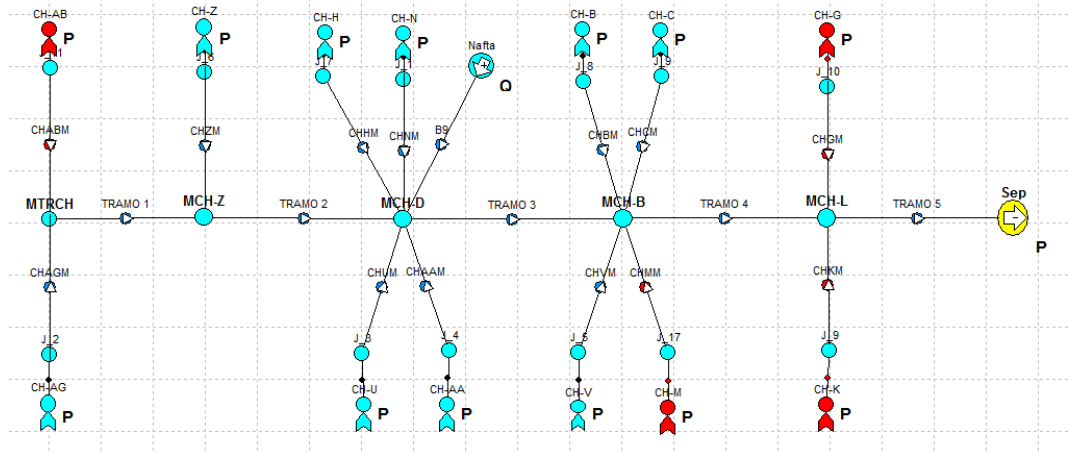
A continuación se muestran los diseños resultantes para cada una de las troncales.

Figura 47. Diseño Troncal K1-K2.



Fuente: PIPESIM.

Figura 48. Diseño Troncal Norte T2.



Fuente: PIPESIM.

5.3.8 Determinación de las Correlaciones. Para cada modelo se realizaron corridas con cada una de las correlaciones para flujo horizontal existentes en el simulador, con el fin de determinar que correlación representaba mejor el flujo de los fluidos en cada una de las dos troncales. Como resultado se observó que para

la troncal K1-K2 la correlación más representativa fue: Baker Jardine Revised y para la troncal norte T2 la correlación más representativa fue: Mukherjee & Brill. Estas dos correlaciones cumplen con las recomendaciones y restricciones que la ayuda del PIPESIM presenta para flujo horizontal.

Tabla 20. Comparación Datos Reales en Múltiples Vs Simulados, Troncal K1-K2.

MULTIPLES TRONCAL K1-K2	REALES		SIMULADOS		ERROR	
	P (psia)	T (F)	P (psia)	T (F)	%P	%T
MCH-4	67	165	57	166	15,1	0,58
MCH-2	-	147	46	145	-	1,57
MCH-12	38	143	37	138	2,6	3,33
MAECH	-	131	25	137	-	4,53
BOTA DE GAS	21	-	21	137	1,4	-

Fuente: Los Autores.

Para el ajuste del modelo de la troncal K1-K2, se hizo necesario el cambio en los datos de elevación de los pozos y de los múltiples con el fin de lograr un ajuste mayor del modelo que permitiera representar el comportamiento de las presiones y temperaturas, debido a que no se cuentan con los datos exactos de las elevaciones ni el equipo para precisarlas.

El múltiple MCH-12 es el punto mas representativo de esta troncal, ya que en el se encuentran alineados la mayor cantidad de pozos y adicionalmente se obtuvieron las presiones y temperaturas aguas abajo, lo cual tiene influencia en el momento de hacer la comparación con el simulador PIPESIM debido a que este arroja la presión y la temperatura aguas debajo de este múltiple.

En el múltiple MCH-4 es otro de los puntos en el cual se pudieron tomar la presión y la temperatura, se puede observar una diferencia de presión de 10 psia la cual aunque representa un error del 15,1% fue infranqueable, debido seguramente a la

confiabilidad de los instrumentos de medición de los cuales no se tenía la certeza si se encontraban calibrados, o a cambios momentáneos en los caudales o cualquier otra variable que pudiera afectar esta medida.

Tabla 21. Comparación Datos Reales en Múltiples Vs Simulados, Troncal Norte T2.

MÚLTIPLE TRONCAL NORTE T2	REALES		SIMULADOS		ERROR	
	T (F)	P (psia)	T (F)	P (psia)	P %	T %
MTRCH	116	175	114	184	4,7	1,4
MCH-26	93	190	100	181	4,8	7,2
MCH-4	123	98	120	95	3,1	2,2
MCH-2	129	68	131	92	VERDADERO	1,4
MCH-12	131	60	129	80	VERDADERO	1,2
SEPARADOR	128	55	128	55	0,0	0,0

Fuente: Los Autores.

Para la troncal norte T2, que arranca desde el múltiple troncales MTRCH el elemento mas importante fue el múltiple MCH-4, debido a que este poseía la mayor cantidad de pozos alineados y contaba con medidores tanto de presión como de temperatura aguas abajo. Como se puede observar el modelo ajustó con un error mínimo en este y los otros múltiples. Para los múltiples Chichimene 2 y Chichimene 12 la presión real se encontraba medida aguas arriba por lo que se debía cumplir la condición que dicha presión fuera menor que la del múltiple, se puede observar en la tabla que esta correlación cumplió con esta condición.

5.4 CORROBORACIÓN DE LOS DATOS OBTENIDOS POZO A POZO

Una vez calibradas cada una de las redes en el simulador PIPESIM, se prosiguió a hacer una verificación de presiones THP y caudales de cada uno de los pozos correspondientes tanto para la troncal K1-K2 como para la troncal norte T2.

Con este objetivo se procedió a analizar los datos obtenidos en las pruebas de producción vs la red simulada, mediante la realización de una tabla comparativa, de tal manera que se puedan observar las diferencias entre estos datos para así poder explicar el por que de su variación.

5.4.1 Corroboración de Datos para la Troncal K1-K2. Haciendo la recopilación de las presiones THP y los caudales de las pruebas de producción para cada uno de los pozos con los datos arrojados en los reportes del simulador, se plantea la siguiente tabla comparativa.

Tabla 22. Pozos en Prueba de Producción Vs Red Simulada Troncal K1-K2.

POZOS TRONCAL K1-K2	POZO EN PRUEBA		SIMULACION POZOS EN LA RED	
	THP	CAUDAL	THP	CAUDAL
	psia	STB/d	psia	STB/d
CH - D	94,7	4106	58,72	4174
CH - I	<u>164,7</u>	<u>6989</u>	<u>72,29</u>	<u>7394</u>
CH - Y	74,7	2704	69,61	2709
CH - F	94,7	2256	47,97	2283
CH - T	149,7	3337	143,28	3294
CH - AR	69,7	1550	49,20	1563
CH - E	69,7	2304	49,40	2316
CH - L	194,7	2916	39,24	2995
CH - X	134,7	674	47,35	688
(CH - P)	-	-	-	-
CH - Q	86,7	2008	48,70	2034
CH - R	<u>454,7</u>	<u>1091</u>	<u>54,55</u>	<u>1606</u>
CH - A	94,7	2715	27,07	2750
CH - O	109,7	4896	35,67	5005
CH - S	83,7	1220	37,90	1252
CH - W	52,7	1576	34,65	1594
TOTAL		40342		41656

Fuente: Los Autores.

Se puede observar que los valores de THP de los pozos en prueba son mayores que los que registra el simulador, por consiguiente el caudal de los pozos simulados en la red es mayor que el caudal de los pozos en prueba, lo cual se ve reflejado en el potencial de los pozos que es de 40342 STD/d contra la producción que arroja el simulador de 41656 STB/d, dando así una diferencia de 1314 STB/d.

Lo anterior se debe principalmente a que en los pozos CH-I y CH-R la presión obtenida por el simulador es significativamente menor que la presión en cabeza registrada en la prueba, lo cual conlleva a que la capacidad de producción de los pozos aumente notablemente, específicamente la simulación del CH-I registra una producción adicional de 405 STB/d y la del pozo CH-R de 515 STB/d.

Debido a lo anterior, se hizo necesario el montaje de cada uno de los pozos de la troncal K1-K2 en el simulador como se hace cuando ellos se encuentran en prueba de producción, para poder analizar estos datos y observar si se encuentran comportamientos atípicos cuando los pozos se encuentran en pruebas de producción.

Tabla 23. Pozos en Prueba de Producción Vs Simulación Pozos en Prueba Troncal K1-K2.

POZOS TRONCAL K1-K2	POZO EN PRUEBA		SIMULACION POZOS EN PRUEBA	
	THP	CAUDAL	THP	CAUDAL
	PSIA	BBL/D	PSIA	BBL/D
CH - D	94,7	4106	90,41	4115,2
CH - I	<u>164,7</u>	<u>6989</u>	<u>106,82</u>	<u>7247,6</u>
CH - Y	74,7	2704	98,5	2684,6
CH - F	94,7	2256	77,38	2266,4
CH - T	149,7	3337	173,78	3285,9
CH - AR	69,7	1550	78,64	1545

POZOS TRONCAL K1-K2	POZO EN PRUEBA		SIMULACION POZOS EN PRUEBA	
	THP	CAUDAL	THP	CAUDAL
	PSIA	BBL/D	PSIA	BBL/D
CH – E	69,7	2304	70,33	2304
CH – L	194,7	2916	72,19	2970,8
CH – X	134,7	674	85,27	683,5
(CH - P)	374,7	1849	452,08	1588,9
CH – Q	86,7	2008	71,59	2019,4
CH – R	<u>454,7</u>	<u>1091</u>	<u>83,09</u>	1559,8
CH – A	94,7	2715	57,48	2736
CH – O	109,7	4896	61,99	4965,8
CH – S	83,7	1220	69,94	1229
CH – W	52,7	1576	67,13	1565,1
TOTAL		42191		42767

Fuente: Los Autores.

Como resultado se obtuvo que las presiones y los caudales cuando se simula el pozo independiente por línea de prueba, se acercan mas a la realidad con las presiones y los caudales de los pozos cuando se encuentran en prueba de producción, a excepción de los pozos CH-I y CH-R ya que ellos presentan una disminución en la presión y por lo tanto un aumento en el caudal, lo cual justifica el aumento del caudal total del sistema simulado de 576 STD/d.

Según lo anteriormente visto se concluye que las líneas de prueba del sistema se encuentran en buen estado, pero las pruebas de producción se ven ampliamente afectadas debido a la distancia que los fluidos deben recorrer hasta Estación y que toda esta distancia los fluidos se movilizan por línea de 6 pulgadas, lo cual constituye una restricción que se refleja en el aumento del THP de los pozos en prueba respecto al THP de los pozos simulados en la red, por lo tanto las pruebas de producción actuales no están reflejando el potencial real de los pozos, situación que se evidencia en los caudales arrojados por el simulador PIPESIM, ya que los

cuales dan superiores a la sumatoria del potencial de los pozos. Se recomienda ubicar facilidades de medición más cercanas a los pozos, con el fin de obtener en las pruebas de producción resultados significativos y potenciales reales de producción.

5.4.2 Corroboración de Datos para Troncal Norte T2. Continuando con el ejercicio anteriormente realizado, se procedió realizar el análisis de los datos arrojados para las pruebas de producción de los pozos correspondientes a la troncal norte T2 vs los datos de pozos y redes arrojados por el simulador para esta troncal.

Tabla 24. Pozos en Prueba de Producción Vs Simulación Pozos en Prueba Troncal Norte T2.

POZOS TRONCAL NORTE T2	POZOS EN PRUEBA		SIMULACIÓN POZOS EN LA RED	
	THP	CAUDAL	THP	CAUDAL
	psia	STB/d	psia	STB/d
CH – Z	194,7	704	182,24	711
CH – V	254,7	913	339,3	844,76
(CH - G)	-	-	-	-
CH – M	-	-	-	-
(CH - C)	229,7	1636	155,14	1707,7
(CH - K)	-	-	-	-
CH – B	-	-	98,03	750,76
CH – AG	29,7	494	163,64	447,11
CH – AB	-	-	-	-
CH – H	154,7	1616	149,02	1628,7
CH – N	164,7	689	150,17	697,39
(CH - AA)	244,7	414	508,83	194,49
CH – U	304,7	489	349,23	467,52

Fuente: Los Autores.

Como se puede observar en la tabla, el comportamiento de los pozos sigue una tendencia hidráulica lógica en la cual en los pozos donde el THP aumentó en el simulador con respecto a la prueba de producción, presentaron una disminución en el caudal de fluidos producidos, por el contrario donde el THP disminuyó en el simulador con respecto a la prueba de producción, el caudal aumentó como era de esperarse. No se observan grandes diferencias entre las THP de pozos en prueba respecto a los pozos simulados en la red, por lo que se concluye que para el fluido pesado el diámetro de línea de prueba no afecta considerablemente las pruebas de producción.

5.5 OPTIMIZACIÓN DE LA TRONCAL NORTE T2

Por petición de ECOPETROL S.A. se realizó un análisis al diámetro de las tuberías que componen la troncal norte T2, con el fin de determinar la conveniencia del actual diseño de 16 pulgadas, o si una reducción o aumento en dicho diámetro de la tubería influye positiva o negativamente en la producción de la troncal norte T2.

La troncal contemplada para este análisis de diámetros de tubería, es la que se encuentra actualmente en el campo, como se puede observar en la figura 48. Para tal fin se procedió a realizar una sensibilidad de diámetros de tubería de la troncal norte T2, en la cual se contemplaron los diámetros 12, 14, 16 y 20 pulgadas, todas con Schedule 40, teniendo en cuenta que la troncal actualmente cuenta con un diámetro de tubería de 16 pulgadas.

Se procedieron a hacer las corridas de simulación de cada uno de los diámetros propuestos, dando como resultado los siguientes datos:

Tabla 25. Troncal Norte T2 diámetro 16 Pulgadas Schedule 40.

MULTIPLES TRONCAL NORTE T2	DIAMETRO 16" SCHEDULE 40		
	T(f)	P(psia)	Q(stb/d)
MTRCH	114,38	183,68	447,11
MCH-26	100,24	181,35	1158,1
MCH-4	120,41	95,02	5446,4
MCH-2	130,8	91,57	8749,6
MCH-12	129,46	80,21	8749,6
SEPARADOR	128,02	55	8749,6
DELTA DE PRESIÓN		128,68	

Fuente: Los Autores.

Tabla 26. Troncal Norte T2 diámetro 12 Pulgadas Schedule 40.

MULTIPLES TRONCAL NORTE T2	DIAMETRO 12" SCHEDULE 40		
	T(f)	P(psia)	Q(stb/d)
MTRCH	113,49	226,77	431,81
MCH-26	101,48	224,07	1121,3
MCH-4	120	135,82	5294,8
MCH-2	130,69	125,49	8494,2
MCH-12	129,69	100,89	8494,2
SEPARADOR	128,64	55	8494,2
DELTA DE PRESIÓN		171,77	

Fuente: Los Autores.

Tabla 27. Troncal Norte T2 diámetro 14 Pulgadas Schedule 40.

MÚLTIPLES TRONCAL NORTE T2	DIAMETRO 14` SCHEDULE 40		
	T(f)	P(psia)	Q(stb/d)
MTRCH	113,94	205,05	439,56
MCH-26	101,06	202,55	1139,7
MCH-4	120,24	115,04	5373,6
MCH-2	130,79	108,29	8622,3
MCH-12	129,65	90,69	8622,3
SEPARADOR	128,44	55	8622,3
DELTA DE PRESIÓN		150,05	

Fuente: Los Autores.

Tabla 28. Troncal Norte T2 diámetro 20 Pulgadas Schedule 40.

MÚLTIPLES TRONCAL NORTE T2	DIAMETRO 20` SCHEDULE 40		
	T(f)	P(psia)	Q(stb/d)
MTRCH	114,81	162,15	454,69
MCH-26	98,54	159,97	1176
MCH-4	120,42	73,67	5530,4
MCH-2	130,53	74,29	8882,1
MCH-12	128,83	70,01	8882,1
SEPARADOR	127,01	55	8882,1
DELTA DE PRESIÓN		107,15	

Fuente: Los Autores.

Utilizando los datos que arrojo el simulador con los diferentes diámetros de tubería, se realizó una tabla comparativa para observar los cambios en temperatura, presión y caudal en cada uno de los múltiples de la troncal.

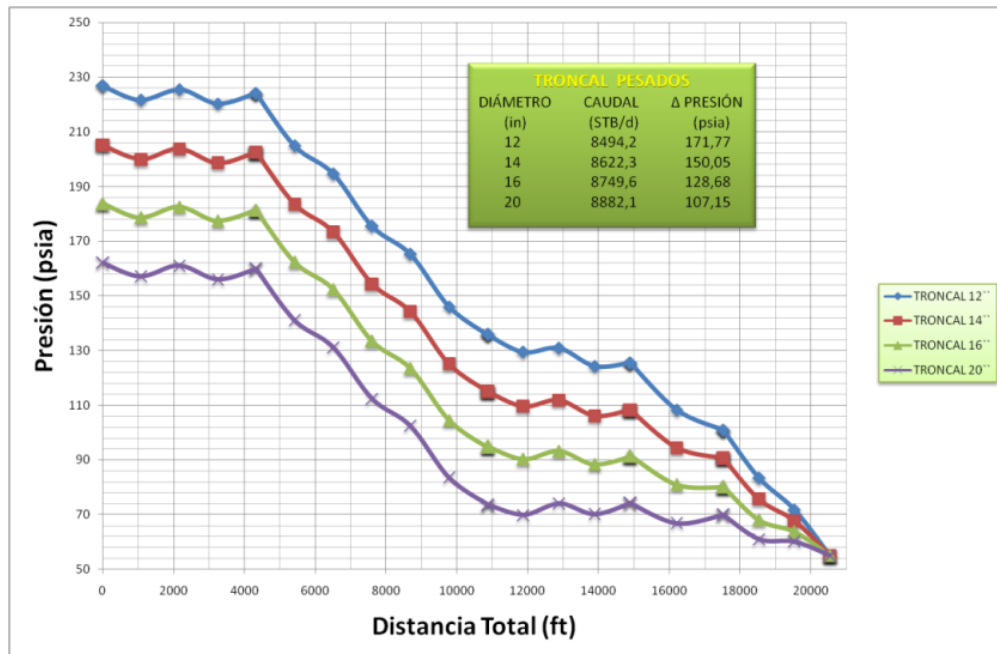
Tabla 29. Comparación de Diámetros.

MÚLTIPLES TRONCAL NORTE T2	DIÁMETRO 12' VS 16'			DIÁMETRO 14' VS 16'			DIÁMETRO 20' VS 16'		
	ΔT	ΔP	ΔQ	ΔT	ΔP	ΔQ	ΔT	ΔP	ΔQ
	°F	psia	STB/d	°F	psia	STB/d	°F	psia	STB/d
MTRCH	-0,89	43,09	-15,3	-0,44	21,37	-7,55	0,43	-21,53	7,58
MCH-26	1,24	42,72	-36,8	0,82	21,2	-18,4	-1,7	-21,38	17,9
MCH-4	-0,41	40,8	-151,6	-0,17	20,02	-72,8	0,01	-21,35	84
MCH-2	-0,11	33,92	-255,4	-0,01	16,72	-127,3	-0,27	-17,28	132,5
MCH-12	0,23	20,68	-255,4	0,19	10,48	-127,3	-0,63	-10,2	132,5
SEPARADOR	0,62	0	-255,4	0,42	0	-127,3	-1,01	0	132,5

Fuente: Los Autores.

Con esta tabla de resultados se puede observar la ganancia o pérdida de temperatura, presión y caudal de los diferentes diámetros propuestos versus el actual diámetro de 16 pulgadas de la troncal norte T2.

Figura 49. Caída de Presión de la Troncal Norte T2 vs Distancia



Fuente: Los Autores.

En esta figura se puede observar la caída de presión de la troncal durante todo el recorrido desde el MTRCH hasta el separador en la estación para cada uno de los diámetros de tubería.

Como se puede observar en la tabla 29, para un diámetro de tubería de 12 pulgadas la pérdida de caudal es considerable, ya que el caudal se reduce en 255 STB/d y el delta de presión desde el MTRCH hasta el separador es el mas alto de todos los diámetros de tubería con un valor de 171,77 psia, lo que evidencia una desventaja hidráulica debido al bajo caudal y altas perdidas de presión en todo el recorrido de la troncal.

Para la siguiente configuración de tubería de 14 pulgadas, se puede evidenciar una reducción un poco mas leve de caudal con un valor de 127,3 STB/d y una caída de presión total desde MTRCH hasta separador de 150,05 psia, estos aunque no son valores tan altos no son lo suficientemente óptimos para ser considerados como apropiados.

Por último la configuración de 20 pulgadas arroja valores de caudal que dan una ganancia de 132,5 STB/d y una reducción en el delta de presión de 107,5 psia frente a la configuración de 16 pulgadas, sin embargo no se justifica el cambio de tubería debido a que el potencial actúan de la troncal norte T2 proporcionado por la pruebas de producción se encuentra en 8811 STB/d y 132,5 STB/d solo representan una ganancia del 1,5% frente a la potencial de producción actual.

En conclusión la configuración actual de la troncal de 16 pulgadas es la mas óptima debido a que posee una caída de presión de 128,68 psia desde MTRCH hasta Estación la cual es baja y produce un caudal de 8882,1 STB/d según la simulación de esta troncal, que es el 0,8% mayor que el del potencial de producción del campo.

5.6 SIMULACIÓN DE LA PROYECCIÓN DEL CAMPO CHICHIMENE PARA LOS AÑOS 2010 - 2011

Obedeciendo a las necesidades planteadas por ECOPETROL S.A. se planteó en PIPESIM un escenario de simulación que contemplara la campaña de perforación prevista para los años 2010 - 2011, con el objetivo de prever el comportamiento del sistema de producción, para así buscar el mejor escenario posible en el sistema de recolección.

Para ingresar en PIPESIM el escenario de producción de los años 2010 - 2011, se necesitó establecer dos modelos que representaran cada una de las formaciones, los cuales se plantearon a partir de un modelo idealizado del comportamiento de los pozos, produciendo por cada una de las formaciones K1-K2 y T2. Adicionalmente se realizó un estudio a la planimetría del campo para ubicar los pozos del escenario 2010 - 2011 y la configuración de los diferentes clusters requeridos.

5.6.1 Simulación de Pozos Tipo. En el planteamiento de los pozos tipo para las formaciones San Fernando (T2) y Guadalupe (K1 K2) del Campo Chichimene, en el simulador PIPESIM se tuvo en cuenta la campaña de perforación que se está llevando a cabo en el campo y el gran interés que se tiene en el aumento de la producción, para ello se desarrolló un pozo tipo para cada una de las formaciones, ya que cuando estos pozos estén perforados, completados y con el respectivo sistema de levantamiento (BES), serán puestos en producción por cualquiera de las formaciones presentes en el campo. Teniendo esto como base y el patrón que tiene el campo con los pozos que se encuentra produciendo por San Fernando y Guadalupe, se planteó con la supervisión de ECOPETROL S.A. por medio del ingeniero de producción de Castilla, que cada uno de los modelos de los pozos tipo, tuviera las características predominantes que tienen el fluido, el yacimiento, el completamiento, la bomba y los parámetros tales como, presión de entrada a la

bomba PIP, presión en cabeza de la tubería THP y temperatura en cabezal del pozo WHT.

A continuación se plantearán cada uno de los modelos para los pozos tipo:

a. Pozo Tipo para la Formación Guadalupe K1-K2.

- **Caracterización del Fluido Black Oil.** En la determinación de los parámetros del fluido de la formación K1-K2 se tuvo en cuenta su comportamiento en el campo y se estableció por medio de pruebas de laboratorio que el comportamiento del BSW es del 97% debido a la alta presencia de agua que tiene este crudo, un GOR 12 SCF/STB por sugerencia de ECOPETROL S.A. y el API de 16,8.

Figura 50. Propiedades Black Oil (Pozo Tipo K1-K2).

The screenshot shows a software window titled "DEFAULT - Propiedades 'Black Oil'". It contains several input fields and buttons for configuring black oil properties. The "Nombre del Fluido" field is set to "POZO TIPO K1-K2". Under "Propiedades a Condiciones Estándar", the values are: WCut (97%), GOR (12 scf/STB), S.G. Gas (0.765), S.G. Agua (1.02), and API (16.8). The "Calibración de datos en el Pb" section includes fields for Pressure (psia), Temperature (F), and Rsb (scf/STB). The "Correlación de Gas en Solución" is set to "Lasater". At the bottom, there is a "Configuración" section with a checkbox for "Permitir la Configuración" and a "Tabla de Configuración..." button. Standard "Aceptar", "Cancelar", and "Ayuda" buttons are at the bottom right.

Fuente: Pipesim

- Caracterización del Yacimiento.** Para la identificación de los parámetros de yacimiento se tomaron los promedios que presenta la formación K1-K2, tanto para presión y temperatura obteniendo así 3195 psia y 186 °F respectivamente y para el parámetro índice de productividad PI se hizo el ajuste del modelo y se llegó a que el PI es 1,89 STB/D/PSI.

Figura 51. Propiedades de Yacimiento (Pozo Tipo K1-K2).

Fuente: Pipesim

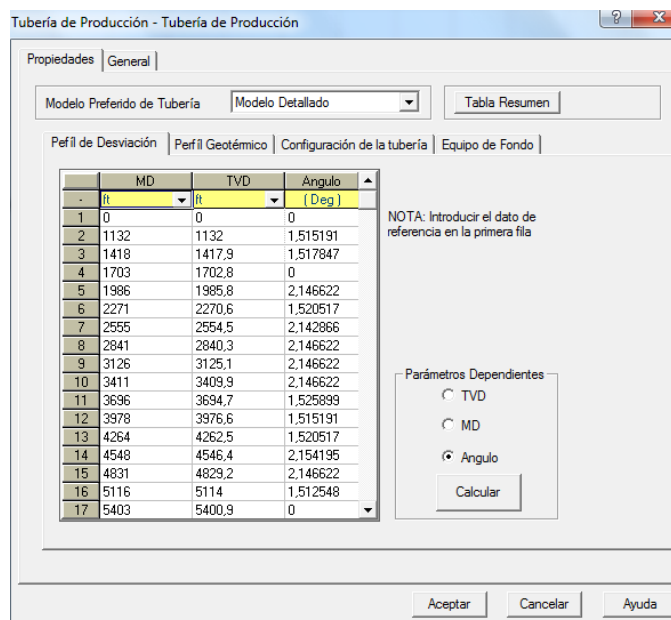
- Caracterización del Completamiento.** Para la determinación del completamiento se tuvo en cuenta como guía, el pozo CH-25 ya que este presenta las características que se estaban buscando, como lo son: que fuera un pozo que esté produciendo por K1-K2, y que contara con el mayor ángulo de inclinación de

los pozos desviados que están en producción por K1-K2, debido a que los pozos que se están perforando y serán perforados en la campaña de perforación 2010 - 2011 tendrán un patrón como el que presenta este pozo, por que serán pozos desviados tipo cluster.

La toma de datos para la alimentación del simulador en el modelo detallado de la tubería de producción fue:

I. Perfil de Desviación: se cargó al simulador el perfil de desviaciones con el SURVEY del CH-25 por sugerencia de ECOPEPETROL S.A. debido a que en él, se encuentra la mayor inclinación que tienen los pozos perforados con desviación en K1-K2 y se encuentran produciendo por la formación K1-K2 en el Campo Chichimene. En este survey se encuentra el “Measured Deep” MD y el “True Vertical Deep” TVD y se procedió a calcular el ángulo de desviación haciendo clic en el botón “calcular”.

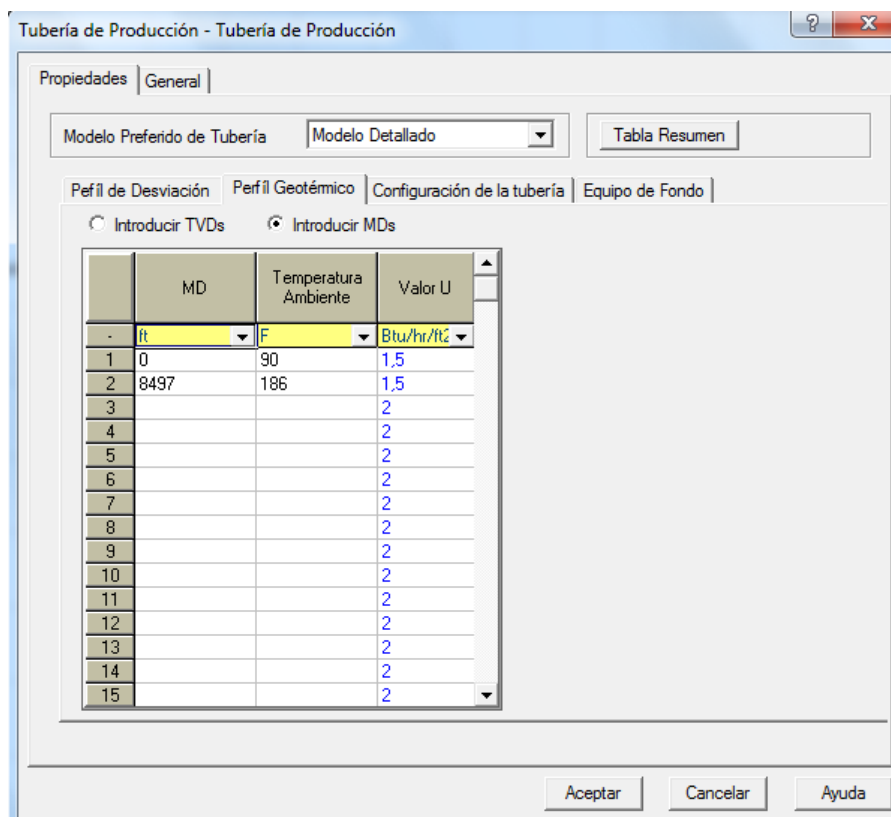
Figura 52. Tubería de Producción, Perfil de Desviación (Pozo Tipo K1-K2).



Fuente: Pipesim

II. Perfil Geotérmico. Siguiendo el procedimiento que se tuvo para cargar los datos al simulador, lo que correspondió al perfil geotérmico fue: se ingresó la profundidad inicial de la tubería que es cero 0 ft con la temperatura a la que se encuentra a esta profundidad que en este caso es la temperatura promedio ambiente de 90 °F y la profundidad donde se encuentran las perforaciones medias perforadas PMP de 8497 ft con la temperatura del yacimiento, que en este caso es la temperatura promedio yacimiento de 186 °F. La transferencia de calor U se ajusto a 1,5 BTU/HR/FT²/°F cuando se hizo el ajuste de temperatura en cabeza de pozo.

Figura 53. Tubería de Producción, Perfil Geotérmico (Pozo Tipo K1-K2).



Fuente: Pipesim

III. Configuración de la Tubería: Para la configuración de la tubería se tuvo como referencia el estado mecánico del pozo CH-25 debido a que este pozo tiene el mayor grado de inclinación y está produciendo por K1-K2, que son los parámetros que se estaban buscando para realizar el modelo. En él se encontró que clase de tubería fue usada en el completamiento, y se tabuló en la tabla que trae el simulador para los datos de tubería como son, el MD de fondo para el intake, el liner y las PMP con sus respectivos diámetros internos y espesores.

Figura 54. Tubería de Producción, Configuración de la Tubería (Pozo Tipo K1-K2).

El primer nodo en la lista se refiere al tope de la tubería, comenzando por la referencia en el perfil de desviación
Cada Sección de tubería va DESDE la MD de la sección previa A la MD como está especificado en la columna MD

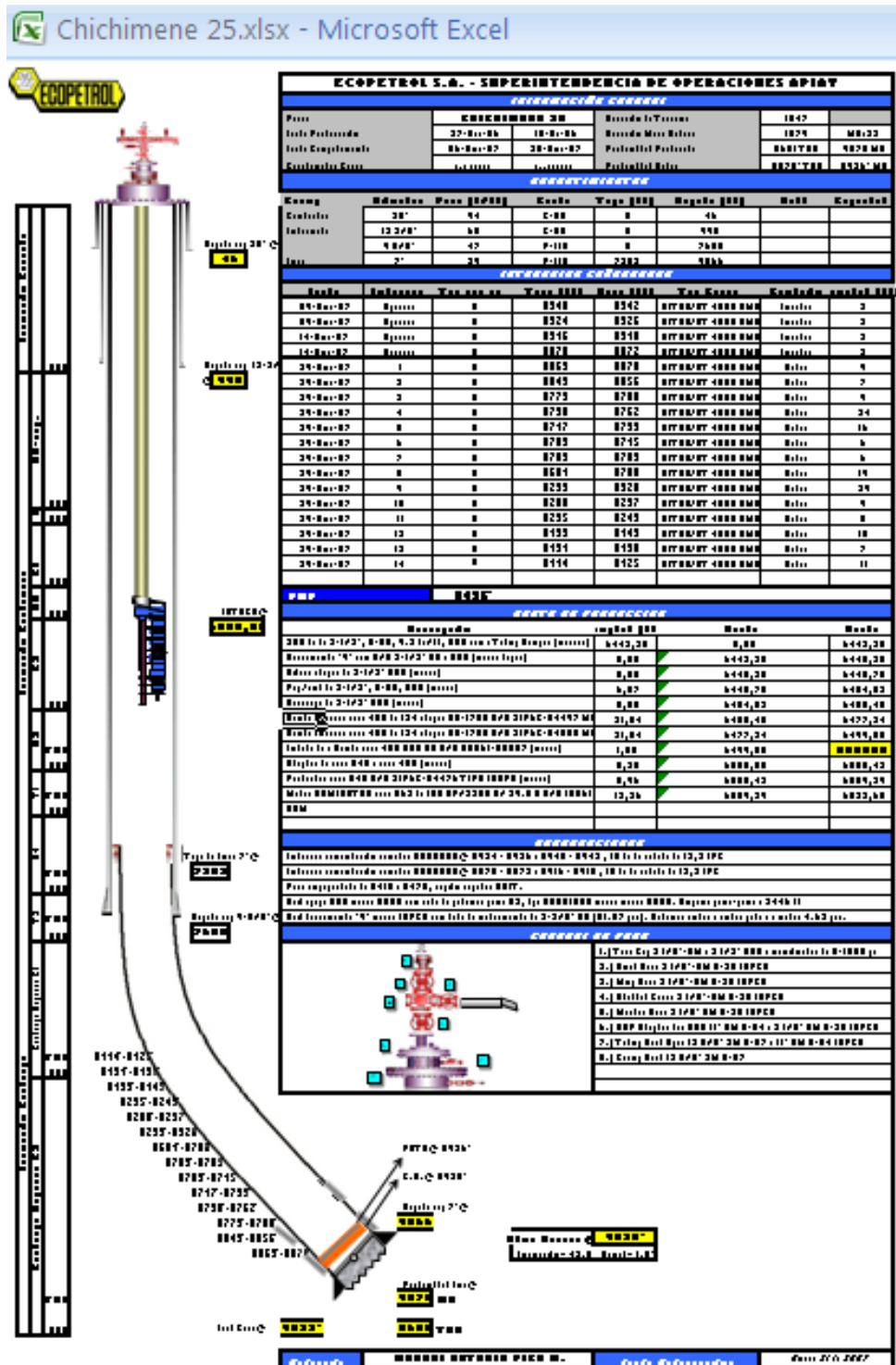
Secciones de la Tubería

	MD de Fondo	DI	Espesor	Rugosidad	DI de Tubería de Revestimient	Tipo de Flujo	Etiqueta
-	ft	inches	inches	inches	inches		
1	6500	2,932	0,254	0,001		Tubing	pipe#1_Tube
2	7352	8,681	0,472	0,001		Tubing	pipe#2_Tube
3	8497	6,184	0,408	0,001		Tubing	pipe#3_Tube
4			0,5	0,001		Tubing	
5			0,5	0,001		Tubing	
6			0,5	0,001		Tubing	
7			0,5	0,001		Tubing	
8			0,5	0,001		Tubing	
9			0,5	0,001		Tubing	
10			0,5	0,001		Tubing	
11			0,5	0,001		Tubing	
12			0,5	0,001		Tubing	

Aceptar Cancelar Ayuda

Fuente: Pipesim

Figura 55. Estado Mecánico CH-25.



IV. Equipo de Fondo. Se eligió la bomba Centrilift P23 con 51 hz por indicaciones de ECOPETROL S.A. ya que es la bomba que se maneja en los pozos aledaños a los pozos tipos con el número de etapas que presenta el completamiento del CH-25.

Figura 56. Selección de la Bomba (BES) (Pozo Tipo K1-K2).

Selección de BEC (BES)

Tabla de Comportamiento | Curvas Estándar | Curvas de Velocidad Variable

Datos de BEC (BES)/Bomba/Compresor

Seleccionar Datos Base

BEC (BES) Bomba Compresor

Fabricante: Tesis Centrilift

Modelo: P23

Seleccionar Avanzado...

Datos de Diseño

Velocidad: 51 hz

Etapas: 248

Factor de Carga: 1,05 fracción

Opción de Cálculos

Corrección por Viscosidad

Separador de Gas Presente

Eficiencia del Separador (%): 100

Aceptar Cancelar Ayuda

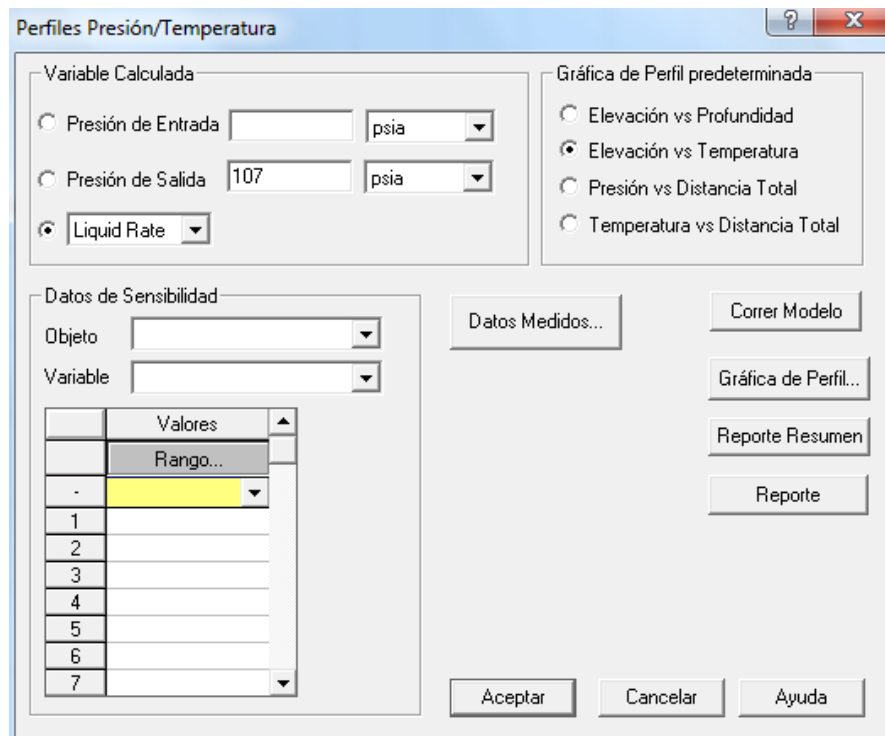
Fuente: Pipesim

- **Operaciones.** Al terminar de montar el modelo, se prosiguió a determinar los parámetros de presión de entrada a la bomba (PIP), la presión en cabeza de la bomba (THP) y temperatura en cabezal del pozo (WHT). Que para el caso del pozo tipo se propuso por supervisión de ECOPETROL S.A. el promedio de las

mismas, con los pozos que en el momento se encuentran en producción por K1-K2.

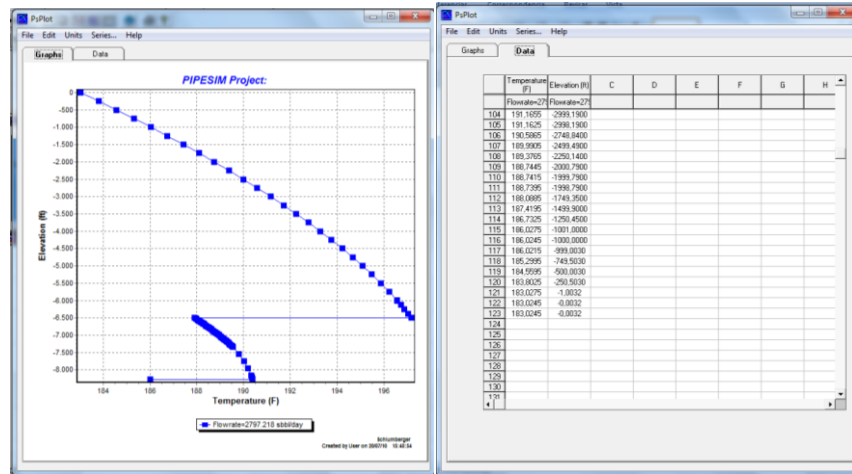
I. Operaciones de Elevación vs Temperatura. Primero que todo se ingresó la presión de salida de la bomba (THP) que para nuestro caso fue de 107 psia y se prosiguió a hacer la convergencia del perfil de Elevación vs Temperatura haciendo correr el modelo. Se corroboró el dato de temperatura que arrojó el simulador con el dato que se tiene de WHT promedio que se asumió. El valor de WHT que arrojó el simulador fue mayor que el esperado, entonces se prosiguió a hacer el ajuste con el factor U llegando a que con un factor de U igual a 1,5 BTU/HR/FT²/°F, se llegó a la convergencia de la temperatura que se estaba buscando, que fue de 183 °F.

Figura 57. Presión vs Temperatura (Pozo Tipo K1-K2).



Fuente: Pipesim

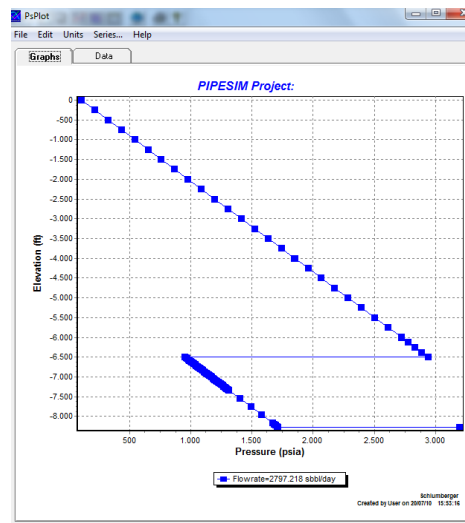
Figura 58. Elevación vs Temperatura (Pozo Tipo K1-K2).



Fuente: Pipesim

II. Operaciones de Elevación vs Presión. Para terminar de corroborar el modelo del pozo tipo, se determinó un caudal promedio de 2800 bbl/d y un PIP promedio de 950 psia, dando el modelo como resultados un caudal de 2797 bbl/d con un PIP de 952 psia, los cuales eran los resultados que se estaban buscando.

Figura 59. Elevación vs Presión (Pozo Tipo K1-K2).



Fuente: Pipesim

b. Pozo Tipo para la Formación San Fernando T2

- **Caracterización del Fluido Black Oil.** En la determinación de los parámetros del fluido de la formación T2 se tuvo en cuenta el comportamiento que presenta este, en el campo Chichimene y se estableció que el comportamiento del BSW es del 3% debido a la poca presencia de agua que tiene este crudo en los diferentes pozos que producen por T2, un GOR 20 SCF/STB determinado por el promedio de los pozos representativos de T2 y el API de 8,7 por el promedio de los API's de los pozos T2.

Figura 60. Propiedades Black Oil (Pozo Tipo T2).

DEFAULT - Propiedades "Black Oil"

Propiedades "Black Oil" | Datos de Viscosidad (Opcional) | Calibración Avanzada de Datos (Opcional) | Contamina

Importar...
Exportar

Nombre del Fluido: CRUDO PESADO T2
Comentario Opcional:

Propiedades a Condiciones Estándar

WCut	3	%
GOR	20	scf/STB
S.G. Gas	0.765	
S.G. Agua	1.02	
API	8.7	

Calibración de datos en el Pb (Opcional pero Recomendado)

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

Correlación de Gas en Solución

Rs y Pb: Lasater

Conificación

Permitir la Conificación

Tabla de Conificación...

Aceptar Cancelar Ayuda

Fuente: Pipesim

- Caracterización del Yacimiento.** Para la identificación de los parámetros de yacimiento se tomaron los promedios que presenta la formación T2, tanto para presión y temperatura obteniendo así 3218 psia y 178 °F respectivamente y para el parámetro del índice de productividad PI el cual ajustó para el caudal esperado con un valor de 0,88 STB/D/PSI.

Figura 61. Propiedades de Yacimiento (Pozo Tipo T2).

Fuente: Pipesim

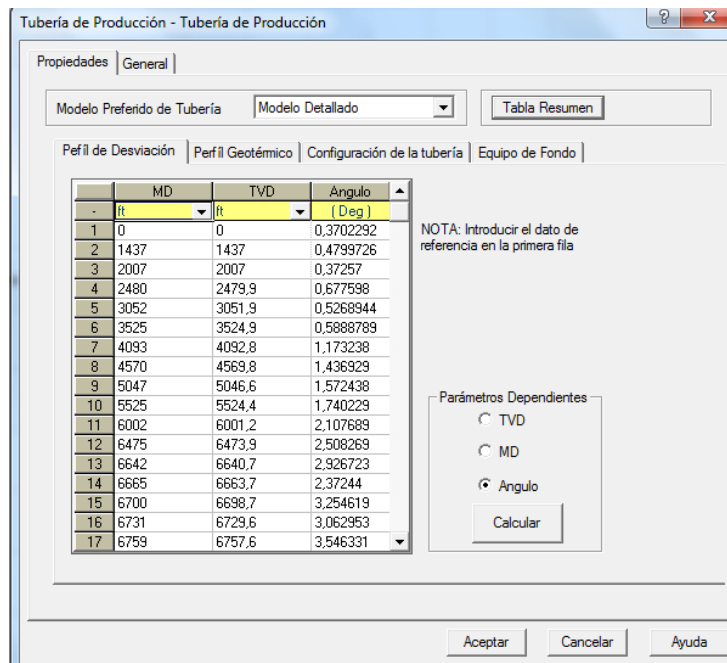
- Caracterización del Completamiento.** Para la determinación del completamiento se tuvo en cuenta como guía, el pozo CH-21, ya que este presenta las características que se estaban buscando, como lo son: que fuera un pozo que esté produciendo por T2, y que contara con el mayor ángulo de inclinación de los pozos desviados que están en producción por T2, debido a que

los pozos que se están perforando y serán perforados en la campaña de perforación 2010 - 2011, tendrán un patrón como el que presenta este pozo, por que serán pozos desviados tipo cluster.

La toma de datos para la alimentación del simulador para el modelo detallado de la tubería de producción fue:

I. Perfil de Desviación: se cargó al simulador, el perfil de desviaciones con el SURVEY del CH-21 por sugerencia de ECOPEPETROL S.A. debido a que en él, se encuentra la mayor inclinación que tienen los pozos perforados con desviación en T2 y se encuentra produciendo por la formación T2 en el Campo Chichimene. En este survey se encuentran el “Measured Deep” MD y el “True Vertical Deep” TVD los cuales fueron introducidos como datos al simulador y se procedió a calcular el ángulo de desviación haciendo clic en el botón “calcular”.

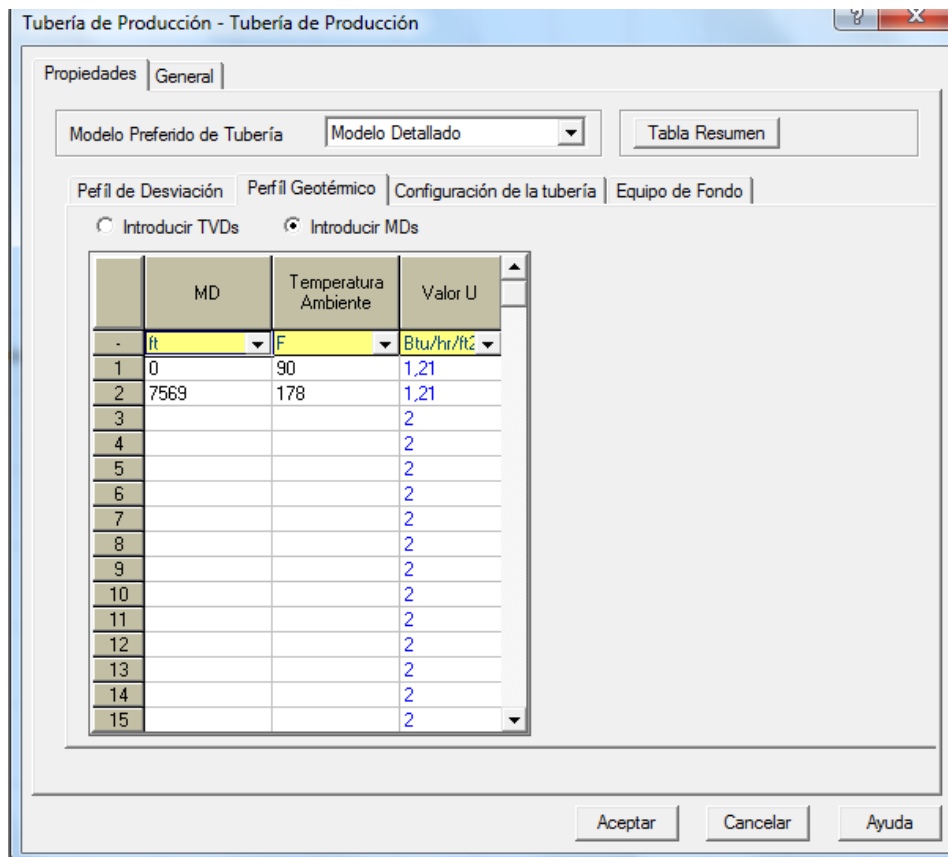
Figura 62. Tubería de Producción, Perfil de Desviación (Pozo Tipo T2).



Fuente: Pipesim

II. Perfil Geotérmico. Siguiendo el procedimiento que se tuvo para cargar los datos al simulador, lo que correspondió al perfil geotérmico fue: se ingresó la profundidad inicial de la tubería que es cero 0 ft con la temperatura a la que se encuentra a esta profundidad que en este caso es la temperatura promedio ambiente de 90 °F y la profundidad donde se encuentran las perforaciones medias perforadas PMP de 7569 ft la cual se obtuvo del completamiento del pozo CH-21, con la temperatura del yacimiento, que en este caso es la temperatura promedio yacimiento de 178 °F. La transferencia de calor U se ajusto a 1,21 BTU/HR/FT²/°F cuando se hizo el ajuste de temperatura en cabeza de pozo.

Figura 63. Tubería de Producción, Perfil Geotérmico (Pozo Tipo T2).



Fuente: Pipesim

III. Configuración de la Tubería: Para la configuración de la tubería se tuvo como referencia el estado mecánico del pozo CH-21 debido a que en este pozo se encuentran los parámetros establecidos para realizar el modelo. En el se encontró que clase de tubería fue usada en el completamiento, y se tabuló en la tabla que trae el simulador para los datos de tubería como son el MD de fondo para el intake, el liner y las PMP con sus respectivos diámetros internos y espesores.

Figura 64. Tubería de Producción, Configuración de la Tubería (Pozo Tipo T2).

El primer nodo en la lista se refiere al tope de la tubería, comenzando por la referencia en el perfil de desviación
Cada Sección de tubería va DESDE la MD de la sección previa A la MD como está especificado en la columna MD

Secciones de la Tubería

	MD de Fondo	DI	Espesor	Rugosidad	DI de Tubería de Revestimiento	Tipo de Flujo	Etiqueta
-	ft	inches	inches	inches	inches		
1	4952	4,95	0,275	0,001		Tubing	pipe#1_Tube
2	7137	8,681	0,472	0,001		Tubing	pipe#2_Tube
3	7569	6,184	0,408	0,001		Tubing	pipe#3_Tube
4			0,5	0,001		Tubing	
5			0,5	0,001		Tubing	
6			0,5	0,001		Tubing	
7			0,5	0,001		Tubing	
8			0,5	0,001		Tubing	
9			0,5	0,001		Tubing	
10			0,5	0,001		Tubing	
11			0,5	0,001		Tubing	
12			0,5	0,001		Tubing	

Fuente: Pipesim

IV. Equipo de Fondo. Se eligió la bomba Centrilift P23 por indicaciones de ECOPETROL S.A. ya que es la bomba que se maneja en los pozos aledaños a los pozos tipos con el número de etapas que presenta el completamiento del CH-21.

Figura 66. Selección de la Bomba (BES) (Pozo Tipo T2).

Selección de BEC (BES)

Tabla de Comportamiento | Curvas Estándar | Curvas de Velocidad Variable

Datos de BEC (BES)/Bomba/Compresor

Seleccionar Datos Base

BEC (BES) Bomba Compresor

Fabricante: Tesis Centrilift

Modelo: P23

Seleccionar Avanzado...

Datos de Diseño

Velocidad: 40 hz

Etapas: 122

Factor de Carga: 1.015 fracción

Opción de Cálculos

Corrección por Viscosidad

Separador de Gas Presente

Eficiencia del Separador (%): 100

Aceptar Cancelar Ayuda

Fuente: Pipesim

- **Operaciones.** Al terminar de montar el modelo, se prosiguió a determinar los parámetros de presión de entrada a la bomba (PIP), la presión en cabeza del pozo (THP) y temperatura en cabezal del pozo (WHT). Que para el caso del pozo

tipo se propuso por supervisión de ECOPETROL S.A. el promedio de las mismas, con los pozos que en el momento se encuentran producción por T2.

I. Operaciones de Elevación vs Temperatura. Primero que todo se ingresó la presión de salida de la bomba (THP) que para el caso fue de 171,7 psia y se prosiguió a hacer la convergencia del perfil de Elevación vs Temperatura haciendo correr el modelo. Se corroboró el dato de temperatura que arrojó el simulador con el dato que se tiene de WHT promedio que se asumió. El valor de WHT que arrojó el simulador fue mayor que el esperado, entonces se prosiguió a hacer el ajuste con el factor U llegando a que con un factor de U igual a $1,21 \text{ BTU/HR/FT}^2/^{\circ}\text{F}$, se llegó a la convergencia de la temperatura que se estaba buscando, que fue de $132,28 \text{ }^{\circ}\text{F}$.

Figura 67. Presión vs Temperatura (Pozo Tipo T2).

Selección de BEC (BES)

Tabla de Comportamiento | Curvas Estándar | Curvas de Velocidad Variable

Datos de BEC (BES)/Bomba/Compresor

Seleccionar Datos Base

BEC (BES) Bomba Compresor

Fabricante: Tesis Centriflitt

Modelo: P23

Seleccionar Avanzado...

Datos de Diseño

Velocidad: 40 hz

Etapas: 122

Factor de Carga: 1,015 fracción

Opción de Cálculos

Corrección por Viscosidad

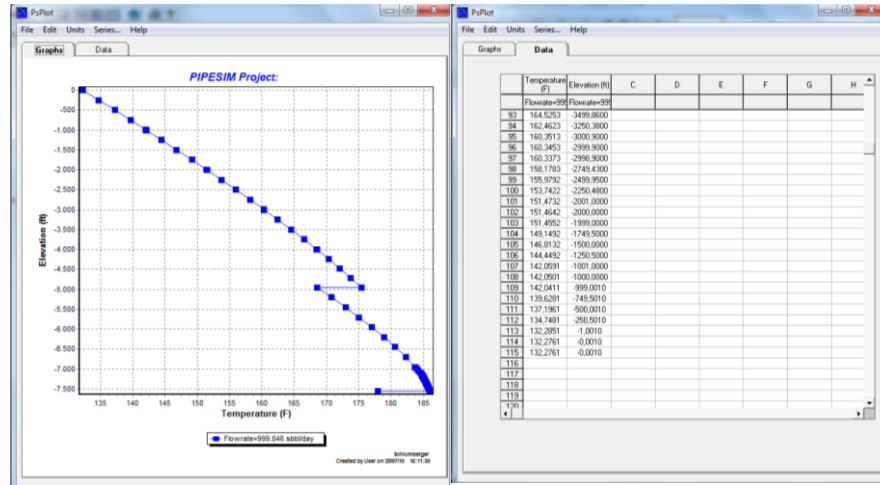
Separador de Gas Presente

Eficiencia del Separador (%): 100

Aceptar Cancelar Ayuda

Fuente: Pipesim

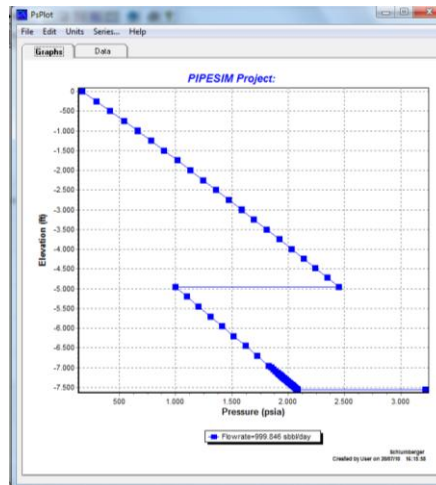
Figura 68. Elevación vs Temperatura (Pozo Tipo T2).



Fuente: Pipesim

II. Operaciones de Elevación vs Presión. Para terminar de corroborar el modelo del pozo tipo, se prosiguió a ajustar con un caudal promedio de 1000 bbl/d y con un PIP promedio de 995 psia, dando como resultados un caudal de 999,9 bbl/d con un PIP de 993,48 psia los cuales eran los resultados que se estaban buscando.

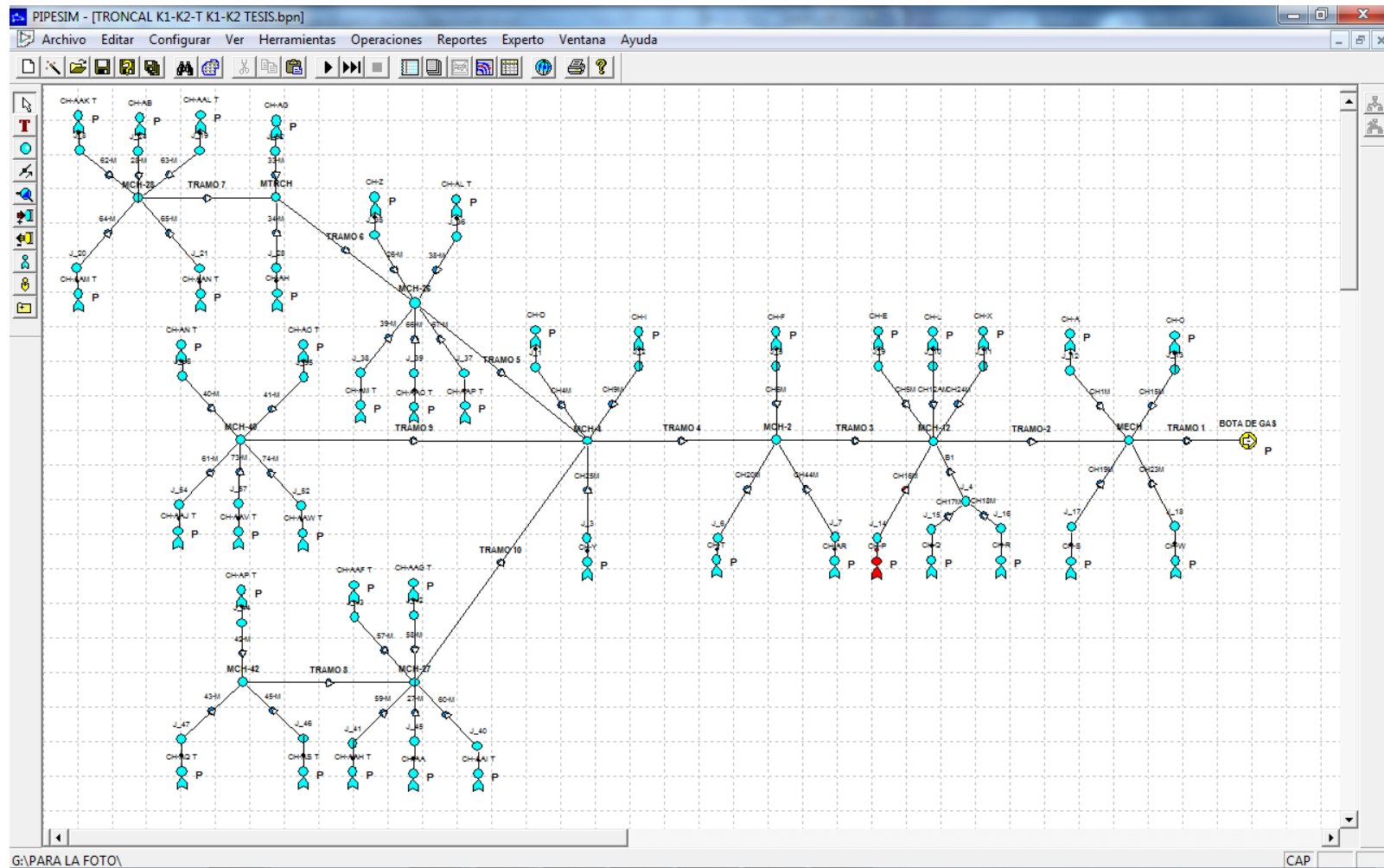
Figura 69. Elevación vs Presión (Pozo Tipo T2).



Fuente: Pipesim

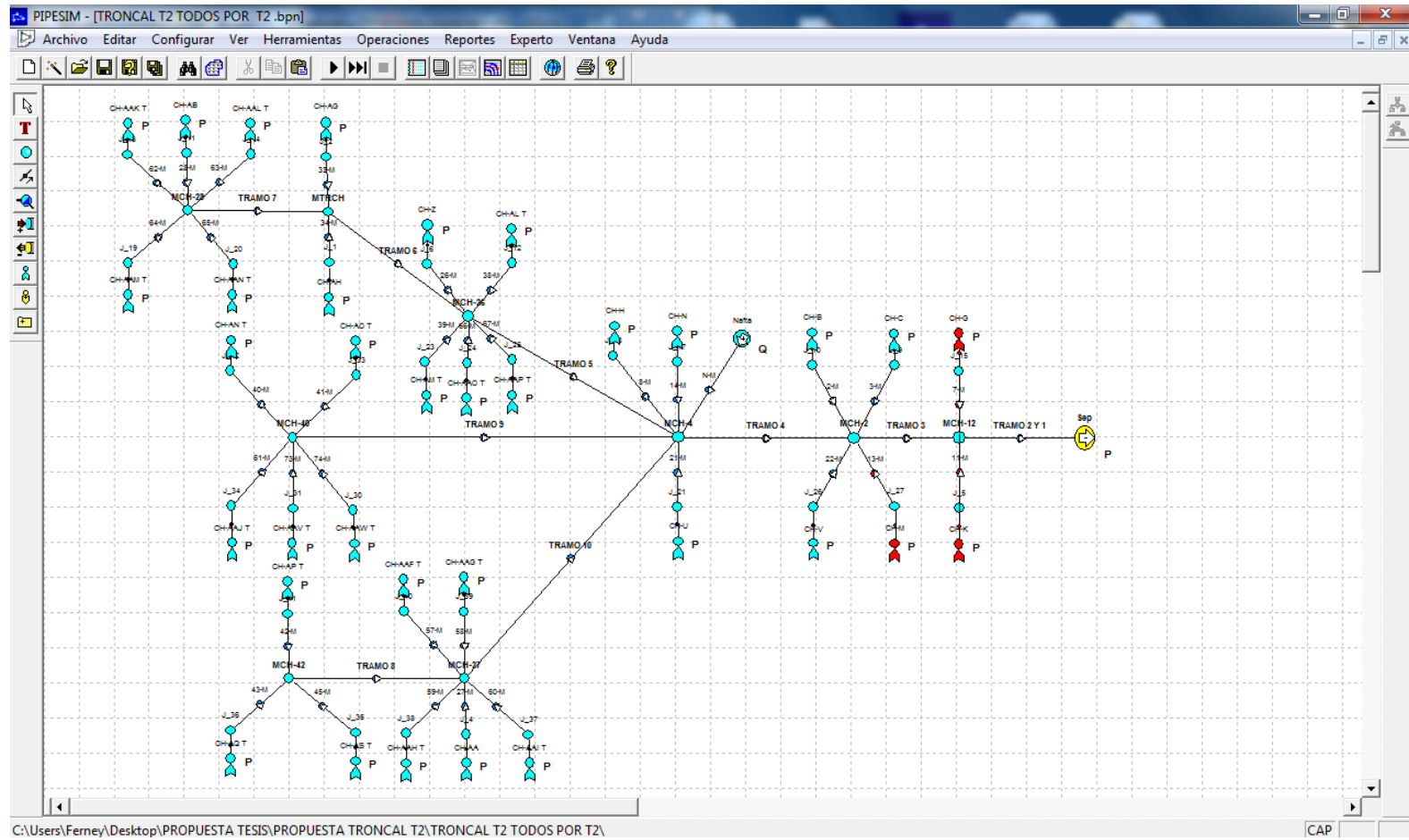
5.6.2 Escenarios de Simulación 2010 - 2011. Como resultado de la generación de los pozos tipo y el estudio de la planimetría, se generaron escenarios de simulación tanto para troncal K1-K2 como para troncal norte T2, que contemplan la puesta en producción de los futuros pozos perforados y la configuración de líneas de producción de los mismos. A continuación se presentan los dos escenarios posibles para cada una de las troncales con los posibles pozos tipo.

Figura 70. Red Futura 2010 - 2011 Troncal K1-K2.



Fuente: Pipesim

Figura 71. Red Futura 2010 – 2011 Troncal Norte T2.



Fuente: Pipesim

5.6.3 Estudio de Escenarios. Propuestos los escenarios, se prosiguió a determinar las diferentes configuraciones posibles en cada una de las troncales, para así identificar la mejor configuración de cada una de ellas.

En total se contemplaron **18 escenarios posibles de producción, de los cuales se presentan en este documento 6**, los demás fueron descartados por arrojar resultados de presiones operacionales inadmisibles (Superiores a los 500 psia) para la troncal Norte T2.

- **Primer Escenario.** Teniendo como base la actual troncal K1-K2, se prosiguió al montaje de cada uno de los pozos que van a ser perforados en la campaña 2010 - 2011 y para este fin se importaron al simulador para cada uno de los pozos nuevos el pozo tipo K1-K2 que se encuentra produciendo de la formación Guadalupe. Los resultados arrojados fueron:

Tabla 30. Resultados Primer Escenario.

MULTIPLES TRONCAL K1-K2	TODOS LOS POZOS TIPO POR K1-K2		
	Temperatura	Presión	Flujo de Líquido
	°F	psia	STB/d
MCH-28	170,48	220,47	11845
MTRCH	168,76	218,17	13429
MCH-26	160,27	215,83	25206
MCH-40	165,01	122,56	13949
MCH-42	172,25	120,4	8379,8
MCH-27	167,33	120,37	20052
MCH-4	162,38	122,12	73015
MCH-2	164,5	98,92	80076
MCH-12	158,96	58,59	89646
MECH	155,4	34,19	100210
BOTA DE GAS	113,78	21	100210

Fuente: Los Autores.

Se puede observar que si se establecen los pozos nuevos como pozos tipos K1-K2 se obtiene un buen comportamiento tanto de las presiones en los múltiples como de caudal, ya que el caudal total producido es de 100210 STB/d con un BSW de 91% lo cual nos da una producción de crudo cercana a los 8507 STB/d que representa un aumento en el cercano al 50% de la producción actual de crudo proveniente de la troncal K1-K2. En conclusión se puede decir que esta configuración es viable.

- **Segundo Escenario.** Partiendo de la actual troncal norte T2, se adicionaron a esta todos los pozos que van a ser perforados en la campaña 2010 - 2011, mediante la importación del pozo tipo T2 que se encuentra produciendo por la formación San Fernando en cada uno de los pozos nuevos. Los resultados arrojados por la simulación son los siguientes:

Tabla 31. Resultados Segundo Escenario.

MÚLTIPLES TRONCAL NORTE T2	TODOS LOS POZOS TIPO POR T2		
	Temperatura	Presión	Flujo de Líquido
	°F	psia	STB/d
MCH-28	117,02	662,8	2636,3
MTRCH	112,37	626,63	3808,9
MCH-26	107,9	551,18	7075,7
MCH-40	125,9	381,01	3256
MCH-42	126,39	372,62	2477,4
MCH-27	123,42	365,96	6091,7
MCH-4	121,91	325,73	20030
MCH-2	121,5	229,91	22921
MCH-12	121,52	164,26	22921
SEPARADOR	121,71	55	22921
NAFTA INYECTADA	-	-	- 1300
PRODUCCIÓN TOTAL			21621

Fuente: Los Autores.

Al observar los datos arrojados por el simulador, es claro que las presiones en los múltiples se aumentaron drásticamente, llegando a los 662,8 psia en el múltiple MCH-28, adicionalmente el API de entrega de esta configuración llega a los 11° API, lo cual hace de esta configuración no viable y poco conveniente.

- **Tercer Escenario.** En este escenario se planteo la división de la producción futura del campo, de tal forma que todos los pozos nuevos que se encuentran alineados a los múltiples ubicados después del río Acacias como lo son MCH-28, MTRCH y MCH-26, produjeran de la formación T2 y fueran recogidos por la troncal norte T2, mientras que los pozos nuevos que se encuentran alineados a los múltiples antes del río Acacias como lo son MCH-27, MCH-40, MCH-42 produjeran de la formación K1-K2 y fueran recogidos por la troncal K1-K2. Los resultados de la simulación se presentan a continuación:

Tabla 32. Resultados Tercer Escenario Troncal K1-K2

MULTIPLES TRONCAL K1-K2	MÚLTIPLES 40, 42 Y 27 ON		
	Temperatura	Presión	Flujo de Líquido
	°F	psia	STB/d
MCH-28	0	0	0
MTRCH	0	0	0
MCH-26	0	0	0
MCH-40	165,2	74,13	14009
MCH-42	172,42	71,97	8415,3
MCH-27	167,51	71,94	20176
MCH-4	165,46	73,69	48345
MCH-2	165,1	60,85	55463
MCH-12	156,95	50,44	65057
MECH	152,32	30,98	75637
BOTA DE GAS	149,69	21	75637

Fuente: Los Autores.

Tabla 33. Resultados Tercer Escenario Troncal Norte T2

MÚLTIPLES TRONCAL NORTE T2	MÚLTIPLES 28, MTRCH Y 26 ON		
	Temperatura	Presión	Flujo de Líquido
	°F	psia	STB/d
MCH-28	121,44	524,71	3249,2
MTRCH	116,96	490,8	4656,7
MCH-26	115,71	419,8	8408,4
MCH-40	0	0	
MCH-42	0	0	
MCH-27	0	0	
MCH-4	114,4	200,74	12283
MCH-2	124,16	159,46	15383
MCH-12	123,74	121,26	15383
SEPARADOR	123,37	55	15383
NAFTA INYECTADA	-	-	- 1300
PRODUCCIÓN TOTAL			14083

Fuente: Los Autores.

La troncal K1-K2 nuevamente presenta un comportamiento óptimo, tanto de presión como de caudal, aumentando su producción con respecto a la actual en un 79% pasando de 42191 STB/d actuales a 75637 STB/d en el futuro. Sin embargo la troncal norte T2 aunque presenta un aumento en la producción del 74,5% pasando de una producción actual de 8811 STB/d a 14083 STB/d en el futuro, maneja unas presiones en múltiple inadmisibles para este sistema de producción, llegando a los 524,71 psia en el MCH-28. Por esta razón esta configuración también queda descartada de las posibles.

- **Cuarto Escenario.** Al observar el aumento de presión en la troncal T2 de los anteriores escenarios, se planteó contemplar configuraciones de esta troncal en las que algunos pozos produjeran de la formación K1-K2, de tal forma que este

crudo más liviano sirviera como diluyente de los crudos pesados provenientes de la formación T2, toda esta producción alineada a la troncal norte T2.

En la primera configuración se activaron los múltiples MCH-28 y MCH-42 con pozos tipo K1-K2 y el resto de la red se dejó con la configuración actual y pozos tipo T2. Los resultados de esta simulación fueron:

Tabla 34. Resultados Cuarto Escenario.

MULTIPLES TRONCAL NORTE T2	MIXTO M28K M42K		
	Temperatura	Presión	Flujo de Líquido
	°F	psia	STB/d
MCH-28	180,88	236,88	11836
MTRCH	178,94	234,58	13723
MCH-26	164,22	231,67	18188
MCH-40	130,33	201,57	4814,7
MCH-42	182,66	141,69	8368,5
MCH-27	171,15	141,66	12907
MCH-4	122,75	143,6	39890
MCH-2	158,89	118,36	43113
MCH-12	158,66	94,83	43113
SEPARADOR	158,43	55	43113
NAFTA INYECTADA	-	-	- 1300
PRODUCCIÓN TOTAL			41813

Fuente: Los Autores.

Se pueden observar presiones aceptables en múltiples con un máximo de 236,88 psia en el MCH-28 y una producción de 41813 STB/d de esta troncal norte T2, con un BSW de 48,1% para un total de crudo de 27737 STB/d y un API de entrega de 11,27°API. Debido a estos resultados esta configuración es viable y recomendada, sin embargo la baja calidad del crudo sugiere implementar una inyección de nafta mayor en alguno de los puntos de la red. Esta inyección de nafta bajaría aun más

los valores de presión, aumentaría más la producción y llevaría al crudo a una calidad óptima de entrega en Estación Chichimene.

- **Quinto Escenario.** Siguiendo con al idea del escenario anterior se planteo un escenario inverso donde los pozos alineados a los múltiples MCH-26, MCH-40 y MCH-27 produjeran por la formación K1-K2 y el resto del sistema se mantuviera con la configuración actual y pozos tipo T2. Los resultados de esta simulación se presentan a continuación.

Tabla 35. Resultados Quinto Escenario.

MULTIPLES TRONCAL NORTE T2	MIXTO M26K M40K M27K		
	Temperatura	Presión	Flujo de Líquido
	°F	psia	STB/d
MCH-28	130,46	236,81	4528,6
MTRCH	126,2	208,69	6465,1
MCH-26	120,67	141,86	18352
MCH-40	182,86	64,14	14035
MCH-42	133,24	79,54	3171,8
MCH-27	130,48	70,64	14947
MCH-4	174,05	63,73	51489
MCH-2	169,48	63,96	54862
MCH-12	169,23	63,15	54862
SEPARADOR	168,94	55	54862
NAFTA INYECTADA	-	-	- 1300
PRODUCCIÓN TOTAL			53562

Fuente: Los Autores.

Al observar los resultados se evidencia un aumento en la producción total de fluidos de esta configuración, con un caudal de 53562 STB/d en comparación con la del cuarto escenario que fue de 41813 STB/d. El BSW pasa de 48,1% a 68% lo que representa una producción real de crudo para este escenario de 37306 STB/d,

para un aumento en total de 16568 STB/d frente al cuarto escenario y un aumento de 28495 STB/d frente a la producción actual de esta troncal. Por ultimo la entrega se realiza en estación con un API de 12,19 °API, por lo que se recomienda inyección de nafta adicional en algún punto de la red, al igual que en el escenario anterior esto representaría un aumento en la calidad del crudo, bajas en las presiones de los múltiples y aumento en el caudal de fluidos producidos.

- **Sexto Escenario.** Basándose en el escenario anterior se planteo la inyección de nafta en el múltiple MCH-28 con el objetivo de disminuir aun mas las presiones, aumentar el caudal y cumplir con el API de entrega en Estación de 15°API. Como resultado de estos planteamientos se concluyo que al inyectar un caudal de 1800 STB/d en el múltiple MCH-28 se logra cumplir con el API de entrega dando como resultado un crudo de 15,36°API entregado en Estación. Los resultados de la simulación son los siguientes:

Tabla 36. Resultados Sexto Escenario.

MULTIPLES TRONCAL NORTE T2	INY NAFTA M28 Q=1.8K		
	Temperatura	Presión	Flujo de Líquido
	°F	psia	STB/d
MCH-28	90	172,88	6606
MTRCH	120,58	162,78	8642,1
MCH-26	118,23	139,65	20532
MCH-40	182,86	64,48	14035
MCH-42	133,24	79,69	3171,2
MCH-27	130,47	70,81	14946
MCH-4	90,02	64,06	53667
MCH-2	168,43	64,21	57046
MCH-12	168,19	63,23	57046
SEPARADOR	167,9	55	57046
NAFTA INYECTADA	-	-	- 3100
PRODUCCIÓN TOTAL			53946

Fuente: Los Autores.

Se observa un aumento leve en el caudal pasando de 53562 STB/d del quinto escenario a 53946 STB/d en este escenario, las presiones en los múltiples MCH-28, MTRCH y MCH-26 disminuyen drásticamente, adicional a esto el BSW se reduce de 67,66% en el quinto escenario, al 65,17% en este escenario, lo que se refleja en una producción real del campo de 19869 STB/d en este escenario vs 17742 STB/d del quinto escenario, aumentando 2126 STB/d de crudo en este escenario vs el anterior. Por ultimo la producción de esta configuración representa un aumento de caudal del estado actual de esta troncal de 125% pasando de 8811 STB/d del estado actual de la troncal a 19869 STB/d en este escenario de producción.

5.6.4 Análisis Económico Escenarios 4, 5 y 6 de Producción. Observando detalladamente los seis escenarios anteriormente estudiados, se evidencia que aquellos técnicamente viables son los escenarios 4, 5 y 6, principalmente por los delta de presión relativamente bajos que presenta el sistema, además la expansión de producción del campo contempla obligatoriamente la explotación de crudo extrapesado proveniente de la formación San Fernando, debido a esto son solamente los escenarios 4, 5 y 6 a los que se les va a desarrollar el estudio económico.

Teniendo en cuenta la similitud de los escenarios escogidos, el análisis contemplara el costo del tendido de líneas de 6 y 16 pulgadas necesario para implementar los escenarios 4 y 5, adicionalmente se hará el análisis económico de la inyección de nafta necesaria para implementar el escenario 6.

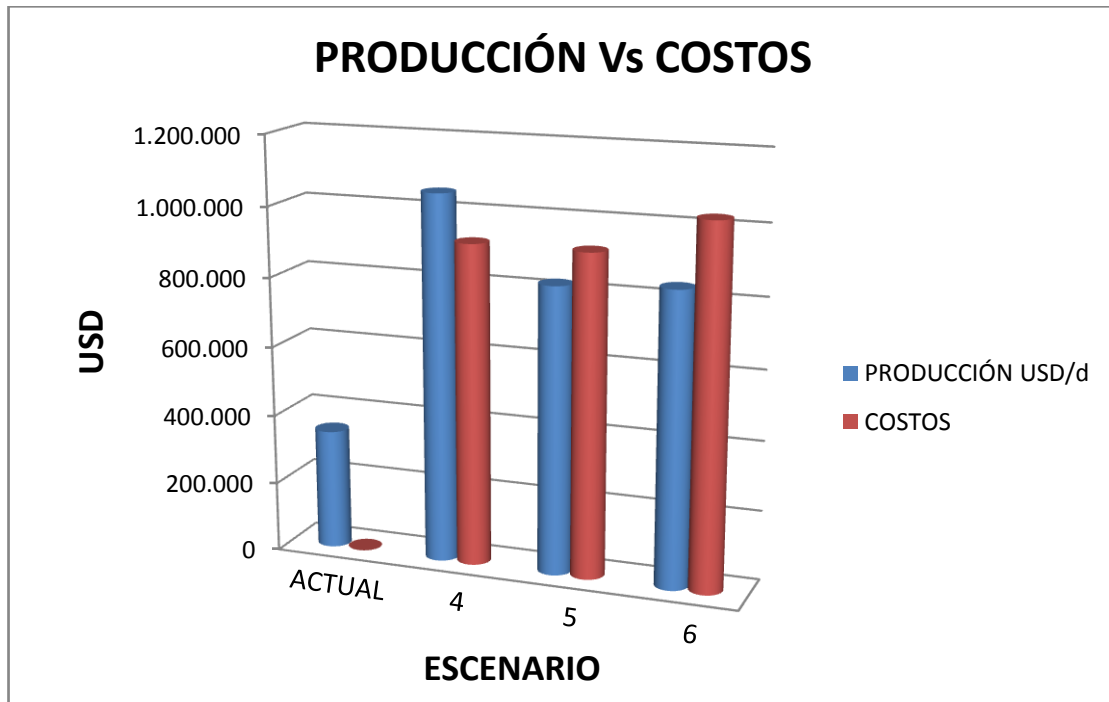
- **Costo del Tendido de Líneas de Producción.** Por sugerencia de ECOPETROL S.A. se calculo dicho costo con un promedio de doscientos cincuenta mil pesos (\$ 250.000) para el metro instalado de línea de 16 pulgadas correspondiente a troncales y ciento cincuenta mil pesos (\$150.000) para el metro

instalado de línea de 6 pulgadas correspondiente a líneas de producción de pozos a múltiples, adicionalmente la Nafta inyectada tiene un valor de 60 USD/bbl.

El valor representativo de la producción se obtuvo mediante la multiplicación del valor promedio del barril de crudo Chichimene que es de 50 USD con el volumen de crudo producido por día en cada escenario. Se determinó la producción real de la troncal en los diferentes escenarios, para el estado actual se tubo como base volumétrica, la sumatoria del potencial de los pozos, y se le resto el porcentaje de agua de los mismos, dando como resultado un volumen de crudo total de 6905,2 STB/d. Para los escenarios, 4, 5 y 6 se calculo el volumen real de crudo producido mediante la multiplicación del volumen final arrojado por la simulación con su correspondiente BSW, menos la nafta inyectada en cada escenario que fue de 1300 STB/d para el escenario 4 y 5 y 3100 STB/d para el escenario 6, obteniendo así el volumen de crudo real de cada escenario, dando como resultado 21045,5 STB/d, 16442,4 STB/d y 16769,1STB/d respectivamente.

Como resultado del análisis de la producción de cada uno de los escenarios escogidos se presenta esta grafica de producción vs costos.

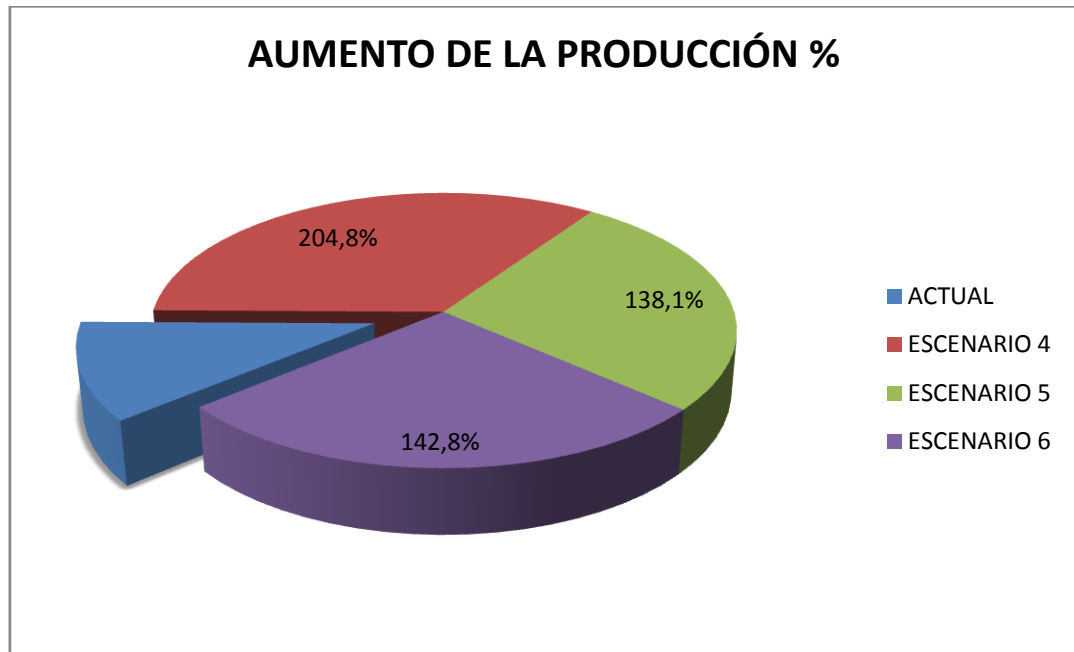
Figura 72. Producción Vs Costos.



Fuente: Los Autores.

Como se puede observar en la gráfica, el escenario que mayores ganancias económicas arroja debido al aumento de producción en el sistema es el escenario 4, con un total de 1.052.273 USD frente a 822.119 USD del escenario 5 y 838.456 USD del escenario 6, sin embargo también se estudiaron los volúmenes producidos y las presiones de líneas para tomar una correcta decisión.

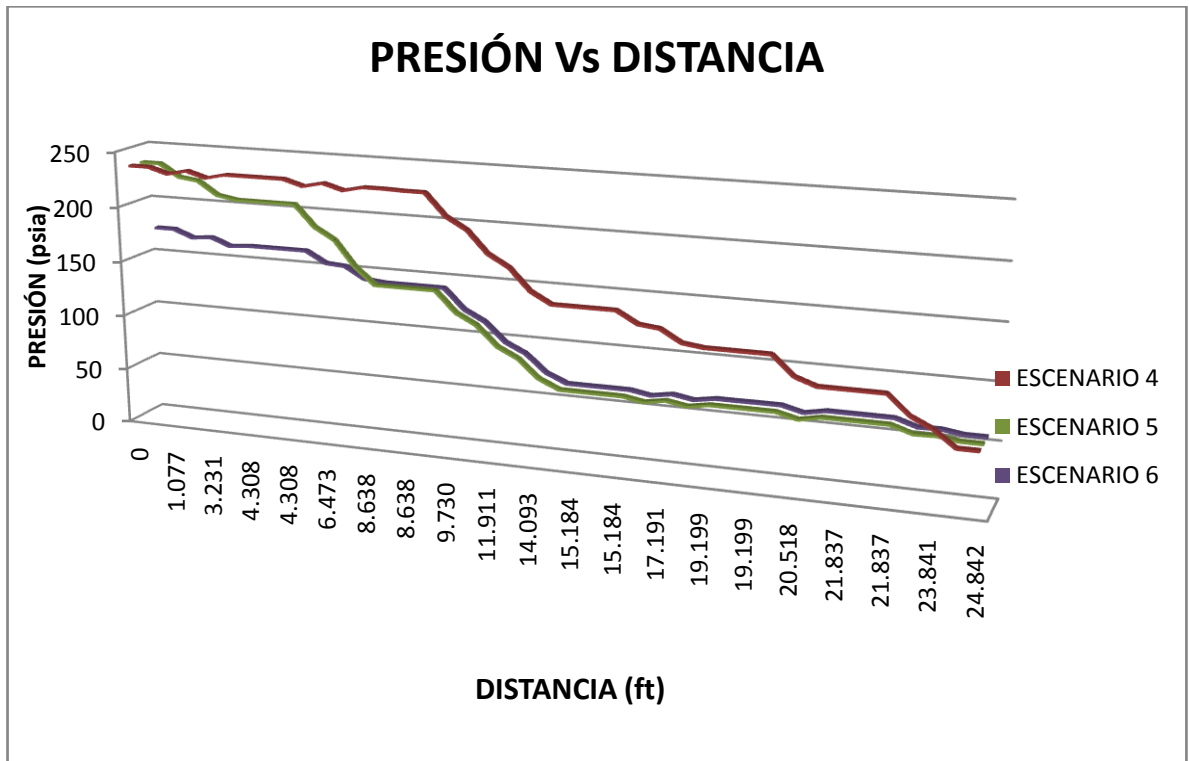
Figura 73. Aumento de la Producción.



Fuente: Los Autores.

Nuevamente se observa en la figura 73 que el escenario 4 presenta un aumento mayor que el de los demás frente a la producción actual de la troncal, lo que hace necesario el análisis de las presiones en la troncal para definir el mejor escenario operacional.

Figura 74. Presión Vs Distancia.



Fuente: Los Autores.

Esta figura muestra el comportamiento de las presiones en la troncal T2, evidenciando el mejor escenario técnico el cual es aquel que posee las menores caídas de presión en el sistema.

Haciendo el análisis global de los escenarios teniendo en cuenta la producción total de crudo, los costos para la construcción de la troncal y las presiones de la misma, se evidencia que el escenario 4 no es precisamente el mejor escenario, ya que presenta altas presiones de operación en la troncal, lo cual no permite en un futuro la inclusión de crudo proveniente de pozos nuevos y adicionalmente no cumple con los requisitos de entrega en estación de calidad API del crudo las cuales se encuentran entre 15-20°API. En el escenario 5 se evidencia un disminución en la capacidad de producción con respecto a los escenarios que se

estudiaron, adicionalmente presenta altas presiones de operación al final de la troncal lo cual lo limita para futuros aumentos en la producción y no cumple con los requisitos de entrega en Estación de calidad API de crudo, haciendo que este no sea el mejor escenario a escoger.

Por último el escenario 6 presenta un aumento en la producción de 9863,9 STB/d frente a la producción actual de esta troncal de 6905 STB/d que representa un 142,8% de aumento en la producción, con unos costos operacionales aceptables ya que en este escenario se hizo necesaria la inyección de 1800 bbl/d de nafta en el MTCH-28. Comparando los diferentes escenarios, se observó que las presiones de operación son las más bajas registradas para todos los escenarios estudiados haciendo de este el más apto para un futuro aumento de producción y por ultimo cumple con la normal de entrega en Estación de 15,3°API.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Al analizar el efecto de la variación del diámetro de tubería en la troncal T2, se evidenció que los cambios simulados en el diámetro de la línea actual no representan una ventaja técnico económica significativa en la producción que justifique el cambio real del mismo, por consiguiente la actual configuración (Toda la producción tanto K1-K2 y T2 por la Troncal Norte de diámetro nominal de 16”) es óptima y soporta la expansión futura del campo.
2. Realizado el análisis para los posibles escenarios se concluyó que la construcción de una troncal K1-K2 adicional para la expansión del campo (Sector Chichimene Norte – Montelíbano) no es viable, ya que si se separan los crudos, la troncal T2 presentaría altas presiones de operación en el sistema.
3. El escenario de producción, más viable y conveniente en los aspectos técnico-económico, es aquel que contempla la producción de fluidos K1-K2 (20 °API) por la misma troncal T2 (o Troncal Norte), ya que este crudo funciona como diluyente del crudo T2 (8-9°API) reduciendo las presiones manejadas dentro de la tubería y para este mismo escenario, es necesaria la inyección continua de nafta (50-60 °API) en el MTCH-28 con el fin de reducir aún mas las presiones de operación y cumplir con el requisito de entrega en Estación de un crudo con API cercano al de despacho (18 °API).
4. El escenario de mezcla de crudos K1-K2 con crudos T2 permitió mantener la temperatura del crudo T2 por encima de la temperatura ambiente reduciendo las restricciones de flujo por viscosidad de fluido.
5. Aunque no se observaron restricciones de flujo por depositación de asfaltenos, parafinas o escamas inorgánicas, es deseable realizar estudios de

compatibilidad de crudos y aguas de fluidos tan diferentes como lo son los crudos K1-K2 (20°API) y T2 (8-9 °API) para descartar aquellos fenómenos ya que en escenarios a mediano y largo plazo originarían taponamientos en la tubería con su correspondiente pérdida en mantenimientos correctivos prematuros.

6. El software usado en la simulación hidráulica del Sistema de Recolección Chichimene en el área Norte mostró ser amigable con el usuario y arrojó resultados ajustados a la realidad operativa del sistema. No obstante, como opción de mejoramiento en la comprensión del comportamiento de estos fluidos se requiere llevar a un nivel más avanzado el estudio de las correlaciones aplicables a emulsiones producidas de crudos con tan baja gravedad °API.

7. Se hace necesaria la instalación en cada uno de los múltiples de las troncales del campo Chichimene, de instrumentación tanto para la presión como la temperatura (Pi, Ti, PiT, TiT) aguas abajo de medición, de manera que se logren obtener datos confiables para la correcta simulación hidráulica de las troncales.

8. Es indispensable la instalación de algún sistema de medición de fluidos en el punto de entrega en la estación tanto en línea de prueba como en al troncal, de forma que se cuente con información certera y confiable de volúmenes de producción, velocidades de flujo, y características del fluido.

9. Se recomienda la realización de las pruebas de producción cerca de locación o cabeza de pozo en prueba, ya que las pruebas actuales (por línea de prueba hacia la Estación Chichimene) presentan aumento en el THP del pozo debido a la restricción que representa el fluido dentro de la tubería de 6 pulgadas y la longitud de la misma hasta estación, haciendo de estas pruebas poco representativas con caudales diferentes a la del comportamiento operacional del pozo.

10. Es importante determinar en detalle el comportamiento de las viscosidades para la emulsión de los crudos T2 y K1-K2 (Curva Cut-Off o de Viscosidad VS Corte de Agua) con el fin de predecir correctamente el comportamiento hidráulico de los crudos en tuberías.

BIBLIOGRAFÍA

1. ARNOLD, Ken; and STEWART, Maurice: Surface Production Operations V1: Design Of Oil Handling Systems And Facilities. Gulf Publishing Company. Houston, Texas. 1986.
2. BEGGS, H, Production Optimization Using NodalTH Analysis, OGCI and Petroskills Publications Tulsa, Oklahoma, Second Edition, 2003.
3. BEHNIA, Masud, and ILLIE, Vojislav.: "A Simple Correlation For Estimation Of Multiphase Pressure Drop In An Oil Pipeline". Spe 17865. USA. 1990.
4. BIRD, R.B; STEWART, W.E; and LIGHTFOOTE. "Fenómenos De Transporte". 1ª Edición. Editorial Reverté, S.A.. Nueva York. 1997.
5. BRILL, J.P. and BEGGS, H.D.: "Two phase flow in pipes" The University of Oklahoma. USA. 1978.
6. BRILL, J.P. and MUKJERHEE, H., "Multiphase Flow in Wells," H. L. D. M. F of AIME, Ed. Society o Petroleum Eng. Inc., 1999.
7. CABALLERO, G. E, y ROJAS, J. D, Evaluación del Sistema De Recolección De Liquido De La Estación Auxiliar Del Campo Cantagallo Por Medio De Aplicación En Software Especializado, Tesis de Grado, Bucaramanga 2008.
8. CAETANO FILHO, Eliseo.: "Evaluation of Two Phase Flow Pressure Gradient Correlations Using the AGA Gas Liquid Pipeline Data Bank." University of Tulsa. USA. 1983.

9. CHEN, Yuguang, A Report Submitted To The Department Of Petroleum Engineering Of Stanford University, June, 2001
10. FUENTES, DIAZ, David, "Flujo Multifásico" Tesis de Grado Especialización en Producción de Hidrocarburos, Bucaramanga 2008.
11. EATON, B.A. et al.: "The predictions of flow patterns liquid holdup an pressures lasses occurring during continuous two phase flow in horizontal pipes." Trans AIME, 1967.
12. HAZIM, S. H; and NIMAT, B. "Alternative Flow Pattern Maps Can Improve Pressure Drop Calculations Of Aziz, Govier An Fogarasi Multiphase Flow Correlation". Petroleum Research Centre. Jadiryah, Baghdad, Iraq. SPE 17263. 1987.
13. MAGGIOLO, Ricardo, "Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal, ESP OIL Engineerin Consultants 2008.
14. MARQUEZ, Ricardo, "Analisis Nodal Del Sistema De Producción, Nivel Básico," Febrero 2008.
15. McCAIN, WILLIAM D; JR. "The Properties Of Petroleum Fluids". Editorial Penn Well Books. 2a Edición. Tulsa, Oklahoma. 1989.
16. MUCHARAM, LEKSONO; and ADEWUMI, MICHAEL. "A Compositional Two Phase Flow Model For Analyzing And Designing Complex Pipeline Network Systems". Spe 21562. Usa. 1990.
17. MUKHERJEE, H.: "An experimental study of inclined two phase flow." Thesis, University of Tulsa. USA. 1979.

18. PAEZ C, Ruth. "El Análisis Nodal En La Optimización De La Producción De Pozos De Gas". Ediciones UIS, EIP. Bucaramanga, Colombia. 1998.
19. PALMER, Charles Martín.: "Evaluation of Inclined Pipe Two-phase Liquid Holdup Correlations Using Experimental Data." University of Tulsa. USA. 1975.
20. PIPESIM 2003. User Guide. Baker Jardine.
21. RAO, Bharath, Multiphase Flow models Range Of Applicability, CTES. L.C,May 1998.
22. STOISITS, R.F.: "Dynamic Production System Nodal Analysis" SPE 24791. Washington. Usa. 1992.

ANEXO A.
GUÍA DE SIMULACION CONSTRUCCIÓN POZO Y SISTEMA DE PRODUCCIÓN
CON SISTEMA DE LEVANTAMIENTO BES
PIPESIM – SCHLUMBERGER VERSION 2003.07

INTRODUCCIÓN

Este material es una guía que le dará una introducción a la aplicación software Pipesim. Pipesim es una herramienta para ingenieros de producción que cubre un amplio rango de aplicaciones relevantes para la industria del gas y el aceite.

Las aplicaciones presentadas en este manual de entrenamiento están dirigidas a estudiantes y profesionales con conocimientos básicos en simulación, incluyen diseño de pozos y diseño de redes.

A.1 INICIO DEL SIMULADOR PIPESIM

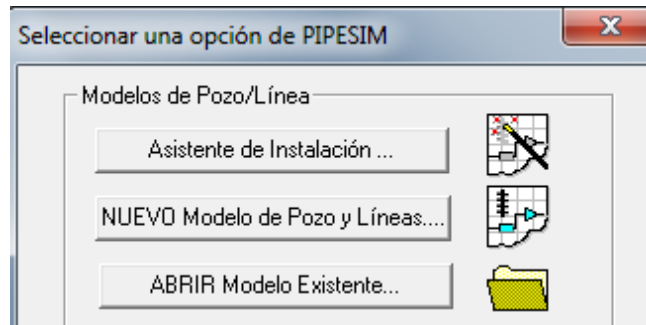
Se ingresa en el menú de programas del computador y se ubica el submenú Schlumberger, luego en el directorio PIPESIM y se hace clic en el icono PIPESIM



A.2 CREACIÓN DE UN NUEVO MODELO DE POZO.

Se describirá una forma sencilla de modelado, que consiste en la creación individual de modelos de pozo que son generados como archivos .bps, los cuales posteriormente serán incluidos en el sistema de producción mediante la importación de estos modelos a una red posteriormente creada. Se ubica en la pantalla de bienvenida del simulador, a continuación se escoge la opción “NUEVO Modelo de Pozo y Líneas”

Figura A.1



A.3 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE POZO






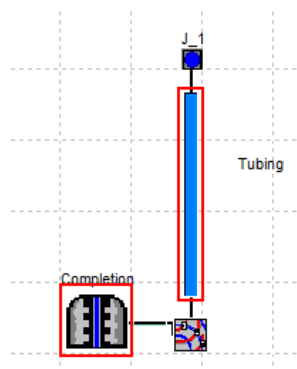
Mediante la barra de herramientas de pozos y líneas, se pueden ingresar las diferentes partes que constituyen el pozo que se va a modelar. En este caso se ingresa un completamiento vertical , un punto de análisis nodal , un nodo frontera , una línea de flujo  y el completamiento vertical se une con el punto de análisis nodal por medio de un conector . Se organizan como se muestra en la figura A2.

Figura A.2



A.4 MODELADO DE FLUIDOS

Se empezara a describir las características del crudo que se va a simular. En el menú “Configurar” se escoge la opción de modelado de fluido más conveniente. En este paso se debe tener en cuenta la información de fluidos que hay disponible para decidir cual es la mejor opción “Black Oil” o “Composicional”.

A.4.1 Black Oil. Para este prototipo se escoge “Black Oil”. Se procede a llenar los datos que se encuentran en la primera pestaña propiedades “Black Oil”, ingresando el nombre del fluido local del pozo, BSW, GOR y API como se observa en la figura A3.

Figura A.3

DEFAULT - Propiedades "Black Oil"

Propiedades "Black Oil" | Datos de Viscosidad (Opcional) | Calibración Avanzada de Datos (Opcional) | Contamina

Importar...
Exportar

Nombre del Fluido Comentario Opcional

Propiedades a Condiciones Estándar

WCut 0 %
GOR scf/STB
S.G. Gas 0.64
S.G. Agua 1.02
API 30

Calibración de datos en el Pb (Opcional pero Recomendado)

Presión psia
Temperatura F
Rsb scf/STB

Correlación de Gas en Solución

Rs y Pb Lasater

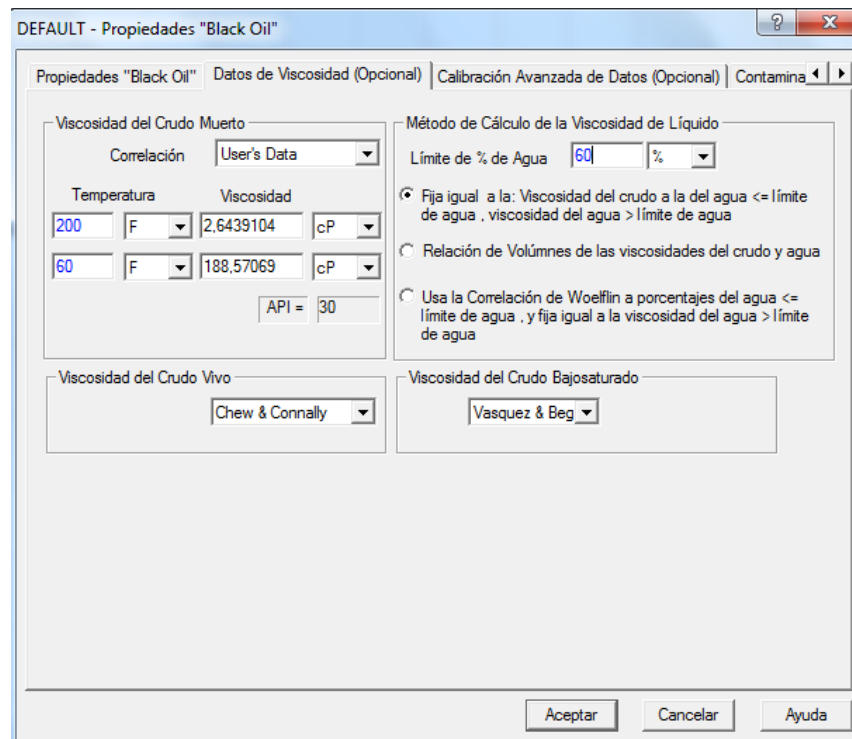
Conificación

Permitir la Conificación Tabla de Conificación...

Aceptar Cancelar Ayuda

A.4.2 Datos de Viscosidad. En la opción datos de viscosidad se ingresa para viscosidad del crudo muerto la correlación user's data y se prosigue a proporcionar los valores de viscosidad y temperatura respectivos como se observa en la figura A4.

Figura A.4



A.5 DATOS DE COMPLETAMIENTO

Haciendo doble clic en el completamiento vertical se abre la interface de ingreso de datos del completamiento, como los son la presión de yacimiento, temperatura de yacimiento e índice de productividad PI. Estos datos pueden ser leídos de los registros MDT y PLT.

Figura A.5

Terminación Vertical - Completion

Propiedades | General

Datos de Yacimiento

Presión Estática [] psia

Temperatura [] F

Modelo de Terminación

Tipo de Modelo Well PI

Liq.PI [] [] STB/d/psi

Usar Vogel abajo del punto de burbuja

Calcular/Graficar...

Aceptar Cancelar Ayuda

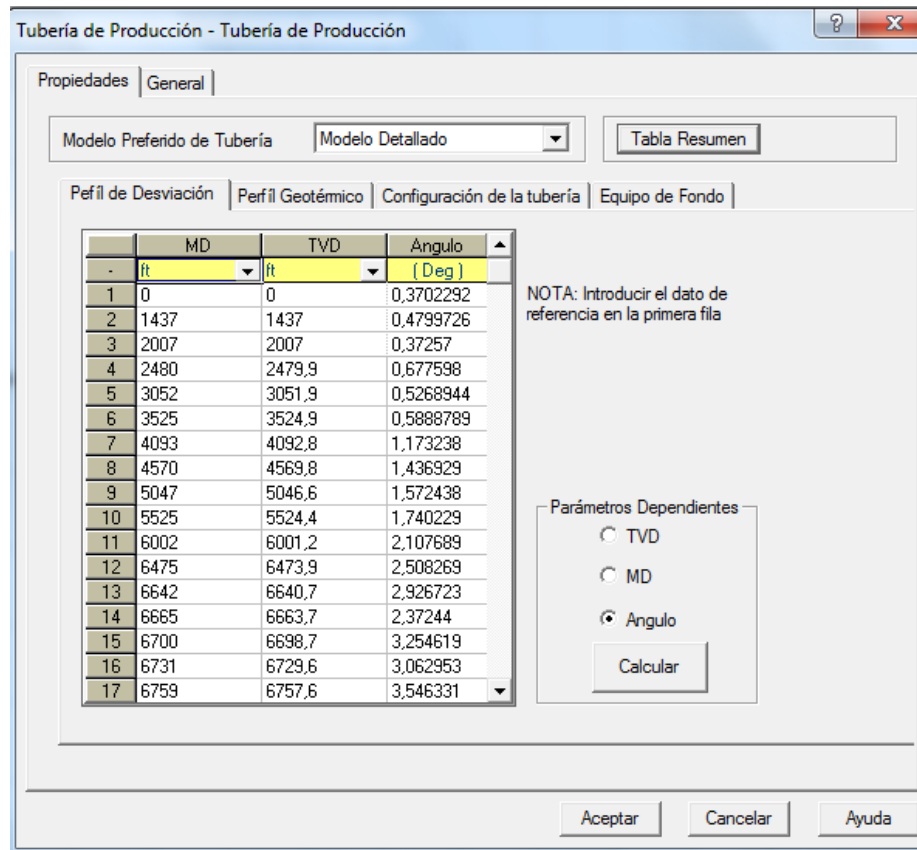
A.6 DATOS DE TUBERIA DE PRODUCCIÓN.

La tubería de producción comprende toda aquella tubería que se encuentra en el pozo desde las PMP hasta cabezal de pozo y en esta se debe ingresar la información correspondiente al perfil de desviaciones, perfil geotérmico, configuración de la tubería y equipo de fondo.

A.6.1 Perfil de Desviación. Haciendo doble clic sobre la tubería de producción se accede al panel de ingreso de datos del perfil de desviación, el cual corresponde a las desviaciones que tiene el pozo en todo su recorrido desde el cabezal de pozo hasta las PMP. Estos datos de desviación se encuentran en los perfiles entregados por perforación. Luego de ingresar las columnas de datos “Measured Deep” MD y “True Vertical Deep” TVD se procede a calcular el ángulo

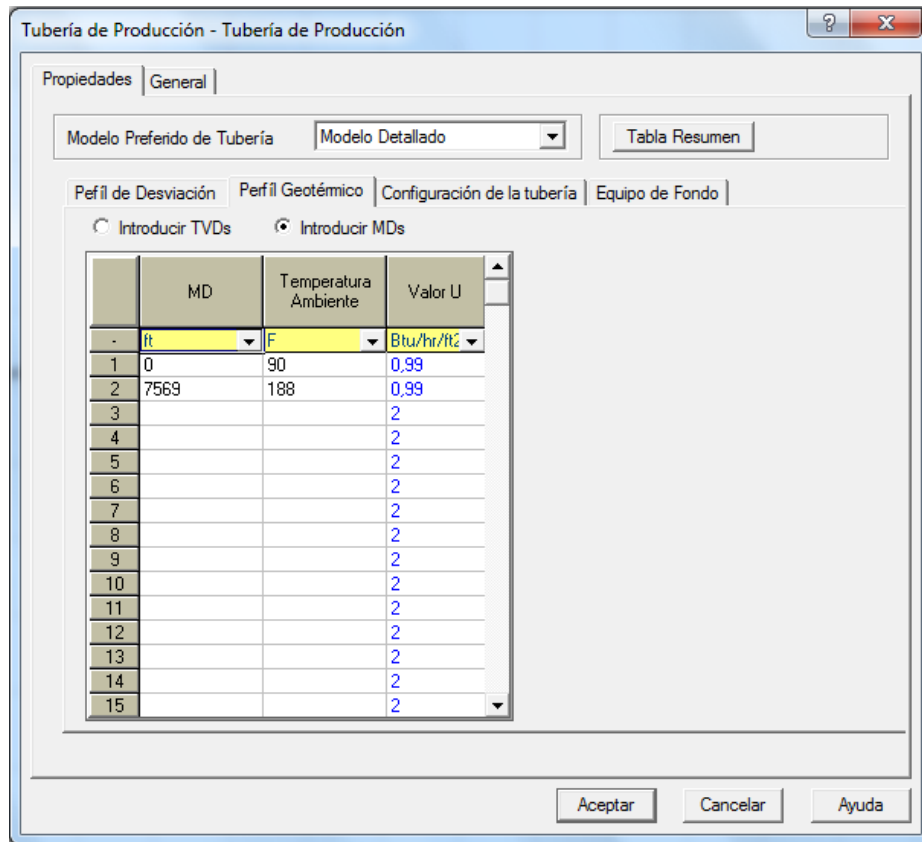
de desviación haciendo clic en el botón “Calcular” de la parte inferior derecha, como se muestra en la figura A6.

Figura A.6



A.6.2 Perfil Geotérmico Se hace clic en la segunda pestaña “Perfil Geotérmico” y se ingresan datos a profundidad cero (0) a la cual corresponde la temperatura promedio ambiente, y a la profundidad de las PMP que corresponde la temperatura de yacimiento. Por defecto el valor del factor de transferencia de calor U se encuentra en 2, mas adelante se explicara la influencia en el modelado de las variaciones de dicho valor.

Figura A.7



A.6.3 Configuración de la Tubería. En esta parte se debe tener en cuenta toda la sección de tubería donde se encuentran las PMP, liner e intake con sus respectivos diámetros y espesores. Esta información de tuberías se obtiene de los estados mecánicos de los pozos, y las características de las tuberías de la ayuda del simulador que se encuentra en la parte inferior derecha del panel de datos, en cuyo contenido se encuentran las “tubing/casing tables” que contienen los datos de la tubería a manejar.

Figura A.8

Tubería de Producción - Tubería de Producción

Propiedades | General

Modelo Preferido de Tubería: Modelo Detallado [Tabla Resumen]

Perfil de Desviación | Perfil Geotémico | Configuración de la tubería | Equipo de Fondo

El primer nodo en la lista se refiere al tope de la tubería, comenzando por la referencia en el perfil de desviación
Cada Sección de tubería va DESDE la MD de la sección previa A la MD como está especificado en la columna MD

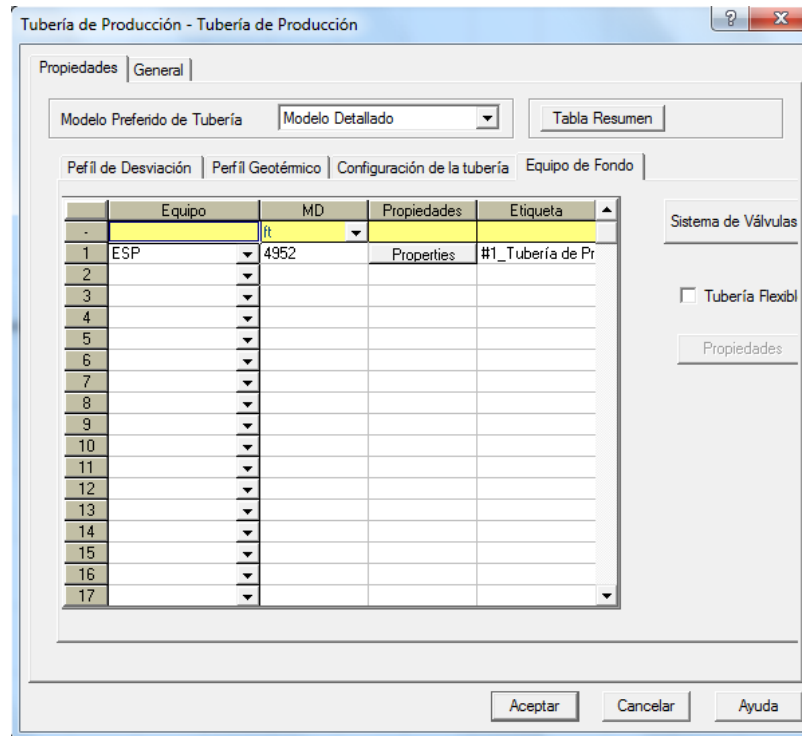
Secciones de la Tubería

	MD de Fondo	DI	Espesor	Rugosidad	DI de Tubería de Revestimient	Tipo de Flujo	Etiqueta
-	ft	inches	inches	inches	inches		
1	4952	4,95	0,275	0,001		Tubing	pipe#1_Tube
2	7137	8,681	0,472	0,001		Tubing	pipe#2_Tube
3	7569	6,184	0,408	0,001		Tubing	pipe#3_Tube
4			0,5	0,001		Tubing	
5			0,5	0,001		Tubing	
6			0,5	0,001		Tubing	
7			0,5	0,001		Tubing	
8			0,5	0,001		Tubing	
9			0,5	0,001		Tubing	
10			0,5	0,001		Tubing	
11			0,5	0,001		Tubing	
12			0,5	0,001		Tubing	

Aceptar Cancelar Ayuda

A.6.4 Equipo de Fondo En este panel se registra el tipo de levantamiento artificial y sus características. Para este caso el equipo es un BES y se ingresa a la profundidad del intake.

Figura A.9



A.6.5 Selección del BES. Los datos de la bomba se ingresan haciendo clic en el botón “properties”. En la sección “Seleccionar Datos Base” se escoge la bomba por fabricante y modelo que corresponda a la bomba que se encuentra en el estado mecánico. En la sección “Datos de Diseño” se ingresan datos de etapas y velocidad de la bomba que se encuentran en los estados mecánicos y en los reportes de producción respectivamente. El “Factor de Carga” es un modificador de la eficiencia de la bomba por lo que tiene rangos normalmente admitidos, desde 0.6 hasta 1.2, pero se pueden presentar excepciones debido al tiempo de uso de la bomba, ya sea que la bomba se encuentre nueva o desgastada.

Figura A.10

Selección de BEC (BES)

Tabla de Comportamiento | Curvas Estándar | Curvas de Velocidad Variable

Datos de BEC (BES)/Bomba/Compresor

Seleccionar Datos Base

BEC (BES) Bomba Compresor

Fabricante: Reda

Modelo: S6000N

Seleccionar Avanzado...

Diámetro: 5.38 inches

Gasto (Flujo) Mínimo: 3500 bbl/d

Gasto (Flujo) Máximo: 7800 bbl/d

Velocidad Base: 60 hz

Datos de Diseño

Velocidad: 60 hz

Etapas: 122

Factor de Carga: 1,006 fracción

Opción de Cálculos

Corrección por Viscosidad

Separador de Gas Presente

Eficiencia del Separador (%): 100

Aceptar Cancelar Ayuda

A7. CORRELACIONES DE FLUJO

Son las correlaciones de flujo que van a describir el flujo tanto en tubería vertical como en tubería horizontal. A esta sección se ingresa por el menú “Configurar” y se selecciona “Correlaciones de Flujo”, en esta ventana se encuentran las diferentes opciones para correlaciones de flujo vertical y horizontal con sus respectivas fuentes. En la ayuda se encuentra la descripción de las fuentes y las características de las correlaciones, en la siguiente tabla se pueden apreciar el uso recomendado de cada correlación.

Tabla A.1

Correlación	Vertical y Preferiblemente Pozos de Aceite Vertical	Pozos de Aceite Altamente Desviados	Pozos de Gas/Condensado Verticales	Líneas de Aceite	Líneas de Gas/Condensado
Duns & Ros	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Orkiszewski	<input type="checkbox"/>	x	<input type="checkbox"/>	x	X
Hagedorn & Brown	<input type="checkbox"/>	x	<input type="checkbox"/>	x	x
Beggs & Brill Revised	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Beggs & Brill Original	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Mukherjee & Brill	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Govier, Aziz & Forgasi	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
NoSlip	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
OLGAS	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Ansari	<input type="checkbox"/>	x	<input type="checkbox"/>	x	x
BJA for Condensates	x	x	<input type="checkbox"/>	x	<input type="checkbox"/>
AGA & Flanigan	x	x	x	x	<input type="checkbox"/>
Oliemans	x	x	x	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Gray	x	x	<input type="checkbox"/>	x	x
Gray Modified	x	x	<input type="checkbox"/>	x	x
Xiao	x	x	x	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Figura A.11

The screenshot shows a software dialog box titled "Dato Global" with a "Correlaciones de Flujo" section. It is divided into three main areas:

- Flujo Vertical (Multifásico):**
 - Fuente: bja
 - Correlación: Hagedorn & Brown
 - Factor de Fricción: 1
 - Factor de Colgamiento: 1
- Flujo Horizontal (Multifásico):**
 - Fuente: bja
 - Correlación: Beggs & Brill Original
 - Factor de Fricción: 1
 - Factor de Colgamiento: 1
- Ángulo de cambio Vertical-Horizontal de Correlación de Flujo:**
 - Ángulo de Cambio: 45 (0-90) grados de la horizontal
 - Ángulo de Cambio: 45 (0-90) desviación de la vertical
- Monofásico:**
 - Correlación: Moody

At the bottom of the dialog are three buttons: "Aceptar", "Cancelar", and "Ayuda".

A.8 OPERACIONES

Una vez incorporada la información de los anteriores numerales se procede a hacer corridas al modelo para lograr el ajuste del mismo a la realidad por medio del cambio de variables del sistema.

A.8.1 Operaciones “Perfil Presión/Temperatura”. Se ingresara a ellas por medio del menú “Operaciones” en la opción “Perfil Presión/Temperatura”. En la ventana emergente se encuentran varias zonas de ingreso de información y varias opciones de operaciones posibles. Para este caso se fijará tasa de liquido como la variable calculada, se ingresara el valor de la presión en cabeza de pozo THP en la casilla correspondiente a presión de salida, dicha presión se obtiene de los reportes de los recorredores de campo, teniendo en cuenta que estos datos se deben leer en la misma fecha de los reportes de producción.

Figura A.12

Perfiles Presión/Temperatura

Variable Calculada

Presión de Entrada psia

Presión de Salida psia

Liquid Rate

Gráfica de Perfil predeterminada

Elevación vs Profundidad

Elevación vs Temperatura

Presión vs Distancia Total

Temperatura vs Distancia Total

Datos de Sensibilidad

Objeto: Tubería de Producción

Variable:

	Valores
	Rango...
-	
1	
2	
3	
4	
5	
6	
7	

Datos Medidos... Correr Modelo

Gráfica de Perfil... Reporte Resumen

Reporte

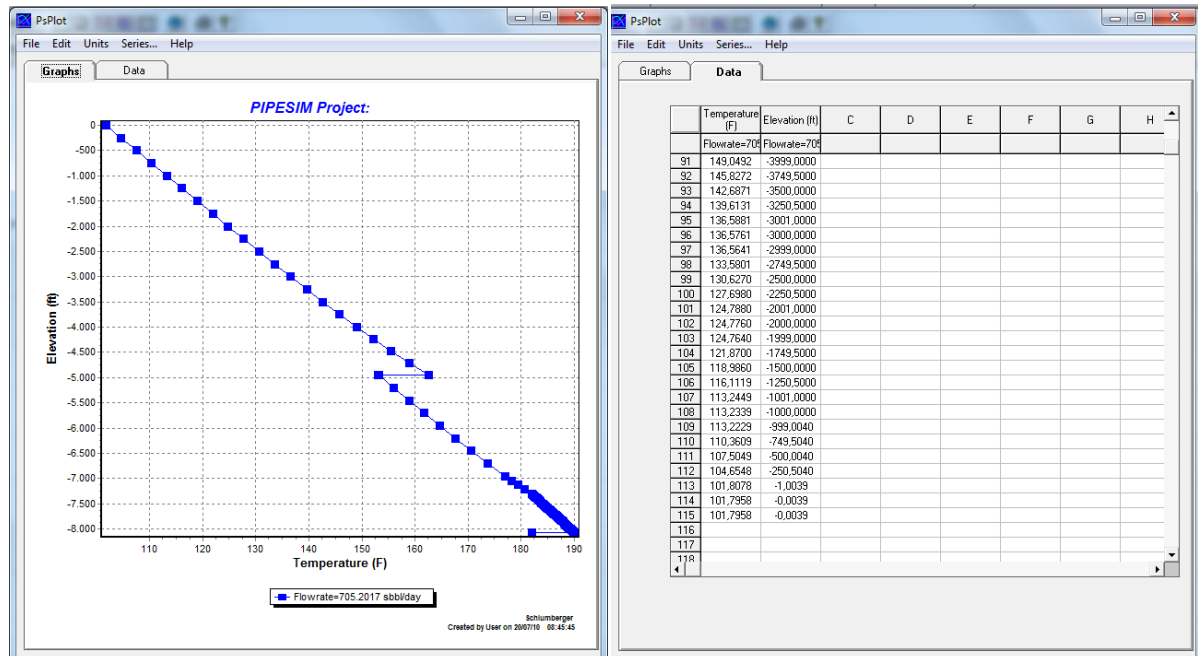
Aceptar Cancelar Ayuda

A.8.1.1 Elevación Vs Temperatura. La operación que se va a realizar se encuentra en el recuadro “Gráfica de Perfil Predeterminada”, se empezara por realizar la operación “Elevación vs Temperatura” ya que debido a la experiencia la temperatura es una de las variables que se comporta de manera mas estable, así que lograr un ajuste en temperatura minimiza realizar cambios en el futuro.

Luego de seleccionar la operación “Elevación vs Temperatura” se procede a correr el modelo. Esta operación graficará el comportamiento de la temperatura de los fluidos desde las PMP hasta el cabezal de pozo.

Se procede a observar la data de temperatura vs elevación en la pestaña “Data”, buscando en la tabla la temperatura en cabeza de pozo, para hacer la comparación con la temperatura con que se cuenta de los reportes de recorredores.

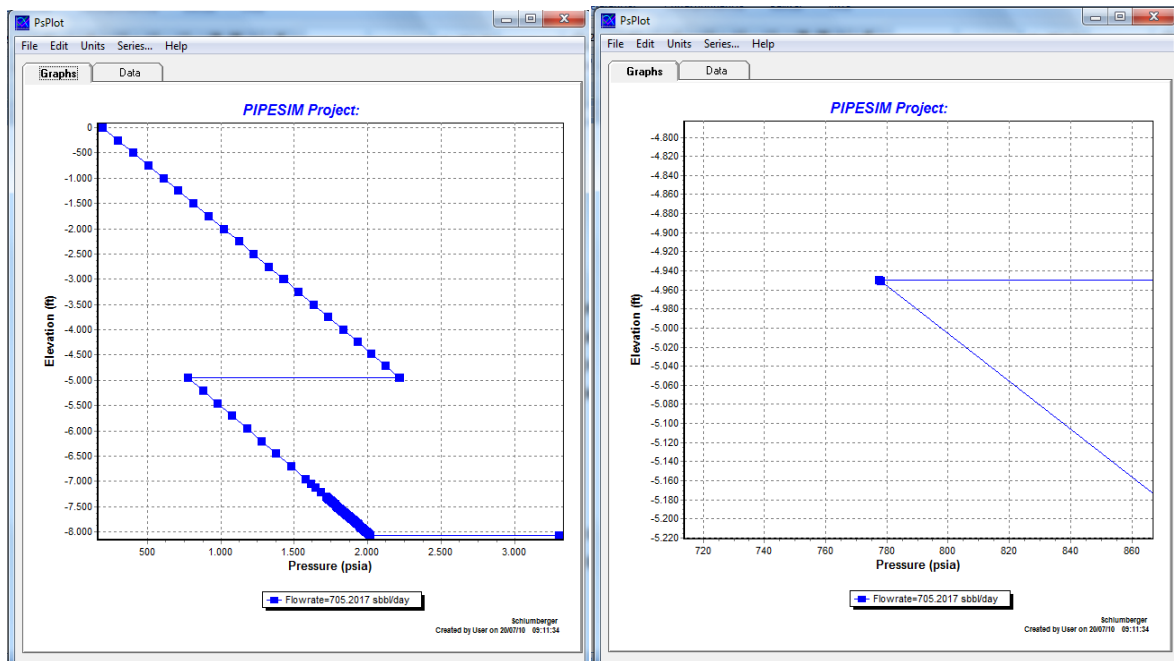
Figura A.13



Dependiendo del valor de temperatura que arroje el simulador se debe hacer el ajuste a la temperatura en cabeza WHT por medio del cambio del factor de transferencia de calor U, si la WHT arrojada por el simulador es mayor que la esperada se procede a aumentar el valor de U en el perfil geotérmico, por el contrario si la WHT arrojada por el simulador es menor que la esperada se procede a disminuir el valor U. En conclusión U es inversamente proporcional a WHT.

A.8.1.2 Elevación Vs Presión. La siguiente operación a realizar es “Elevación vs Presión”, se dejan los mismos parámetros iniciales, se escoge la operación “Elevación vs Presión” y se corre el modelo. Como resultado el simulador grafica el comportamiento de la presión en el pozo vs la elevación. De esta grafica es muy importante resaltar la parte izquierda de la inflexión la cual representara la presión de entrada a la Bomba PIP que se compara con la que se encuentra en los registros de los recorredores de pozos.

Figura A.14



Para una mayor precisión se puede hacer zoom en la grafica, con el zoom realizado haciendo clic en la esquina de la inflexión se puede verificar el valor de presión PIP mediante la lectura del valor correspondiente a “X” en la parte inferior derecha de la gráfica. Adicionalmente en todas las gráficas de operaciones se puede observar el caudal en la parte inferior central.

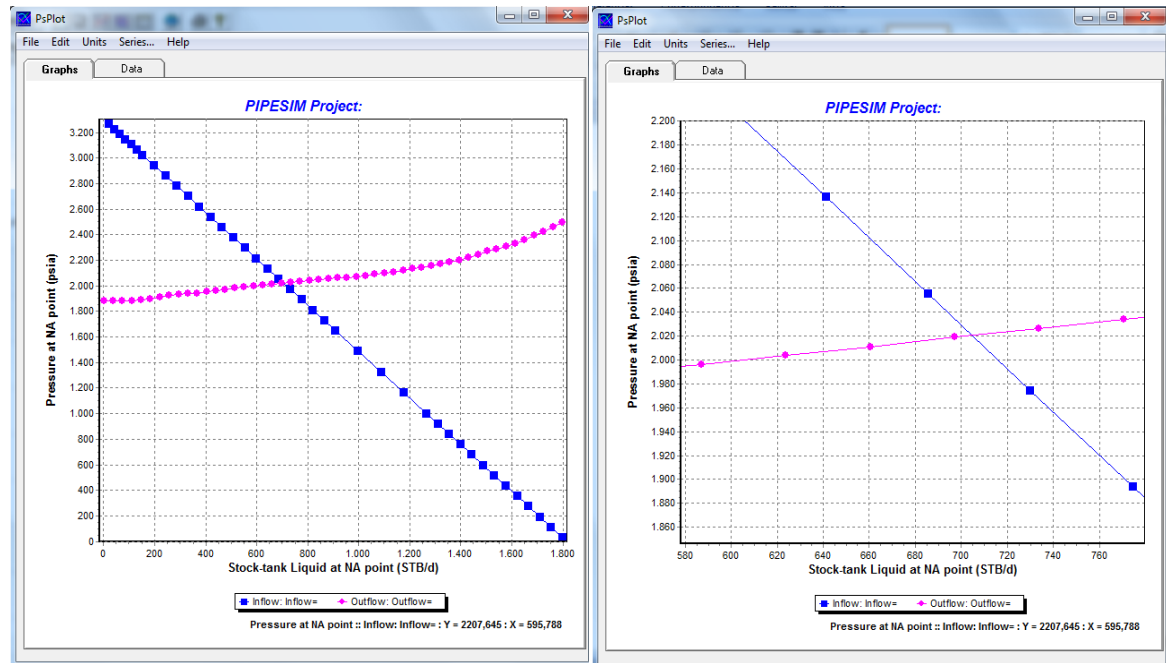
Para el ajuste de PIP y del caudal, las variables que se pueden manipular son el índice de productividad PI que se encuentra en el completamiento vertical y el “Factor de Cabeza” de la bomba, encontrado en las características de diseño de la bomba. Mediante la variación de estos dos parámetros, PI y factor de cabeza se debe lograr el ajuste lo más cerca posible a los datos reales de PIP, y caudal del pozo.

A9. ANÁLISIS NODAL

Por ultimo para verificar que el modelo quedo bien calibrado se realiza un análisis nodal del pozo, se accede a el por medio del menú “Operaciones” opción “Análisis Nodal”.

Nuevamente se ingresa la THP en la casilla “Presión de Salida” y si se desea se pueden ingresar variables en la sensibilidad. Es recomendable cambiar los límites de la corrida para generar mas detalle en la misma y así obtener una respuesta mas ajustada.


Figura A.15





Como se observa en la figura A.15 el análisis nodal genera las curvas de oferta y demanda del pozo, de acuerdo con la teoría de análisis nodal el cruce de las curvas representa el caudal de fluidos en cabeza de pozo. Nuevamente para observar claramente el cruce se hace un zoom ya que así se observa mejor. En la parte inferior derecha podemos leer el valor del cruce que corresponderá al caudal de producción de fluidos del pozo.


A.10 CREACION DE UNA RED NUEVA


Se ubica nuevamente en la pantalla de bienvenida del simulador, donde se escoge la opción "Red Nueva". A continuación se especificaran los elementos que componen la red de producción y se hará la creación de la red mediante el ingreso y conexión de objetos.

Pozos Productores. Mediante el botón “Pozo Productor”  se ingresan tantos pozos productores como sean necesarios para representar el campo.

Unión. Haciendo clic en el botón “Unión”  se ingresan tantas uniones como sean necesarias para representar tanto cabezales de pozo como múltiples.

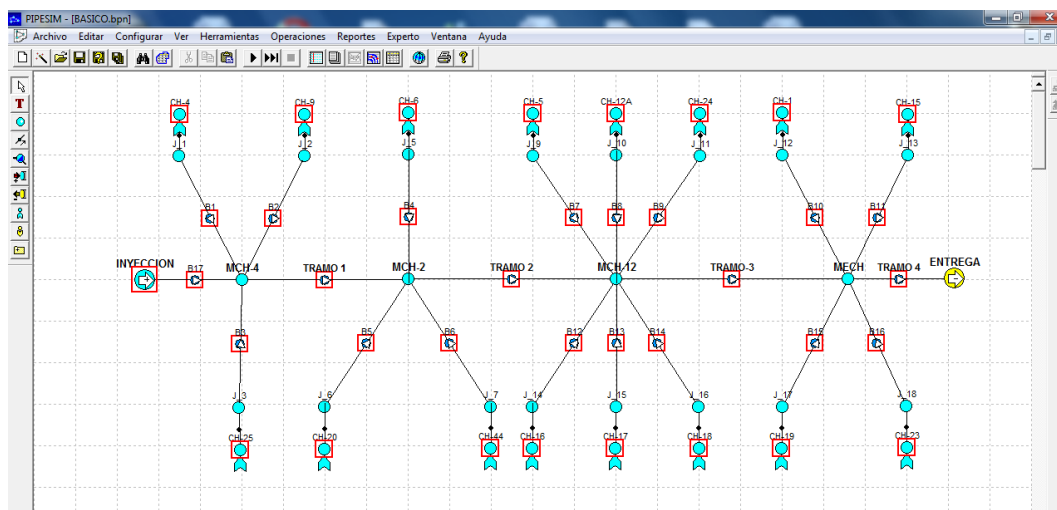
Sink. Son los sumideros del modelo,  en este caso el punto de entrega al sistema de producción en la estación.

Fuente. Representa el ingreso de fluidos en el sistema,  como por ejemplo la inyección de nafta al mismo.

Líneas. Representan las tuberías de producción tanto de pozo a múltiples, como de múltiples a múltiples .

Un ejemplo de modelo de producción puede ser el siguiente:

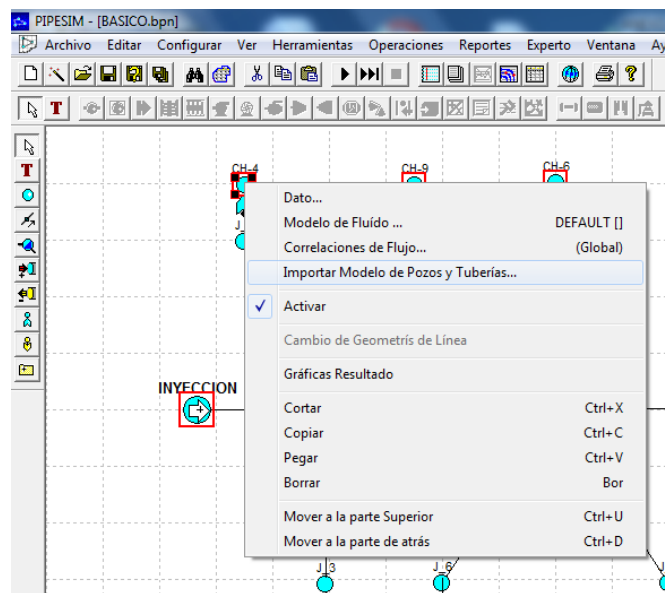
Figura A.16



Obsérvese que los pozos primero se conectan a una unión simple y luego se conectan al múltiple.

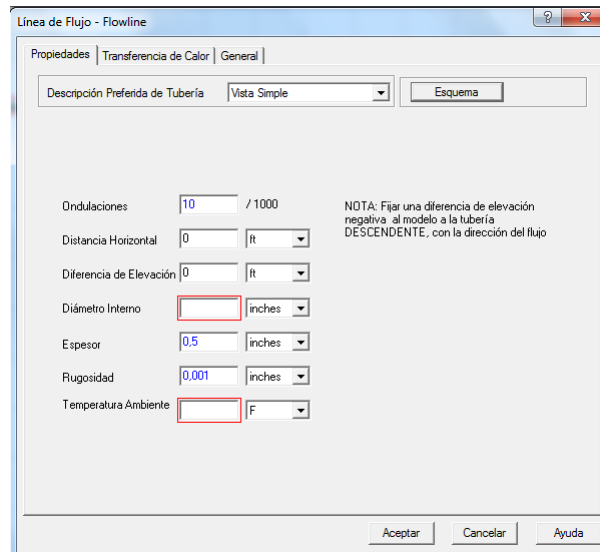
A.10.1 Importación de Modelos BPS. El paso a seguir es la importación de cada uno de los modelos bps, dando clic derecho encima de los pozos y escogiendo la opción “Importar Modelo de Pozos y Tuberías” y se busca la ubicación del archivo bps que represente dicho pozo.

Figura A.17



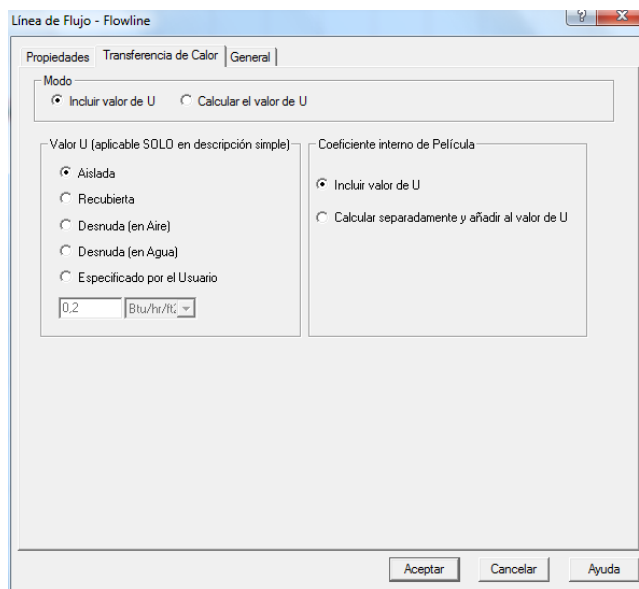
A.10.2 Propiedades de Tubería: Dando doble clic en cada una de las líneas de flujo, se ingresa al modelo de línea, al cual nuevamente se le hace doble clic que presenta una ventana emergente donde se especifican cada una de las propiedades de la tubería, como los son: distancia horizontal, diferencia de elevación, diámetro interno, espesor, rugosidad y temperatura ambiente.

Figura A.18



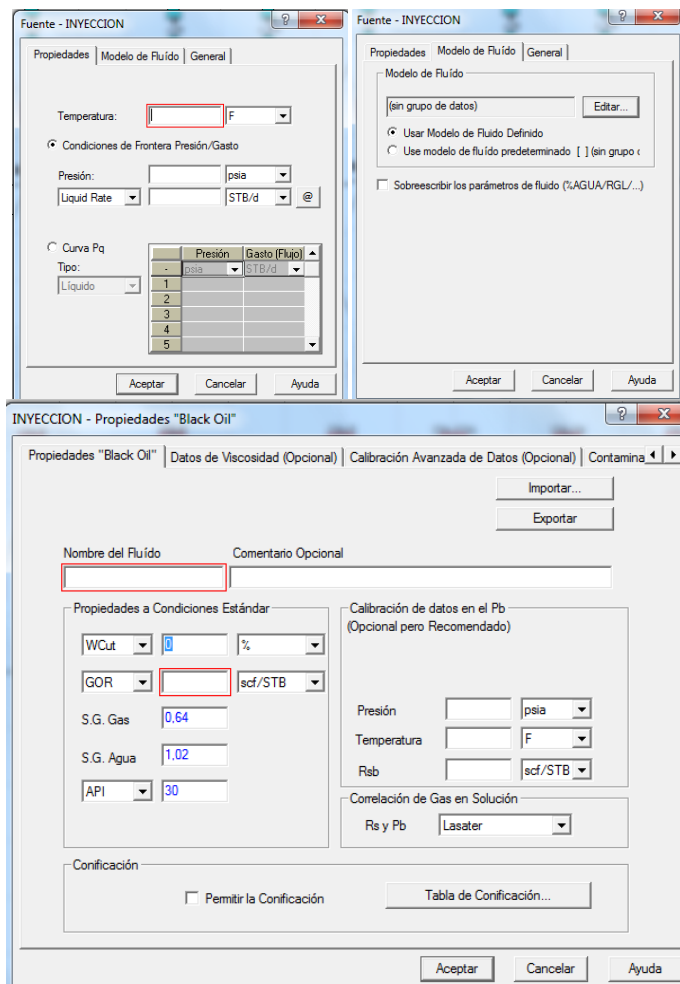
A.10.3 Transferencia de Calor en Tubería Horizontal. Se debe conocer si la tubería se encuentra aislada, recubierta, desnuda al aire, desnuda al agua o si se cuenta con el valor del factor de transferencia de calor de la misma, para así determinar que factor U se va a utilizar.

Figura A.19



A.10.4 Propiedades de la Fuente. Para definir las propiedades de la fuente se hace doble clic en la fuente y se ingresan valores de temperatura y caudal. Adicionalmente se define el modelo de fluido haciendo clic en la pestaña “modelo de fluido”, escogiendo la opción, usar modelo de fluido definido. Al hacer clic en editar aparece una ventana emergente donde se consignan las características del fluido de la fuente, estas características incluyen: nombre del fluido, BSW, GOR y API.

Figura A.20



A.10.5 Propiedades del Sink. En este paso se da doble clic y se ingresa el valor de la presión con la cual los fluidos se entregan a estación.

Figura A.21



A.10.6 Modelos de Fluidos. En el menú “Configurar” se selecciona la opción “Fluid Models”, para cada uno de los pozos se cambia la opción por defecto a local, para así cargar los modelos de fluidos que fueron determinados en cada uno de los bps.

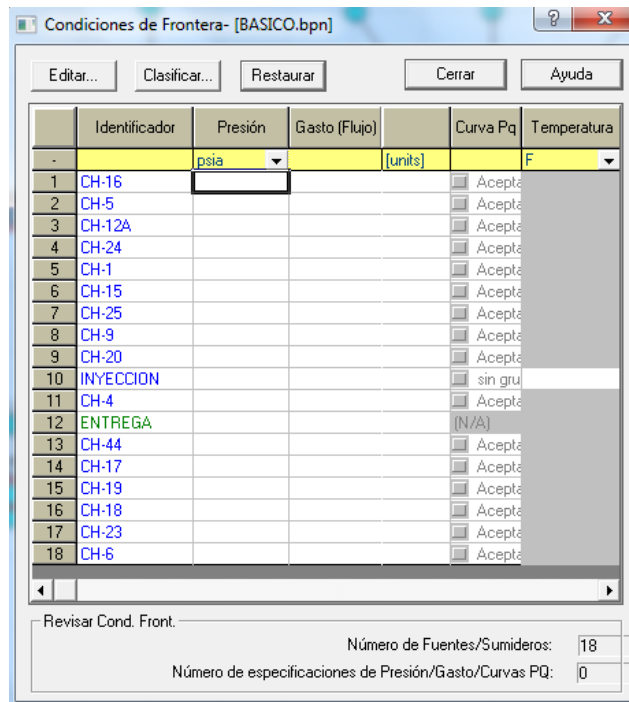
Figura A.22

	Fuente	Predeterminado / Local	Nombre del Modelo	Sobreescribir	% Agua	RGA	Gas SG	Water SG	Oil Gravity	Dead Oil Visc	Visc 1	Temp 1	Visc 2
					%	GOR			API		cP	F	cP
					scf/STB								
1	CH-16	Local		No	0		0.64	1.02	30	Beggs & F	2,6439	200	188.5
2	CH-17	Local		No	0		0.64	1.02	30	Beggs & F	2,6439	200	188.5
3	CH-18	Local		No	0		0.64	1.02	30	Beggs & F	2,6439	200	188.5
4	CH-19	Local		No	0		0.64	1.02	30	Beggs & F	2,6439	200	188.5
5	CH-23	Local		No	0		0.64	1.02	30	Beggs & F	2,6439	200	188.5
6	CH-6	Local		No	0		0.64	1.02	30	Beggs & F	2,6439	200	188.5
7	CH-5	Default		No	0		0.64	1.02	30	Beggs & F	2,6439	200	188.5
8	CH-12A	Local		No	0		0.64	1.02	30	Beggs & F	2,6439	200	188.5
9	CH-24	Default		No	0		0.64	1.02	30	Beggs & F	2,6439	200	188.5
10	CH-1	Default		No	0		0.64	1.02	30	Beggs & F	2,6439	200	188.5
11	CH-15	Default		No	0		0.64	1.02	30	Beggs & F	2,6439	200	188.5
12	CH-25	Default		No	0		0.64	1.02	30	Beggs & F	2,6439	200	188.5
13	CH-9	Default		No	0		0.64	1.02	30	Beggs & F	2,6439	200	188.5
14	CH-20	Default		No	0		0.64	1.02	30	Beggs & F	2,6439	200	188.5
15	INYECCION	Default		No	0		0.64	1.02	30	Beggs & F	2,6439	200	188.5

CH-6: * Modelo "Black Oil": 19a no está definida o inválida

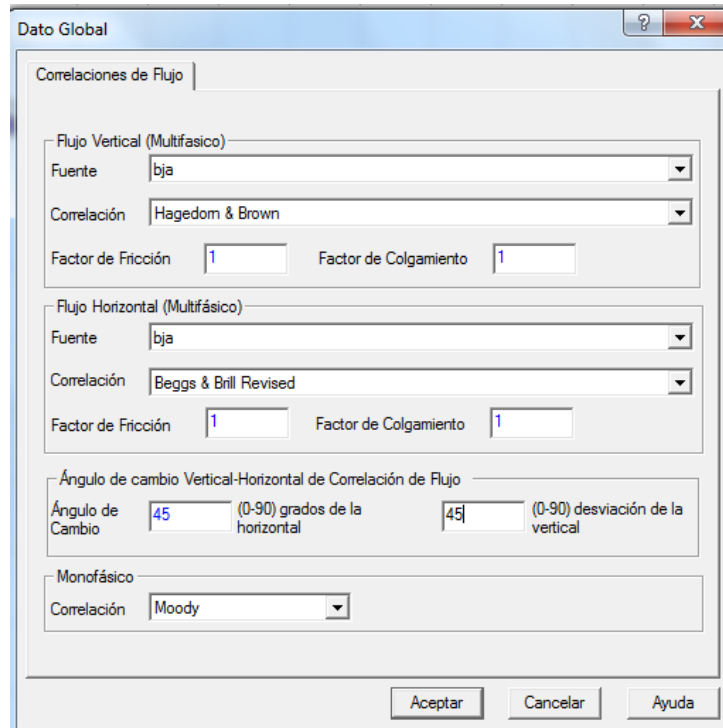
A.10.7 Condiciones de Frontera. En el menú “Configurar” se selecciona la opción “Condiciones de Frontera”. Las condiciones de frontera que se deben ingresar son las presiones de yacimiento de cada uno de los pozos.

Figura A.23



A.10.8 Escogencia de Correlaciones. Haciendo clic en el menú “Configurar” se escoge la opción correlaciones de flujo, se procede a probar el modelo con cada una de las correlaciones existentes para tubería horizontal.

Figura A.24



Aunque en la ayuda de Pipesim se encuentra una guía en la escogencia de correlaciones, se recomienda probar todas las correlaciones para escoger la que mejor describe el comportamiento del campo. Para tal fin se ingresa tanto correlación global para el modelo, como correlaciones locales para las tuberías de producción.



A.10.9 Resultado Final. Una vez terminada de montar la red, se procede a hacer las diferentes corridas dándole clic al botón run,  para así obtener los resultados en cada uno de los puntos de interés, como los con las presiones y temperaturas en los múltiples y cabezales de pozos, para así ser comparados con los reales, como se puede encontrar en la herramienta de reporte  del simulador.

Figura A.25

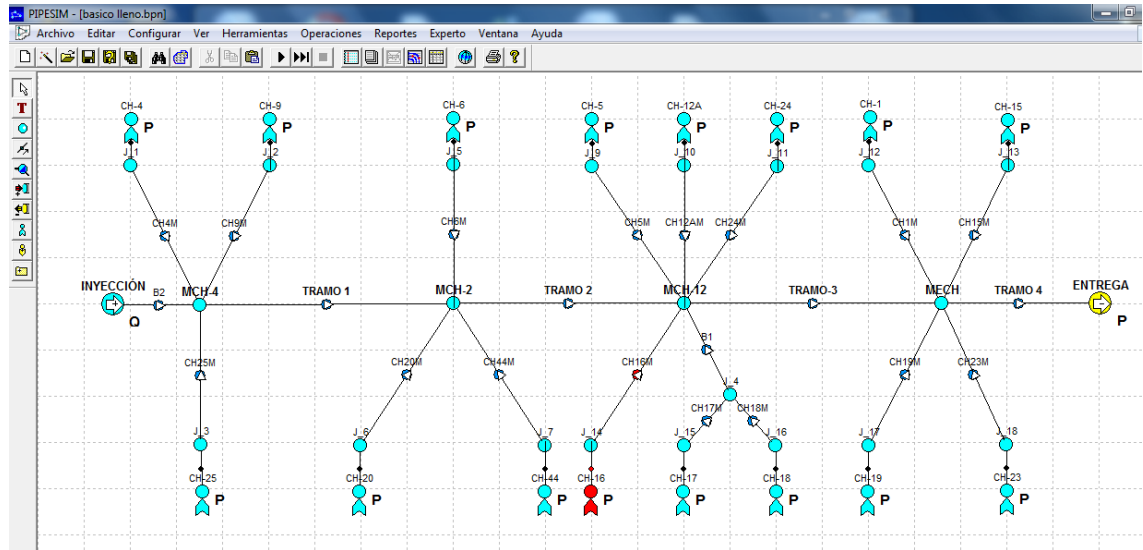


Figura A.26

Herramienta de Reporte

Borrar Borrar Restaurar Imprimir... Graficart... Ordenar... Filtros Configurar... Excel Cerrar ...

	Nombre	Tipo	Temp	Presión	Flujo Másico	Flujo de Gas	Flujo de	RGL	% Agua
			F	psia	lb/s	mmscf/d	STB/d	scf/STB	%
1	CH-4	Well	195,00	3173,00	17,18	0,00	4173,3	0,09	94,72
2	J_1	Junction	197,86	58,85	17,18	0,00	4173,3	0,09	94,72
3	CH-9	Well	193,00	3253,00	30,53	0,00	7393,4	0,12	97,29
4	J_2	Junction	197,21	72,43	30,53	0,00	7393,4	0,12	97,29
5	CH-5	Well	178,30	3122,00	9,43	0,00	2315,5	0,87	83,67
6	J_9	Junction	175,80	48,71	9,43	0,00	2315,5	0,87	83,67
7	CH-12A	Well	194,50	3286,00	12,37	0,02	2994,5	5,91	96,65
8	J_10	Junction	187,31	39,36	12,37	0,02	2994,5	5,91	96,65
9	CH-24	Well	176,00	3091,00	2,70	0,00	688,27	2,16	21,55
10	J_11	Junction	116,52	47,48	2,70	0,00	688,27	2,16	21,55
11	CH-1	Well	184,30	3183,00	11,36	0,00	2750,3	0,32	91,00
12	J_12	Junction	173,42	27,12	11,36	0,00	2750,3	0,32	91,00
13	CH-15	Well	191,14	3315,40	20,66	0,00	5004,5	0,37	97,07
14	J_13	Junction	179,79	35,72	20,66	0,00	5004,5	0,37	97,07
15	CH-17	Well	181,20	3430,00	8,36	0,00	2034,1	0,34	90,05
16	J_15	Junction	177,17	48,82	8,36	0,00	2034,1	0,34	90,05
17	CH-18	Well	179,00	3046,00	6,61	0,02	1606,2	9,98	46,44
18	J_16	Junction	177,42	54,67	6,61	0,02	1606,2	9,98	46,44
19	CH-19	Well	190,10	3172,90	5,05	0,00	1251,8	3,93	69,61
20	J_17	Junction	170,79	37,95	5,05	0,00	1251,8	3,93	69,61
21	CH-23	Well	176,00	2945,00	6,55	0,00	1594	0,92	90,06
22	J_18	Junction	165,46	34,69	6,55	0,00	1594	0,92	90,06
23	CH-25	Well	195,00	3035,00	11,15	0,00	2709,2	0,36	92,11