

**EVALUACIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD DEL CAMPO ESCUELA COLORADO
MEDIANTE SOFTWARE ESPECIALIZADO DE PRODUCCIÓN**

**JHON FREDY MORA TORRES
YULY CATHERINE SIERRA CORZO**

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

2014

**EVALUACIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD DEL CAMPO ESCUELA COLORADO
MEDIANTE SOFTWARE ESPECIALIZADO DE PRODUCCIÓN**

**JHON FREDY MORA TORRES
YULY CATHERINE SIERRA CORZO**

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

Director

FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZALEZ

Ingeniero de Petróleos M.Sc.

Codirector

JOSE LUIS FONSECA CASTRO

Ingeniero de Petróleos

Codirector

CARLOS ANDRÉS PÉREZ REYES

Ingeniero Químico

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

2014

DEDICATORIA

A Dios, por ser mi mayor fortaleza y compañía, porque sin su amor nada sería posible.

A mi papá Ciro y mi mamá Helena por tanto amor, por llenar mi vida de felicidad, por ayudarme a cumplir mis sueños y metas.... infinitas gracias !!!

A mis hermanos Ximena y Andrés quienes están en mi corazón en todo momento.

A mi sobrina Isabellita por que ha llenado nuestras vidas de felicidad, a mi cuñado lucho a quien considero un amigo.

A Jhon por ser mi compañero de sueños y el amor de mi vida.

A toda mi familia y amigos por ser parte de mi vida.

YULY CATHERINE SIERRA CORZO.

DEDICATORIA

A Dios por tantas bendiciones recibidas...

A mi padre Domingo, Por ser mi consejero y eterna compañía...

A mi madre Leonor, que con mucho esfuerzo y amor hizo esto posible...

A mis hermano(a)s, Luz, Miriam, Hildebrando, Ángela, Milena, que me han apoyado en cada momento de mi vida...

A mis sobrinos, Norbey, Mayerly, Joany, Jeferson, Leidy, Karen, Camilo, Carolina, William, Sofía, Mariajose, los quiero mucho y deseo lo mejor para ustedes...

A Yuly la mujer que amo, por ser esa bendición que Dios puso a mi lado...

A mi tío Félix, por toda su confianza...

A mis cuñados, Edilberto, Joan Stid, Leidy, que considero parte de mi familia...

A mis amigos, por coincidir en esta vida...

JHON FREDY MORA TORRES

AGRADECIMIENTOS

Los autores de este trabajo expresan sus más sinceros agradecimientos a:

La Universidad Industrial de Santander, a la facultad de Físico-Química y a la Escuela de Ingeniería de Petróleos por habernos permitido formarnos como Ingenieros de petróleo.

Al director del proyecto de grado, M.sc Fernando Calvete, por sus consejos, tiempo, colaboración y por siempre brindarnos una palabra amable y una mano amiga.

A los codirectores Ing. Carlos Pérez e Ing. José Fonseca por su colaboración.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	20
1. COMPORTAMIENTO DE LA AFLUENCIA EN FORMACIONES PRODUCTORAS.....	23
1.1 FLUJO DE FLUIDOS EN EL YACIMIENTO, ESTADOS DE FLUJO	23
1.1.1 Flujo No-Continuo	23
1.1.2 Flujo Continuo.....	24
1.1.3 Flujo Semi-Continuo.....	24
1.2 ECUACIONES PARA DESCRIBIR EL COMPORTAMIENTO DEL POZO.	25
1.2.1 La ley de Darcy	25
1.2.2 Simplificaciones de la Ecuación de Darcy	28
1.2.3 Cálculo de Propiedades del Petróleo	29
1.2.4 Modificaciones de las ecuaciones para los casos donde la forma del área de drenaje no sea circular.....	39
1.3 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD.....	39
1.3.1 Factores que Afectan el Índice de Productividad.....	41
1.4 EFICIENCIA DE FLUJO (EF).....	51
1.5 IPR (INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIPS).....	51
1.6 MÉTODO DE VOGEL.	52
1.6.1 Vogel generalizado	54
1.7 MÉTODO DE FETKOVICH.	55
2. FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS	57
2.1 ECUACIÓN GENERAL DEL GRADIENTE DE PRESIÓN	57
2.2 CONSIDERACIONES TEÓRICAS DEL FLUJO MONOFÁSICO EN TUBERÍAS.....	59
2.2.2 Factor de fricción para flujo laminar.....	60

2.2.3	Factor de fricción en flujo turbulento.....	61
2.2.4	Factor de fricción en flujo turbulento. Tubería rugosa.....	61
2.2.5	Ecuaciones Explicitas del Factor de Fricción (F).	62
2.3	PARÀMETROS CARACTERÌSTICOS DEL FLUJO MULTIFÁSICO.....	63
2.3.1	Nivel de líquido o Hold-Up (HL).....	64
2.3.2	Fracción de líquido sin deslizamiento.....	65
2.3.3	Densidad de líquidos.....	65
2.3.4	Densidad Bifásica	66
2.3.5	Velocidad superficial de los fluidos.....	67
2.3.6	Viscosidad.....	69
2.3.7	Tensión Superficial.....	69
2.4	PATRONES DE FLUJO	69
2.4.1	Patrones de Flujo para Tubería Horizontal.....	70
2.4.2	Patrones de Flujo Para Flujo Vertical y Fuertemente Inclinado	73
2.5	CORRELACIONES PARA FLUJO MULTIFASICO.....	75
2.5.1	Modelos y Correlaciones para Flujo Vertical	76
2.5.2	Modelos y Correlaciones para Flujo Horizontal.	80
2.6	TRANSFERENCIA DE CALOR.....	81
3.	ANÁLISIS NODAL PARA POZOS DE PETROLEO.....	84
3.1	DESCRIPCIÓN DE LOS FLUIDOS EN EL SISTEMA	85
3.1.1	Recorrido del Fluido en el Yacimiento	85
3.1.2	Recorrido del Fluido en las Perforaciones.	85
3.1.3	Recorrido del Fluido en el Pozo.	86
3.1.4	Recorrido del Fluido en la Línea de Flujo Superficial.....	86
3.2	CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DEL SISTEMA.....	86
3.2.1	El Nodo en el Fondo del Pozo se analiza de la siguiente manera:	90
3.3	CONSTRUCCIÓN DE LAS CURVAS DE OFERTA Y DEMANDA	91
3.3.1	La Curva de Oferta IPR.....	91
3.3.2	La Curva de Demanda	92
3.3.3	Balance de energía	94

3.4	OPTIMIZACIÓN GLOBAL DEL SISTEMA.....	97
4.	CAMPO ESCUELA COLORADO.....	99
4.1	GENERALIDADES.....	99
4.1.1	Localización	99
4.1.2	Formaciones Productoras	99
4.1.3	Estructura del Campo Escuela Colorado.....	102
4.1.4	Propiedades del yacimiento	102
4.1.5	Historia de producción.....	102
4.1.6	Actualidad del campo	105
5.	DESARROLLO DEL MODELO DE SIMULACIÓN.....	107
5.1	RECOPILACIÓN Y VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN.....	108
5.1.1	Información requerida por el software.....	108
5.1.3	Datos del fluido	108
5.1.6	Datos de presión del sistema.....	113
5.1.7	Datos de viscosidad del fluido.....	114
5.2	CREACIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN	114
5.2.1	Modelo de subsuelo	115
5.2.2	Modelo de superficie	116
5.3	REPRODUCCIÓN DE LAS CONDICIONES OPERACIONALES ACTUALES.....	117
5.3.1	Ajuste de la correlación de flujo multifásico vertical y horizontal.....	118
5.3.2	Ajuste de las condiciones de operación del sistema de levantamiento artificial	120
5.4	VERIFICACIÓN DE LA VERACIDAD DEL MODELO.....	121
6.	EVALUACIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD DEL CAMPO.....	124
6.1	CÁLCULO DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD:	124
6.2	DENSIDAD ÓPTIMA DE LAS PERFORACIONES.....	125
6.3	MODIFICACIÓN DEL CAUDAL EN MODELO DE SIMULACIÓN	134
6.4	ANÁLISIS NODAL Y SENSIBILIZACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.....	136

6.5	SENSIBILIZACIÓN DEL CAUDAL NOMINAL DE BOMBA.....	143
6.6	ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO HIDRÁULICO EN SUPERFICIE .	149
6.7	ANÁLISIS FINANCIERO	153
6.7.1	Pay Back (PB).....	154
6.7.2	Valor Presente Neto (VPN)	154
6.7.3	Tasa Interna de Retorno (TIR).	155
6.7.4	Relación Beneficio Costo (RBC)	156
6.7.5	Tasa de Interés de Oportunidad (TIO).....	156
6.7.6	Análisis financiero campaña de recañoneo	157
7.	CONCLUSIONES.	162
8.	RECOMENDACIONES.	164
	BIBLIOGRAFIA.....	165

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.	Flujo radial con área de drenaje circular.	27
Figura 2.	Factores para considerar las diferentes formas geométricas y posiciones de un pozo en una determinada área de drenaje.	40
Figura 3.	Índice de productividad	42
Figura 4.	Empuje por Gas en Solución	44
Figura 5.	Empuje por capa de gas.	45
Figura 6.	Empuje hidráulico	45
Figura 7.	Empuje combinado.	46
Figura 8.	Diagrama de fases.	47
Figura 9.	Curva típica de permeabilidad relativa.	49
Figura 10.	Comportamiento de la viscosidad del petróleo con presión.	50
Figura 11.	Comportamiento del factor volumétrico del petróleo.	50
Figura 12.	Valor inicial de índice de productividad	53
Figura 13.	Curva de desempeño de flujo de un pozo de dos fases.	54
Figura 14.	Interfase ondulante e interfase lisa	71
Figura 15.	Flujo tapón de líquido y flujo tapón de gas	72
Figura 16.	Flujo anular	72
Figura 17.	Flujo neblina y flujo burbuja.	73
Figura 18.	Patrones de flujo para flujo vertical y fuertemente inclinado.	75
Figura 19.	Componentes del sistema de producción y perfil de presiones.	87
Figura 20.	Capacidad de producción del sistema.	88
Figura 21.	Solución en el fondo del pozo y curvas de oferta y demanda.	89
Figura 22.	Solución en la cabeza del pozo y curvas de oferta y demanda.	90
Figura 23.	Curva típica de comportamiento de afluencia IPR.	91
Figura 24.	Curvas de demanda para fondo de pozo y cabezal del pozo.	92
Figura 25.	Curvas de oferta y demanda	93
Figura 26.	Capacidad de producción del sistema.	97
Figura 27.	Sensibilidad de las curvas de oferta y demanda.	98
Figura 28.	Ubicación del Campo Escuela Colorado.	100
Figura 29.	Columna estratigráfica del Valle Medio del Magdalena.	101
Figura 30.	Estructura Campo Colorado.	103
Figura 31.	Imagen Campo Escuela Colorado.	106
Figura 32.	Diagrama de flujo del desarrollo del modelo de simulación.	107

Figura 33. Diagrama de flujo, creación del modelo de simulación.....	115
Figura 34. Modelo de superficie Campo Escuela Colorado.....	116
Figura 35. Datos del completamiento.....	117
Figura 36. Ajuste del Índice de Productividad.	118
Figura 37. Gráfica ajuste de presiones del modelo.	119
Figura 38. Gráfica del ajuste del caudal en el modelo.....	120
Figura 39. Ajuste de las condiciones de operación del sistema de levantamiento artificial	121
Figura 40. Diagrama de flujo para la determinación SFP óptimo	128
Figura 41. Curvas IPR para el Pozo Colorado 03 a diferente SPF	130
Figura 42. Efecto de las perforaciones en el caudal.....	131
Figura 43. Comparación caudal @ SPF= 2 Y CAUDAL @ SPF= 8.....	133
Figura 44. Grafica de producción total del campo @ SPF= 2 Y SPF=8	134
Figura 45. Data para establecer las condiciones de frontera.	135
Figura 46. Diagrama de flujo del El procedimiento realizado en el software para el cambio de la tubería.	138
Figura 47. Modelo de Pozo Colorado 47.....	138
Figura 48. Selección de la opción de análisis nodal.....	139
Figura 49. Data correspondiente a la sensibilización de la tubería de producción del Pozo Colorado 37	140
Figura 50. Resultados obtenidos al sensibilizar de la tubería de producción del Pozo Colorado 37	140
Figura 51. Modelo de Pozo Colorado 37.....	143
Figura 52. Selección de la opción de análisis nodal.....	144
Figura 53. Data correspondiente a la sensibilización del caudal nominal de la del Pozo Colorado 37	145
Figura 54. Resultados obtenidos al sensibilizar el caudal nominal de la bombadel Pozo Colorado 37	145
Figura 55. Modelo de superficie Campo Escuela Colorado.....	152
Figura 56. Flujo de caja libre.....	159

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Rango de valores en los cuales se puede aplicar la fórmula de Kartoatmodjo	38
Tabla 2. Escala típica de valores del índice de productividad.....	42
Tabla 3. Datos Básicos de Propiedades de las Arenas.	104
Tabla 4. Datos de producción del Campo Escuela Colorado.....	109
Tabla 5. Datos del fluido del Campo Escuela Colorado.....	109
Tabla 6. Datos de los estados mecánicos de los pozos de Campo Escuela Colorado	110
Tabla 7. Datos de las líneas de superficie de Campo Escuela Colorado.	111
Tabla 8. Datos de presión del sistema	113
Tabla 9. Datos de viscosidad del fluido	114
Tabla 10. Propiedades de los pozos arrojadas por el simulador.....	122
Tabla 10. Índice de productividad de pozos de Campo Escuela Colorado.	124
Tabla 12. Rango de valores del modelo IPR de Pérez y Kelkar.	126
Tabla 13. Valores constantes para cañoneo sobrebalanceado.	127
Tabla 14. Valores constantes para cañoneo bajobalanceado.....	127
Tabla 15. Valor de la presión de fondo fluyente y caudal del pozo Colorado 03.	129
Tabla 16. Data requerida por el método de Pérez y Keklar para la construcción de curvas IPR del Pozo Colorado 03	129
Tabla 17. Resultado del aumento de la producción en porcentaje al variar la densidad de tiros por pie del Pozo Colorado 03.....	131
Tabla 18. producción actual y producción al realizar el trabajo de recañoneo en el Pozo Colorado 03.....	132
Tabla 19. Valores de caudal actual (SPF=2) y valores al realizar el trabajo de recañoneo (SPF=8) en los pozos seleccionados de Campo Escuela Colorado. .	132

Tabla 20. Valores del índice de productividad obtenidos con el caudal producido al realizar el trabajo de recañoneo.....	136
Tabla 21. Valores de diámetros de tubería a variar en el estado mecánico de los pozos seleccionados de Campo Escuela Colorado.	137
Tabla 22. Valores de diámetros de tubería a variar en el estado mecánico de los pozos seleccionados de Campo Escuela Colorado.	137
Tabla 23. Resultados obtenidos al sensibilizar de la tubería de producción de los pozos seleccionados de Campo Escuela Colorado.	141
Tabla 24. Resultados obtenidos al sensibilizar el caudal nominal de la bombadel Pozo Colorado 37.....	146
Tabla 25. Resultados obtenidos el caudal nominal de los Pozos seleccionados del Campo Escuela Colorado.	147
Tabla 26. Resultados del sistema de recolección incluyendo los pronósticos de producción al realizar el trabajo de recañoneo.....	150
Tabla 27. Resultados producción incremental debido al recañoneo.	158
Tabla 28. Datos necesarios para desarrollar la evaluación financiera.	158
Tabla 29. Costos asociados a la campaña de recañoneo.	159
Tabla 30. Resultados evaluación financiera proyecto de recañoneo.	160
Tabla 31. Resultados evaluación financiera Pozos individuales, caudal incremental mayor a 2 BFPD	161

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD DEL CAMPO ESCUELA COLORADO MEDIANTE SOFTWARE ESPECIALIZADO DE PRODUCCIÓN*

AUTORES: JHON FREDY MORA TORRES
YULY CATHERINE SIERRA CORZO**

PALABRASCLAVE: PRODUCCIÓN, OPTIMIZACIÓN, ANÁLISIS NODAL, PIPESIM, PRODUCTIVIDAD.

DESCRIPCIÓN:

Este proyecto tiene como finalidad evaluar la productividad del Campo escuela Colorado mediante la ayuda del software especializado de producción PIPESIM de la empresa SCHLUMBERGER.

Mediante la recolección, verificación y análisis de la información disponible del campo, se modelan 19 pozos seleccionados del colector norte y colector sur, para los cuales se calcula la densidad óptima de las perforaciones mediante el método de Perez y Kelkar, obteniendo un nuevo caudal el cual se procede a modelar en el software, posteriormente se realiza el análisis nodal sensibilizando la tubería de producción, variando su diámetro y analizando el comportamiento que presento con cada escenario, de igual manera se sensibiliza el caudal nominal de cada uno de los sistemas de levantamiento artificial. En cuanto al sistema de recolección se le realiza un estudio de la hidráulica que presenta el campo con los nuevos caudales, analizando parámetros como son; velocidad de la mezcla bifásica menor que el 7% de la velocidad de erosión, gradiente de presión por fricción en los tramos de tubería menor a 1 psi/100ft, evitar en lo posible el régimen de flujo tipo tapón, basados en la norma de diseño API RP14E.

Por último se realizó el análisis financiero de los escenarios anteriormente mencionados, para determinar la viabilidad económica del proyecto, dando como resultado que el proyecto de recañoneo conjunto de los 19 pozos no es económicamente viable, pero los valores obtenidos en la evaluación financiera individual muestran que los pozos Colorado 44, Colorado 55 y Colorado 67 cumplen de manera positiva la totalidad de los criterios analizados en dicha evaluación.

*Trabajo de Investigación.

**Facultad de Ingeniería Físico Química. Escuela de Ingeniería de petróleos. Director ING. FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZALEZ, MSc. Co-Director. ING. JOSE LUIS FONSECA CASTRO, CARLOS ANDRES PEREZ REYES.

ABSTRACT

TITLE: PRODUCTIVITY EVALUATION OF COLORADO SCHOOL FIELD THROUGH SPECIALIZED PRODUCTION SOFTWARE.*

AUTHORS: JHON FREDY MORA TORRES
YULY CATHERINE SIERRA CORZO**

KEY WORDS: Production, optimization, nodal analysis, PIPESIM, productivity.

DESCRIPTION:

This project aims to evaluate the productivity of Colorado School field through SCHLUMBERGER'S company specialized production software Pipesim.

Through collection, verification and analysis of the available information from Colorado field, 19 wells previously selected from north and south collector are modeled, its best drilling density it's calculated through Perez and Kelkar's method, getting a new flow which is applicable to model by the software, the nodal analysis is subsequently performed by sensitizing production tubing, varying diameter and analyzing the behavior presented in each scenario; likewise the nominal flow of each artificial lift system is sensitized. For the collection system a study of field's hydraulic is performed due to new flows, analyzing some parameters like: biphasic mixture velocity lower than 7% of the erosion velocity, frictional pressure gradient in the pipe sections lower than 1 psi/100ft, avoiding as much as possible plug type flow regime based on standard design API RP14E.

Finally, the financial analysis of the above mentioned scenarios was performed to establish if the project was economically viable, Giving as score the general recanoneo Project from 19 wells It realized that isn't economically feasible, but the values 44, Colorado 55 and Colorado 67 it fulfill in the positive way in all standards analyzed inside financial test.

*Investigation Work.

**Faculty of Physicochemical Engineerings.Schoolof Engineering. Director.ING. FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZALEZ, MSc. Co-Director. ING. JOSE LUIS FONSECA CASTRO, CARLOS ANDRES PEREZ REYES.

INTRODUCCIÓN

En la actualidad las compañías petroleras invierten gran cantidad de recursos para obtener mayor beneficio económico y así ser más exitosas financieramente. Estos recursos están destinados a largo y mediano plazo para mejorar el factor de recobro y aumentar la velocidad del mismo en 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 la compañía Schlumberger el cual cuenta con las herramientas necesarias para evaluar la productividad de los campos petroleros.

El Campo Escuela Colorado se encuentra en un proceso de aumento en la producción y con una dinámica de optimización que permite prever un aumento en la productividad sustancialmente, 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 del sistema de producción, evaluando los sistemas actuales de tal manera que se pueda tener conocimiento de algunas posibilidades de mejoramiento en la productividad del campo.

La estructura del presente texto se ha establecido en 6 capítulos para proveer al lector un mejor entendimiento del trabajo aquí expuesto.

En el capítulo uno se presenta los conceptos referentes al flujo de fluidos en el yacimiento, 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 dos 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 tres 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.

El capítulo cuatro se presenta la información concerniente al Campo Escuela Colorado, con el fin de tener pleno conocimiento no solo técnico, si no también histórico del mismo, para ayudar a entender de esta manera el comportamiento que se presenta en la producción de los hidrocarburos en dicho campo.

El capítulo quinto presenta la aplicación del software PIPESIM a un cierto número de pozos previamente seleccionados del Campo Escuela Colorado, el modelamiento del mismo y el análisis de los resultados obtenidos de la evaluación a la productividad del campo.

Por último en el capítulo seis, se presenta la respectiva evaluación financiera del proyecto, la cual será determinante en la viabilidad económica que representa en un futuro la inversión requerida.

1. 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 de fondo 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.¹

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

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

- Flujo no continuo: $dP/dt \neq 0$
- Flujo continuo: $dP/dt = 0$
- Flujo semicontinuo: $dP/dt = \text{constante}$.

1.1.1 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

¹ MAGGILOLO, Ricardo, "Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal", ESP OIL Engineering Consultants 2008,

primordiales del medio poroso como la capacidad efectiva de flujo $Ko.h$ y el factor de daño de la formación S . Este periodo de flujo transitorio dura desde unas horas hasta varios días.

1.1.2 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 Pws . 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, Pws a una distancia r_e del centro del pozo, y la presión fluyente en la cara de la arena, $Pwfs$ 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 ($Pws-Pwfs$), tradicionalmente conocido como: “Draw-down” se establecerá un caudal de flujo del yacimiento hacia el pozo.

1.1.3 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 sí²

² MAGGILOLO, Ricardo, “Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal”, ESP OIL Engineering Consultants 2008, p.19.

1.2 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.

1.2.1 La ley de Darcy. En 1856 Henry Darcy formuló la ley que lleva su nombre y que establece: “la velocidad de un fluido homogéneo a través de un medio poroso es proporcional al gradiente de presión e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido”.

En forma matemática:

$$v = \frac{K dp}{\mu dx} \quad \text{Ecu. (1.1)}$$

Donde:

v = velocidad aparente en cm/seg y es igual a q/A ,

q = caudal en cm³/seg y

A = área aparente o total de la roca en cm². La viscosidad μ se expresa en centipoises y el gradiente de presión dp/dx en atmósferas/cm.

La constante de proporcionalidad K es la permeabilidad de la roca expresada en darcies.

La ley de Darcy aplica solamente en la región de flujo laminar lo cual, afortunadamente, ocurre en la gran mayoría de los casos.³

³ PARTIDAS, Héctor, “Bombeo Mecánico Optimización, Diagnostico y Operación”, ESP OIL Engineering Consultants 2003, p.16. ³

Para casos en donde el flujo no es laminar, la ley de Darcy es adaptada para flujo radial.

A continuación se presenta la ecuación de Darcy para flujo radial que permite estimar la tasa de producción de petróleo que será capaz de aportar un área de drenaje de forma circular hacia el pozo productor bajo condiciones de flujo continuo.

$$q_o = \frac{0.00708 * k * h}{\ln\left(\frac{r_s}{r_w}\right) + s + a + q_o} * \int_{p_{wfs}}^{p_{ws}} \frac{K_{ro}}{\mu_o * \beta_o} \quad \text{Ecu. (1.2)}$$

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.

r_s = 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.

αq_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.

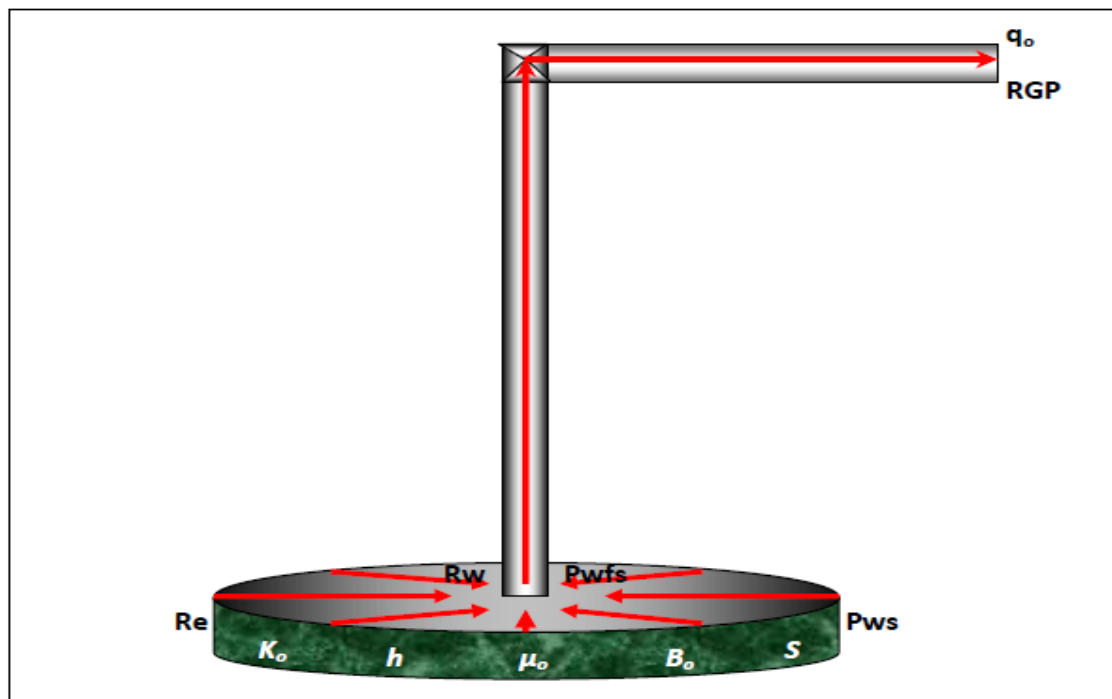
μ_o = Viscosidad de petróleo a la presión promedio $[(P_{ws} + P_{wfs})/2]$, cps

β_o = Factor volumétrico de petróleo a la presión promedio, b_y/b_n .

K_{ro} = Permeabilidad relativa al petróleo ($K_{ro}=K_o/K$), adim.

K_o = Permeabilidad efectiva al petróleo ($K_o=K_{ro}, K$), md.

Figura 1. Flujo radial con área de drenaje circular.



Fuente: H BEGGS, Dale. "Production Optimization Using Nodal Analysis". Tulsa, Oklahoma: Petroskil IPublications. p 11.

1.2.2 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 .

Al inicio 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 irreducible 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 término 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:

$$q_o = \frac{0,00708 * K_o * h(P_{ws} - P_{wfs})}{\mu_o * B_o \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + S \right]} \quad \text{Ecu. (1.3)}$$

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 medio:⁴

$$q_o = \frac{0,00708 * K_o * h(\overline{P_{ws}} - P_{wfs})}{\mu_o * \beta_o \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) \right] - 0,5 + S} \quad \text{Ecu. (1.4)}$$

⁴ MAGGILOLO, Ricardo, "Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal", ESP OIL Engineering Consultants 2008, p.19.

1.2.3 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.⁵

a) Correlaciones para viscosidad del crudo vivo

Muchas de las correlaciones disponibles para el cálculo de la viscosidad del crudo vivo son de la siguiente forma:

$$\mu_{ob} = A * \mu_{od}^B \quad \text{Ecu. (1.5)}$$

Donde A y B están en función de la relación gas-aceite en solución R_s :

Correlación de Chew and 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.

Donde:

$$A = 0,2 + \left(\frac{0,8}{10^{0,000852 * R_s}} \right)$$

Y

$$B = 0,482 + \left(\frac{0,518}{10^{0,000777 * R_s}} \right)$$

⁵Fuente: H BEGGS, Dale. "Production Optimization Using Nodal Analysis" .Tulsa Oklahoma: Petroskil IPublications 2003.p 20.

Correlación de Beggs and Robinson: Los datos de 600 sistemas de aceite fueron utilizados para desarrollar correlaciones de la viscosidad del aceite muerto y vivo. Se utilizaron 460 observaciones de petróleo muertos y 2.073 observaciones de aceite en vivo.

El rango de los datos analizados fue el siguiente:

Presión del punto de burbuja (psi)= 50 a 5250.

Temperatura (°F) = 70 a 295.

Gravedad API (°API)= 10 a 58.

Gas en solución a la presión del punto de burbuja (scf / STB) = 20 a 2070.

Donde:

$$A = 10,715 * (R_s + 100)^{-0,515}$$

Y

$$B = 5,44 * (R_s + 150)^{-0,515}$$

Correlación de Elsharkawy and Alikhan:

Donde:

$$A = 1241,932 * (R_s + 641,026)^{-1,12410}$$

Y

$$B = 1768,841 * (R_s + 1180,335)^{-1,06622}$$

Correlación de Hossain et al:

Donde:

$$A = 1 - 1,7188311 * 10^{-3} * R_s + 1,58031 * 10^{-6} * R_s^2$$

Y

$$B = 1 - 2,052461 * 10^{-3} * R_s + 3,47559 * 10^{-6} * R_s^2$$

Correlación Petrosky and Farshad:

Donde:

$$A = 0,1651 + 0,6165 * 0,9886 * 10^{-4R_s}$$

Y

$$B = 0,5131 + 0,5109 * 0,9973 * 10^{-3R_s}$$

Otros autores utilizan fórmulas más complicadas:

Correlación Kartoatmodjo y Schmidt:

La viscosidad del crudo vivo se calcula de la siguiente manera:

$$\mu_{ob} = -0,06821 + 0,9824F + 0,0004034F^2 \quad \text{Ecu. (1.6)}$$

Donde:

$$F = A * \mu_{od}^{0,43+0,5165*B} \quad \text{Ecu. (1.7)}$$

$$A = 0,2001 + 0,8428[10^{-0,000845*R_s}]$$

Y

$$B = 10^{-0,00081*R_s}$$

Correlación de Khan: La viscosidad del aceite en vivo calculado por Khan es una función del gas y gravedades específicas de aceite (γ_G, γ_O), la relación de la solución de gas-aceite (R_s), la presión de burbuja (P_b), y la presión de flujo (P). Se da la siguiente manera:

$$\mu_{ob} = A * e^y \quad \text{Ecu. (1.8)}$$

Donde:

$$y = \ln(0,09) + 0,5 * \ln(\gamma_G) - \frac{1}{3} * \ln(R_s) - 4,5 * \ln\left(\frac{T}{460}\right) \quad \text{Ecu. (1.9)}$$

Y

$$A = \left(\frac{P}{P_o}\right)^{-0,14} * e^{-2,5*10^{-4}(P - P_b)}$$

De Ghetto et al: la expresión de la viscosidad del crudo vivo es una combinación de 4 correlaciones en función del valor de API de aceite.

Para API < 10 (crudo extra pesado)

$$\mu_{ob} = 2,3945 + 0,8927F + 0,01567F^2 \quad \text{Ecu. (1.10)}$$

Donde:

$$F = A * \mu_{od}^{0,5798 + 0,3432*B}$$

$$A = 0,0335 + 1,0875[10^{-0,000845*R_s}]$$

$$B = 10^{-0,00081*R_s}$$

Para API < 10 < 22, 3 (crudo pesado)

$$\mu_{ob} = 0,6311 + 1,078F + 0,003653F^2 \quad \text{Ecu. (1.11)}$$

Donde:

$$F = A * \mu_{od}^{0,4731+0,5664*B}$$

$$A = 0,2478 + 0,6114[10^{-0,000845*R_s}]$$

$$B = 10^{-0,00081*R_s}$$

Para API < 22, 3 < 31, 1 (crudo medio)

$$\mu_{ob} = 0,0132 + 0,9821F + 0,005215F^2 \quad \text{Ecu. (1.12)}$$

Donde:

$$F = A * \mu_{od}^{0,3855+0,5664*B}$$

$$A = 0,2038 + 0,8591[10^{-0,000845*R_s}]$$

$$B = 10^{-0,00081*R_s}$$

Para API > 31,1 (crudo liviano)

$$\mu_{ob} = A * \mu_{od}^B \quad \text{Ecu. (1.13)}$$

Donde:

$$25,1921 * (R_s + 100)^{-0,6487}$$

$$2,7516 * (R_s + 150)^{-0,2135}$$

b) Correlaciones de Viscosidad del aceite sub saturado:

Las correlaciones disponibles para el cálculo de la viscosidad del aceite subsaturado son:

Vazques and Beggs:

$$\mu_{ou} = \mu_{0u} * \left(\frac{P}{P_b}\right)^A \quad \text{Ecu. (1.14)}$$

Donde:

$$A = 2,6P^{1,187} * (-8,98 * 10^{-5} * P - 11,513)$$

Kouzel:

$$\mu_{ou} = \mu_{0u} * \frac{10^{F(P)}}{10^{F(P_b)}} \quad \text{Ecu. (1.15)}$$

$$F(P) = \frac{P - 14,7}{1000(A + B\mu_{od}^{0,278})} \quad \text{Ecu. (1.16)}$$

Cuando A y B son parámetros introducidos por el usuario. Los valores sugeridos para A y B son 0,0239 y 0,01638 respectivamente.

Kartoatmodjo and Schmidt

$$\mu_{ou} = 1,00081 * \mu_{ob} + 0,001127 * A(P - P_b) \quad \text{Ecu. (1.17)}$$

$$A = -0,006517(\mu_{ob}^{1,8148}) + (\mu_{ob}^{1,59}) \quad \text{Ecu. (1.18)}$$

Khan:

$$\mu_{ou} = \mu_{ob} \exp[9,65e^{-5}(P - P_b)] \quad \text{Ecu. (1.19)}$$

De Ghetto et al: la expresión de la viscosidad del aceite subsaturado es una combinación de 3 correlaciones en función del valor de API de aceite.

Para API < 10 (aceite extra pesado):

$$\mu_{ou} = \mu_{ob} - \left(1 - \frac{P}{P_b}\right) \left(\frac{A}{B}\right) \quad \text{Ecu. (1.20)}$$

Donde:

$$A = -10^{-2,19} (\mu_{ob}^{1,055}) (P_b^{0,3132})$$

Y

$$B = 10^{(0,0099gAPI)}$$

Para 10 < API < 22,3 (crudo pesado)

$$\mu_{ou} = 0,9886\mu_{ob} - 0,002763A(P - P_b) \quad \text{Ecu. (1.21)}$$

Donde:

$$A = -0,01153(\mu_{ob}^{1,7933}) + 0,03610(\mu_{ou}^{1,5939})$$

Para API > 22,3 (crudo medio y liviano):

$$\mu_{ou} = \mu_{ob} - \left(1 - \frac{P}{P_b}\right) \left(\frac{A}{B}\right) \quad \text{Ecu. (1.22)}$$

Donde:

$$A = -10^{-2,19}(\mu_{ob}^{1,055})(P_b^{0,3132})$$

Y

$$B = 10^{(-0,00288gAPI)}$$

Hossain et al:

$$\mu_{ou} = \mu_{ob} + 1,344E^{-3}(P - P_b)(10^A) \quad \text{Ecu. (1.23)}$$

Donde:

$$A = -1,0146 + 1,3322X - 0,4876X^2 - 1,15036X^3$$

Y

$$X = \log_{10}(\mu_{ou})$$

Elshaekawy and alikhan:

$$\mu_{ou} = \mu_{ob} + A[10^{-2,0771}](P - P_b) \quad \text{Ecu. (1.24)}$$

Donde:

$$A = [\mu_{od}^{1,19279}][\mu_{ob}^{-0,40712}][P_b^{0,7941}]$$

Bergman and Sutton:

$$\mu_{ou} = \mu_{ob} \exp[A(P - P_b)^B] \quad \text{Ecu. (1.25)}$$

Donde:

$$A = 2,278877 * 10^{-4} - 1,48211 * 10^{-5}X + 6,5698 * 10^{-7}X^2$$

$$B = 0,873204 + 2,24623 * 10^{-2}X$$

Y

$$X = \log_{10}(\mu_{ou})$$

Factor volumétrico de formación para sistemas saturado.

Standing propuso un método que consta de dos pasos:

1. **Calcular F** (factor de correlación)

$$F = R_s \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_0} \right)^{0,5} + 1,25T \quad \text{Ecu. (1.26)}$$

2. **Calcular B_o**

$$B_o = 0,972 + 0,000147F^{1,175} \quad \text{Ecu. (1.27)}$$

Vásquez & Beggs

$$B_o = 1 + C1R_s + C2(T - 60) \left(\frac{\gamma_{API}}{\gamma_{gc}} \right) + C3R_s(T - 60) \left(\frac{\gamma_{API}}{\gamma_{gc}} \right) \quad \text{Ecu. (1.28)}$$

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

$$B_{of} = 0,98496 + 0,0001F^{0,50} \quad \text{Ecu. (1.29)}$$

Donde:

$$F = R_{sf}^{0,755} \gamma_{g100}^{0,24} \gamma_o^{-1,5} + 0,45TF$$

$$\gamma_{g100} = \gamma_{gsep} \left(1 + 0,1595API^{0,407B} T_s^{-0,2466} \log \left(\frac{P_s}{114,7} \right) \right)$$

Tabla 1. Rango de valores en los cuales se puede aplicar la fórmula de Kartoatmodjo

PARÁMETRO	RANGO
Bof	1,007 - 2,747 [rb/STB]
TF	75 - 320 [°F]
API	14,4 - 58,9 [°API]
Ygsep	0,379 - 1,709
Rsf	0 - 2890 [pcn/BF]
Ts	65 - 186 [°F]
Ps	14,7 - 514,7 [psia]

Fuente: Autores, Guía del usuario PIPESIM versión 2003.1

c) Factor volumétrico de formación para sistemas sub-saturados.

Vasquez & Beggs

$$B_o = B_{0exp} (C_o (P_b - P)) \quad \text{Ecu. (1.30)}$$

Glaso

$$B_t = \Phi_3 \left[R_s \left(\frac{T^{0,5}}{\gamma_g^{0,3}} \right) \gamma_o^A P^{-1,1089} \right] \quad \text{Ecu. (1.31)}$$

Donde

$$A = 2,9 * 10^{-0,00027 R_s}$$

1.2.4 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 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 el término “Ln (re/rw)” por “Ln (X)” donde “X” se lee de la Figura 2 publicada por Mathews & Russel, el valor de “X” incluye el factor de forma desarrollado por Dietz en 1.965.

1.3 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD

El índice de productividad se define como la relación que existe entre la tasa de producción q_0 , el diferencial de presión del yacimiento y la presión de fondo fluendo. 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 (1.32 y 1.33) se puede obtener el índice de productividad, despejando la relación que define al J, es decir: Para flujo continuo:

$$J = \frac{q}{P_{yto} - P_{wf}} \quad \text{Ecu. (1.32)}$$


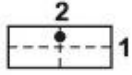

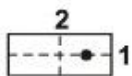

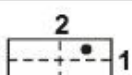


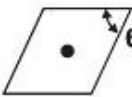
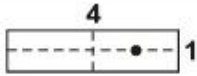
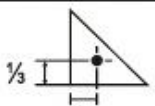
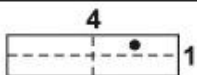
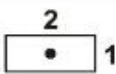
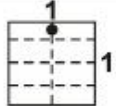
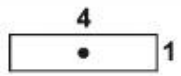
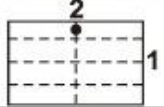
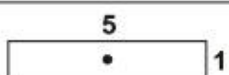
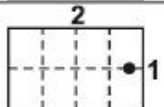
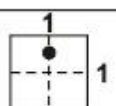
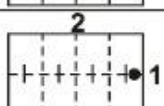
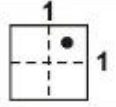
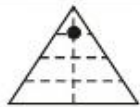
Donde:

q = producción del pozo en bb/día del líquido a condiciones de almacenamiento.

P_{yto} = Presión que depende del estado en psi.

P_{wf} = Presión en el fondo del pozo en psi.

Figura 2. Factores para considerar las diferentes formas geométricas y posiciones de un pozo en una determinada área de drenaje.⁶

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

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

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

La presión del yacimiento varía dependiendo del régimen en que se encuentre; en régimen transitorio se denota como P_i , en régimen pseudo estable como \bar{P} y en régimen de estado estable como la presión en el radio de drenaje P_e . La ecuación anterior se puede definir para flujo radial de la producción de un líquido homogéneo de poca compresibilidad que está contenido en un yacimiento horizontal uniforme.

$$J = \frac{q}{(P_s - P_{wf})} = \frac{0,007082Kh}{B_o \mu \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad \text{Ecu. (1.33)}$$

De igual manera se puede expresar el índice de productividad específico para un flujo radial.

$$J_s = \frac{J}{h} = \frac{0,007082K}{B_o \mu \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad \text{Ecu. (1.34)}$$

Si el valor de IP del pozo se toma como constante, independientemente de la producción actual del pozo, se puede decir que $q = J^* \Delta P$. Así es evidente que la relación entre q y ΔP es una línea recta que pasa por el origen y tiene una pendiente J .⁷

1.3.1 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

⁷OROZCO IBARRA, Andrés Fernando & ROCHA SALDARRIAGA, Nelson Armando. Determinación de potenciales (IPR) en pozos horizontales y desviados para flujo en dos fases usando una herramienta software basada en simulación Montecarli. Bucaramanga. 2008. P 31.

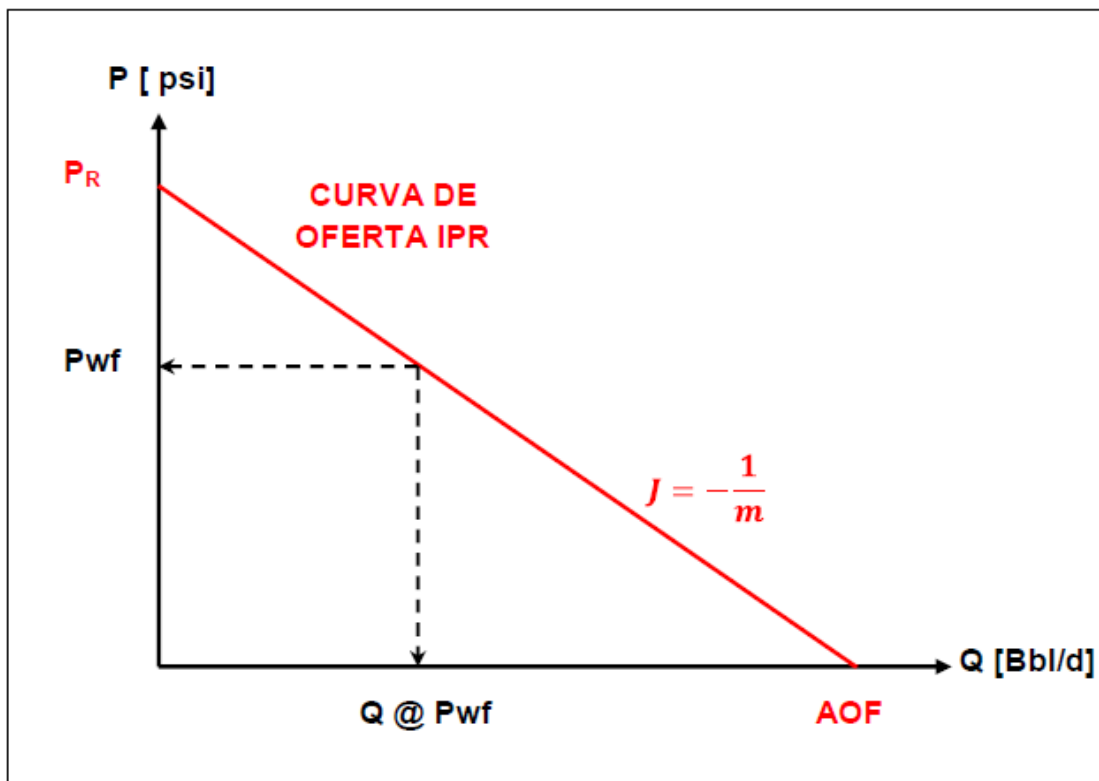
IPR como la mostrada en la Figura 13, cambiará y por lo tanto no existirá una relación lineal entre P_{wf} y q .

Tabla 2. Escala típica de valores del índice de productividad

ESCALA TÍPICA DE VALORES DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (bpd/lpc)	
Baja Productividad	$J < 0,5$
Productividad media	$0,5 < J < 1,0$
Alta Productividad	$1,0 < J < 2,0$
Excelente Productividad	$2,0 < J$

Fuente: Modificado, Márquez Richard. Análisis Nodal de Sistemas de Producción. Nivel Básico. 2008. Cap 2.

Figura 3. Índice de productividad



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

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.

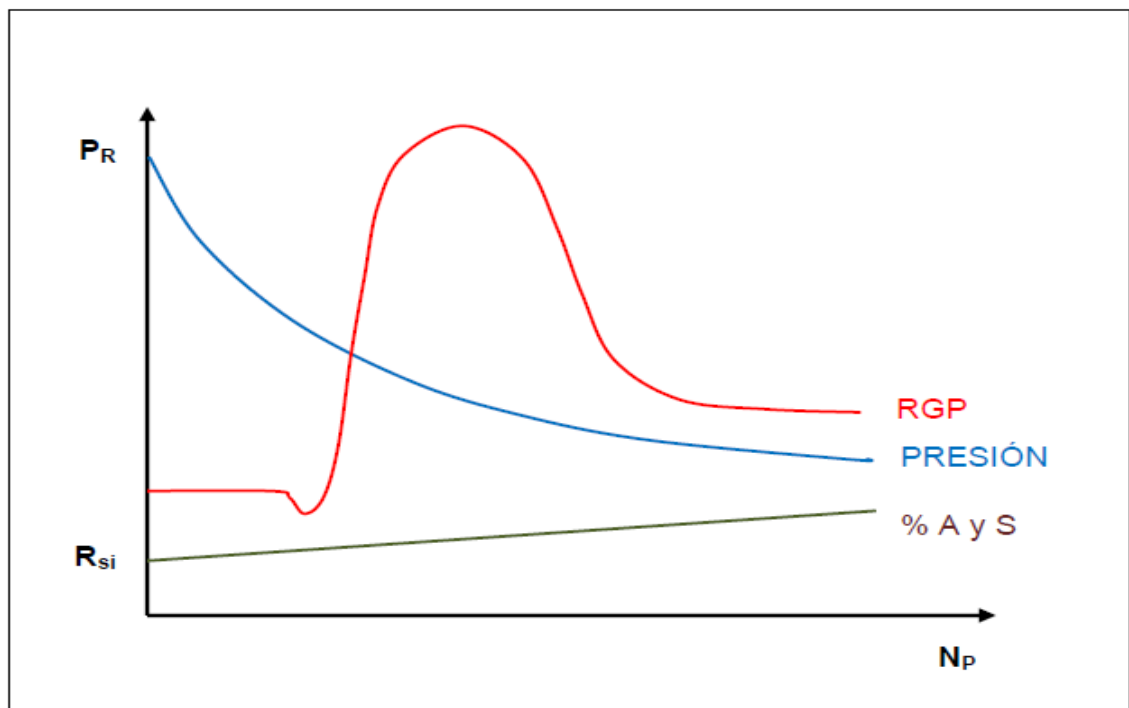
Este mecanismo actúa de tal forma que la presión disminuye a un ritmo leve debido a una expansión conjunta del aceite y el gas presente en solución, cuando se alcance la saturación de gas crítica RGP aumentará rápidamente, mientras que P disminuye, como se observa en la Figura 4.

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.

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.

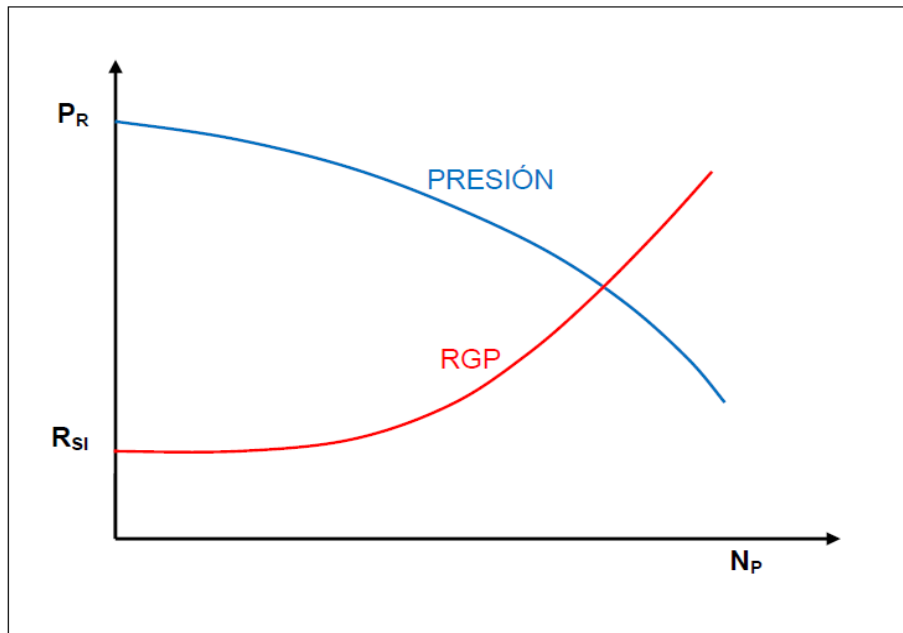
Empuje Combinado: En algunos yacimientos se puede presentar la combinación de diferentes mecanismos de empuje, lo cual hace difícil predecir el recobro esperado, debido a la variación de la capa de gas y la fuerza de los acuíferos. Definitivamente es de vital importancia en estos casos la toma de información 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 7 J, se verá afectado en mayor o menor proporción, dependiendo del el mecanismo de empuje.

Figura 4. Empuje por Gas en Solución



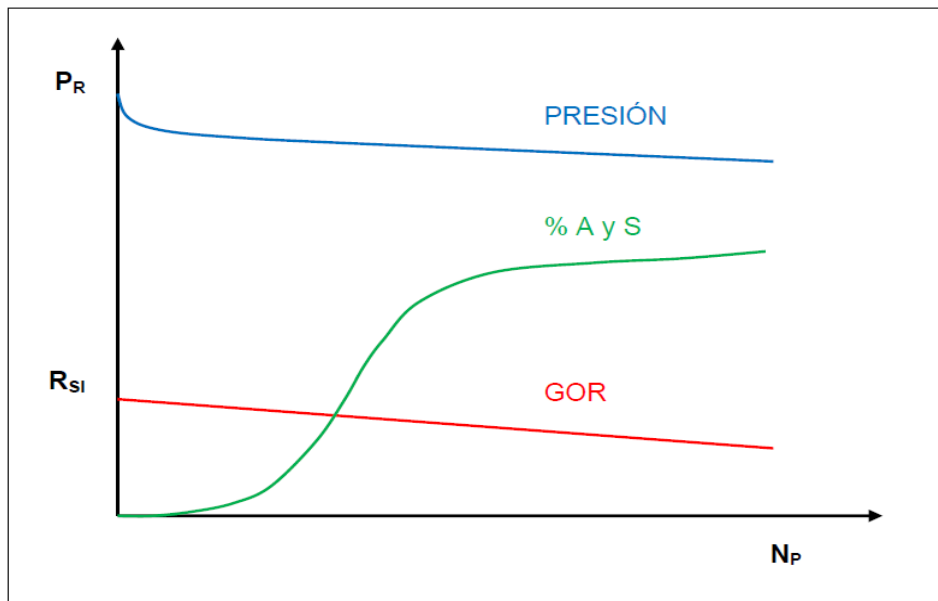
Fuente: MÁRQUEZ, Richard. Análisis Nodal de Sistemas de Producción. Nivel Básico. 2008. Cap 2. p.22.

Figura 5. Empuje por capa de gas.



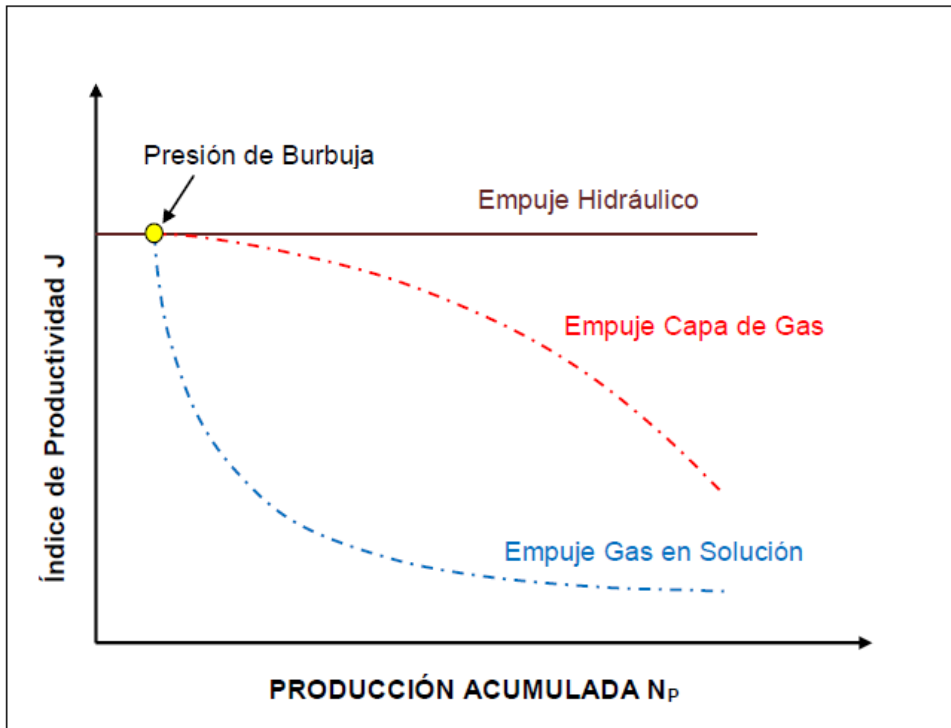
Fuente: MÁRQUEZ, Richard. Análisis Nodal de Sistemas de Producción. Nivel Básico. 2008. Cap. 2. p.22.

Figura 6. Empuje hidráulico



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

Figura 7. Empuje combinado.



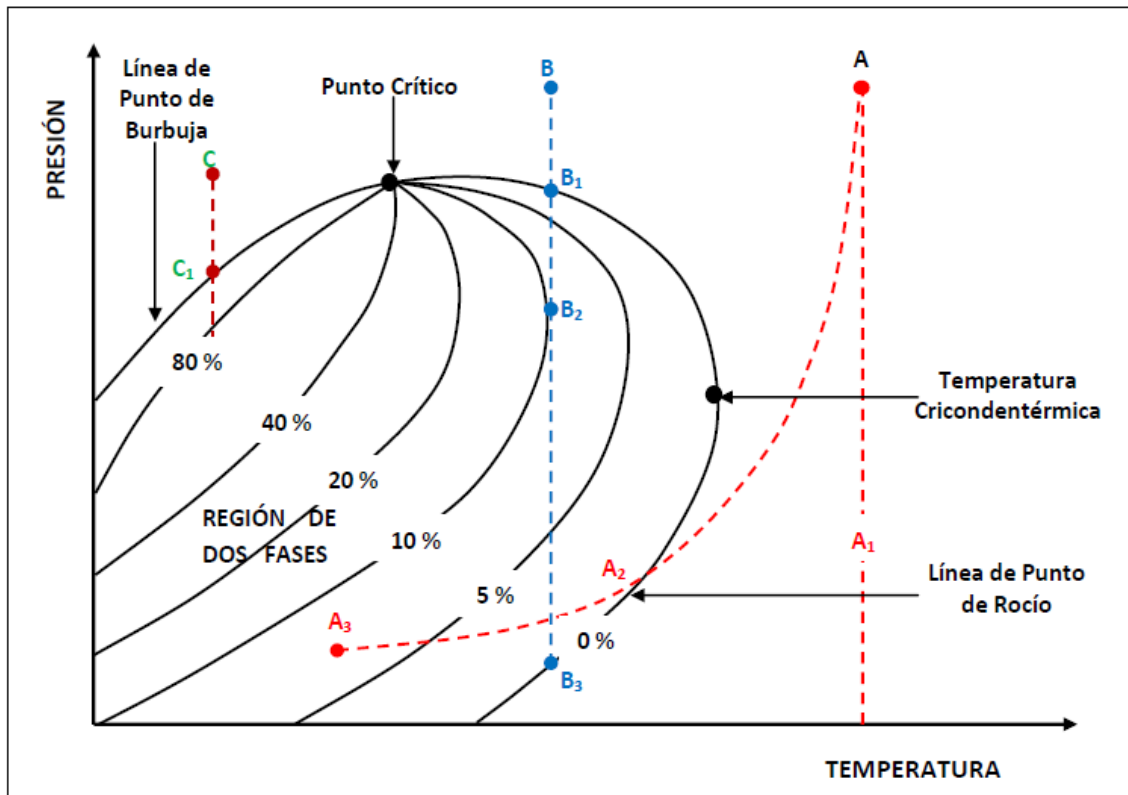
Fuente: MÁRQUEZ, Richard. Análisis Nodal de Sistemas de Producción. Nivel Básico. 2008. Cap 2. p.24.

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 C1 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 A1 o A3 sobre la envolvente, respectivamente. En caso de un yacimiento seco los hidrocarburos líquidos no condensarán ni en yacimiento ni en superficie.

Figura 8. 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.

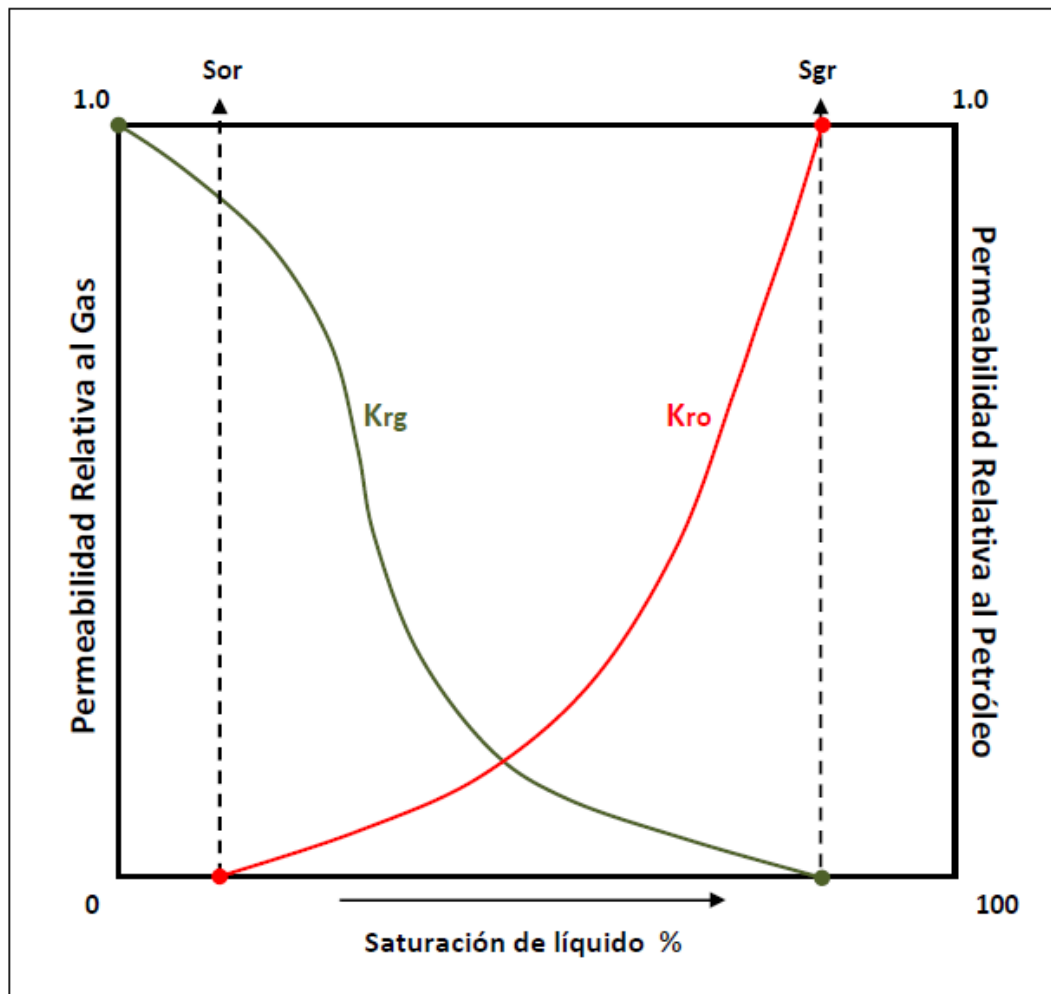
En consecuencia, se define como permeabilidad relativa al cociente entre la permeabilidad efectiva de un fluido, a un valor de saturación dado, y la permeabilidad absoluta del medio poroso. Por lo tanto, la permeabilidad relativa al petróleo, gas y agua, es decir K_{ro} , K_{rg} y K_{rw} respectivamente, se encuentra dada como:

$$K_{ro} = \frac{K_o}{K} K_{rg} = \frac{K_g}{K} K_{rw} = \frac{K_w}{K} \quad \text{Ecu. (1.35)}$$

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.

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_o volverá a disminuir. Estos cambios de B_o con presión pueden detallarse en la figura 11⁸.

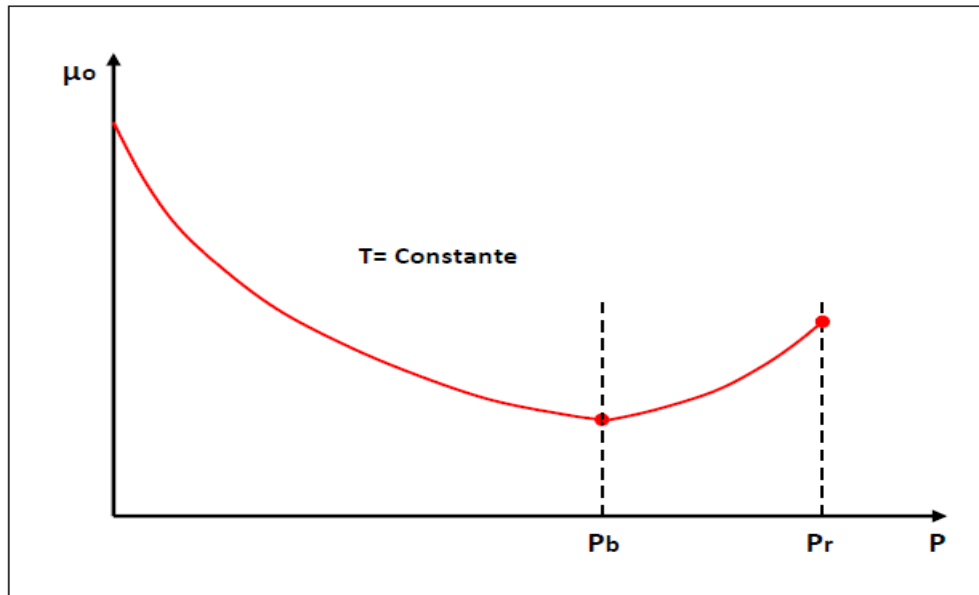
Figura 9. Curva típica de permeabilidad relativa.



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

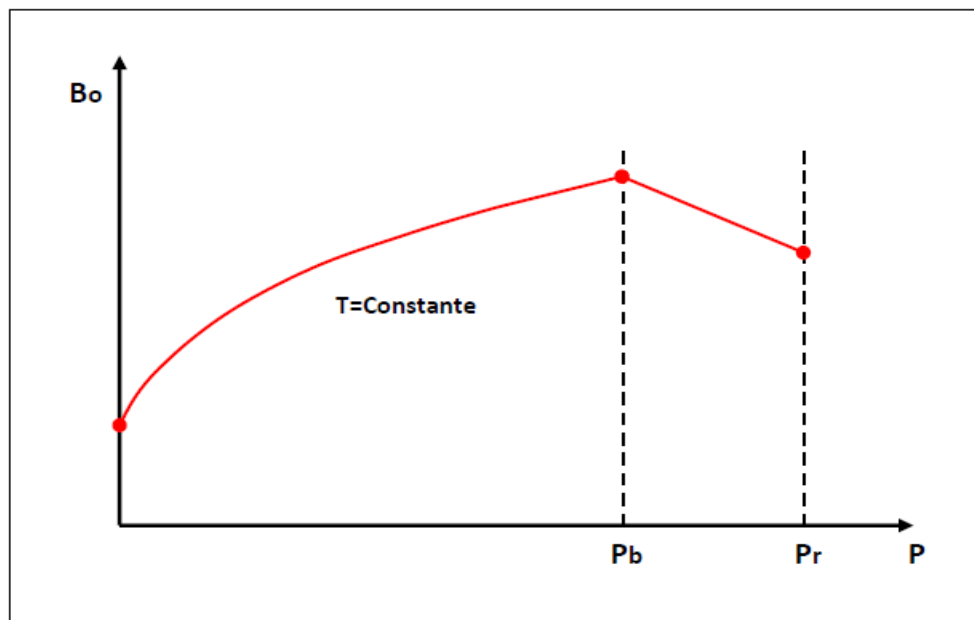
⁸ MÁRQUEZ, Richard. Análisis Nodal De Sistemas De Producción. Nivel Básico. 2008. Cap 2. P.20.

Figura 10. Comportamiento de la viscosidad del petróleo con presión.



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

Figura 11. Comportamiento del factor volumétrico del petróleo.



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

1.4 EFICIENCIA DE FLUJO (EF).

Cuando el daño de formación 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 denominará como J' para diferenciarlo del índice real J . La eficiencia de flujo se define como la relación existente entre el índice de productividad real y el índice ideal⁹.

$$EF = \frac{J}{J'} \quad \text{Ecu. (1.36)}$$

1.5 IPR (INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIPS).

La curva IPR representa gráficamente la relación entre presiones fluyentes P_{wfs} , y las tasas de producción 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 tasa de producción de líquido q_l , que se puede obtener del índice de productividad J :

$$q_l = J * (P_{ws} - P_{wfs}) \quad \text{Ecu. (1.37)}$$

O también.

$$P_{wfs} = P_{ws} - \frac{q_l}{J} \quad \text{Ecu. (1.38)}$$

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

⁹MAGGILOLO, Ricardo, "Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal", ESP OIL Engineering Consultants 2008, p.26.

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 crudo¹⁰.

1.6 MÉTODO DE VOGEL.

Vogel desarrollo una ecuación empírica para la forma del IPR de un productor de aceite que se encuentra en un yacimiento subsaturado ($P < P_b$), dentro de la ecuación que se desarrolló consideró que no había daño en la información, es decir, $S=0$, y que la presión media del yacimiento es menor que la presión en el punto de burbujeo y se representa así:

$$\frac{q_o}{q_{om\acute{a}x}} = 1 - 0,2 \left(\frac{P_{fw}}{\bar{P}} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{fw}}{\bar{P}} \right)^2 \quad \text{Ecu. (1.39)}$$

Donde:

\bar{P} = Presión media del yacimiento.

$q' = q_{om\acute{a}x}$ = producción de aceite máximo.

De la ecuación 1, despreciando cualquier diferencia entre \bar{P} y P_s se obtiene.

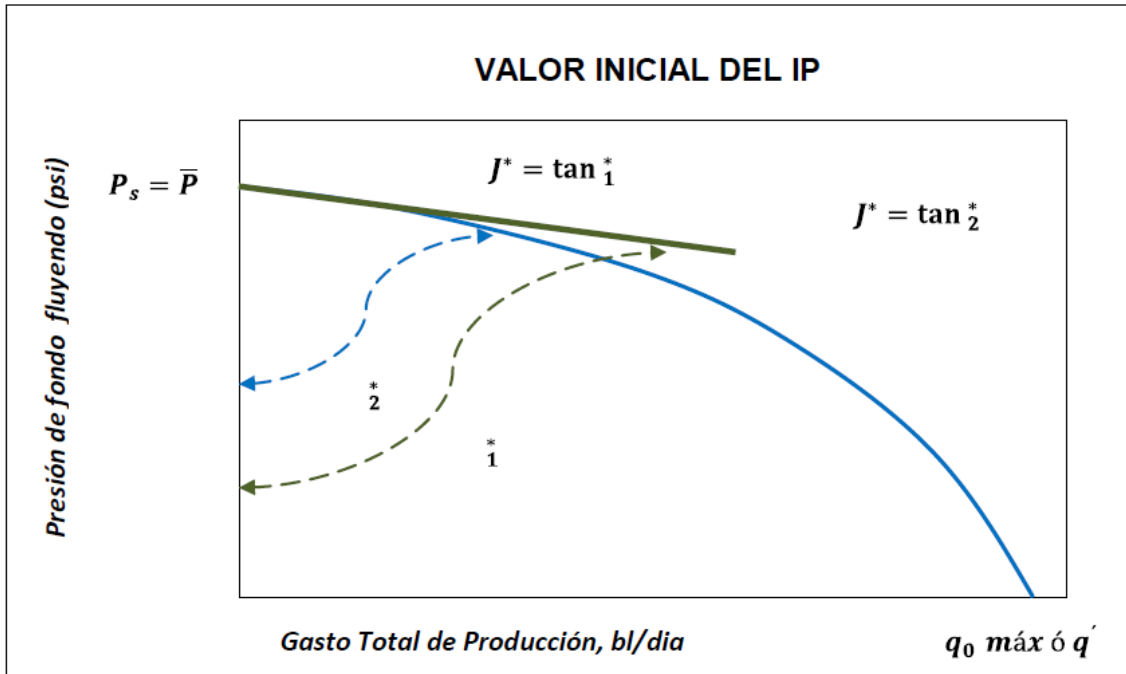
$$J = \frac{q_{om\acute{a}x}}{\bar{P}} \left(1 + 0,8 \frac{P_{fw}}{\bar{P}} \right) \quad \text{Ecu. (1.40)}$$

Si J^* es el valor inicial de J , es decir, el valor del IP para ΔP bajo. Al tener P_{fw} al valor de \bar{P} resulta que:

$$J^* = \frac{1,8 * q_{om\acute{a}x}}{\bar{P}} \quad \text{Ecu. (1.41)}$$

¹⁰MAGGILOLO, Ricardo, "Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal", ESP OIL Engineering Consultants 2008, p.27.

Figura 12. Valor inicial de índice de productividad



Fuente: NIN D T.E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. McGraw Hill. 1987.

Como J^* no es constante sino un valor variable y depende de $\tan \theta^*$ y $\tan \theta^*$ es función de P_{fw} , uniendo las ecuaciones 5 y 6, se puede obtener una ecuación de J^* variable en función de J constante.

$$J^* = \frac{1,8 * J}{1 + 0,8 \frac{P_{fw}}{\bar{P}}} \quad \text{Ecu. (1.42)}$$

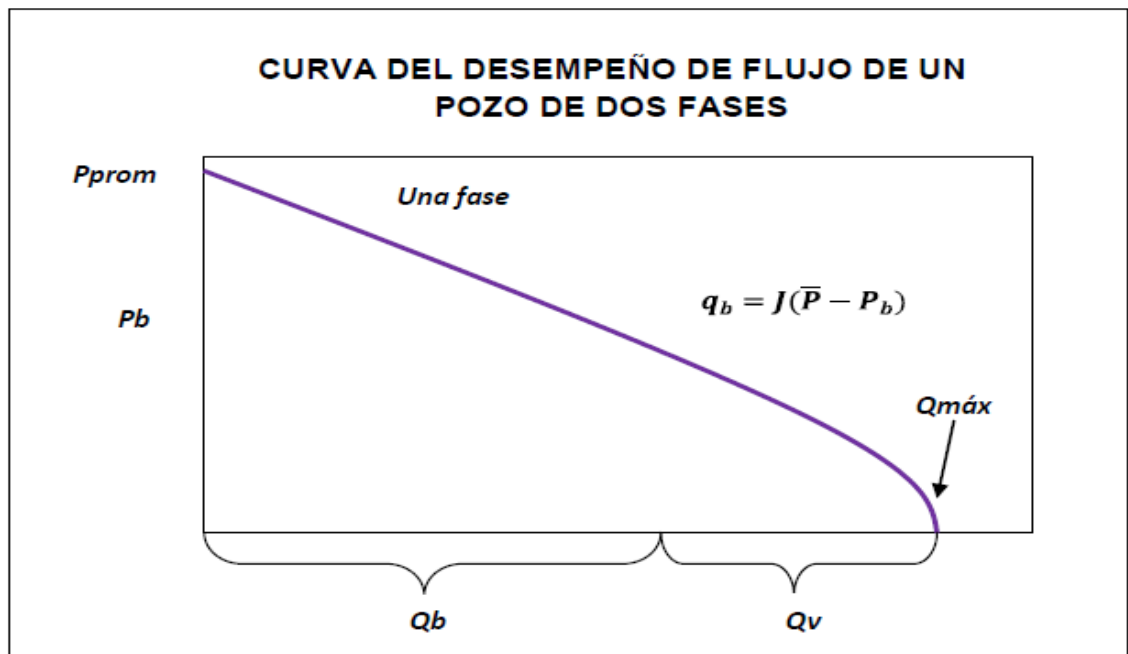
Una manera de trazar la curva IPR es con la siguiente ecuación.

$$q_o = \frac{J^* \bar{P}_f}{1,8} \left[1 - 0,2 \frac{P_{fw}}{\bar{P}_f} - 0,8 \left(\frac{P_{fw}}{\bar{P}_f} \right)^2 \right] \quad \text{Ecu. (1.43)}$$

$$P_{fw} = 0,125\bar{P} \left[\sqrt{80 - 81 \left(\frac{q_o}{q_{om\acute{a}x}} \right) - 1} \right] \quad \text{Ecu. (1.44)}$$

1.6.1 Vogel generalizado: Cuando la presión del yacimiento como se muestra en la figura 10 está por encima de la presión de burbuja ($P > P_b$) se encuentra en una fase, es decir $q_r = q_o$ y cuando la presión es menor que la presión de burbuja ($P_{wf} < P_b$) el yacimiento se encuentra en dos fases, $q_r = q_o + q_g$ hablando para este caso de Vogel generalizado siendo aplicado para flujo transiente, estado estable o estado pseudo estable.

Figura 13. Curva de desempeño de flujo de un pozo de dos fases.



Fuente: ECONOMIDES, Michael J & HILL, A. Daniel. Petroleum production system .Prentice Hall. 1994.

La tasa de flujo se define como:

$$q_o = J^*(\bar{P} - P_b) + \frac{P_b J^*}{1,8} \left[1 - 0,2 \frac{P_{fw}}{P_b} - 0,8 \left(\frac{P_{fw}}{P_b} \right)^2 \right] \quad \text{Ecu. (1.45)}$$

1.7 MÉTODO DE FETKOVICH.

El método tiene como punto de partida la ecuación de Evinger y Muskat para un flujo bifásico, con un único pozo de radio r_w que se encuentra drenando un yacimiento horizontal y homogéneo de radio r_e .

$$q_o = J'_{oi} (P_i^2 - P_{fw}^2) \quad \text{Ecu. (1.46)}$$

Debido a que en la práctica P_e no es constante sino que decrece a medida que la producción acumulativa aumenta, la consideración hecha es que J'_{oi} decrecerá en proporción a la reducción a la presión media del yacimiento (área de drenaje). Entonces, cuando $P_s < P$ la ecuación 1.46 quedaría de la siguiente manera:

$$q_o = J'_{oi} \frac{P_s}{P_i} (P_s^2 - P_{fw}^2) \quad \text{Ecu. (1.47)}$$

Expresando J'_o en función de J'_{oi}

$$J'_o = J'_{oi} \frac{P_s}{P_i} \quad \text{Ecu. (1.48)}$$

¹¹ NIIND T.E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. Mc Graw Hill 1987.P 87.

Aproximación del método de Fetkovich: Fetkovich en 1973 propuso un método para calcular el IPR para pozos de aceite utilizando el mismo tipo de ecuaciones que han sido utilizadas para analizar pozos de gas. Este procedimiento fue verificado por medio del análisis de pruebas de isócronas y pruebas “flowafterflow” realizado a varios yacimientos.

En todos los casos se encontró que las curvas de presión para estos yacimientos de aceite seguían la misma forma general usada para expresar el IPR para pozos de gas representado por la ecuación 14.

$$q = C(\bar{P}^2 - P_{fw}^2)^n \quad \text{Ecu. (1.49)}$$

$$\frac{q_o}{q_{om\acute{a}x}} = \left[1 - \left(\frac{P_{fw}}{\bar{P}_f} \right)^2 \right]^n \quad \text{Ecu. (1.50)}$$

Donde:

C = coeficiente de flujo

n = exponente dependiente de las características del pozo

Para las pruebas de los yacimientos analizados por Fetkovich el valor de n estuvo entre 0,568 y 1; la ecuación 15 requiere la determinación de las variables $q_{om\acute{a}x}$ y la exponente n siendo ambas características específicas del pozo donde para su determinación, se requieren dos tasas de flujo estabilizadas que correspondan cada una a una P_{wf} .

$$n = \frac{\log\left(\frac{q_1}{q_2}\right)}{\log\left[\frac{\bar{P}^2 - P_{fw_1}^2}{\bar{P}^2 - P_{fw_2}^2}\right]} \quad \text{Ecu. (1.51)}$$

$$C = \frac{q_1}{(\bar{P}^2 - P_{fw_1}^2)^n} = \frac{q_2}{(\bar{P}^2 - P_{fw_2}^2)^n} \quad \text{Ecu. (1.52)}$$

2. FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS

El flujo multifásico es el movimiento de gas libre y de líquido en la tubería, el gas puede estar mezclado en forma homogénea con el líquido o puede existir formando un oleaje donde el gas empuja al líquido desde atrás o encima de él, provocando distintos patrones de flujo. Durante el transporte de los fluidos desde el fondo del pozo hasta el separador en la estación de flujo existen pérdidas de energía tanto en el pozo como en la línea de flujo en la superficie. Las fuentes de pérdidas de energía provienen de los efectos gravitacionales, fricción y cambios de energía cinética. Por lo tanto, para utilizarla al máximo se requiere realizar un buen diseño de los equipos del pozo, líneas de flujo, estranguladores, separadores y de otras conexiones.

El estudio del flujo multifásico en tuberías permite estimar la presión requerida en el fondo del pozo para transportar un determinado caudal de producción hasta la estación de flujo en la superficie. El objetivo del presente del capítulo es determinar, mediante correlaciones de flujo multifásico en tuberías (FMT), la habilidad que tiene un pozo para extraer fluidos del yacimiento.

2.1 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:

$$\frac{\Delta P}{\Delta Z} = \frac{1}{144} * \left(\frac{g * \rho * \text{sen}\theta}{g_c} + \frac{f_m * \rho * V^2}{2 * g_c * d} + \frac{\rho * \Delta V^2}{2 * g_c * \Delta Z} \right) \left[\frac{Psi}{ft} \right] \quad \text{Ecu. (2.1)}$$

Siendo:

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

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

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

Ecu. (2.2)

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta Z}\right)_{acel} = \text{gradiente de presión por cambio de energía cinética o aceleración}$$

Donde:

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

ρ = Densidad de la mezcla multifasica, lbm/ft³.

V = velocidad de la mezcla multifasica, ft/seg.

g = Aceleración de la gravedad, 32.2 ft/seg².

g/g_c = constante para convertir lbm a lbf.

f_m = factor de fricción de Moody, adimensional.

d = diámetro interno de la tubería, ft.

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

Es indispensable el uso de un software que permita modelar el flujo multifásico en tuberías ya que el cálculo es iterativo en presión y en algunos casos más rigurosos es iterativo en temperatura y presión.¹²

2.2 CONSIDERACIONES TEÓRICAS DEL FLUJO MONOFÁSICO EN TUBERÍAS

Entre las correlaciones para flujo multifásico que cubren amplio rango de tasa de producción y todos los tamaños típicos de tuberías se encuentran, para flujo horizontal: Beegs & Brill, Duckler y colaboradores, Eaton y colaboradores, etc. y para flujo vertical: Hagedorn & Brown, Duns & Ros, Orkiszewski, Beggs & Brill, Ansari, etc.¹³

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

2.2.1 Cálculo del factor de fricción: El cálculo del gradiente de presión por fricción requiere determinar el valor del factor de fricción (f_m), para lo cual es preciso evaluar si el flujo es laminar o turbulento, por esta razón es necesario calcular el número de Reynolds. Se considera la existencia de flujo laminar cuando el número de Reynolds es menor de 2.000, si es mayor se clasifica como flujo turbulento.

¹² BEGGS, H, Production Optimization Using Nodal TH Analysis, OGCI and Petroskills Publications Tulsa ,Oklahoma, Second Edition, 2003. Pag 66.

¹³MAGGIOLO, Ricardo, "Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal", ESP OIL Engineering Consultants 2008. Pag. 50.

- El número de Reynolds está definido como:

$$N_{Re} = \frac{d * V * \rho}{\mu} \quad \text{Ecu. (2.3)}$$

En unidades prácticas de campo:

$$N_{Re} = \frac{1488 * d * V * \rho}{\mu} \quad \text{Ecu. (2.4)}$$

Donde:

d= diámetro interno de la tubería, ft.

V= Velocidad de la mezcla multifasica, ft/seg.

ρ= Densidad de la mezcla multifasica, lbm/ft³.

μ= Viscosidad del fluido.

2.2.2 Factor de fricción para flujo laminar: Se utiliza una expresión analítica derivada igualando el gradiente de presión de Poiseuille con el término del gradiente de fricción (ecuación de Darcy Weisbach).

- Ecuación de Poiseuille (obtenida integrando el perfil de velocidad para este tipo de flujo en tubos capilares horizontales):

$$V = \frac{d^2}{32 * \mu} * \left(\frac{dP}{dL} \right) \quad \text{Ecu. (2.5)}$$

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

$$f = f_m = \frac{64 * \mu}{\rho * v * d} = \frac{64}{N_{Re}} \quad \text{Ecu. (2.6)}$$

En adelante se considera el factor de fricción de Moody con la letra (f) únicamente.

2.2.3 Factor de fricción en flujo turbulento: Tuberías lisas. Gran número de ecuaciones empíricas se han propuesto para predecir el factor de fricción bajo condiciones de flujo turbulento. Para el caso de tuberías lisas, las ecuaciones más utilizadas en sus rangos de aplicabilidad son:

Drew, Koo y Mc Adams:

$$f = 0.0056 + 0.5 * N_{Re}^{-0.32} \quad \text{Ecu. (2.7)}$$

Para

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

Y Blasius

$$f = 0.316 * N_{Re}^{-0.25} \quad \text{Ecu. (2.8)}$$

Para

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

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

2.2.4 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, si no a su valor relativo al diámetro interno de la tubería, ξ/d . El experimento de Nikurad se 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:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 1.74 - 2 * \log\left(\frac{2 * \xi}{d}\right) \quad \text{Ecu. (2.9)}$$

La región donde el factor de fricción varía con el número de Reynolds y la rugosidad relativa es llamada la región de transición o pared parcialmente rugosa.

Colebrook propuso una ecuación empírica para describir la variación de f en esta región:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 1.74 - 2 * \log\left(\frac{2 * \xi}{d} + \frac{18.7}{N_{Re} * \sqrt{f}}\right) \quad \text{Ecu. (2.10)}$$

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 requieren de un proceso de ensayo y error, y puede expresarse como:

$$f_c = \left[1.74 - 2 * \log\left(\frac{2 * \xi}{d} + \frac{18.7}{N_{Re} * \sqrt{f_{est}}}\right) \right]^{-2} \quad \text{Ecu. (2.11)}$$

Valores de f son supuestos f_{est} y luego calculado f_c , hasta que estos converjan 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.

2.2.5 Ecuaciones Explícitas del Factor de Fricción (F). Una ecuación explícita para determinar el factor de fricción fue propuesta por Jain y comparada en exactitud a la ecuación de Colebrook. Jain encontró que para un rango de

rugosidad relativa entre 10^{-6} y 10^{-2} , y un rango de número de Reynolds entre 5×10^3 y 10^8 , los errores estaban dentro de $\pm 1\%$ comparada a los valores obtenidos usando la ecuación de Colebrook. La ecuación da un error máximo de 3% para números de Reynolds tan bajos como 2000.

La ecuación es:

$$f = \left[1.14 - 2 \log \left(\frac{\xi}{d} + \frac{21.25}{N_{Re}^{0.9}} \right) \right]^{-2} \quad \text{Ecu. (2.12)}$$

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

$$f_c = \left\{ 2 * \log \left[\frac{\xi/d}{3.7} - \frac{5.02}{N_{Re}} \log \left(\frac{\xi/d}{3.7} - \frac{13}{N_{Re}} \right) \right] \right\}^{-2} \quad \text{Ecu. (2.13)}$$

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.¹⁴

2.3 PARÀMETROS CARACTERÍSTICOS DEL FLUJO MULTIFÁSICO

¹⁴ Brill, J.P. y Mukjerhee, H., Multiphase Flow in Wells, H.L.D.M. of AIME, Ed. Society of Petroleum Eng. Inc., 1999. P 6-7

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:

2.3.1 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.

$$H_L = \frac{\text{Volumen de líquido en un elemento de la tubería}}{\text{Volumen de el elemento de tubería}} = \frac{V_{SL}}{V_L} \quad \text{Ecu. (2.14)}$$

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.

$$H_g = 1 - H_L \quad \text{Ecu. (2.15)}$$

2.3.2 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.

$$\lambda_L = \frac{q_L}{q_L + q_g} = \frac{V_{SL}}{V_m} \quad \text{Ecu. (2.16)}$$

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:

$$\lambda_g = 1 - \lambda_L = \frac{q_g}{q_g + q_L} \quad \text{Ecu. (2.17)}$$

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.

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

$$\rho_L = \rho_o * F_o + \rho_w * F_w \quad \text{Ecu. (2.18)}$$

Donde:

$$F_o = \frac{q_o}{q_o + q_w}$$

$$F_w = 1 - F_o$$

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

Ecuación usada por la mayoría de los investigadores para determinar el gradiente de presión debido al cambio de elevación.

$$\rho_s = \rho_L * H_L + \rho_g * H_g \quad \text{Ecu. (2.19)}$$

Ecuación para calcular la densidad bifásica

$$\rho_n = \rho_L * \lambda_L + \rho_g * \lambda_g \quad \text{Ecu. (2.20)}$$

Ecuaciones presentadas por algunos investigadores (Hagedorn & Brown, por ejemplo) para definir la densidad utilizada en las pérdidas por fricción y número de Reynolds.

$$\rho_K = \frac{\rho_L * \lambda_L^2}{H_L} + \frac{\rho_g * \lambda_g^2}{H_g} \quad \text{Ecu. (2.21)}$$

$$\rho_f = \frac{\rho_m^2}{\rho_s} = \frac{[\rho_L * \lambda_L + \rho_g * (1 - \lambda_L)]^2}{\rho_L * H_L + \rho_g * (1 - H_L)} \quad \text{Ecu. (2.22)}$$

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

- La velocidad superficial del gas viene dada por:

$$V_{sg} = \frac{q_g}{A} \quad \text{Ecu. (2.23)}$$

- La velocidad real del gas es calculada con:

$$V_{sg} = \frac{q_g}{A * H_g} \quad \text{Ecu. (2.24)}$$

Donde A es el área transversal de la tubería.

- la velocidad superficial del líquido viene dada por:

$$V_{SL} = \frac{q_L}{A} \quad \text{Ecu. (2.25)}$$

- la velocidad real del líquido es calculada con:

$$V_L = \frac{q_L}{A * H_L} \quad \text{Ecu. (2.26)}$$

En unidades de campo se tiene:

- para el líquido

$$V_{SL} = \frac{5.615 * (q_o * B_o + q_w * B_w)}{86400 * A_t} \quad \text{Ecu. (2.27)}$$

- para el gas

$$V_{sg} = \frac{(q_L * RGL - q_o * R_s) * B_g}{86400 * A_t} \quad \text{Ecu. (2.28)}$$

Donde las unidades son:

$$V_{SL} \text{ y } V_{sg} = [\text{ft/seg}]$$

$$q_o \text{ y } q_w = [\text{STB/dia}]$$

$$B_o \text{ y } B_w = [\text{Bbl/STB}]$$

$$A_t = [\text{ft}^2]$$

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

$$V_m = \frac{q_L + q_g}{A} = V_{SL} + V_{sg} \quad \text{Ecu. (2.29)}$$

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:

$$V_s = V_g - V_L = \frac{V_{sg}}{H_g} - \frac{V_{SL}}{H_L} \quad \text{Ecu. (2.30)}$$

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

$$\lambda_L = \frac{V_{SL}}{V_m} \quad \text{Ecu. (2.31)}$$

2.3.6 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.

$$\mu_m = \mu_L * \lambda_L + \mu_g * \lambda_g \quad \text{Ecu. (2.32)}$$

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:

$$\mu_L = \mu_o * F_o + \mu_w * F_w \quad \text{Ecu. (2.33)}$$

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

2.3.7 Tensión Superficial. La tensión superficial 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:

$$\sigma_L = \sigma_o * F_o + \sigma_w * F_w \quad \text{Ecu. (2.34)}$$

Donde:

σ_o =Tención superficial del aceite

σ_w =Tención superficial del agua¹⁵

2.4 PATRONES DE FLUJO

La diferencia básica entre flujo de una sola fase y bifásico es que en este último la fase gaseosa y líquida pueden estar distribuidas en la tubería en una variedad de

¹⁵ Brill, J.P. y Mukjerhee, H, Multiphase Flow in Wells. H.L.D.M. of AIME, Ed. Society of Petroleum Eng. Inc. 1999 p 20-23

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.
- 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.

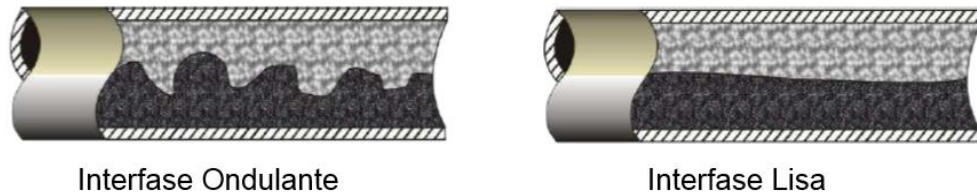
2.4.1 Patrones de Flujo para Tubería Horizontal. Los patrones de flujo existentes en estas configuraciones pueden ser clasificados como:

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

Abreviado como “St”, ocurre a tasas de flujo relativamente bajas de gas y líquido. Las dos fases son separadas por gravedad, donde la fase líquida fluye al fondo de

la tubería y la fase gaseosa en el tope. Este patrón es subdividido en Stratified Smooth (SS), donde la interfase gas-líquido es lisa, y Stratified Wavy (SW), ocurre a tasas de gas relativamente altas, a la cual, ondas estables se forman sobre la interfase.

Figura 14. Interfase ondulante e interfase lisa



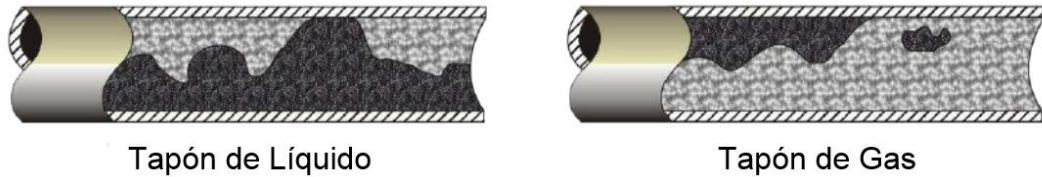
Fuente: MARQUEZ, Ricardo, Análisis Nodal del Sistema de Producción, Nivel Básico, Febrero 2008. Pág. 61

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

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

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

Figura 15. Flujo tapón de líquido y flujo tapón de gas

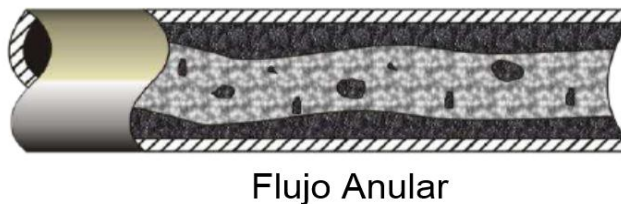


Fuente: MARQUEZ, Ricardo, Análisis Nodal del Sistema de Producción, Nivel Básico, Febrero 2008. Pág. 61

- **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 16. Flujo anular

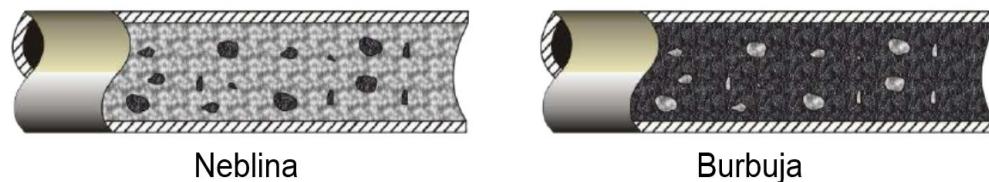


Fuente: MARQUEZ, Ricardo, Análisis Nodal del Sistema de Producción, Nivel Básico, Febrero 2008. Pág. 61

- **Burbujas Dispersas:** A muy altas tasas de flujo de líquido, la fase líquida es la fase continua y la gaseosa es la dispersa como burbujas discretas. La transición a este patrón de flujo es 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 17. Flujo neblina y flujo burbuja.



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

2.4.2 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.

- **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.

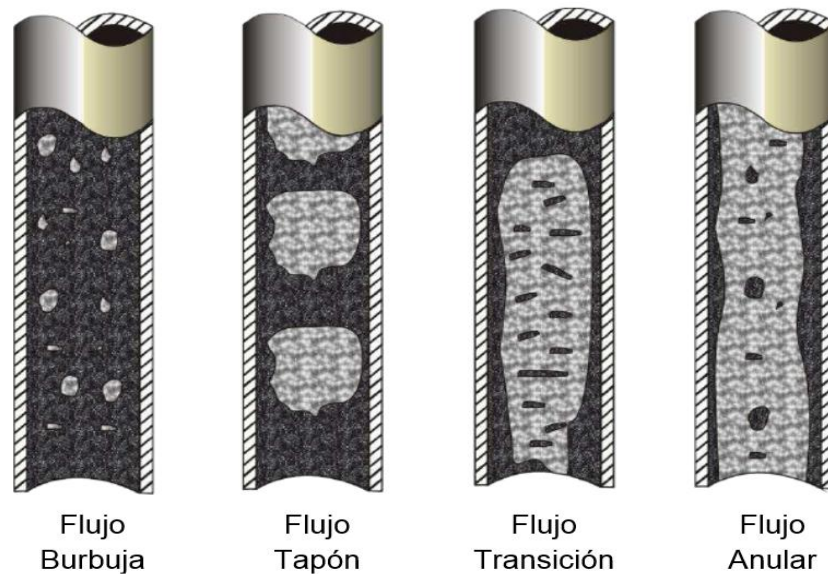
- **Flujo Tapón (Slug Flow “Sl”):** Este patrón de flujo en tuberías verticales es simétrico alrededor del eje de la tubería. La mayoría de la fase gaseosa está localizada en bolsillos de gas en forma de una gran bala denominada “Taylor Bubble” con un diámetro casi igual al diámetro de la tubería. El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

Flujo 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.

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.¹⁶

Figura 18. Patrones de flujo para flujo vertical y fuertemente inclinado.



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

2.5 CORRELACIONES PARA FLUJO MULTIFÁSICO

Las correlaciones empíricas han sido la herramienta de uso común en la solución de problemas de flujo bifásico. Las correlaciones ofrecen el método más eficaz para evaluar características asociadas con este flujo; por su parte los modelos mecanísticos, intentan modelar matemáticamente la física del fenómeno en estudio aplicando principios fundamentales como el de la conservación de la

¹⁶ MAGGILOLO, Ricardo, "Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal", ESP OIL Engineering Consultants 2008, pág.(64-101)

masa, de cantidad de movimiento lineal y de energía, a volúmenes de control que por lo general consideran promedios espaciales y temporales de las propiedades y velocidades de los fluidos.

2.5.1 Modelos y Correlaciones para Flujo Vertical

Ansari: El modelo de Ansari fue desarrollado como parte de los proyectos de investigación de flujo de fluidos de la universidad de Tulsa. Un exhaustivo modelo fue formulado para predecir patrones de flujo y sus características, para modelar el flujo ascendente de las fases presentes. El modelo mecanístico está compuesto por un modelo para la predicción del patrón de flujo y un grupo de modelos independientes para predecir el hold-up y la caída de presión en presencia de flujo burbuja, tapón y anular. Fue evaluado usando una base de datos de la universidad de Tulsa compuesto por 1775 pozos con 371 de ellos de datos Prudhoe Bay.¹⁷

Beggs & Brill Original: Esta correlación es usada para predecir las pérdidas de presión y hold-up. La correlación fue desarrollada siguiendo un estudio de flujo de dos fases en tuberías horizontales e inclinadas. La correlación se basa en un mapa de régimen de flujo donde primero se modela de manera que el flujo sea horizontal. El hold-up es calculado mediante correlaciones y después es corregido dependiendo del ángulo de inclinación. Esta correlación fue desarrollada teniendo en cuenta consideraciones como tuberías de diámetros entre 1 y 1.5 pulgadas, no presenta problemas con la gravedad API, relaciones gas líquido hasta 5000 y cortes de agua por encima de 10 %.

Beggs & Brill Revised: La diferencia con la versión original es que esta correlación usa factores de fricción en tuberías, limitantes para el hold-up y constantes de corrección como las propuestas por Palmer & Payne. Las mejoras hechas a la correlación comprenden; un régimen de flujo extra (Flujo Espuma) el

¹⁷ 9PIPESIM 2009, Schlumberger User's Guide

cual asume que el hold-up no presenta deslizamiento, el factor de fricción ha cambiado del estándar para tubería lisa por un factor de fricción basado en el promedio de la velocidad del fluido.

Duns & Ros Fue desarrollada para flujo vertical de gas y mezclas de líquido en los pozos considerando deslizamiento entre las fases y estableciendo patrones de flujo. Fueron desarrolladas ecuaciones para cada una de las tres regiones de flujo, la primera corresponde a flujo burbuja, tapón y parte de espuma; en la segunda se encuentra lo que sobra del flujo espuma y slug y en la tercera se encuentra el flujo niebla. Cada región tiene una correlación distinta para el cálculo de hold-up. Estas ecuaciones fueron basadas en extensos trabajos experimentales usando mezclas de aceite y aire. Esta correlación fue desarrollada para tuberías de entre 1 y 3 pulg, gravedades API entre 13 y 36 °API, GOR de hasta 5000 scf/STB, presencia de gas, crudo y agua teniendo en cuenta un factor de corrección. Según los autores se emplea un seguimiento representado a continuación¹⁸:

- Determinación del patrón de flujo:

 Cálculo de coeficientes necesarios.

Aplicación de condiciones frontera para realizar la determinación del patrón.

- Determinación de los gradientes de presión según los patrones de flujo:

 Cálculo de los gradientes utilizando correlaciones correspondientes a cada tipo.

Los datos fueron tomados para un amplio rango de variables de flujo, esperando que la correlación funcionara satisfactoriamente para la mayoría de condiciones de pozo.

Govier & Aziz: Es usada para calcular pérdidas de presión, hold-up y regímenes de flujo. Fue desarrollada siguiendo un estudio de la caída de presión en pozos produciendo gas y condensados. Las condiciones en el wellbore fueron

¹⁸PIPESIM 2009. Schlumberger, User's Guide

determinadas por cálculos flash estándar. Los datos del gradiente de presión para flujo bajo una sola fase fueron comparados con las predicciones convencionales.

Hagerdon & Brown: Fue desarrollada siguiendo un estudio experimental de gradientes de presión durante flujo continuo de dos fases en tuberías verticales de diámetro pequeño, las pruebas fueron conducidas para una amplia variación de tasas de flujo, relaciones gas-líquido y viscosidades de líquido. Los datos usados para el desarrollo de esta correlación fueron obtenidos de pozos verticales de aproximadamente 1500 pies, diámetros de tubería de 1 y 2 in y 5 diferentes tipos de fluido como: agua y cuatro tipos de crudo con viscosidades entre 10 y 110 cp. Los aspectos principales de esta correlación son:¹⁹

- La ecuación de gradiente de presión incluye el término de energía cinética y considera que existe deslizamiento entre las fases.
- No considera los patrones de flujo.
- El factor de fricción de flujo bifásico se calcula utilizando el diagrama de Moody.
- La viscosidad líquida tiene un efecto importante en las pérdidas de presión que ocurre en flujo bifásico.
- El hold-up es función de cuatro números adimensionales:

Numero de velocidad líquida, número de velocidad del gas, numero del diámetro de la tubería y el número de la viscosidad líquida (introducidos por Duns & Ross)²⁰

Aunque esta correlación fue desarrollada sin incluir los regímenes de flujo el simulador usa los mapas desarrollados por Beggs & Brill, Duns & Ross y Taitel Dukler para determinar el regímenes de flujo. Las pérdidas de presión calculadas

¹⁹PIPESIM 2009, Schlumberger User's Guide.

²⁰ MAGGILOLO, Ricardo. "Optimización Integral de Sistemas de Producción Utilizando Análisis Nodal".AIP 2007.

fueron comparadas con un estudio dando una desviación promedio de 1.5% con una desviación estándar de 5.5 %.

Mukherjee & Brill: Es usada para predecir pérdidas de presión, hold-up y mapa de flujo. Esta correlación fue desarrollada siguiendo un estudio del comportamiento de la pérdida de presión en un flujo inclinado de dos fases para flujo burbuja y tapón un factor de fricción sin deslizamiento, fue calculado del diagrama de Moody y se encontró adecuado para los cálculos de las pérdidas de presión en cabeza.

Para flujo estratificado el gradiente de presión por fricción es calculado basado en la ecuación de balance de momento para las fases asumiendo una interface espumosa gas- líquido. Para flujo anular y niebla la correlación para el cálculo del factor de fricción fue presentada en función de la relación de hold-up y el factor de fricción de Moody sin deslizamiento. Los resultados ajustaron bien con los datos experimentales.

Orkiszewski: Fue desarrollada para la predicción de pérdidas de presión en tuberías verticales para más de una fase presente; es una extensión del trabajo realizado por Griffith & Wallis. Son considerados cuatro regímenes de flujo: burbuja, tapón, transición de tapón-anular y anular niebla. Este modelo está compuesto de diferentes métodos cada uno de ellos realizado para un patrón de flujo distinto.

La precisión de este método fue verificada cuando los valores predichos fueron comparados con 148 medidas de pérdidas de presión con un error promedio de 0,8% y una desviación estándar de 10,8 %. Este modelo fue desarrollado para diámetros de tubería entre 1 y 2 in, gravedades API entre 10 y 30oAPI, RGL hasta 5000 y sin importar el corte de agua.

2.5.2 Modelos y Correlaciones para Flujo Horizontal.

Beggs & Brill Original: Esta correlación es usada para predecir las pérdidas de presión y hold-up. La correlación fue desarrollada siguiendo un estudio de flujo de dos fases en tuberías horizontales e inclinadas. La correlación se basa bajo un mapa de régimen de flujo donde primero se modela de manera que el flujo sea horizontal. El hold-up es calculado mediante correlaciones y después corregido dependiendo del ángulo de inclinación.

Beggs & Brill Revised: La diferencia de esta correlación con la original es que esta correlación usa factores de fricción en tuberías, limitantes para el hold-up y constantes de corrección como las propuestas por Palmer & Payne. Las mejoras hechas a la correlación comprenden; un régimen de flujo extra (Flujo Espuma) el cual asume que el hold-up no presenta deslizamiento, el factor de fricción es cambiado del estándar para tubería lisa por un factor de fricción basado en el promedio de la velocidad del fluido.

Dukler (AGA) & Flanigan: Fue desarrollada para flujo en tuberías inclinadas; considera cinco regímenes de flujo, estratificado con interface lisa y ondulante, intermitente, anular y disperso (niebla y burbuja). La correlación de Dukler es usada para calcular las pérdidas por fricción, el hold-up, y el diferencial de presión en la tubería.²¹

Mukherjee & Brill: La correlación de Mukherjee & Brill es usada para los cálculos de pérdidas de presión, hold-up y la determinación del régimen de flujo. Fue desarrollada mediante un estudio de las caídas de presión en tuberías inclinadas. Para flujo burbuja y tapón se encontró que el factor de fricción puede ser calculado teniendo en cuenta el diagrama de Moody. En flujo estratificado el gradiente de

²¹ PIPESIM 2009, Schlumberger User's Guide

presión generado por la fricción es calculado basado en la ecuación de balance de momentum para las dos fases asumiendo una interfase gas-líquido leve.

Oliemans: La correlación de Oliemans fue desarrollada para flujo en tuberías que transportan condensado usando un amplio rango de diámetros de tubería, el régimen de flujo se halla usando el mapa de régimen de flujo de Taitel Dukler y un modelo simple el cual delimita el flujo de una sola fase para predecir correctamente las caídas de presión, el modelo tuvo en cuenta de 30 a 100 km de tubería operados a presiones de 1500 psi o mayores.

Xiao: La correlación de Xiao considera flujo de dos fases en tuberías horizontales, el modelo primero determina el patrón de flujo existente y después calcula las características del flujo, el hold-up de líquido y las caídas de presión para flujo estratificado, intermitente, anular o disperso, el modelo fue ampliamente probado con una gran cantidad de datos tanto de campo como de laboratorio incluyendo aceites negros y composicionales.

2.6 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.

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:

$$q = -k * A * \frac{\delta T}{\delta X} \quad \text{Ecu. (2.35)}$$

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.

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 está 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:

$$q = h * A * (T_p - T_\infty) \quad \text{Ecu. (2.36)}$$

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.

Radiación: En contraposición a los mecanismos de la conducción y la convección, donde la transferencia de energía involucra un medio material, 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:

$$q_{\text{emitido}} = \sigma * A * T^4 \qquad \text{Ecu. (2.37)}$$

Donde σ es la constante de proporcionalidad y se denomina constante de Stefan Boltzman, que tiene un valor de $5.669 \times 10^{-8} \text{ [w / (m}^2\text{k}^4\text{)]}$.²²

²²HOLMAN.J.P. Transferencia de Calor, Editorial McGraw-Hill/Interamericano de España, S.A.U. Octava Edición (primera en español), p 1-9

3. 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 Gilbert²³ en 1959, discutido por Nind²⁴ en 1964, posteriormente por Brown²⁵ 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.

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

²³ GILBERT, W.E.: "Flowing and Gas Lift Well Performance." API Drill. Prod. Practice, 1954.

²⁴ NIND, T.E.W.: Principles of Oil Well Production McGraw-Hill, 1964.

²⁵ BROWN, K.E. & BEGGS, H.D.: The Technology of Artificial Lift Methods, Vol. 1. Penn Well Publ. Tulsa, Oklahoma, USA. 1978.

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.

3.1 DESCRIPCIÓN DE LOS FLUIDOS EN EL SISTEMA

3.1.1 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_{wf} .

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.

3.1.2 Recorrido del Fluido en las Perforaciones. Los fluidos aportados por el yacimiento atraviesan el completamiento que puede ser un revestimiento 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} .

3.1.3 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} .

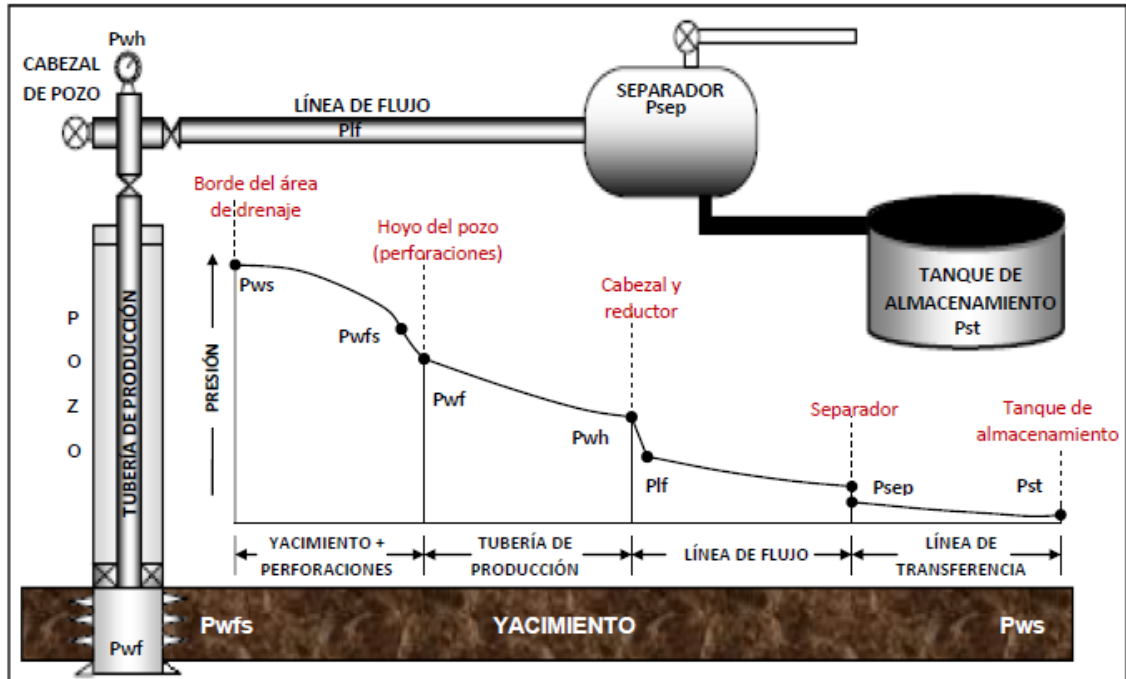
3.1.4 Recorrido del Fluido en la Línea de Flujo Superficial: Al salir del pozo si existe un reductor de flujo en el cabezal ocurre una caída brusca de presión que dependerá fuertemente del diámetro del orificio del reductor, a la descarga del reductor la presión es la presión de la línea de flujo, P_{lf} , 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.

3.2 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.

El sistema de producción puede ser relativamente simple o puede incluir muchos componentes en los que se producen pérdidas de energía o presión. Por ejemplo, un diagrama de un sistema de producción complejo, que ilustra un número de los componentes en los que se producen pérdidas de presión, se muestra en la fig.20

Figura 19. Componentes del sistema de producción y perfil de presiones.



Fuente: MAGGIOLO, Ricardo. Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal, ESP OIL. Engineering Consultants 2008.Pag 8.

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, Pws, y la presión final, Psep:

$$P_{ws} - P_{sep} = \Delta P_y + \Delta P_c + \Delta P_p + \Delta P_t \quad \text{Ecu. (3.1)}$$

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

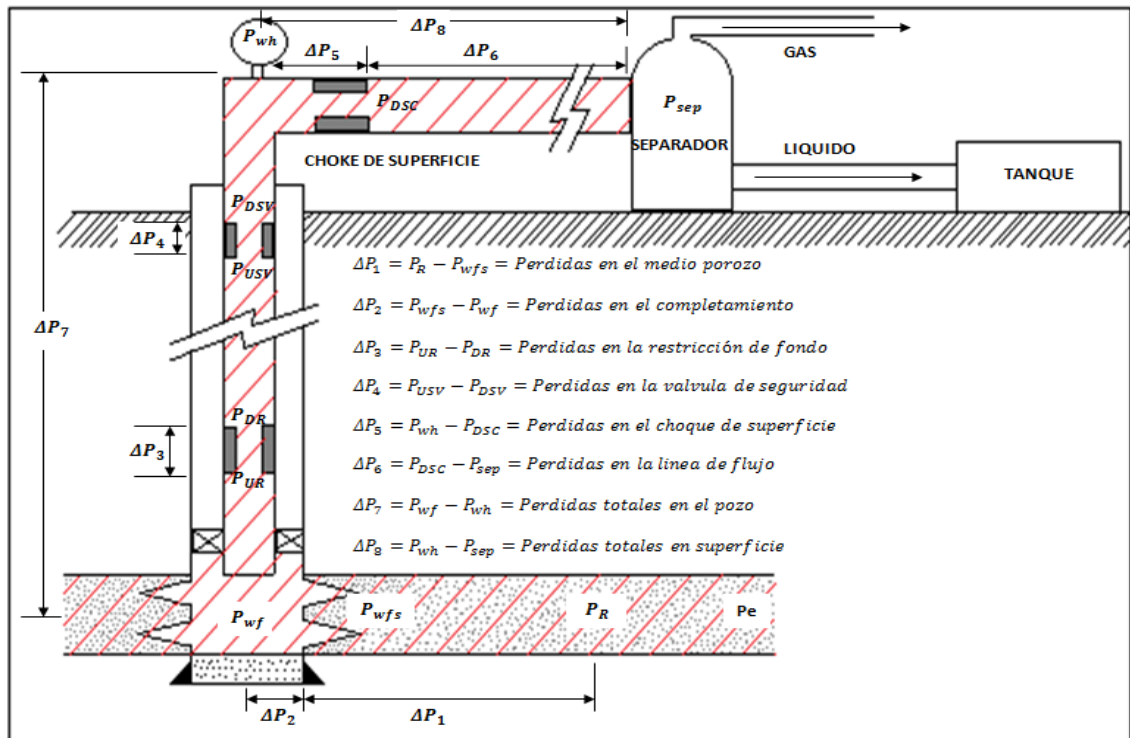
$\Delta P_c = P_{wfs} - P_{wf} =$ Caída de presión en el completamiento, (Jones, Blount & Glaze).

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

$\Delta P_l = P_{wh} - P_{sep} =$ caída de presión en 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.

Figura 20. Capacidad de producción del sistema

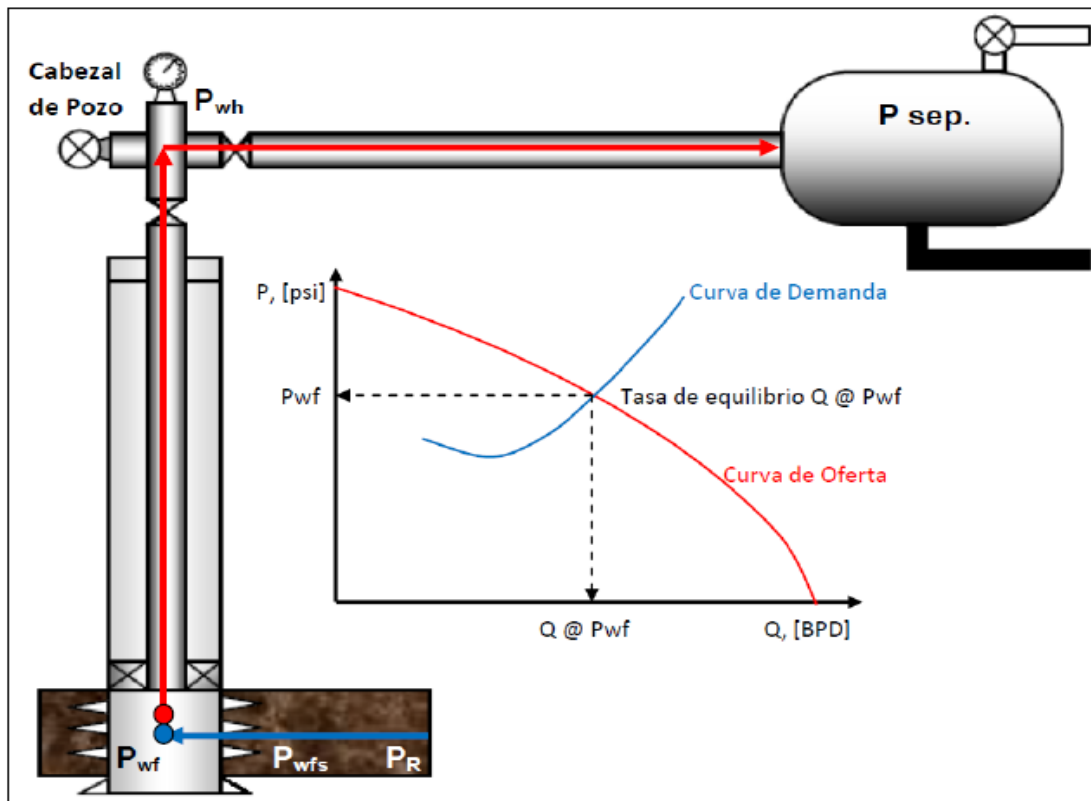


Fuente: BEGGS, H. Production Optimization Using Nodal TH Analysis, OGCI and Petroskills Publications Tulsa, Oklahoma, Second Edition, 2003. Pag 134.

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 presión del separador.

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:

Figura 21. Solución en el fondo del pozo y curvas de oferta y demanda.



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

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

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

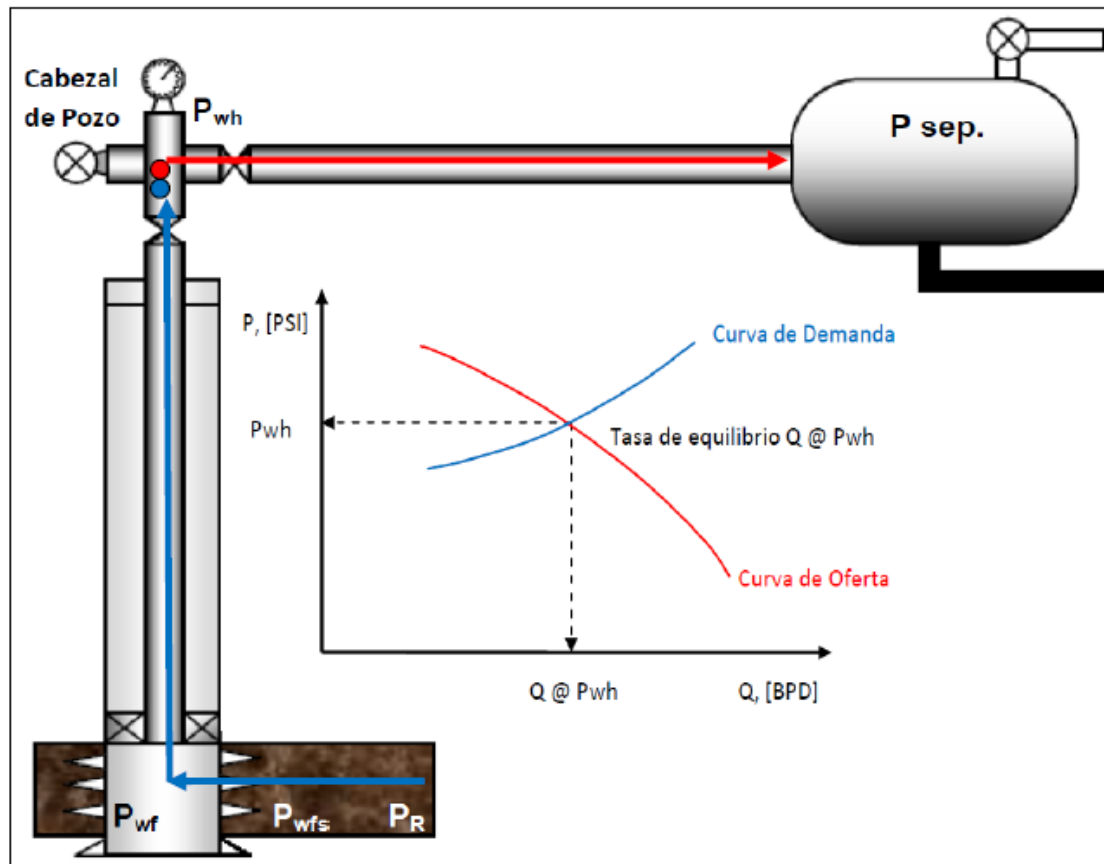
Presión de salida del nodo $P_{wf(demanda)} = P_{sep} + \Delta P_l + \Delta P_p$

3.2.2 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 $P_{wh(demanda)} = P_{sep} + \Delta P_l$

Figura 22. Solución en la cabeza del pozo y curvas de oferta y demanda.

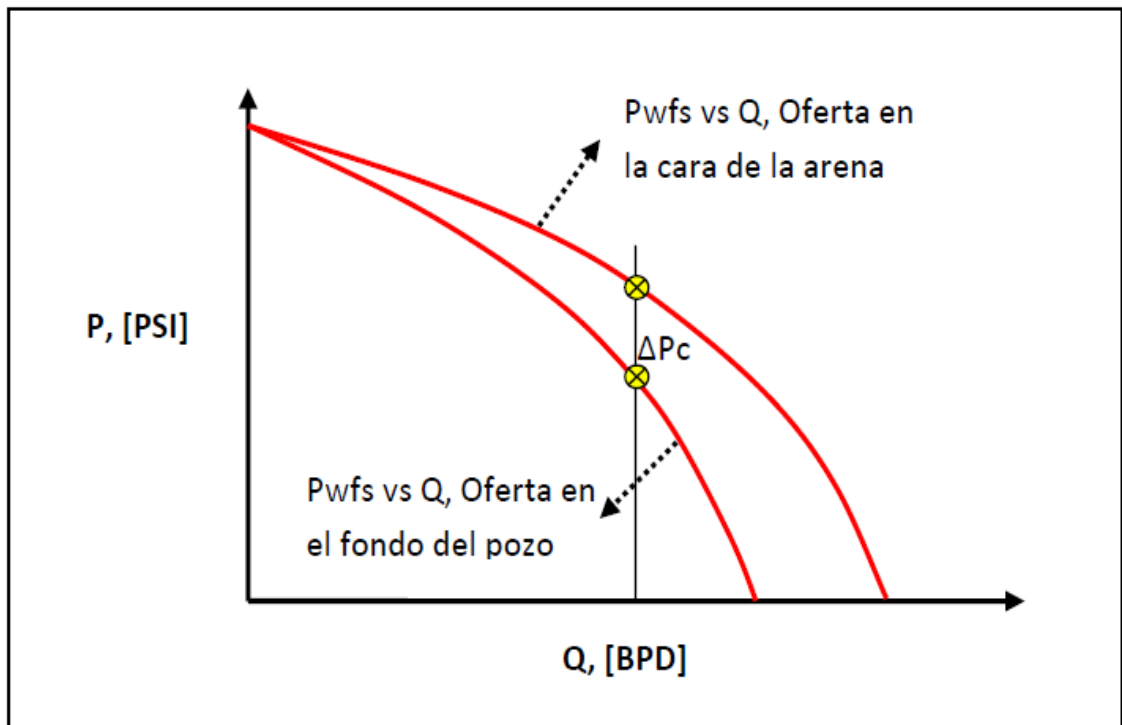


Fuente: Márquez, Ricardo. "Análisis Nodal del Sistema de Producción, Nivel Básico". Febrero 2008. P 171.

3.3 CONSTRUCCIÓN DE LAS CURVAS DE OFERTA Y DEMANDA

3.3.1 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.

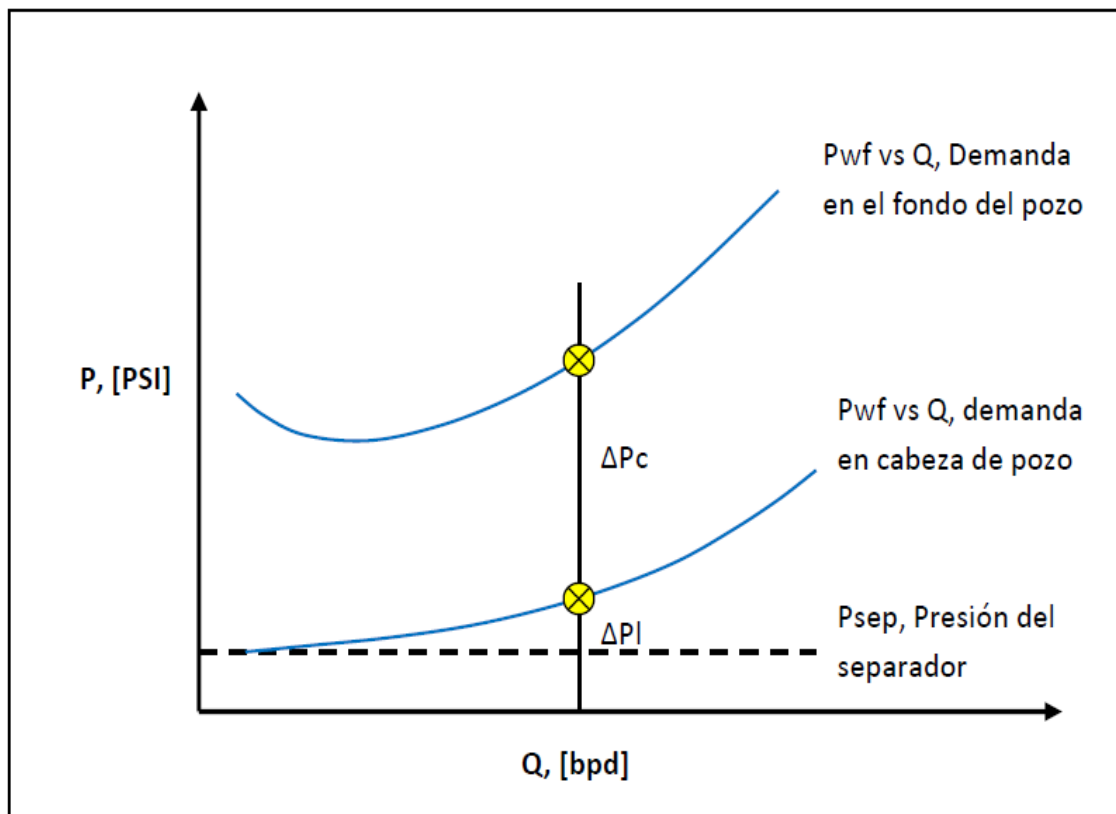
Figura 23. Curva típica de comportamiento de afluencia IPR.



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

3.3.2 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 24. Curvas de demanda para fondo de pozo y cabezal del pozo.



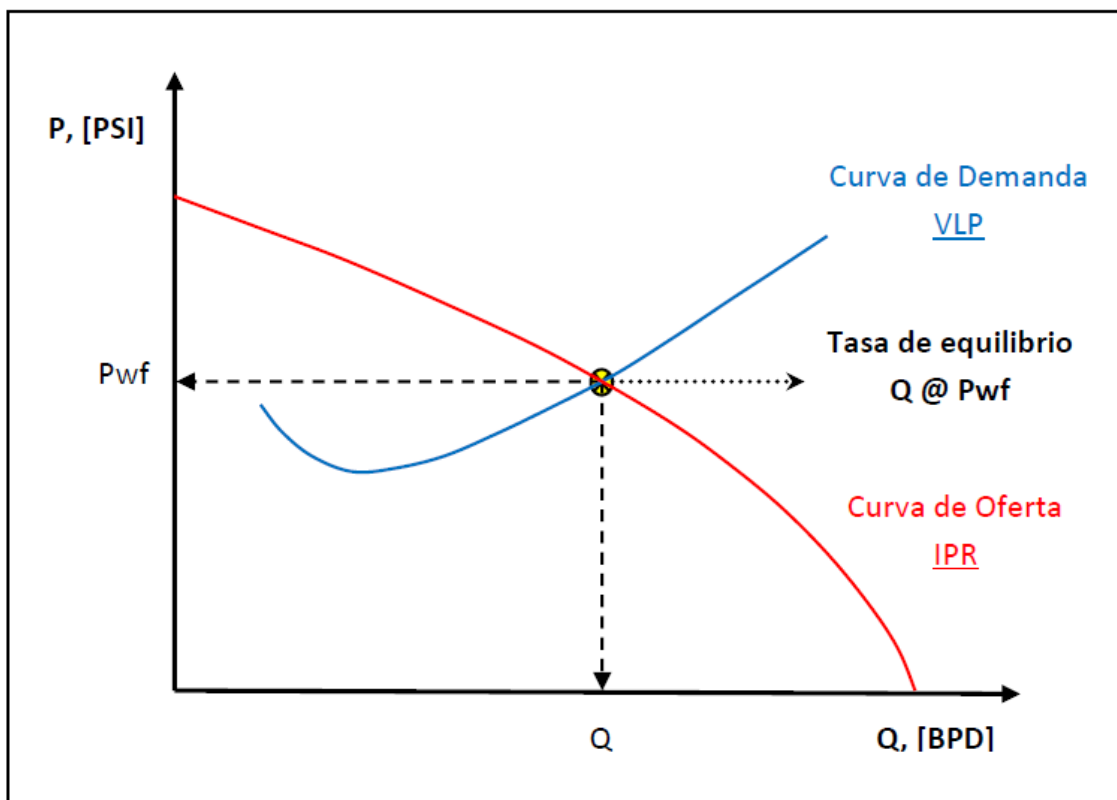
Fuente: Márquez, Ricardo. "Análisis Nodal del Sistema de Producción, Nivel Básico". ESP OIL Engineering Consultants 2008. P 104.

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 25. Curvas de oferta y demanda



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

3.3.3 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:

$$P_{ws} = \frac{q_o * \mu_o * B_o * [Ln(r_e/r_w) - 0,75 + S]}{0,00708 * K_o * h} - \left[\frac{2,30 * 10^{-14} * \beta * B_o^2 * \rho_o * \left(\frac{1}{r_p} - \frac{1}{r_c}\right)}{L_p^2 * TPP^2 * h_p^2} \right] * q_o^2 -$$

$$\left[\frac{\mu_o * B_o * \left(\ln \frac{r_c}{r_p}\right)}{0,00708 * 10^{-3} * L_p * K_p} \right] * \frac{q_o}{TTP * h_p} = \sum_1^m \frac{\Delta Z}{144} * \left(\frac{g * \rho_m * sen\theta}{g_c} + \frac{f_m * \rho_m * V_m^2}{2 * g_c * d} + \frac{\rho_m * \Delta V_m^2}{2 * g_c * \Delta Z} \right) +$$

$$\sum_1^n \frac{\Delta Z}{144} * \left(\frac{g * \rho_n * sen\theta}{g_c} + \frac{f_n * \rho_n * V_n^2}{2 * g_c * d} + \frac{\rho_n * \Delta V_n^2}{2 * g_c * \Delta Z} \right) + P_{sep}$$

Ecu

.
(3.2
)

$$\Delta P_{yacimiento} = \frac{q_o * \mu_o * B_o * [Ln(r_e/r_w) - 0,75 + S]}{0,00708 * K_o * h}$$

$$\Delta P_{comple} = - \left[\frac{2,30 * 10^{-14} * \beta * B_o^2 * \rho_o * \left(\frac{1}{r_p} - \frac{1}{r_c}\right)}{L_p^2 * TPP^2 * h_p^2} \right] * q_o^2 - \left[\frac{\mu_o * B_o * \left(\ln \frac{r_c}{r_p}\right)}{0,00708 * 10^{-3} * L_p * K_p} \right] * \frac{q_o}{TTP * h_p}$$

$$\Delta P_{pozo} = \sum_1^m \frac{\Delta Z}{144} * \left(\frac{g * \rho_m * sen\theta}{g_c} + \frac{f_m * \rho_m * V_m^2}{2 * g_c * d} + \frac{\rho_m * \Delta V_m^2}{2 * g_c * \Delta Z} \right)$$

$$\Delta P_{insea} = \sum_1^n \frac{\Delta Z}{144} * \left(\frac{g * \rho_n * \text{sen}\theta}{g_c} + \frac{f_n * \rho_n * V_n^2}{2 * g_c * d} + \frac{\rho_n * \Delta V_n^2}{2 * g_c * \Delta Z} \right)$$

Velocidad

$$V_m = \frac{5.615 * q_o * B_o}{86400 * A_t} + \frac{q_o * (RGP - R_s) * B_g}{86400 * A_t} \quad \text{Ecu. (3.3)}$$

Densidad

$$\rho_s = \rho_L * H_L + \rho_g (1 - H_L) \quad \text{Ecu. (3.4)}$$

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: Coeficiente de velocidad para flujo turbulento, 1/pie.

ρ_o: Densidad del petróleo, lbm/pie³

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/seg².

g_c : Constante gravitacional, 32,2 pie/seg².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/pie³

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.

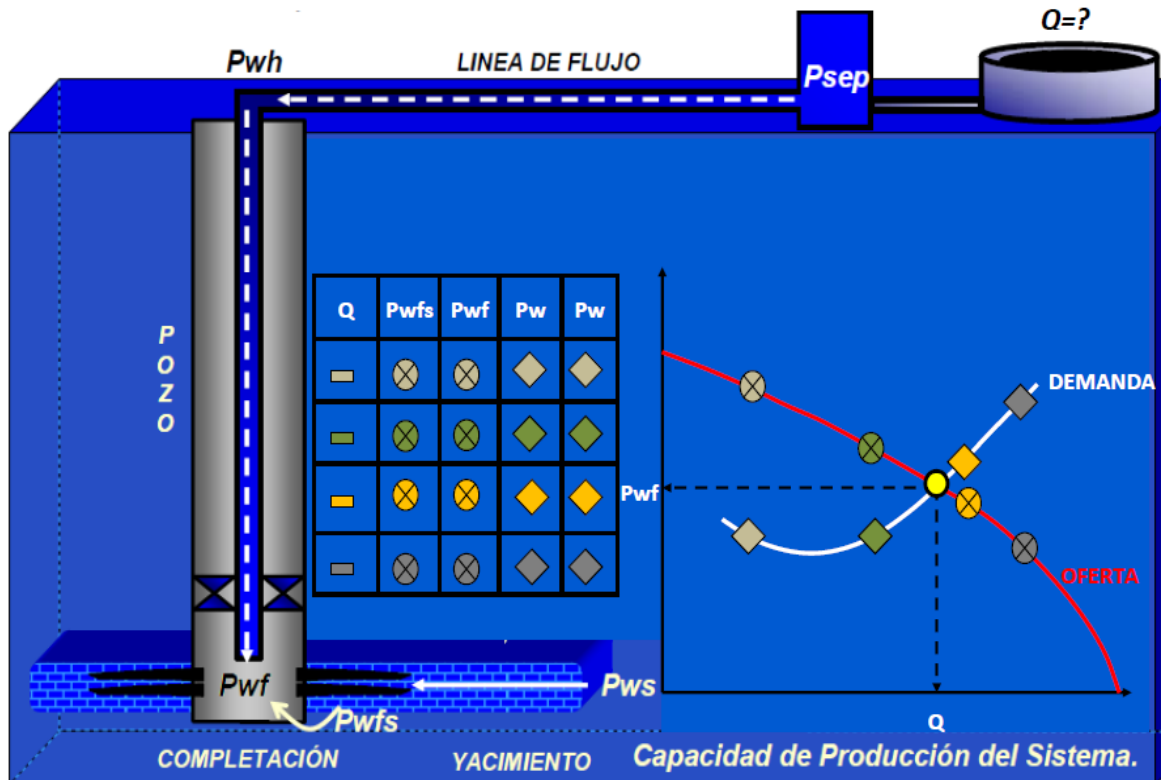
Para obtener gráficamente la solución, se dibujan ambas curvas en el papel cartesiano y se obtiene el caudal donde se interceptan. A continuación se explica paso a paso el procedimiento.

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.

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 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 acertadamente ΔP_l y ΔP_p .

Figura 26. Capacidad de producción del sistema.



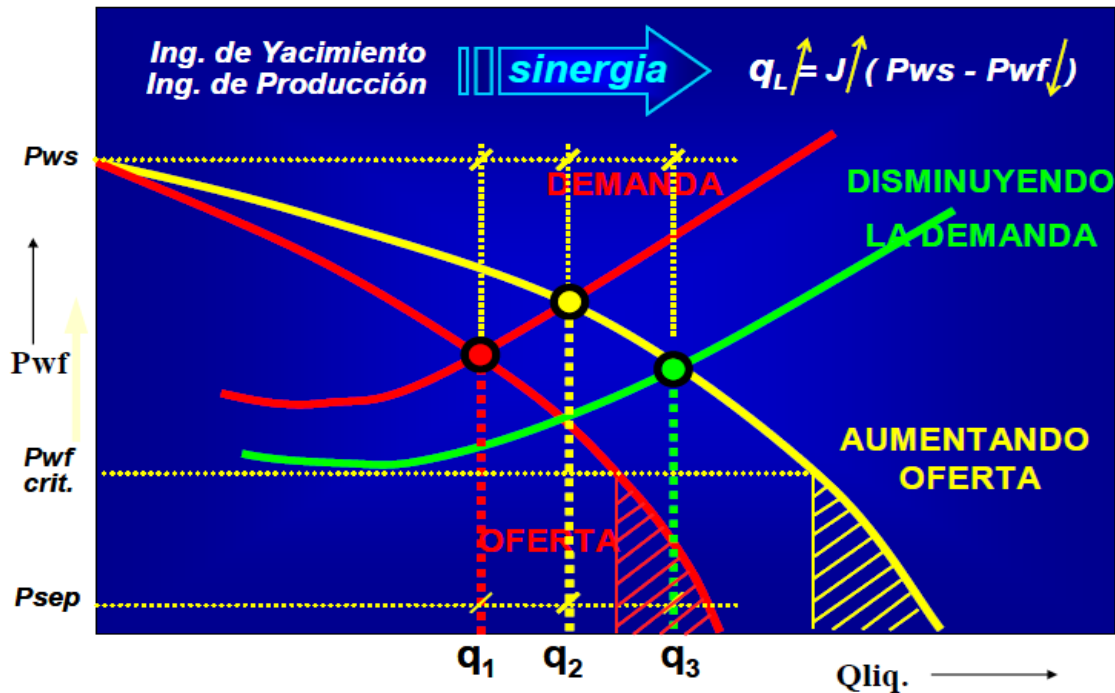
Fuente: MAGGIOLO, Ricardo, “Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal” ESP OIL Engineering Consultants 2008. P13.

3.4 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 27. Sensibilidad de las curvas de oferta y demanda.



Fuente: MAGGILOLO, Ricardo, "Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal" ESP OIL Engineering Consultants 2008. P 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 pozo.

4. CAMPO ESCUELA COLORADO.

4.1 GENERALIDADES

El campo Escuela Colorado es una unidad académica administrativa de carácter tecnológico, científico y de operación de los hidrocarburos, creada para poner en funcionamiento el convenio de cooperación empresarial suscrito entre la Universidad Industrial de Santander y ECOPETROL.

En el año 2009 la Universidad Industrial de Santander junto con ECOPETROL, comenzaron una búsqueda de un socio tecnológico con el fin de operar el campo y aumentar la producción; reactivando pozos, realizando nuevas perforaciones, aplicando nuevas tecnologías, entre otros.

4.1.1 Localización: Localizado al sudeste de la ciudad de Barrancabermeja y al sur del campo La Cira– Infantas, en el área de la antigua concesión de Mares, sobre la cuenca del valle medio del Río Magdalena, en la región estructural del piedemonte occidental de la cordillera oriental y geográficamente ubicado en el departamento de Santander (Colombia), en el municipio de San Vicente de Chucuri, corregimiento de Yarima, vereda los colorados, entre las coordenadas: X=1´036.000–1´040.500 Este, y Y= 1´238.000-1´247.500 Norte, del sistema de coordenadas conforme de Gauss (Transverso de Mercator) y elipsoide de deformación Hayford, Con origen en el observatorio astronómico de Bogotá.

4.1.2 Formaciones Productoras. El petróleo se extrae principalmente de las formaciones Mugrosa (Zonas B y C), Esmeralda (E) y la paz (D) de edad Oligoceno-Mioceno inferior, depositadas en un sistema fluvial meandrico,

caracterizada por intercalaciones de depósitos, areniscas y lodolitas continentales, ilustrado en la figura 29.

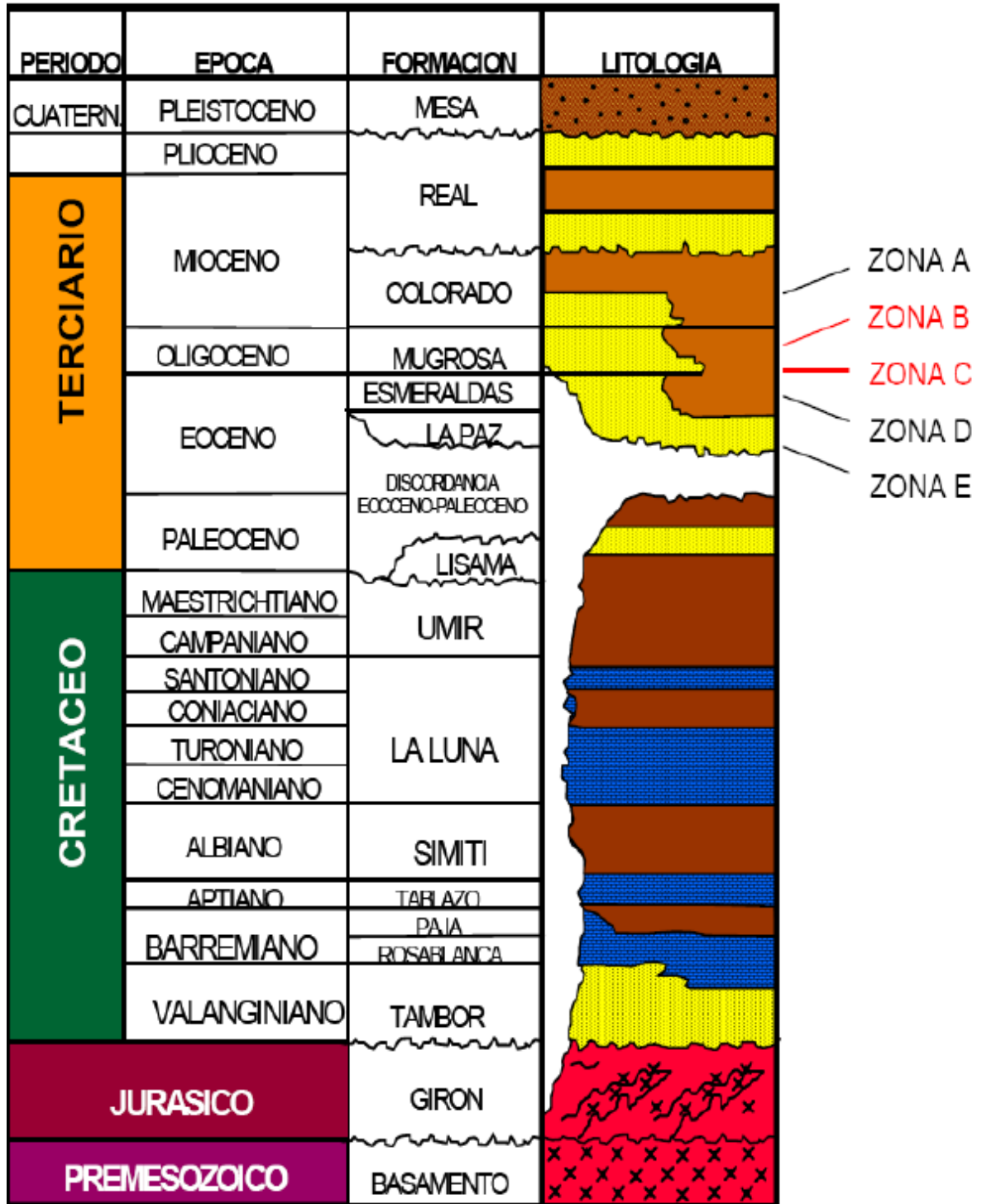
La formación mugrosa es la principal formación productora del campo colorado y se divide en las siguientes zonas B y C, éstas a su vez se dividen en subzonas B1, B2, C1, y C2; tienen un espesor que varía aproximadamente desde 1800 a 4500 pies y está compuesta por intercalaciones de areniscas de grano fino y lodolitas, varicoloreadas, acumuladas dentro de un ambiente de tipo meándrico.

Figura 28. Ubicación del Campo Escuela Colorado.



Fuente: GARZON, Fredy – ECOPETROL GMM, ORDOÑEZ, Anibal – ECOPETROL – ICP, DUQUE, Carlos y Guerrero Jairo – A.I.P – ANSALL y CABRERA , Heliodoro. Diagnóstico y Estrategias de Recobro del Campo Colorado. 2003.

Figura 29. Columna estratigráfica del Valle Medio del Magdalena.



Fuente: Modificado. Diagnóstico y Estrategias para ocho áreas de la Gerencia Centro Oriente. Informe Campo Colorado. ECOPEPETROL S.A.

Esta formación comprende areniscas que se dividen en 4 unidades operacionales en el campo, con una porosidad promedio y un espesor de arena neta petrolífera de 12.9 % y 21.8 pies para la B1, 13,5% y 23.2 pies para B2, 15.7% y 24.9 pies para C1 y por último 19.6% y 42.3 pies para C2.

Las acumulaciones son de aceite liviano y gas con gravedad de 36 A 42 °API, el mecanismo de producción predominante es el empuje por gas en solución. El aceite original estimado es de 121 MMBls y las reservas primarias producidas son de 8.59 MMBls con un factor de recobro de 7.02%.

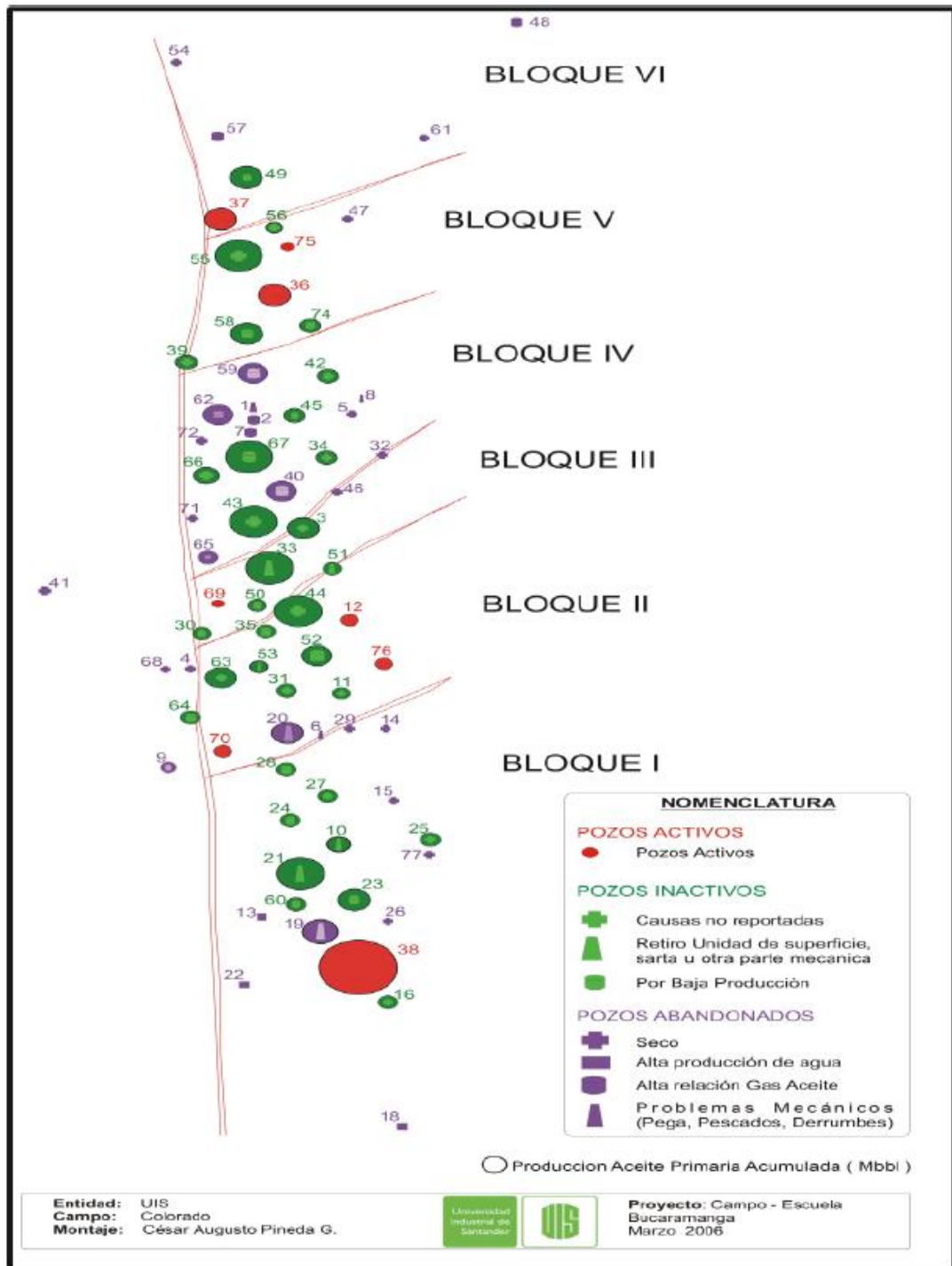
4.1.3 Estructura del Campo Escuela Colorado: está conformada por un anticlinal asimétrico, comprendido por un sistema de fallas en el bloque colgante de la falla colorado, de los cuales se distinguen 6 fallas de tipo inverso y una normal que evidencia la relajación del sistema de esfuerzos compresivos, por tal motivo el campo se divide en 7 bloques, como se ilustra en la figura 30

4.1.4 Propiedades del yacimiento: En el Campo Escuela Colorado se han realizado una serie de estudios básicos, donde se han determinado las características del yacimiento, expuestas en la tabla 3.

4.1.5 Historia de producción: La primera etapa de perforación se realizó de 1923 a 1932, por la compañía Tropical Oil Company (TROCO), se perforaron 7 pozos, de los cuales 6 fueron abandonados por problemas mecánicos. El 11 de febrero de 1932 finalizó la primera fase de exploración en Campo Colorado.

Entre 1945 y 1946 se inició la Segunda fase exploratoria con la perforación de 8 pozos adicionales y entre los años de 1953 a 1964 Ecopetrol desarrolló el campo con 60 pozos perforados para un total de 75 pozos.

Figura 30. Estructura Campo Colorado.



Fuente: Informe. “Información Técnica Campo Escuela Colorado”. Ing. Cesar Augusto Pineda. Proyecto Campo Escuela Colorado – UIS.

Tabla 3. Datos Básicos de Propiedades de las Arenas.

Parámetro	Arena B	Arena C	Arena D	Arena E	Unidad
Temperatura de yacimiento	114	174	186	186	°F
API @ 60 °F	41.2	39.7	40.1	40.1	°API
Profundidad promedio	1800	3500	4700	5600	Ft
Presión de burbuja, P_b	648	2078	2958	2958	Psia
Viscosidad @ P_b	1.64	0.462	0.441	0.441	Cp
$Bo @ P_b$	1.091	1.401	1.373	1.373	RB/STB
Porosidad	15.7	14.5	13	13	%
Swi	40	40	50	50	%
OOIP	20.062	37.336	0.507	1.157	MM Bls
R_{sb}	140	648	667	667	PC/Bls
Espesor promedio de arena	50	57	25	25	Ft
Área	634	1083	--	--	Acres

Fuente: Ecopetrol S.A Informe Campo Colorado. Calculo de Reservas. Ing. Jorge Camacho, junio de 1978.

El Campo Colorado inició producción oficialmente en el año de 1945 con una tasa de 300 BOPD, en 1961 alcanzó su máxima producción, con un caudal de 1771 BOPD y en 1963 la mayor cantidad de pozos en producción (44 pozos activos en total), para el mes de abril de 1966 la producción decreció rápidamente hasta llegar a 670 BOPD, provocando una de las etapas más problemáticas en el desarrollo del campo. La principal causa de la pérdida de pozos productores fue por problemas mecánicos como el taponamiento de tuberías por precipitación de parafinas.

En el año 1976 la producción pasó de 670 BOPD a 47 BOPD; desde entonces se ha mantenido con un promedio de 20 a 30 BOPD. Se realizaron campañas de

“Workover” con el fin de aumentar la producción del área, pero se mantuvo la rápida declinación haciendo poco efectivo los trabajos realizados. La producción de gas ha estado casi constante desde 1989 con un valor promedio de 225 MSCFD (miles de pies cúbicos por día).

Actualmente en el Campo Colorado, de los 75 pozos perforados, solo 31 reportan algún tipo de producción.

Las reservas de petróleo estimado de acuerdo al último reporte emitido por ECOPETROL son de 121 MMBOP (millones de barriles de petróleo), de las cuales se han obtenido 8.5 MMBOP, lo que indica un factor de recobro de 7,02%.

4.1.6 Actualidad del campo: Actualmente el Campo Colorado está siendo operado por la Universidad Industrial de Santander que trabaja con su aliado tecnológico Worldwide Energy Investments LTD (W.E.I LTD.), que busca promover la investigación y la formación de nuevos profesionales. El sistema de producción actual es levantamiento artificial por bombeo mecánico en todos los pozos activos. Como aspectos relevantes, se destacan que el campo colorado tiene una producción de agua de 18% y que la gravedad API del crudo producido en el campo está alrededor de 38 a 42 °API, siendo esta propia de un crudo liviano de excelente calidad; no obstante, cabe resaltar que es un crudo parafínico y por consiguiente los problemas operacionales más graves en el campo se deben a la precipitación de compuestos parafínicos en las tuberías de producción.

Actualmente el sistema de recolección de fluidos del Campo Colorado está formado por dos colectores uno en la parte sur del campo construido en tubería de

4(in) que recoge la producción de 8 pozos y otro en la parte norte del campo construido en tubería de 2 7/8 (in) que recoge la producción de 6 pozos.²⁶

Figura 31. Imagen Campo Escuela Colorado.



PÉREZ REYES, Carlos. EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO HIDRÁULICO DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE FLUIDOS DEL CAMPO COLORADO.: Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2012 p 15.

²⁶PÉREZ REYES, Carlos. EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO HIDRÁULICO DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE FLUIDOS DEL CAMPO COLORADO.: Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2012 p 15.

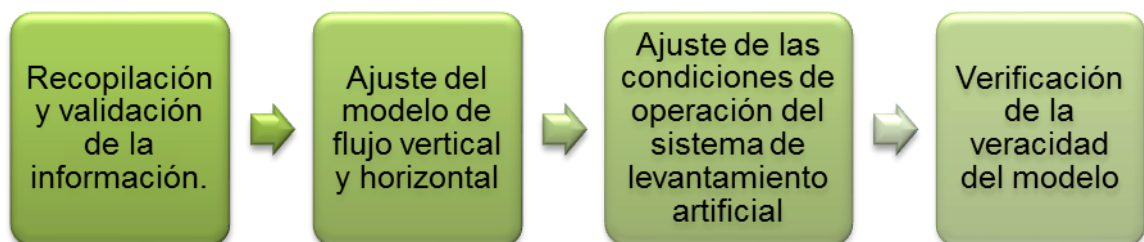
5. DESARROLLO DEL MODELO DE SIMULACIÓN.

De acuerdo con el escenario actual del Campo Escuela Colorado, se consideró la necesidad de realizar el modelamiento de cierto número de pozos seleccionados pertenecientes al Colector Norte y Colector Sur de dicho campo, con el objetivo de observar, analizar y evaluar su productividad. El desarrollo del modelo de simulación permite modelar el comportamiento de la producción de tal manera que se ajuste al comportamiento real del campo, permitiendo la creación de diferentes escenarios de producción, logrando así predecir el comportamiento de los sistemas de producción bajo distintas condiciones.

De igual manera permite evaluar las condiciones en las cuales está operando el Campo, con el fin de analizar si son las más adecuadas o si se puede aumentar la productividad del Campo al modificar el sistema de producción. Para este caso se utilizó el software especializado de producción PIPESIM de la compañía Schlunberger, el cual permite realizar análisis nodal y sensibilidad a todo el sistema de producción.

El desarrollo del modelo de simulación que representa las condiciones actuales de operación y producción del campo, se realizó de la siguiente manera.

Figura 32. Diagrama de flujo del desarrollo del modelo de simulación.



Fuente: Autores.

5.1 RECOPIACIÓN Y VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN.

La información necesaria para el desarrollo del modelo de simulación, fue extraída de bases de datos como TWM, reportes de producción, tesis realizadas a este campo y otros archivos suministrados por el personal de producción e ingeniería del Campo Escuela Colorado. La validación de la información se realizó conjuntamente con su recopilación.

5.1.1 Información requerida por el software.

- datos de producción
- análisis PVT
- Estados mecánicos
- longitudes, diámetros y elevaciones de las líneas de flujo.
- especificaciones del sistema de levantamiento artificial.

5.1.2 Datos de producción. Los datos de producción del Campo Escuela Colorado fueron suministrados por el personal de ingeniería de producción del Campo, los cuales se reportan en la tabla 4.

5.1.3 Datos del fluido. Para la caracterización del fluido se contó con análisis PVT para cada una de las arenas productoras, es importante contar con estos análisis para poder obtener una buena caracterización del fluido presente y de esta manera tener datos confiables para ingresar al simulador.

Tabla 4. Datos de producción del Campo Escuela Colorado.

POZO	PRODUCCIÓN [STB/D]	W Cut [%]	GOR [scf/STB]	S.G. Gas	G.E. Agua	API
COL 03	41	7,3	3241	0,64	1,02	37,2
COL 33	20	0	6131	0,64	1,02	40
COL 35	12	8,3	6450	0,64	1,02	35
COL 36	16	25	6110	0,64	1,02	36,9
COL 37	9	22,2	962	0,64	1,09	39
COL 40	48	22,9	993	0,64	1,02	31,2
COL 42	11	55	1464	0,64	1,02	39,2
COL 44	47	17	2500	0,64	1,02	38
COL 45	22	9,1	885	0,64	1,02	39,4
COL 52	20	70	4586	0,64	1,02	36
COL 55	42	23,8	3421	0,64	1,09	36,5
COL 56	7	14,3	4000	0,64	1,02	39
COL 58	20	25	1266	0,64	1,02	39
COL 59	24	8	1354	0,64	1,02	39
COL 67	91	23,1	1795	0,64	1,02	40
COL 69	4	75	759	0,64	1,02	40
COL 70	20	0	759	0,64	1,02	39
COL 74	33	0	4700	0,64	1,02	40
COL 75	8	12,5	1115	0,64	1,02	40

Fuente: Jose Fonseca. Control de producción Colorado. Reportes de producción.

Tabla 5. Datos del fluido del Campo Escuela Colorado.

PARAMETRO	Unidad	Arena B	Arena C	Arena D	Arena E
Temperatura de Yacimiento	°F	114	174	186	186
API	°API	41,2	39,7	40,1	40,1
Profundidad Promedia	Fts	2000	4000	5000	5600
PARAMETRO	Unidad	Arena B	Arena C	Arena D	Arena E
Presión de Burbuja	psi	648	2078	2958	2958
Presión Inicial	psi	600	2100	2970	3590
Viscosidad a Pb	Cp	1,64	0,462	0,441	0,441
Bo a Pb	R b/Stb	1,091	1,401	1,373	1,373
Rs a Pb	Scf/Stb	140	648	667	667
Porosidad	%	13,26	15	13	13

Fuente: Jose Fonseca. Control de producción Colorado. Reportes de producción.

5.1.5 Datos de líneas de flujo. La información requerida para las líneas de flujo fue obtenida de la tesis de estudio hidráulico realizado en el Campo Escuela Colorado, por el Ingeniero Carlos Andrés Pérez, en el año 2012, quien la obtuvo personalmente realizando las mediciones en el Campo Escuela Colorado. La información de las líneas de flujo se relaciona en la tabla.7.

Tabla 6. Datos de los estados mecánicos de los pozos de Campo Escuela Colorado.

POZO	OD TUBING (in)	LONGITUD TUBING (ft)	OD CASING (in)	LONGITUD CASING (ft)	SLA	MODELO	FABRICANTE
COL 03	2 7/8	5577	6 5/8	5979	Bombeo Mecánico	RWBC 2X1 1/4" X8X10	LUFKIN
	2 3/8	31					
COL 33	2 7/8	4504,5	6 5/8	5302	Bombeo Mecánico	RHBC 2X1 1/4" X10X12	LUFKIN
	2 3/8	93,5					
COL 35	2 7/8	4482,81	6 5/8	5681	Bombeo Mecánico	RHBC 2X1 1/4" X10X12	LUFKIN
	2 3/8	500					
COL 36	2 7/8	2213	6 5/8	5979	Bombeo Mecánico	RHBC 2X1 1/4" X12X14	LUFKIN
COL 37	2 7/8	3636	6 5/8	6449	Bombeo Mecánico	RHBC 2X1 1/4" X12X14	LUFKIN
	2 3/8	1408					
COL 40	2 7/8	1309,85	6 5/8	6216	Bombeo Mecánico	RHBC 2X1 1/4" X12X14	LUFKIN
	2 7/8	3894,81					
COL 42	2 7/8	1984	6 5/8	5225	Bombeo Mecánico	RHBC 2X1 1/4" X12X14	LUFKIN
	2 3/8	1106					
COL 44	2 7/8	5378	6 5/8	5978	Bombeo Mecánico	RHBC 2X1 1/4" X10X12	LUFKIN
	2 3/8	30					
COL 45	2 7/8	4564	6 5/8	4749	Bombeo Mecánico	RHBC 2X1 1/4" X10X12	LUFKIN
COL 52	2 7/8	3643,41	5 1/2	5992	Bombeo Mecánico	RHBC 2X1 1/4" X10X12	LUFKIN
	2 3/8	1315,59					
COL 55	2 7/8	4957,62	5 1/2	5608	Bombeo Mecánico	RHBC 2X1 1/4" X8X10	LUFKIN
COL 56	2 7/8	2190	5 1/2	5667	Bombeo Mecánico	RHBC 2X1 1/4" X8X10	LUFKIN
	2 3/8	2948					
COL 58	2 7/8	4982,5	5 1/2	5864	Bombeo Mecánico	RHBC 2X1 1/4" X8X10	LUFKIN
	2 3/8	32,5					
COL 59	2 7/8	2875	5 1/2	4900	Bombeo Mecánico	RHBC 2X1 1/4" X8X10	LUFKIN
	2 3/8	1625					
COL 67	2 7/8	3451	5 1/2	5213	Bombeo Mecánico	RHBC 2X1 1/4" X8X10	LUFKIN
COL 69	2 7/8	1894	5 1/2	6381	Bombeo Mecánico	RHBC 2X1 1/4" X10X12	LUFKIN
	2 3/8	2746					
COL 70	2 7/8	3487	5 1/2	3603	Bombeo Mecánico	RHBC 2X1 1/4" X10X12	LUFKIN
COL 74	2 7/8	2214	5 1/2	5443	Bombeo Mecánico	RHBC 2X1 1/4" X10X12	LUFKIN
	2 3/8	2768					
COL 75	2 7/8	4521	5 1/2	5631	Bombeo Mecánico	RWAC 2X1 1/4" X8X10	LUFKIN

Fuente: Jose Fonseca. Control de producción. Estados mecánicos de Campo Escuela Colorado.

Tabla 7. Datos de las líneas de superficie de Campo Escuela Colorado.

LÍNEAS DE SUPERFICIE					
POZO	ID (in)	ESPELOR (in)	DISTANCIA (m)	ELEVACIÓN (m)	TEMPERATURA AMBIENTE °C
COL 03	2,441	0,217	0	52	30
			90	59	30
			180	58	30
COL 33	2.067	0,154	0	51	30
			45,5	52	30
			83	55	30
COL 35	2,441	0,217	0	34	30
			154	40	30
			308	43	30
	2,067	0,154	0	43	30
			3,65	41	30
			7,3	41	30
COL 36	2,441	0,217	0	13	30
			46	13,5	30
			92	14	30
COL 37	2,441	0,217	0	1	30
			115,5	0	30
			231	1	30
	2,041	0,167	0	1	30
			50,749	1,5	30
			101,5	2	30
COL 40	2,441	0,217	0	48	30
			100	64	30
			200	70	30
			265,7	63	30
COL 42	3,0669	0,2161	0	10	40
			30	12	40
			60	14	40
COL 44	2,067	0,154	0	38	30
			7	38	30
			14	38	30
COL 45	2,441	0,217	0	29	30
			92,5	42	30
			185	49	30
COL 52	3,0669	0,2161	0	23	30
			115	18	30
			230	17	30

Continuación tabla 7.

LINEAS DE SUPERFICIE					
POZO	ID (in)	ESPESOR (in)	DISTANCIA (m)	ELEVACIÓN (m)	TEMPERATURA AMBIENTE °C
COL 55	2,067	0,1539	0	1	30
			39	1,5	30
			78	2	30
COL 56	2,041	0,167	0	3	30
			113,5	6	30
			227	10	30
	2,067	0,154	0	10	30
			95	13	30
			190	14	30
COL 58	3,0669	0,2161	0	29	40
			160	32	40
			320	12	40
COL 59	3,0669	0,2161	0	41	40
			160	27	40
			320	12	40
COL 67	2,441	0,217	0	52	30
			65	55	30
			130	58	30
COL 69	2,041	0,167	0	54	30
			100	64	30
			250	60	30
			433,8	50	30
COL 70	3,0669	0,2161	0	41	40
			258	35	40
			516	31	40
COL 74	2,441	0,217	0	8	30
			36,5	10	30
			73	12	30
COL 75	2,067	0,154	0	10	30
			67,5	10	30
			135	10	30
	3,0669	0,2161	0	10	40
			95	13	40
			190	14	40

PÉREZ REYES, Carlos. EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO HIDRÁULICO DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE FLUIDOS DEL CAMPO COLORADO.: Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2012.

5.1.6 Datos de presión del sistema: Los datos de presión utilizados fueron obtenidos de los archivos TWM suministrados por el personal del Campo, junto con los datos tomados de la tesis de Estudio hidráulico Del Sistema de Recolección, los cuales fueron tomados directamente en el campo mediante varias campañas de toma de datos por parte del ingeniero Carlos Andrés Pérez, luego mediante un estudio estadístico simple se sacó un valor promedio de la presión en cabeza para cada uno de los pozos. Estos datos se corroboraron con la información suministrada por los recorredores del campo en sus informes de producción.

Tabla 8. Datos de presión del sistema

POZO	PRESIÓN DE YACIMIENTO [PSI]	PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE [PSI]	PRESIÓN DE ENTRADA A LA BOMBA [PSI]	PRESIÓN EN CABEZA DE POZO [PSI]
COL 03	1200	373,3	360	38
COL 33	1200	512,4	253,7	38
COL 35	1200	222,7	186	46
COL 36	1200	177,4	164,5	43
COL 37	1200	715,1	723,4	52
COL 40	1200	40,73	39,7	45
COL 42	1200	388,7	120	40
COL 44	1200	515,1	475,3	47
COL 45	1200	80,77	22,4	41
COL 52	1200	940,1	670,8	40
COL 55	1200	977,5	790	50
COL 56	1200	286,2	205,7	52
COL 58	1200	193,8	95,1	45
COL 59	1200	351,9	271,1	45
COL 67	1200	982,5	663,3	49
COL 69	1200	984,2	395,2	52
COL 70	1200	360,1	275,8	45
COL 74	1200	132,3	130,3	40
COL 75	1200	190,2	144,2	45

Fuente: Autores, archivos TWM suministrados por el personal del Campo Escuela Colorado.

5.1.7 Datos de viscosidad del fluido. Los datos de viscosidad fueron obtenidos de la tesis de grado Procedimiento Metodológico para la Caracterización de Fluidos de campos maduros .aplicación de los fluidos de Campo Escuela Colorado, realizada por: Diana Marcela Cristancho y Jorge Mario Hoyos donde determinaron la viscosidad del crudo a siete temperaturas.

Tabla 9. Datos de viscosidad del fluido

VISCOSIDAD (ARENA C,B)		VISCOSIDAD (ARENA B)	
TEMPERATURA (°F)	VISCOSIDAD (Cp)	TEMPERATURA (°F)	VISCOSIDAD (Cp)
90	6,91	90	8,28
100	5,49	100	7,31
110	4,56	110	6,46
120	3,8	120	5,62
130	3,44	130	4,83
140	3,23	140	4,33
150	3,08	150	3,8

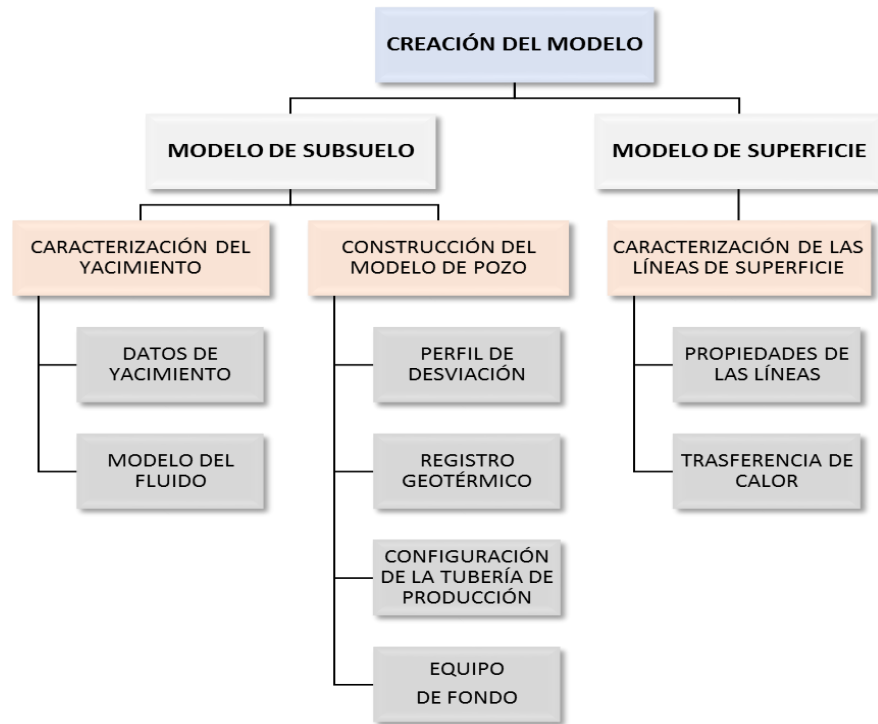
VISCOSIDAD COLORADO 12 (ARENA E)		VISCOSIDAD COLORADO (ARENA C)	
TEMPERATURA (°F)	VISCOSIDAD (Cp)	TEMPERATURA (°F)	VISCOSIDAD (Cp)
90	4,83	90	4,4
100	4,33	100	4,04
110	3,8	110	3,8
120	3,4	120	3,41
130	3,08	130	3,08
140	2,68	140	2,73
150	2,32	150	2,32

Fuente: CRISTANCHO, Diana y HOYOS, Jorge. PROCEDIMIENTOS METODOLÓGICOS PARA LA CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS DE CAMPOS MADUROS. APLICACIÓN A LOS FLUIDOS DE CAMPO COLORADO: Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander 2008.

5.2 CREACIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN

Teniendo la información recopilada, organizada y realizando el control de calidad de la misma, se procedió a ingresar la información al software especializado de producción de la siguiente manera:

Figura 33. Diagrama de flujo, creación del modelo de simulación.



Fuente: Autores.

5.2.1 Modelo de subsuelo: se divide en dos partes: caracterización del yacimiento y construcción del modelo de pozo.

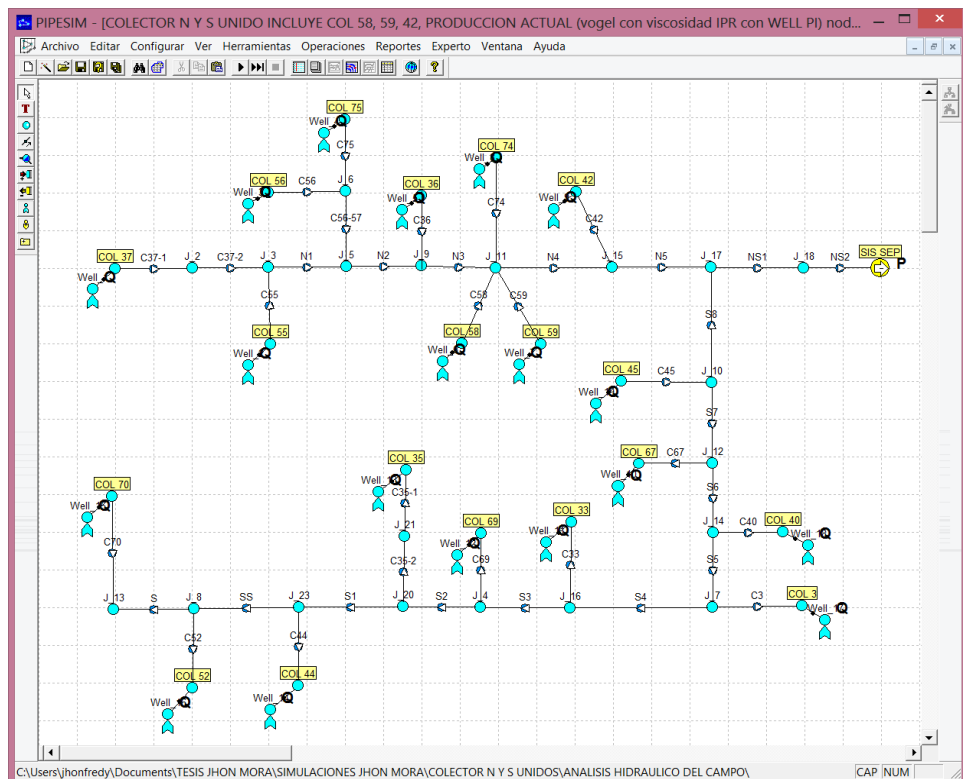
- Caracterización del yacimiento: se introducen los datos de yacimiento como son, presión estática y temperatura. Luego se hace el correspondiente ingreso de la información del fluido como es: corte de agua, relación gas aceite, gravedad específica del gas, gravedad específica del agua, API, datos de viscosidad, datos de punto de burbuja y contaminantes del hidrocarburo, para cada uno de los pozos.
- Construcción del modelo de pozo: se procede a ingresar los datos correspondientes a la tubería de producción, como son:
 - Perfil de desviación
 - Registro geotérmico

- Configuración de la tubería de producción
- Equipo de fondo.

5.2.2 Modelo de superficie: Este comprende todas las líneas de flujo y facilidades que se puedan encontrar en el campo, por esto es necesario tener pleno conocimiento del sistema de recolección para poder caracterizar las líneas de superficie así:

- Propiedades de las líneas: se procede a ingresar los datos correspondientes a las líneas de flujo como son: diámetro interno, espesor, rugosidad, longitud total, distancia de la sección de tubería, elevación y temperatura ambiente.

Figura 34. Modelo de superficie Campo Escuela Colorado.



Fuente: Autores, PIPESIM versión 2011.1

- Transferencia de calor: se ingresa el valor del coeficiente de transferencia de calor, o se calcula en el caso de no conocerlo.

5.3 REPRODUCCIÓN DE LAS CONDICIONES OPERACIONALES ACTUALES.

El modelo seleccionado para este estudio, teniendo en cuenta las características del yacimiento y la información disponible es el modelo WELL PI; el índice de productividad puede ser calculado con el software, conociendo las presiones en el sistema y ajustando a la presión de entrada a la bomba reportada en pruebas.

Figura 35. Datos del completamiento.

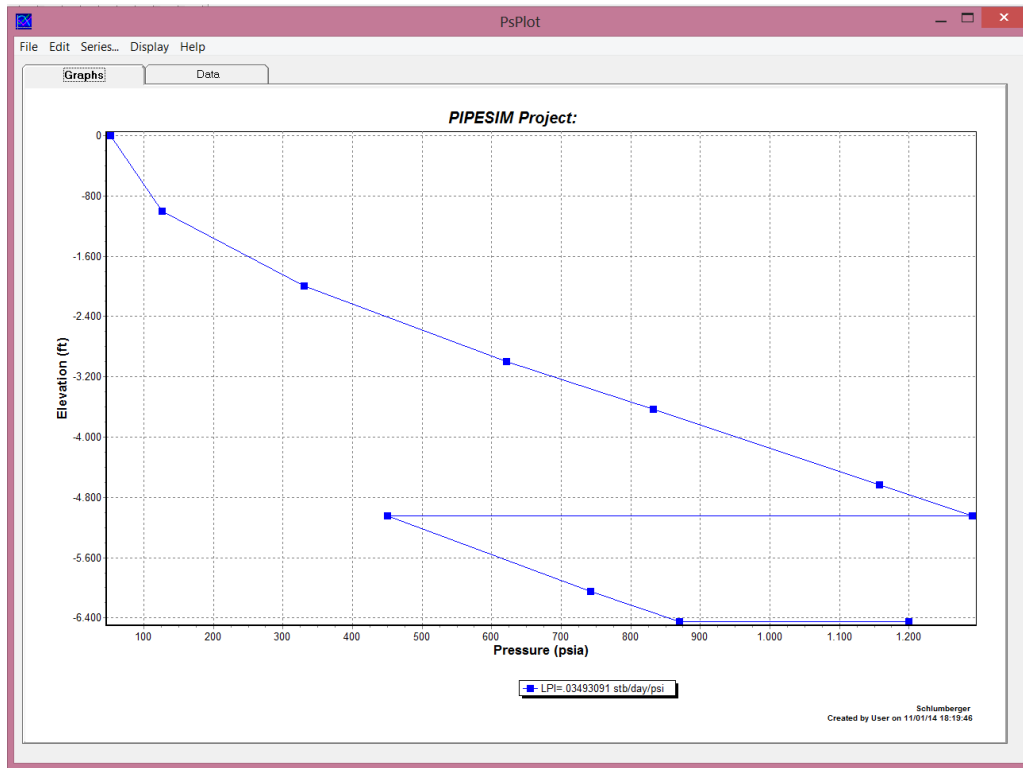
The screenshot shows a software window titled "Terminación Vertical - WELL 37" with a close button (X) in the top right corner. The window has three tabs: "Propiedades", "Modelo de Fluido", and "General", with "General" selected. The "General" tab contains the following fields and controls:

- Datos de Yacimiento:**
 - Presión Estática: 1200 psia
 - Temperatura: 174 F
- Modelo IPR:**
 - Tipo de Modelo: Well PI
 - Válvula de Control de Flujo (VCF) Propiedades "VCF"
- Completion Data:**
 - Dropdown: Liq.PI
 - Text input: 0,03493091
 - Dropdown: STB/d/psi
- Usar Vogel por debajo del punto de burbuja
- Calculate... button

At the bottom of the window are three buttons: "Aceptar", "Cancelar", and "Ayuda".

Fuente: Autores, PIPESIM versión 2011.1

Figura 36. Ajuste del Índice de Productividad.



Fuente: Autores, PIPESIM versión 2011.1

5.3.1 Ajuste de la correlación de flujo multifasico vertical y horizontal.

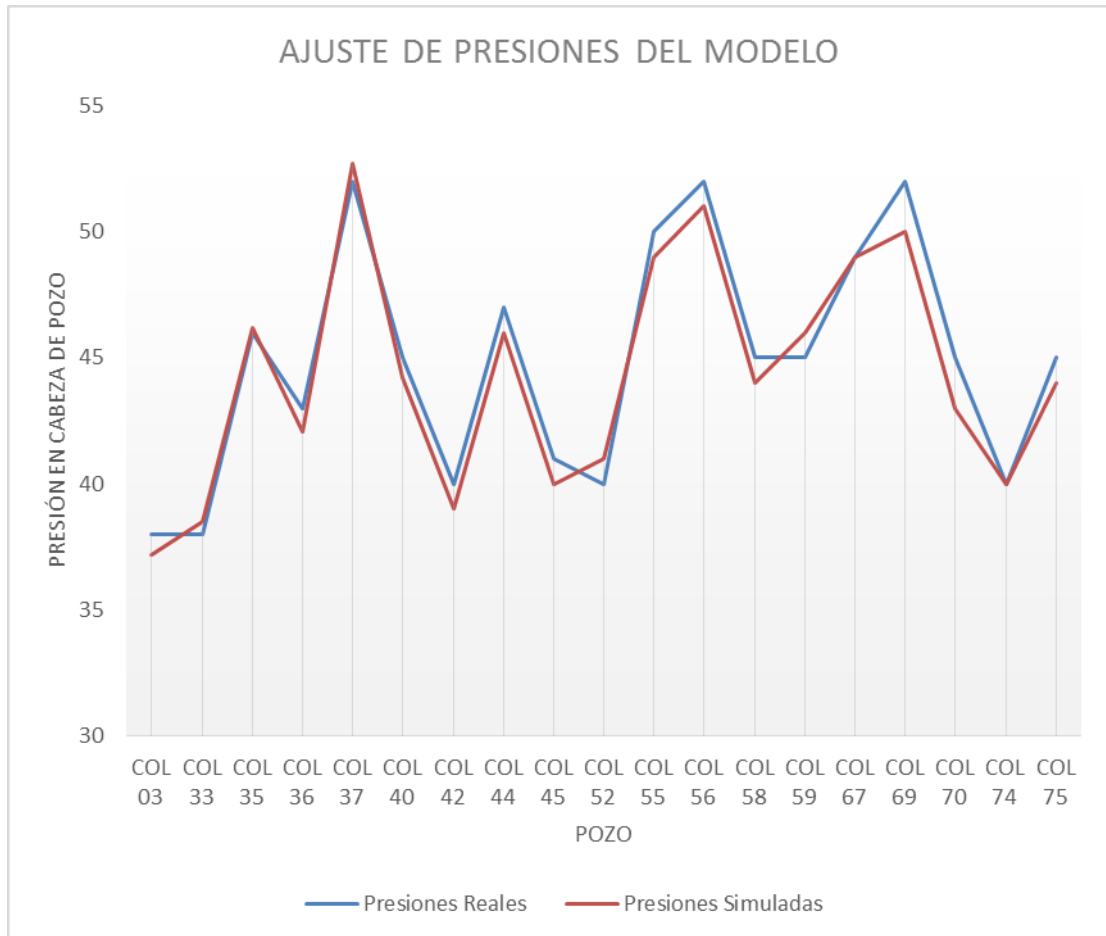
- **Correlación de flujo vertical:** se utilizó la correlación de HAGEDORN Y BROWN debido a que con esta se logra reproducir el comportamiento del fluido dentro de las líneas de flujo vertical, logrando un ajuste aproximado del 95 por ciento de acuerdo a los datos suministrados por el campo.
- **Modelo de flujo horizontal:** la ecuación que más logro ajustarse al comportamiento real para el flujo horizontal presente en este campo fue DUKLER.AGA Y FLANIGAN debido a que solo se presenta un error de aproximadamente del 0,3 por ciento.

- **Modelo monofásico:** La ecuación a utilizar es WEYMOUTH, dado que es la que más se ajusta a las condiciones de operación del campo.

En la figura 37, se puede apreciar el ajuste de las presiones en cabeza de pozo simuladas con las presiones en cabeza de pozo medidas en campo.

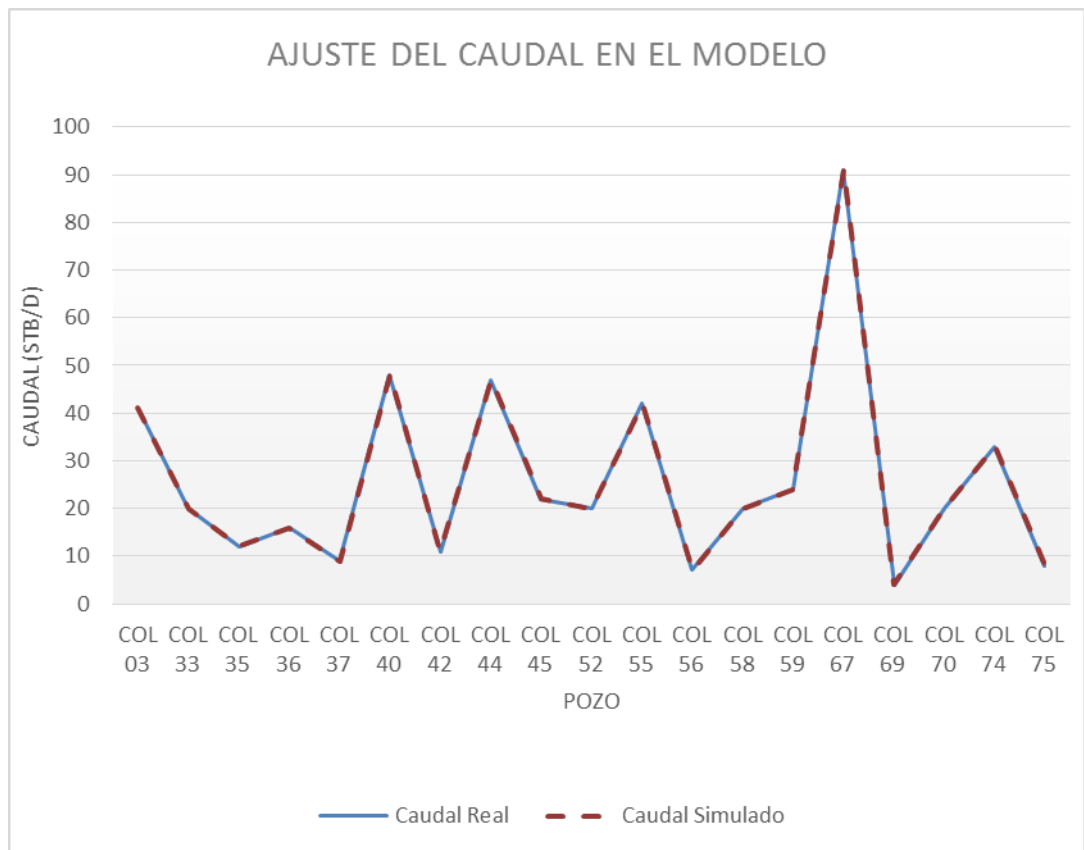
De igual manera se presenta el ajuste para el caudal de líquido a condiciones estándar de presión y temperatura en la figura 38.

Figura 37. Gráfica ajuste de presiones del modelo.



Fuente: Autores.

Figura 38. Gráfica del ajuste del caudal en el modelo.



Fuente: Autores.

5.3.2 Ajuste de las condiciones de operación del sistema de levantamiento artificial

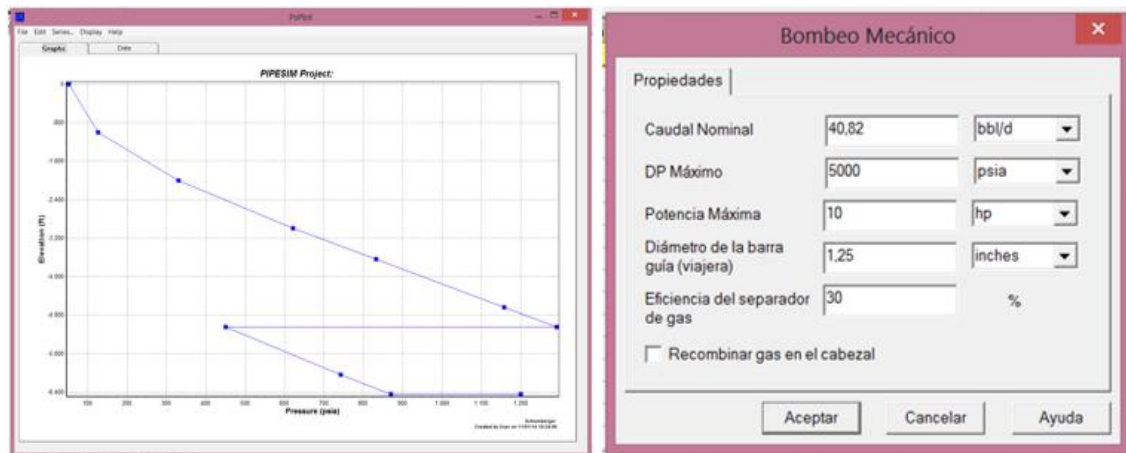
Para cada pozo es necesario conocer la información de la ficha técnica correspondiente a cada sistema de levantamiento, en la cual se va a encontrar especificaciones como, potencia máxima, tipo de unidad de bombeo, diámetro de la barra lisa viajera, longitud de la carrera y diámetro del pistón; todo esto con el fin de determinar el caudal nominal de la bomba, ajustando su presión de entrada y su presión de descarga, para que el modelo de pozo tenga el comportamiento lo más exacto posible al comportamiento real del pozo en el campo.

Los parámetros a tener en cuenta en el simulador son:

- Caudal nominal (bbl/d)
- DP máximo (psia)
- Potencia máxima (hp)
- Diámetro de la barra guía (viajera)
- Eficiencia del separador de gas (%)

De los cuales se modifica la eficiencia de separación del gas y el caudal nominal de la bomba, ya que estas condiciones varían de acuerdo a los criterios de operación y a los escenarios en los cuales se esté trabajando en dicho momento.

Figura 39. Ajuste de las condiciones de operación del sistema de levantamiento artificial



Fuente: Autores, PIPESIM versión 2011.1

5.4 VERIFICACIÓN DE LA VERACIDAD DEL MODELO.

Para verificar la veracidad del modelo se procede a ejecutar el modelo de simulación y examinar los datos obtenidos, de tal forma que estén acordes a los datos medidos en el campo. Estos datos se presentan en las siguientes tablas:

Tabla 10. Propiedades de los pozos arrojadas por el simulador.

POZO		COL 3	COL 33	COL 35	COL 36	COL 37
Temperature	F	105,069080	105,089200	105,380640	86,162729	87,320847
Pressure	psia	66,862174	66,794427	70,267477	40,180987	51,642697
Enthalpy	Btu/lb	54,781673	57,345785	57,110217	55,655733	63,176042
Massflowrate	lb/sec	0,144278	0,071825	0,043282	0,058844	0,035223
Stock-tankLiquid	sbbl/day	41,000000	20,000000	12,000000	16,000000	9,000000
Stock-tankOil	sbbl/day	38,007000	20,000000	11,004000	12,000000	7,002000
Stock-tank Gas	mmscfd	0,004533	0,008626	0,002159	0,002450	0,004971
FlowingLiquid	bbl/day	42,127279	20,581475	12,314427	16,187516	9,133056
FlowingOil	bbl/day	39,112679	20,581475	11,311185	12,172755	7,127358
Flowing Gas	mmscfd	0,003911	0,008299	0,002000	0,002395	0,004891
Flowing Gas	cf/min	0,644685	1,369345	0,313704	0,636493	1,012126

POZO		COL 40	COL 42	COL 44	COL 45	COL 52
Temperature	F	105,725550	87,616104	105,670800	104,918040	105,411200
Pressure	psia	72,407520	36,134659	67,928688	57,602807	75,636749
Enthalpy	Btu/lb	63,330812	70,573421	62,868385	56,057567	95,114338
Massflowrate	lb/sec	0,177125	0,042441	0,169803	0,076840	0,082154
Stock-tankLiquid	sbbl/day	48,000000	11,000000	47,000000	22,000000	20,000000
Stock-tankOil	sbbl/day	37,008000	4,950000	39,010000	19,998000	6,000000
Stock-tank Gas	mmscfd	0,001887	0,001343	0,008174	0,002446	0,006467
FlowingLiquid	bbl/day	49,204111	11,100739	48,211734	22,564465	20,285795
FlowingOil	bbl/day	38,131465	5,026803	40,163087	20,548019	6,184160
Flowing Gas	mmscfd	0,001208	0,001315	0,007522	0,002186	0,006350
Flowing Gas	cf/min	0,183964	0,390014	1,221505	0,418618	0,924841

POZO		COL 55	COL 56	COL 58	COL 59	COL 67
Temperature	F	88,400600	87,667585	87,457618	87,364599	105,893100
Pressure	psia	50,455044	51,891281	37,374395	37,382773	48,775713
Enthalpy	Btu/lb	58,741494	58,746305	55,486053	49,560439	66,202761
Massflowrate	lb/sec	0,159463	0,026659	0,072336	0,085620	0,327990
Stock-tankLiquid	sbbl/day	42,000000	7,000000	20,000000	24,000000	91,000000
Stock-tankOil	sbbl/day	32,004000	5,999000	15,000000	22,080000	69,979000
Stock-tank Gas	mmscfd	0,010436	0,003595	0,002022	0,005894	0,011968
FlowingLiquid	bbl/day	42,624282	7,112566	20,254261	24,351908	92,993530
FlowingOil	bbl/day	32,587832	6,107650	15,234640	22,424404	71,815904
Flowing Gas	mmscfd	0,010087	0,003526	0,001932	0,005762	0,011324
Flowing Gas	cf/min	2,141112	0,726703	0,553406	1,650320	2,567659

POZO		COL 69	COL 70	COL 74	COL 75
Temperature	F	104,656260	105,550140	87,247360	87,728490
Pressure	psia	87,079296	84,377717	38,663794	44,491010
Enthalpy	Btu/lb	94,902137	49,504870	41,295363	51,889419
Massflowrate	lb/sec	0,016118	0,006837	0,112007	0,028829
Stock-tankLiquid	sbbl/day	4,000000	20,000000	33,000000	8,000000
Stock-tankOil	sbbl/day	1,000000	20,000000	33,000000	7,000000
Stock-tank Gas	mmscfd	0,000631	0,000182	0,002738	0,001727
FlowingLiquid	bbl/day	4,052761	20,643143	33,519669	8,122456
FlowingOil	bbl/day	1,031573	20,643143	33,519669	7,118508
Flowing Gas	mmscfd	0,000609	0,000137	0,002524	0,001666
Flowing Gas	cf/min	0,076854	0,017843	0,698677	0,400817

Fuente: Autores, PIPESIM versión 2011.1

En estas tablas se observa claramente que los valores de temperatura, presión y flujo de líquido se asemejan en un gran porcentaje a los valores medidos en el campo, por lo cual se puede concluir que el modelo está ajustado de una manera eficiente a las condiciones operacionales reales.

Teniendo ajustados los datos de producción en el modelo de simulación, con los datos reales medidos en campo, es posible hacer la evaluación de la productividad mediante el análisis nodal para cada pozo y de esta manera conocer el punto de operación actual y las oportunidades de optimización del sistema de producción. De igual manera se hace el estudio hidráulico del sistema, para evaluar las condiciones en las cuales está operando y establecer mejoras que ayuden con la optimización del campo.

6. EVALUACIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD DEL CAMPO.

6.1 CÁLCULO DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD:

Mediante el uso del simulador y con los datos suministrados por el personal del campo escuela colorado, fue posible calcular el índice de productividad (IP) de las formaciones productoras, que representa de una mejor manera el comportamiento de los pozos en términos de producción.

Tabla 11. Índice de productividad de pozos de Campo Escuela Colorado.

POZO	INDICE DE PRODUCTIVIDAD (STB/d/psi)
COL 03	0,071
COL33	0,039
COL 35	0,021
COL 36	0,026
COL 37	0,027
COL 40	0,081
COL 42	0,027
COL 44	0,101
COL 45	0,034
COL 52	0,085
COL 55	0,178
COL 56	0,012
COL 58	0,034
COL 59	0,044
COL 67	0,432
COL 69	0,061
COL 70	0,035
COL 74	0,051
COL 75	0,014

Fuente: Autores. PIPESIM versión 2011.1

A partir del cálculo del índice de productividad (IP), el cual es el indicador de la capacidad o habilidad para producir fluido del pozo, se puede observar que el valor del IP es bajo para todos los pozos, lo cual se debe a la elevada caída de

presión que se presenta desde el yacimiento hasta el fondo del pozo, posiblemente ocasionada por daño en la formación productora.

6.2 DENSIDAD ÓPTIMA DE LAS PERFORACIONES.

El análisis nodal permite conocer el comportamiento de la producción variando la densidad de los tiros por pie (TPP o SPF Shots Per Feet por sus siglas en ingles), en el completamiento del sistema, obteniendo la densidad óptima de perforaciones. Este análisis es de vital importancia cuando se va a completar un pozo nuevo o cuando se planea realizar algún tipo de trabajo de reacondicionamiento que incluya cañoneo o recañoneo de zonas productoras. La ecuación propuesta por Perez y Kelkar²⁷, permite desarrollar curvas IPR para pozos que producen por gas en solución teniendo en cuenta las pérdidas de presión a través de los orificios perforados²⁸, por lo que se empleó para determinar la densidad optima de perforaciones para cada pozo.

La tabla 12 señala los rangos de valores para los cuales aplica el modelo de Perez y Kelkar. La expresión desarrollada por los autores citados en el párrafo superior es la siguiente:

$$\frac{q_o}{Q_{max}} = a_0 + a_1 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) + a_2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad \text{Ecu. (6.1)}$$

Donde:

q_o = Caudal de Aceite (STB/día)

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo (psi)

P_r = Presión de Yacimiento (psi)

²⁷Fuente: PEREZ, Godolfredo, SPE, and KELKAR, B.G, SPE. A NEW METHOD TO PREDICT TWO-PHASE PRESSURE DROP ACROSS PERFORATIONS.U. of Tulsa. SPE Production Engineering, February 1991.

Q_{max} = Máxima tasa de producción sin modificar la densidad de las perforaciones.
 a_0, a_1, a_2 = Constantes que dependen del radio de las perforaciones y la técnica de perforación.

Los valores de las constantes a_0, a_1, a_2 , se presentan en las tablas 13 y 14 para cañoneo sobre balanceado y bajo balanceado respectivamente. Ya descrita la teoría, la secuencia sistemática para evaluar la densidad de las perforaciones está representada en la figura 29, y cada paso se describe de manera subsecuente y en forma detallada.

Tabla 12. Rango de valores del modelo IPR de Pérez y Kelkar.

RANGO DE VALORES DEL MODELO IPR DE PÉREZ Y KELKAR		VALOR MÍNIMO	VALOR MÁXIMO
PROPIEDADES DEL FLUIDO	API	25	60
	Gravedad Especifica Aceite	0,6	0,74
	Gravedad Especifica Agua	1,07	
	Presión de Burbuja	1457	3149
PROPIEDADES DE LA ROCA	Porosidad	0,16	0,29
	Permeabilidad (md)	100	625
GEOMETRIA DE POZO Y YACIMIENTO	Area de Drenaje (Acres)	20	33
	Espesor de Formación (ft)	10	29
	Radio del Pozo (ft)	0,33	0,5
	Temperatura de Yacimiento (F)	160	190
	Daño	0	
PERFORACIONES	Longitud de Perforaciones (in)	3,03	12,33
	Radio (in)	0,19	0,73
	Densidad (SPF)	2	16

Fuente: PEREZ, Godolfredo, SPE, and KELKAR, B.G, SPE. A NEW METHOD TO PREDICT TWO-PHASE PRESSURE DROP ACROSS PERFORETIONS.U. of Tulsa. SPE Production Engineering, February 1991.

Valores de a_0, a_1, a_2 , para cañoneo sobrebalanceado.

Tabla 13. Valores constantes para cañoneo sobrealanceado.

CAÑONEO SOBREALANCEADO				
Rp (inches)	SPF	A ₀	A ₁	A ₂
>0,3	2	0,61710	0,26632	-0,86983
>0,3	4	0,77503	0,12529	-0,87781
>0,3	8	0,87333	0,10715	-0,98364
>0,3	12	0,90482	0,08881	-0,96534
>0,3	16	0,91995	0,08072	-0,97117
<=0,3	2	0,33247	0,20784	-0,52487
<=0,3	4	0,57857	0,09956	-0,65332
<=0,3	8	0,73507	0,11547	-0,82687
<=0,3	12	0,79505	0,14934	-0,91988
<=0,3	16	0,83925	0,12038	-0,93283

Fuente: PEREZ, Godolfredo, SPE, and KELKAR, B.G, SPE. A NEW METHOD TO PREDICT TWO-PHASE PRESSURE DROP ACROSS PERFORETIONS.U. of Tulsa. SPE Production Engineering, February 1991.

Valores de a_0 , a_1 , a_2 , para cañoneo bajobalanceado.

Tabla 14. Valores constantes para cañoneo bajobalanceado.

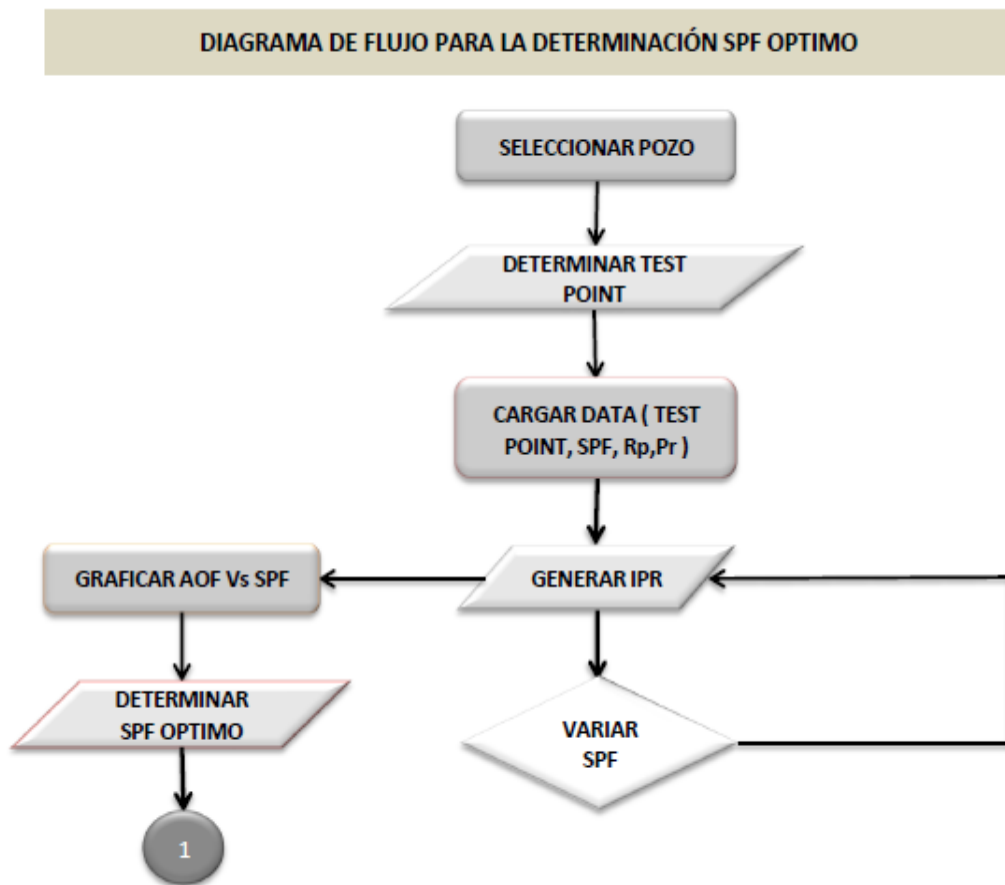
CAÑONEO BAJOBALANCEADO				
RP (inches)	SPF	A ₀	A ₁	A ₂
<=0,3	2	0,64374	0,22082	-0,83782
<=0,3	4	0,79507	0,15189	-0,91899
>=0,19	8	0,92006	0,05473	-0,94102
>=0,19	12	0,93806	0,05464	-0,95875
>=0,19	16	0,95146	0,06546	-0,98175
>0,3	2	0,8554	0,06302	-0,88678
>0,3	4	0,91196	0,07855	-0,95974

Fuente: PEREZ, Godolfredo, SPE, and KELKAR, B.G, SPE. A NEW METHOD TO PREDICT TWO-PHASE PRESSURE DROP ACROSS PERFORETIONS.U. of Tulsa. SPE Production Engineering, February 1991.

- Metodología para la determinación de la densidad óptima de perforaciones.

Seleccionar el pozo a evaluar: Para el pozo muestra será el COL 03, que se encuentra actualmente activo.

Figura 40. Diagrama de flujo para la determinación SFP óptimo



Fuente: Autores.

Seleccionar el pozo a evaluar: Para el pozo muestra será el COL 03, que se encuentra actualmente activo.

Determinar test point: El test point es un valor de caudal Q (STB/día), asociado a un valor de Pwf (psi). Estos valores fueron tomados de los reportes de producción del Campo Colorado y de los valores calculados de Pwf a partir de pruebas de nivel de fluido. Para el pozo muestra estos valores son:

Tabla 15. Valor de la presión de fondo fluyente y caudal del pozo Colorado 03

POZO COL 03	
PRESION DE FONDO FLUYENTE Pwf,(PSI)	373
CAUDAL Q @ Pwf, (BBL/D)	50

Fuente: Autores.

Cargar Data: Para facilitar el proceso de construcción de curvas IPR utilizando el método de Pérez y Kelkar, se empleó una aplicación en Excel. Los datos de entrada incluyen: test point, presión de yacimiento, radio de las perforaciones, densidad de las perforaciones (SPF). Para el pozo Col 03 estos valores son:

Tabla 16. Data requerida por el método de Pérez y Kelkar para la construcción de curvas IPR del pozo Colorado 03

POZO COL 03	
PRESIÓN DE YACIMIENTO = Pr [psi]	1200
PRESIÓN DE FONDO FLUYENDO= Pwf [psi]	376
CAUDAL DE ACEITE = Qo [STB/Día]	50
DENSIDAD DE LAS PERFORACIONES= SPF	2
RADIO DE LAS PERFORACIONES [in]	0,54
PERFORACIÓN SOBREALANCEADA [SI o NO]	si

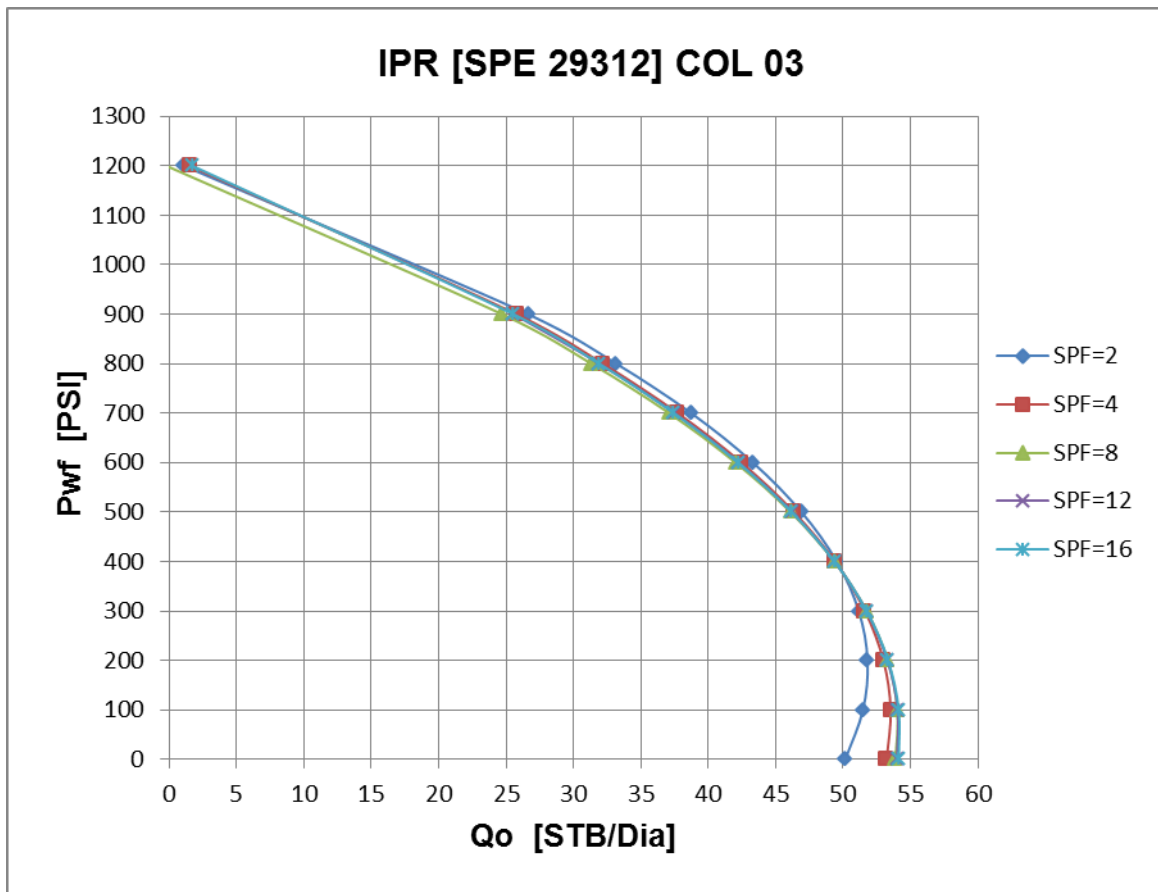
Fuente: Autores

Una vez cargados los datos se procede a generar la curva IPR para las densidades de perforación establecidas. Se varía el número de tiros por pie²⁹ (2, 4,

²⁹PEREZ, Godolfredo, SPE, and KELKAR, B.G, SPE. A NEW METHOD TO PREDICT TWO-PHASE PRESSURE DROP ACROSS PERFORETIONS.U. of Tulsa. SPE Production Engineering, February 1991.

8,12 y 16) Y se generan las curvas IPR para cada caso. El resultado para el pozo COL 03 se ilustra en la figura 40.

Figura 41. Curvas IPR para el Pozo Colorado 03 a diferente SPF

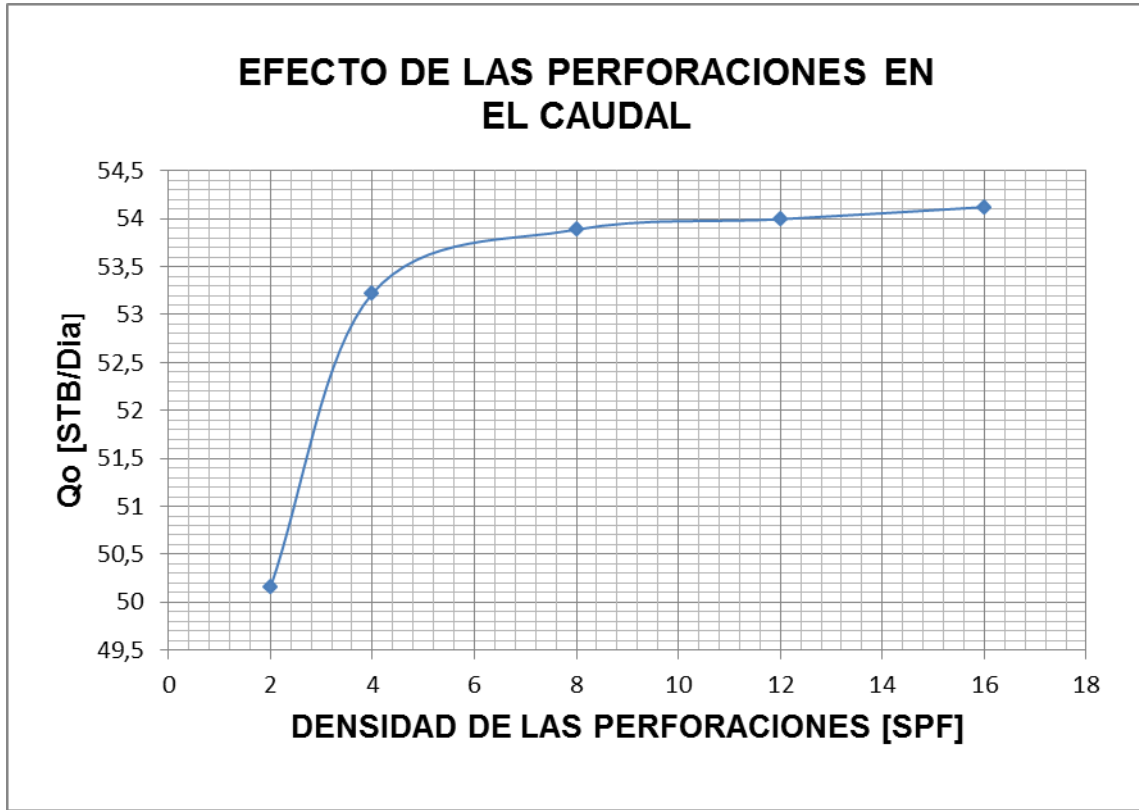


Fuente: Autores

Obtenida la familia de curvas se procede a graficar la máxima tasa de producción para cada escenario vs Densidad de perforaciones (SPF). Ver figura 41.

Luego se procede a hacer el análisis del aumento en la producción variando la densidad de tiros por pie, de tal manera que se obtenga un porcentaje estimado para cada caso, para el pozo COL 03 se obtuvieron los resultados mostrados en la tabla 17.

Figura 42. Efecto de las perforaciones en el caudal.



Fuente: Autores

Tabla 17. Resultado del aumento de la producción en porcentaje al variar la densidad de tiros por pie del Pozo Colorado 03

POZO COL 03					
SPF	2	4	8	12	16
AUMENTO EN EL Qo (%)	0	6,11	7,43	7,65	7,90

Fuente: Autores.

De acuerdo a los datos obtenidos, el pozo COL 03 está en la capacidad de incrementar su producción un 7,43 % al realizar el trabajo de recañoneo, cambiando de una densidad de perforaciones de 2 SPF a 8 SPF, si bien el gráfico muestra un valor superior para 12 SPF y 16 SPF, el incremento no es significativo, lo cual no arroja un resultado económicamente viable para estas densidades de

cañoneo. Por lo cual la producción actual y la producción futura al realizar el trabajo de recañoneo en el pozo COL 03 se estima que es:

Tabla 18. Producción actual y producción al realizar el trabajo de recañoneo en el Pozo Colorado 03

POZO COL 03	
CAUDAL DE ACEITE= Q_0 [STB/Día] @ 2 SPF	50
CAUDAL DE ACEITE= Q_0 [STB/Día] @ 8 SPF	54

Fuente: Autores.

A continuación se relacionan los resultados arrojados para cada uno de los pozos, donde se presenta el caudal actual, la densidad optima de las perforaciones, el nuevo caudal y el porcentaje de incremento gracias al nuevo SPF.

Tabla 19. Valores de caudal actual (SPF=2) y valores al realizar el trabajo de recañoneo (SPF=8) en los pozos seleccionados de Campo Escuela Colorado.

POZO	CAUDAL @ SPF=2 (STB/d)	SPF ÓPTIMO	CAUDAL @ SPF ÓPTIMO (STB/d)	INCREMENTO DE CAUDAL (%)
COL 03	41	8	44,05	7,43
COL33	20	8	21,89	9,47
COL 35	12	8	12,49	4,09
COL 36	16	8	16,64	3,97
COL 37	9	8	10,12	12,4
COL 40	48	8	48,48	1,01
COL 42	11	8	11,84	7,63
COL 44	47	8	51,47	9,51
COL 45	22	8	22,42	1,93
COL 52	20	8	23,47	17,34
COL 55	42	8	49,59	18,06
COL 56	7	8	7,42	5,96
COL 58	20	8	20,86	4,29
COL 59	24	8	25,69	7,05
COL 67	91	8	107,61	18,25
COL 69	4	8	4,73	18,31
COL 70	20	8	23,01	15,05
COL 74	33	8	34,01	3,06
COL 75	8	8	8,34	4,23

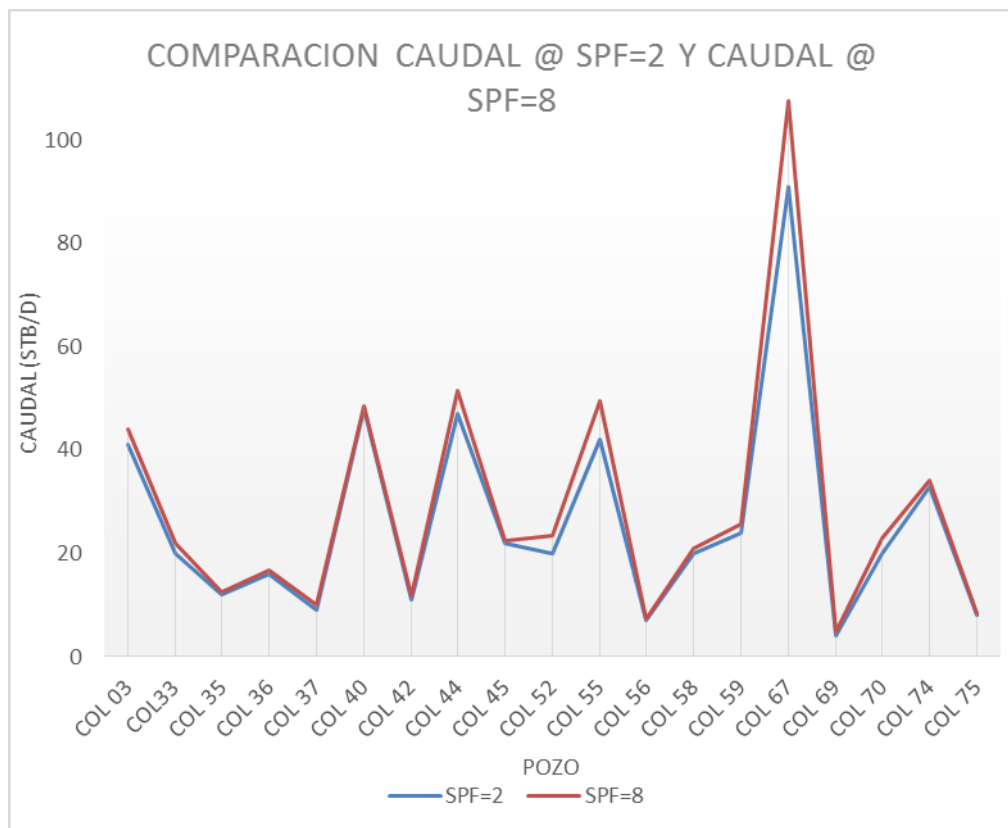
Fuente: Autores.

La densidad optima de tiros por pie para el recañoneo de los pozos es SPF=8, ya que los valores superiores a este no representan un incremento significativo para el pozo. Los porcentajes de aumento no son altos, debido a que el procedimiento utilizado no tiene en cuenta el daño, por esta razón se cree que al realizar estimulaciones o remover el daño, el incremento será mucho mayor al obtenido en este modelo.

En la figura 43, se puede observar la variación que presenta el caudal para cada pozo.

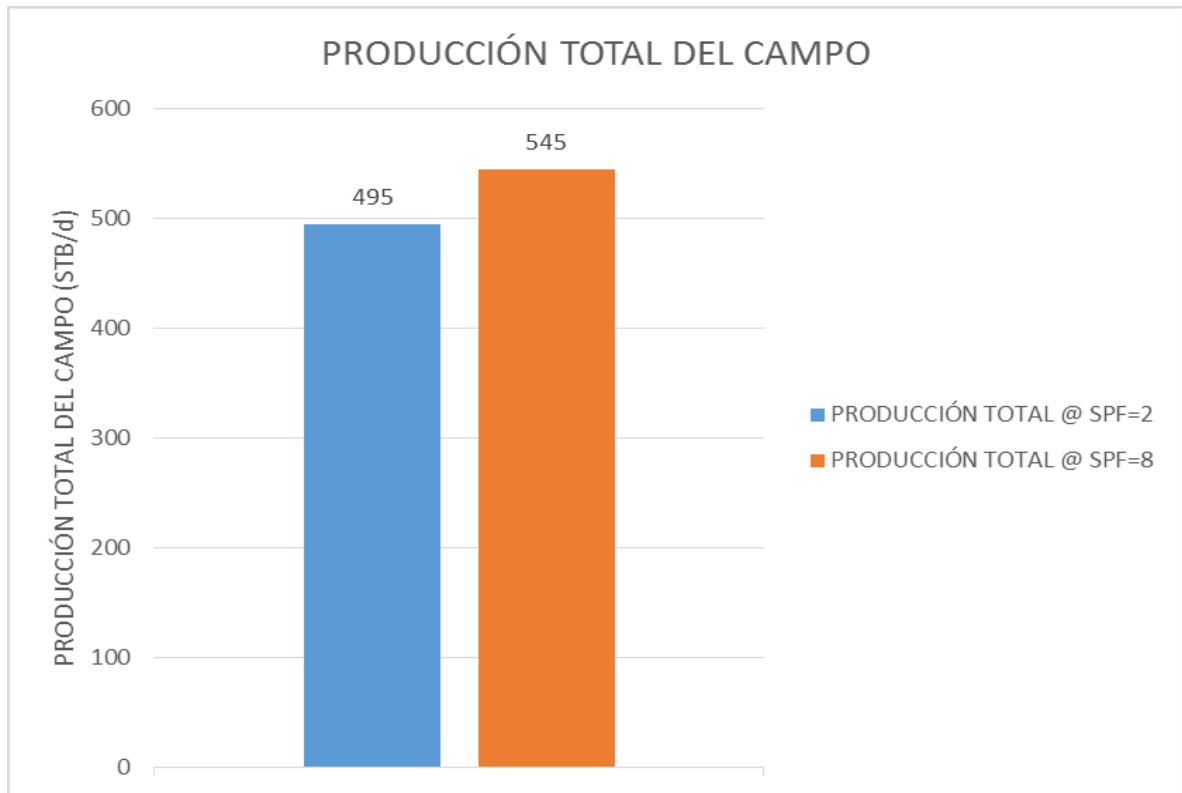
Teniendo como resultado un incremento total para el campo del 9,03% equivalente a 50 STB/d. lo cual se evidencia en la figura 44.

Figura 43. Comparación caudal @ SPF= 2 Y CAUDAL @ SPF= 8



Fuente: Autores.

Figura 44. Grafica de producción total del campo @ SPF= 2 Y SPF=8



Fuente: Autores

6.3 MODIFICACIÓN DEL CAUDAL EN MODELO DE SIMULACIÓN

Luego de tener el caudal incremental, se procede a cambiar este valor en el modelo de simulación de PIPESIM, con el fin de analizar el comportamiento de este nuevo caudal en el sistema de producción del campo, para posteriormente realizar el análisis nodal y el análisis al sistema hidráulico en general.

Figura 45. Data para establecer las condiciones de frontera.

Condiciones de Frontera- [COLECTOR N Y S UNIDOS INCLUYE COL ... X

	Identificador	Presión	Caudal		Curva PQ	Temperatura
-		psia	[units]			F
1	SIS SEP	34,696			(N/A)	
2	Well_1		10,12	STB/d	<input type="checkbox"/> Acepta	
3	Well_10		107,61	STB/d	<input type="checkbox"/> Acepta	
4	Well_11		21,89	STB/d	<input type="checkbox"/> Acepta	
5	Well_12		4,73	STB/d	<input type="checkbox"/> Acepta	
6	Well_13		12,41	STB/d	<input type="checkbox"/> Acepta	
7	Well_14		51,47	STB/d	<input type="checkbox"/> Acepta	
8	Well_15		23,01	STB/d	<input type="checkbox"/> Acepta	
9	Well_16		23,47	STB/d	<input type="checkbox"/> Acepta	

Revisar Cond. Front.

Número de Fuentes/Sumideros:

Número de Especificaciones de Presión/Caudal/Curvas PQ:

Fuente: Autores, PIPESIM versión 2011.1

Como resultado del nuevo caudal se obtienen nuevos valores para el índice de productividad los cuales se relacionan en la tabla 20.

Debido a que el caudal tiene un bajo aumento, el índice de productividad aumenta en pequeña proporción, este valor podría ser mucho mayor si se realizaran campañas de estimulación de pozo, las cuales disminuyan la caída de presión del yacimiento hasta el fondo del pozo, aumentando significativamente la producción del yacimiento.

Tabla 20. Valores del índice de productividad obtenidos con el caudal producido al realizar el trabajo de recañoneo.

POZO	INDICE DE PRODUCTIVIDAD ACTUAL (STB/d/psi)	INDICE DE PRODUCTIVIDAD CON SPF=8 (STB/d/psi)	POZO	INDICE DE PRODUCTIVIDAD ACTUAL (STB/d/psi)	INDICE DE PRODUCTIVIDAD CON SPF=8 (STB/d/psi)
COL 03	0,071	0,075	COL 55	0,178	0,231
COL33	0,039	0,044	COL 56	0,012	0,014
COL 35	0,021	0,022	COL 58	0,034	0,037
COL 36	0,026	0,014	COL 59	0,044	0,049
COL 37	0,027	0,035	COL 67	0,432	0,604
COL 40	0,081	0,082	COL 69	0,061	0,089
COL 42	0,027	0,03	COL 70	0,035	0,043
COL 44	0,101	0,13	COL 74	0,051	0,053
COL 45	0,034	0,035	COL 75	0,014	0,015
COL 52	0,085	0,226			

Fuente: Autores, PIPESIM 2011

6.4 ANALISIS NODAL Y SENSIBILIZACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.

En el presente análisis nodal, se tendrán en cuenta dos parámetros importantes para la evaluación del desempeño del pozo, primero se cambiara la tubería de producción y segundo se sensibilizara el sistema de levantamiento artificial. Este procedimiento es realizado para cada uno de los pozos con el objetivo de determinar la mejor configuración de tubería y un rendimiento eficiente de la bomba.

Cambio de diámetro de la tubería de producción.

Se procedió a cambiar los diámetros de la tubería de producción en el software de la siguiente manera:

- los pozos que tienen sarta telescópica de producción cuya configuración es tubing 1= 2 7/8 y tubing 2 = 2 3/8, se remplazaron como se muestra a continuación en la tabla.

Tabla 21. Valores de diámetros de tubería a variar en el estado mecánico de los pozos seleccionados de Campo Escuela Colorado.

TUBING # 1 (in)	ID TUBING # 1 (in)	TUBING # 2 (in)	ID TUBING # 2 (in)
2 7/8	2,441	2 7/8	2,441
3 1/2	2,992	2 3/8	1,703
4	3,476	2 3/8	1,703
4 1/2	3,958	2 3/8	1,703

Fuente: Autores, Guía de Ayuda PIPESIM 2011

- para los pozos que tienen solamente un tubing de producción, se cambió dicho tubing por los siguientes diámetros:

Tabla 22. Valores de diámetros de tubería a variar en el estado mecánico de los pozos seleccionados de Campo Escuela Colorado.

TUBING (in)	ID TUBING (in)
3 1/2	2,992
4	3,476
4 1/2	3,958
2 3/8	1,703

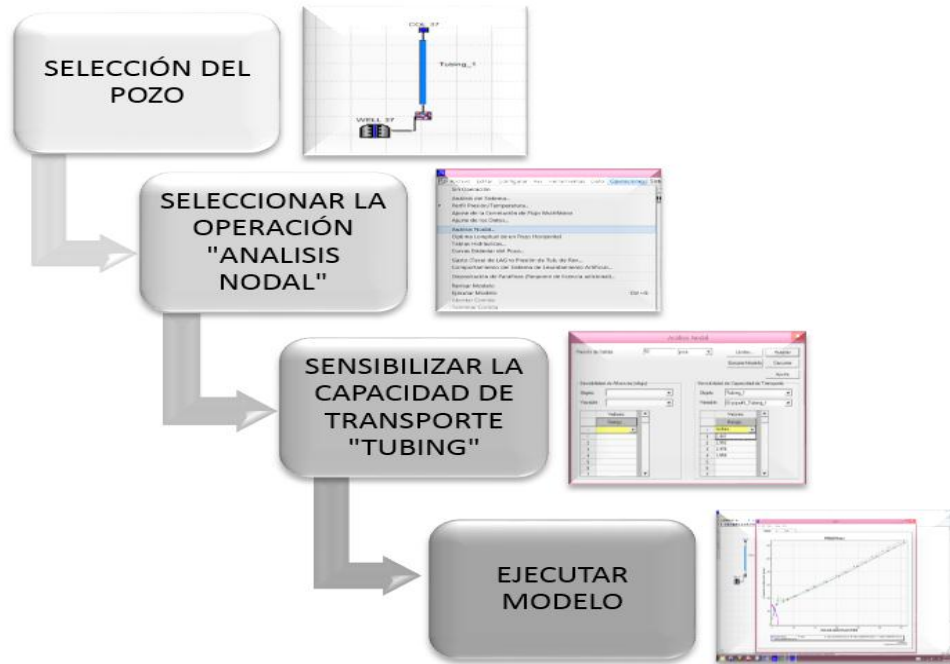
Fuente: Autores, Guía de Ayuda PIPESIM 2011

El procedimiento realizado en el software para el cambio de la tubería es el definido en la figura 46.

Ejemplo: Cambio de diámetro de la tubería de producción con el pozo colorado 37.

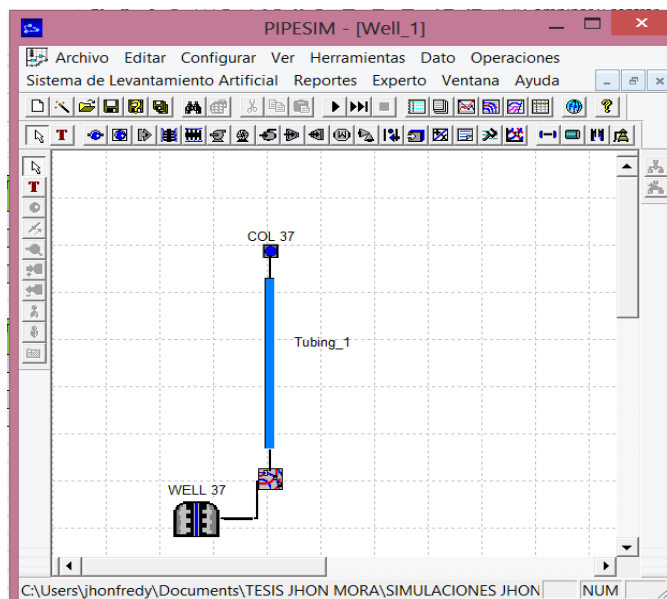
Seleccionamos en el simulador el pozo Colorado 37.ver figura 47.

Figura 46. Diagrama de flujo del El procedimiento realizado en el software para el cambio de la tubería.



Fuente: Autores

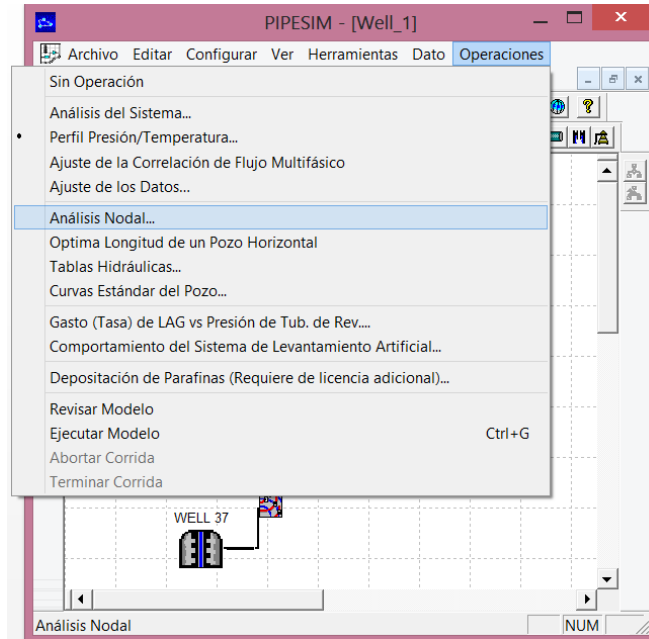
Figura 47. Modelo de Pozo Colorado 47.



Fuente: Autores, PIPESIM versión 2011.1

Luego se procede a seleccionar la operación análisis nodal. Ver figura 48.

Figura 48. Selección de la opción de análisis nodal.



Fuente: Autores, PIPESIM versión 2011.1

A continuación se sensibiliza la capacidad de transporte seleccionando el tubing que se desea cambiar e ingresando los valores de los nuevos tubing a evaluar. Ver figura 49.

Por último se ejecuta el modelo y se analizan los resultados obtenidos. Ver figura 50.

Para el caso pozo del colorado 37 se puede observar que no presenta ningún cambio en cuanto al caudal transportado, por lo que puede decirse que el diámetro de la tubería de producción utilizada actualmente es el adecuado para el manejo del volumen de fluido que aporta este pozo, por lo tanto no es considerado como un parámetro a optimizar.

Figura 49. Data correspondiente a la sensibilización de la tubería de producción del Pozo Colorado 37

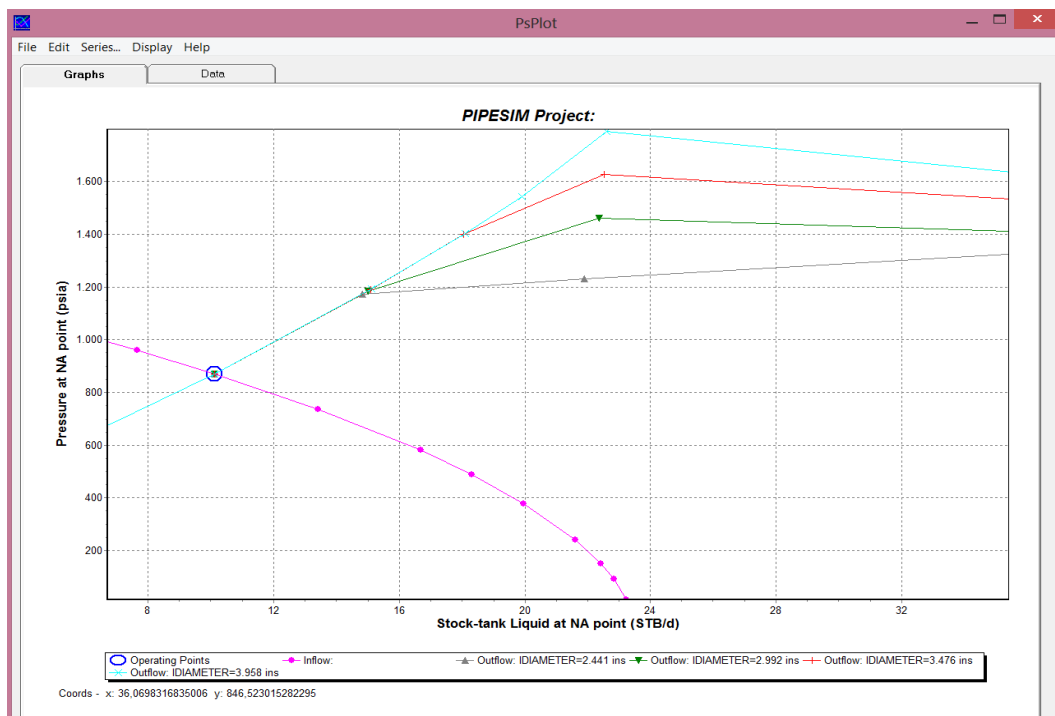
Presión de Salida: 52 psia

Objeto: Tubing_1
Variable: ID:pipe#1_Tubing_1

	Valores
	Rango...
-	inches
1	2,441
2	2,992
3	3,476
4	3,958
5	
6	
7	

Fuente: Autores, PIPESIM versión2011.1

Figura 50. Resultados obtenidos al sensibilizar de la tubería de producción del Pozo Colorado 37



Fuente: autor, PIPESIM versión2011.1

El procedimiento anterior se realizó para cada uno de los 19 pozos seleccionados del Campo Escuela Colorado y los resultados se ordenaron en la tabla 23, donde se establecen los caudales para cada una de las tuberías sensibilizadas y se analiza si hay o no aumento en la producción.

Tabla 23. Resultados obtenidos al sensibilizar de la tubería de producción de los pozos seleccionados de Campo Escuela Colorado.

ANÁLISIS NODAL - CAMBIO DE DIAMETRO DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN									
POZO	TUBING # 1 (in)	TUBING # 2 (in)	CAUDAL @ SPF= 8 (STB/D)	AUMENTA (SI Ó NO)	POZO	TUBING # 1 (in)	TUBING # 2 (in)	CAUDAL @ SPF= 8 (STB/D)	AUMENTA (SI Ó NO)
COL 3	2 7/8	2 3/8	44,05		COL 55	2 7/8		49,59	
	2 7/8	2 7/8	44,05	NO		3 1/2	****	49,53	NO
	3 1/2	2 3/8	44,03	NO		4	****	49,55	NO
	4	2 3/8	44,04	NO		4 1/2	****	49,55	NO
	4 1/2	2 3/8	44,04	NO		2 3/8	****	49,56	NO
COL 33	2 7/8	2 3/8	21,89		COL 56	2 7/8	2 3/8	7,42	
	2 7/8	2 7/8	21,88	NO		2 7/8	2 7/8	7,41	NO
	3 1/2	2 3/8	21,87	NO		3 1/2	2 3/8	7,41	NO
	4	2 3/8	21,88	NO		4	2 3/8	7,41	NO
	4 1/2	2 3/8	21,88	NO		4 1/2	2 3/8	7,41	NO
COL 35	2 7/8	2 3/8	12,41		COL 58	2 7/8	2 3/8	20,86	
	2 7/8	2 7/8	12,53	NO		2 7/8	2 7/8	20,85	NO
	3 1/2	2 3/8	12,49	NO		3 1/2	2 3/8	20,85	NO
	4	2 3/8	12,49	NO		4	2 3/8	20,85	NO
	4 1/2	2 3/8	12,49	NO		4 1/2	2 3/8	20,85	NO
COL 36	2 7/8		16,64		COL 59	2 7/8	2 3/8	25,69	
	3 1/2	****	16,64	NO		2 7/8	2 7/8	25,68	NO
	4	****	16,64	NO		3 1/2	2 3/8	25,68	NO
	4 1/2	****	16,64	NO		4	2 3/8	25,68	NO
	2 3/8	****	16,64	NO		4 1/2	2 3/8	25,68	NO
COL 37	2 7/8	2 3/8	10,12		COL 67	2 7/8		107,61	
	2 7/8	2 7/8	10,12	NO		3 1/2	****	107,57	NO
	3 1/2	2 3/8	10,11	NO		4	****	107,59	NO
	4	2 3/8	10,11	NO		4 1/2	****	107,61	NO
	4 1/2	2 3/8	10,11	NO		2 3/8	****	107,55	NO

Continuación tabla 23.

ANÁLISIS NODAL - CAMBIO DE DIÁMETRO DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN									
POZO	TUBING # 1 (in)	TUBING # 2 (in)	CAUDAL @ SPF= 8 (STB/D)	AUMENTA (SI Ó NO)	POZO	TUBING # 1 (in)	TUBING # 2 (in)	CAUDAL @ SPF= 8 (STB/D)	AUMENTA (SI Ó NO)
COL 40	2 7/8	2 3/8	48,48		COL 69	2 7/8	2 3/8	4,73	
	2 7/8	2 7/8	48,48	NO		2 7/8	2 7/8	4,72	NO
	3 1/2	2 3/8	48,48	NO		3 1/2	2 3/8	4,72	NO
	4	2 3/8	48,48	NO		4	2 3/8	4,72	NO
	4 1/2	2 3/8	48,48	NO		4 1/2	2 3/8	4,72	NO
COL 42	2 7/8	2 3/8	11,84		COL 70	2 7/8		23,01	
	2 7/8	2 7/8	11,84	NO		3 1/2	****	23	NO
	3 1/2	2 3/8	11,84	NO		4	****	23	NO
	4	2 3/8	11,84	NO		4 1/2	****	23	NO
	4 1/2	2 3/8	11,84	NO		2 3/8	****	23,01	NO
COL 44	2 7/8	2 3/8	51,47		COL 74	2 7/8	2 3/8	34,01	
	2 7/8	2 7/8	51,46	NO		2 7/8	2 7/8	34,01	NO
	3 1/2	2 3/8	51,43	NO		3 1/2	2 3/8	34	NO
	4	2 3/8	51,44	NO		4	2 3/8	34	NO
	4 1/2	2 3/8	51,45	NO		4 1/2	2 3/8	34	NO
COL 45	2 7/8		22,42		COL 75	2 7/8		8,34	
	3 1/2	****	22,42	NO		3 1/2	****	8,34	NO
	4	****	22,42	NO		4	****	8,34	NO
	4 1/2	****	22,42	NO		4 1/2	****	8,34	NO
	2 3/8	****	22,24	NO		2 3/8	****	8,34	NO
COL 52	2 7/8	2 3/8	23,47						
	2 7/8	2 7/8	23,46	NO					
	3 1/2	2 3/8	23,42	NO					
	4	2 3/8	23,23	NO					
	4 1/2	2 3/8	23,44	NO					

Fuente: autores, PIPESIM versión2011.1

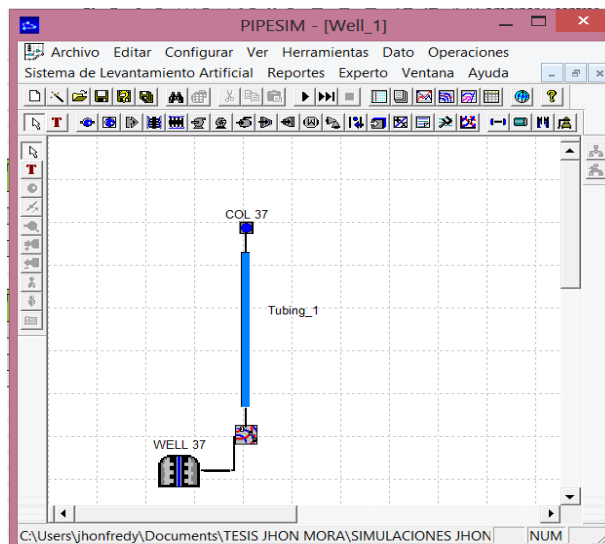
En el análisis nodal realizado pozo a pozo donde se sensibilizó el diámetro de la tubería de producción, no se observaron cambios en cuanto al caudal transportado, por esta razón puede decirse que el diámetro de la tubería de producción utilizado actualmente en los pozos del Campo Escuela Colorado es el adecuado para el manejo de los volúmenes de fluido que el yacimiento es capaz de aportar, por lo tanto no se considera como un parámetro a optimizar.

6.5 SENSIBILIZACIÓN DEL CAUDAL NOMINAL DE BOMBA.

Un cambio en el sistema de levantamiento artificial, tiene como consecuencia el aumento o disminución de la presión en cabeza de pozo, lo cual a su vez conlleva a un aumento o disminución de la presión de fondo fluyente, por lo cual se generara una variación positiva o negativa en el caudal de fluido desde el yacimiento, sin embargo se debe tener en cuenta que a medida que la presión de fondo disminuye, el nivel dinámico del fluido en el pozo también disminuye, por lo cual se debe tener cuidado en garantizar la sugerencia de la bomba. El proceso realizado es similar al anteriormente mencionado para el cambio del diámetro de tubería, la única variación es que se debe seleccionar como objeto a sensibilizar el caudal nominal de la bomba. Para cada pozo se seleccionaron valores mayores y menores del caudal nominal actual de operación, para evaluar el cambio en la producción y el rendimiento de la bomba.

Ejemplo: sensibilización del caudal nominal de la bomba del pozo Colorado 37.
Seleccionamos en el simulador el pozo colorado 37.

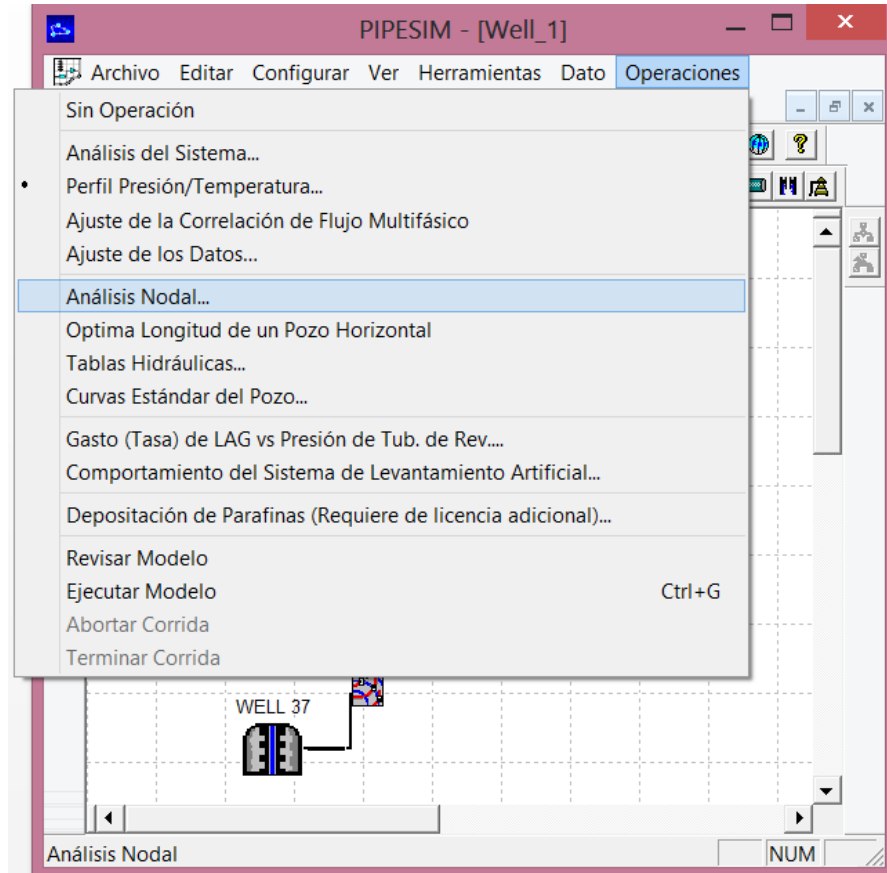
Figura 51. Modelo de Pozo Colorado 37.



Fuente: autores, PIPESIM versión 2011.1

Luego se procede a seleccionar la operación análisis nodal.

Figura 52. Selección de la opción de análisis nodal.

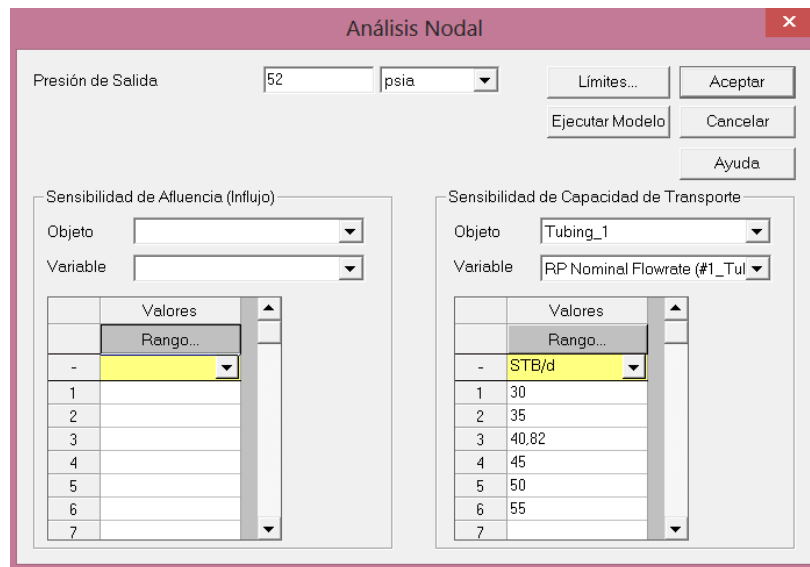


Fuente: autores, PIPESIM versión2011.1

A continuación se sensibiliza la capacidad de transporte seleccionando el caudal nominal de la bomba que se desea cambiar, e ingresando los valores de los nuevos caudales nominales para cada pozo (figura 53).

Por último se ejecuta el modelo y se analizan los resultados obtenidos. Ver figura 54.

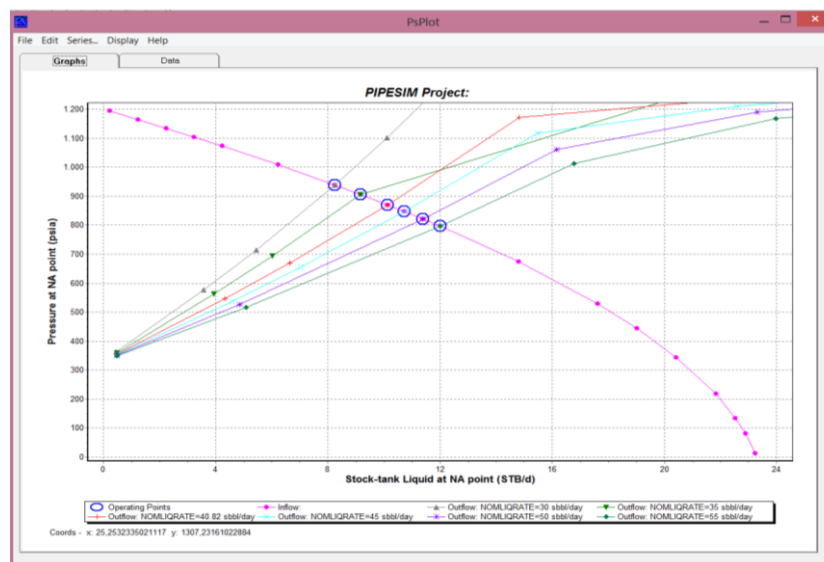
Figura 53. Data correspondiente a la sensibilización del caudal nominal de la del Pozo Colorado 37



Fuente: autores, PIPESIM versión2011.1

Por último se ejecuta el modelo y se analizan los resultados obtenidos.

Figura 54. Resultados obtenidos al sensibilizar el caudal nominal de la bomba del Pozo Colorado 37



Fuente: autores, PIPESIM versión2011.1

En el grafico anterior se observan los siguientes resultados evidenciados en la tabla 24.

Tabla 24. Resultados obtenidos al sensibilizar el caudal nominal de la bomba del Pozo Colorado 37

POZO	CAUDAL NOMINAL (STB/d)	CAUDAL (STB/d)	INCREMENTO (STB/d)
COL 37	30	8,24	-1,88
	35	9,16	-0,96
	40,82	10,12	
	45	10,73	0,61
	50	11,39	1,27
	55	11,98	1,86

Fuente: autores, PIPESIM versión2011.1

En azul se presenta el punto de operación actual de la bomba, el signo negativo representa la perdida de caudal al disminuir el valor del caudal nominal y los valores positivos la ganancia en el flujo al aumentar el valor sensibilizado. Al variar los caudales nominales de la bomba, se evidencia que al aumentar el valor del caudal nominal, se registra un incremento en la producción, pero este incremento es muy pequeño en comparación con el incremento en la energía requerida para el nuevo caudal nominal, razón por la cual se considera que el caudal nominal actual de la bomba está acorde con el aporte de líquido que hace e pozo, aumentar este valor no va a mejorar la producción en un valor significativo.

El procedimiento anterior se realizó para cada uno de los 19 pozos seleccionados del Campo Escuela Colorado y los resultados se ordenaron en la siguiente tabla, donde se establecen los caudales para cada uno de los valores de caudal nominal de la bomba y se analiza el incremento que genera cada uno de ellos.

Tabla 25. Resultados obtenidos el caudal nominal de los Pozos seleccionados del Campo Escuela Colorado.

ANÁLISIS NODAL -SENCIBILIZACIÓN DEL CAUDAL NOMINAL DE LA BOMBA							
POZO	CAUDAL NOMINAL (STB/d)	CAUDAL (STB/d)	INCREMENTO (STB/d)	POZO	CAUDAL NOMINAL (STB/d)	CAUDAL (STB/d)	INCREMENTO (STB/d)
COL 3	50	39,11	-4,94	COL 55	55	40,87	-8,72
	55	42,11	-1,94		60	44,51	-5,08
	59	44,05			67	49,59	
	65	46,17	2,12		70	51,75	2,16
	70	47,31	3,26		75	55,33	5,74
	75	47,97	3,92		80	58,89	9,3
COL 33	65	20,51	-1,38	COL 56	30	6,9	-0,52
	70	21,29	-0,6		35	7,24	-0,18
	74,18	21,89			38,25	7,42	
	80	22,64	0,75		45	7,69	0,27
	85	23,23	1,34		50	7,84	0,42
	90	23,76	1,87		55	7,96	0,54
COL 35	20	10,22	-2,27	COL 58	35	19,43	-1,43
	25	11,43	-1,06		40	20,34	-0,52
	32,23	12,49			44	20,86	
	35	12,76	0,27		50	21,42	0,56
	40	13,13	0,64		55	21,75	0,89
	45	13,41	0,92		60	22,02	1,16
COL 36	60	16,18	-0,46	COL 59	45	23,06	-2,63
	65	16,4	-0,24		50	24,39	-1,3
	71	16,64			56	25,69	
	75	16,78	0,14		60	26,33	0,64
	80	16,95	0,31		65	27,14	1,45
	85	17,09	0,45		70	27,75	2,06
COL 37	30	8,24	-1,88	COL 67	120	100,7	-6,91
	35	9,16	-0,96		125	104,88	-2,73
	40,82	10,12			128,26	107,61	
	45	10,73	0,61		135	113,24	5,63
	50	11,39	1,27		140	117,41	9,8
	55	11,98	1,86		145	121,59	13,98
COL 40	60	45,67	-2,81	COL 69	3	1,55	-3,18
	65	47,35	-1,13		6	3,17	-1,56
	69,43	48,48			9	4,73	
	75	49,54	1,06		12	6,21	1,48
	80	50,3	1,82		15	7,62	2,89
	85	50,93	2,45		18	8,96	4,23

Continuación tabla 25.

ANÁLISIS NODAL - SENSIBILIZACIÓN DEL CAUDAL NOMINAL DE LA BOMBA							
POZO	CAUDAL NOMINAL (STB/d)	CAUDAL (STB/d)	INCREMENTO (STB/d)	POZO	CAUDAL NOMINAL (STB/d)	CAUDAL (STB/d)	INCREMENTO (STB/d)
COL 42	35	10,79	-1,05	COL 70	30	19,53	-3,48
	40	11,29	-0,55		35	21,52	-1,49
	47	11,84			40	23,01	
	50	12,02	0,18		45	24,09	1,08
	55	12,31	0,47		50	24,87	1,86
	60	12,52	0,68		55	25,44	2,43
COL 44	60	44,56	-6,91	COL 74	60	33,27	-0,74
	65	47,97	-3,5		65	33,68	-0,33
	70,29	51,47			71	34,01	
	75	54,47	3		75	34,16	0,15
	80	57,52	6,05		80	34,32	0,31
	85	60,41	8,94		85	34,44	0,43
COL 45	60	22,15	-0,27	COL 75	40	8,12	-0,22
	65	22,31	-0,11		45	8,24	-0,1
	70	22,42			50,18	8,34	
	75	22,51	0,09		55	8,41	0,07
	80	22,58	0,16		60	8,47	0,13
	85	22,64	0,22		65	8,52	0,18
COL 52	40	19,73	-3,74				
	45	22,07	-1,4				
	48	23,47					
	55	26,67	3,2				
	60	28,92	5,45				
	65	31,13	7,66				

Fuente: autores, PIPESIM versión 2011.1

En la tabla anterior se muestran los resultados obtenidos al sensibilizar el caudal nominal de la bomba, en color naranja se presenta el valor de los pozos que presentan un incremento en el caudal mayor a dos barriles por día de fluido, estos pozos se pueden optimizar revisando los parámetros técnicos del pozo, de manera que al aumentar el caudal nominal de la bomba se siga manteniendo un nivel de líquido que garantice la sumergencia de la bomba, de igual manera se puede

hacer un análisis histórico del pozo para asegurarse que al disminuir la presión en cabeza de pozo no se presente ningún tipo de daño a la formación, por otro lado se debe evaluar la relación entre el incremento del caudal y el gasto de energía requerido, de tal manera que sea económicamente viable.

Los demás Pozos no presentan un cambio significativo en el caudal producido, por esta razón se considera que están en un punto de operación adecuado para las condiciones del pozo.

6.6 ANALISIS DEL COMPORTAMIENTO HIDRÁULICO EN SUPERFICIE.

Para el análisis de las limitaciones hidráulicas del sistema se tomó como referencia las siguientes consideraciones del manual de ingeniería de diseño (MID) NORMA API RP 14E.

- Velocidad de la mezcla bifásica menor que el 7% de la velocidad de erosión, esto con el fin de evitar daños en la tubería, como erosión y desgaste interno.
- Velocidad de erosión.
- Gradiente de presión por fricción en los tramos de tubería menor a 1 psi por cada 100 pies.
- Evitar en lo posible el régimen de flujo tipo tapón.
- Los criterios anteriormente mencionados se analizan con el objetivo de obtener un sistema de recolección de fluidos eficaz y seguro para el transporte de los fluidos producidos en el campo hasta la estación de recolección.

La tabla 26 muestra los resultados del estudio hidráulico realizado con el software PIPESIM al Campo Escuela Colorado.

Tabla 26. Resultados del sistema de recolección incluyendo los pronósticos de producción al realizar el trabajo de recañoneo.

RESULTADOS SISTEMA DE RECOLECCIÓN ACTUAL INCLUYENDO LOS PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN										
CORRELACIÓN - DUKLER AGA, FLANIGAN										
Linea	Presión en cabeza de pozo (psi)	Longitud (ft)	Diámetro (in)	Caída de presión (psi)	Gradiente de presión (psi/100ft)		Velocidad de la mezcla (ft/s)		Velocidad de erosión (ft/s)	Regimen de flujo
					Limite	Actual	Limite 0,7*Veros	Actual		
C37-1	51,58	758	2 7/8"	1,09	<1	0,1438	16,877	0,62	24,11	INTERMITENTE
C37-2	***	333	2"	1,02	<1	0,3063	17,227	0,23	24,61	INTERMITENTE
C55	50,37	256	2"	0,89	<1	0,3477	18,767	2,04	26,81	INTERMITENTE
C56	52,35	1030	2"	7,33	<1	0,7117	17,444	0,68	24,92	INTERMITENTE
C75	45,01	443	2"	0,005	<1	0,0011	15,659	0,32	22,37	STRAT-SMOOTH
C56-75	***	623	2"	3,78	<1	0,6067	17,871	1,07	25,53	INTERMITENTE
C36	40,71	302	2 7/8"	1,15	<1	0,3808	14,903	0,38	21,29	INTERMITENTE
C74	39,18	239	2 7/8"	1,29	<1	0,5397	15,841	0,45	22,63	INTERMITENTE
C58	37,9	1050	3"	0,007	<1	0,0007	14,63	0,22	20,9	STRAT-SMOOTH
C59	37,91	1050	3"	0,018	<1	0,0017	16,8	0,63	24	STRAT-SMOOTH
C42	36,47	328	3"	0,001	<1	0,0003	14,161	0,15	20,23	STRAT-SMOOTH
N1	***	486	2"	8,24	<1	1,6955	20,111	2,92	28,73	INTERMITENTE
N2	***	735	2"	1,66	<1	0,2259	20,958	4,77	29,94	INTERMITENTE
N3	***	280	2 7/8"	1,67	<1	0,5964	21,161	3,96	30,23	INTERMITENTE
N4	***	1030	2 7/8"	1,42	<1	0,1379	21,098	5,9	30,14	STRAT-SMOOTH
N5	***	656	2 7/8"	1,019	<1	0,1553	21,049	6,46	30,07	STRAT-SMOOTH
C70	81,25	1693	2"	0,015	<1	0,0009	15,036	0,2	21,48	STRAT-SMOOTH
C52	72,81	755	3"	7,4	<1	0,9801	19,096	0,45	27,28	INTERMITENTE
C44	65,31	46	2"	0,0011	<1	0,0024	17,906	1,31	25,58	STRAT-SMOOTH
C35-1	67,62	1010	2 7/8"	0,0087	<1	0,0009	15,169	0,21	21,67	STRAT-SMOOTH
C35-2	***	23	2"	2,28	<1	9,9130	15,232	0,28	21,76	INTERMITENTE
C69	84,27	1427	2"	18,82	<1	1,3189	14,7	0,1	21	STRAT-SMOOTH
C33	64,24	272	2"	0,28	<1	0,1029	18,165	1,22	25,95	STRAT-SMOOTH
C3	64,37	591	2 7/8"	1,12	<1	0,1895	15,659	0,45	22,37	INTERMITENTE
C40	70,03	879	2 7/8"	8,61	<1	0,9795	12,999	0,23	18,57	STRAT-SMOOTH
C67	47,54	427	2 7/8"	0,2	<1	0,0468	19,166	2,3	27,38	STRAT-SMOOTH
C45	57,68	610	2 7/8"	22,03	<1	3,6115	15,218	0,42	21,74	INTERMITENTE
S	***	3018	4"	15,7	<1	0,5202	14,819	0,14	21,17	INTERMITENTE
SS	***	1027	4"	0,011	<1	0,0011	16,17	0,4	23,1	STRAT-SMOOTH
S1	***	43	4"	0,001	<1	0,0023	17,717	0,74	25,31	STRAT-SMOOTH
S2	***	525	4"	0,23	<1	0,0438	17,934	0,82	25,62	STRAT-SMOOTH
S3	***	791	4"	1,05	<1	0,1327	17,885	0,85	25,55	STRAT-SMOOTH
S4	***	623	4"	0,97	<1	0,1557	18,634	1,18	26,62	STRAT-SMOOTH
S5	***	1280	4"	1,93	<1	0,1508	18,907	1,39	27,01	STRAT-SMOOTH
S6	***	1555	4"	13,98	<1	0,8990	18,375	1,89	26,25	INTERMITENTE
S7	***	968	4"	11,59	<1	1,1973	19,593	3,61	27,99	INTERMITENTE
S8	***	705	4"	0,29	<1	0,0411	18,2	3,8	26	STRAT-SMOOTH
NS1	***	476	4"	0,44	<1	0,0924	21,756	6,25	31,08	STRAT-SMOOTH
NS2	***	328	4"	0,3	<1	0,0915	21,756	6,3	31,08	STRAT-SMOOTH

Fuente: autores, PIPESIM versión 2011.1

- Velocidad de erosión: Al estudiar los resultados se observa que la velocidad de la mezcla no sobrepasa el límite de la velocidad de erosión permitido, lo cual quiere decir que en este criterio no se encuentran limitantes.
- Patrón de flujo: En cuanto al patrón de flujo presente en los tramos de tubería se observa flujo estratificado suave y flujo intermitente, lo cual no se considera una limitante ya que según la NORMA API RP 14E recomienda evitar el flujo tipo tapón, que se presenta a velocidades de mezcla mucho mayores que las encontradas en el actual sistema de recolección del Campo escuela Colorado. Sin embargo se debe tener en cuenta que el flujo estratificado suave se caracteriza porque ocurre a velocidades de flujo relativamente bajas donde el líquido se desplaza por el fondo de la tubería y el gas en el tope de la misma, donde permanece constante la fricción ocupada por cada fase, lo cual favorece la formación de bolsas de líquido y depositación de sedimentos donde la topografía del terreno lo pueda permitir, lo que provocara un aumento de corrosión interna en las tuberías e incluso taponamiento de la tubería por depositación de sólidos por lo que se tendrá que aplicar o acentuar los mecanismos para mitigar este fenómeno.
- Caída de presión: Evaluando los criterios de diseño contemplados en la norma para realizar la evaluación, se observa (en naranja) las limitaciones hidráulicas por la elevada caída de presión que presentan algunas líneas del sistema de recolección actual del campo, para verlos de una manera más didáctica en la figura 55 se muestran en naranja las fallas.

Al estudiar los resultados se observa que el tramo N1 presenta pérdidas de presión que superan el valor recomendado en el criterio de diseño debido posiblemente a el diámetro del colector, y a la elevación del terreno.

6.7 ANÁLISIS FINANCIERO

El análisis financiero es el estudio de todos los factores que afectan la economía de un proyecto, medidos en unidades monetarias, este tipo de análisis se debe realizar de manera detallada y exhaustiva de tal manera que se logre tener pleno conocimiento de los costos y beneficios que se van a lograr con dicho proyecto durante un periodo de tiempo determinado, en conclusión el análisis financiero determinara si es o no conveniente llevar a cabo la ejecución de dicho proyecto.

Existen dos términos relevantes en la industria del petróleo, los cuales son de gran ayuda a la hora de la realización de una evaluación financiera a un proyecto. Los gastos capitales (CAPEX), son los costos asociados con la exploración, perforación completamiento y en general de los procesos de instalación de infraestructuras, normalmente los gastos capitales comprenden los costos de instalación de facilidades de producción del sistema de levantamiento artificial, los gastos de instalaciones adicionales (adaptaciones) para manejo de aguas de producción, equipos y pozos de inyección. Por su parte los costos operacionales (OPEX), están asociados con costos de ingeniería, químicos, servicios de reacondicionamiento de pozos productores e inyectoras, personal de mantenimiento, ambientales, entre otros. Además de los costos de acciones remediales cuando se incrementa la producción de agua.

Es la secuencia de entradas y salidas de capital durante el tiempo de ejecución del proyecto. En la estimación del flujo de caja se deben considerar factores como los ingresos, los costos generados por inversión, los costos de operación, el beneficio fiscal asociado a la depreciación y los impuestos asociados al desarrollo del proyecto. El resultado de la diferencia de los ingresos y los egresos de un proyecto, para un periodo de tiempo determinado.

- **Ingresos:** hace referencia a las ganancias obtenidas como resultado de la venta de hidrocarburos producidos por cada uno de los pozos activos que constituyen el sistema de recolección. Cabe resaltar que cuando se realiza una inversión, es de esperarse que las utilidades en el tiempo excedan los costos de operación de los trabajos propuestos.
- **Egresos:** hace referencia al conjunto de desembolsos que se deben realizar para la implementación de cualquier proyecto. Para este caso se tuvo en cuenta costos de inversión inicial, Lifting cost y tratamiento de agua.

6.7.1 Pay Back (PB): Es el periodo de tiempo de recuperación financiera, es una idea aproximada del tiempo que será requerido para recuperar la inversión realizada para el desarrollo del proyecto.

$$PB = \frac{\text{Inversion Requerida}}{\text{Flujo de Dinero Acumulado}} \quad \text{Ecu. (6.2)}$$

6.7.2 Valor Presente Neto (VPN): Es obtenido descontando a una tasa de interés constante y separadamente para cada periodo de tiempo, la diferencia de todas las salidas y entradas de efectivo acumuladas a través de la vida del proyecto. Cuando una cantidad futura se lleva a valor presente la magnitud es siempre menor, por esta razón los cálculos de valor presente se denominan métodos de flujo de caja descontando y a la tasa de interés para realizar estos cálculos se le denomina tasa de descuento.

El valor presente neto compara todos los ingresos y egresos del proyecto en un solo momento de tiempo.

$$VPN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{1 + k^t} - I_0 \quad \text{Ecu. (6.3)}$$

Donde:

V_t = Flujo de caja en cada periodo de tiempo t .

I_0 = Inversión inicial.

n = Numero de periodos considerados.

k = Constante de oportunidad.

Interpretación del indicador de rentabilidad VPN

- **VPN > 0:** la inversión producirá ganancias por encima de la rentabilidad exigida, por consiguiente el proyecto puede aceptarse considerando el
- **VPN < 0:** la inversión producirá ganancias por debajo de la rentabilidad exigida, por tanto el proyecto deberá rechazarse dado que la inversión no será cubierta según el tiempo de estudio de la proyección.
- **VPN = 0:** la inversión no producirá ganancias ni pérdidas, en este caso dado que el proyecto no agrega valor monetario por encima de la rentabilidad exigida, la decisión de realizarlo deberá basarse en otros criterios³⁰.

6.7.3 Tasa Interna de Retorno (TIR). La tasa interna de retorno está definida como la tasa de interés con la cual el VPN es igual a cero, el VPN es calculado a partir del flujo de caja anual, trasladando todas las cantidades futuras al presente. Es un indicador de la rentabilidad de un proyecto, cuanto mayor es el TIR mayor es la rentabilidad.

Se utiliza para tomar la decisión de aceptar o rechazar un proyecto, para ello la TIR se compara con una tasa mínima o tasa de corte, el costo de oportunidad de la inversión (si la inversión no tiene riesgo, el costo de oportunidad utilizado para comparar la TIR será la tasa de oportunidad libre de riesgo). Si la tasa de

³⁰ MORA, A. "Matemática financiera", Segunda Edición, Editorial Alfa-Omega, 2012

rendimiento del proyecto (expresada por la TIR) supera la tasa de corte, se acepta la inversión, en caso contrario el proyecto será rechazado.

$$VPN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{1 + TIR^t} + I_0 = 0 \quad \text{Ecu. (6.4)}$$

Donde:

V_t = Flujo de caja en cada periodo de tiempo t.

I_0 = Inversión inicial.

n = Numero de periodos considerados.

6.7.4 Relación Beneficio Costo (RBC): Es un indicador económico adimensional, que relaciona el VPN de los ingresos con el VPN de los egresos, se calcula por medio de la siguiente ecuación:

$$RBC = \frac{|VPN \text{ ingresos}|}{|VPN \text{ egresos}|} \quad \text{Ecu. (6.5)}$$

Donde:

RBC= Relación beneficio costo.

| VPN ingresos | = Valor absoluto del VPN de los ingresos.

| VPN egresos | = Valor absoluto del VPN de los egresos.

6.7.5 Tasa de Interés de Oportunidad (TIO): Es la tasa de interés a la cual una empresa o grupo de inversionistas están dispuestos a realizar la inversión que representa la implementación del proyecto. La tasa de interés oportuno es fijada a partir del margen de utilidades que se desee obtener y sirve principalmente para la elección de la viabilidad de varios proyectos como patrón de comparación.

Para el caso de El Campo Escuela Colorado la tasa de interés de oportunidad está fijada en 12% efectivo anual.

Para evaluar los escenarios propuestos con cada uno de los indicadores mencionados anteriormente, es necesario contar con datos preliminares como son:

- Perfil de declinación mensual
- Tasa efectiva anual
- Regalías
- Impuesto de renta
- Precio del crudo
- Lifting cost
- Costo del tratamiento de agua
- Tiempo de evaluación.

6.7.6 Análisis financiero campaña de recañoneo: El presente análisis financiero se realiza para ver la posibilidad de mejorar la productividad del Campo Escuela Colorado, por lo cual se tendrán en cuenta únicamente la totalidad de la producción del campo y los pozos que lograron aumentar su producción un valor mayor a los dos barriles por día, teniendo como única variable el recañoneo de dichos pozos. Los resultados del incremento neto en la producción se relacionan en la tabla 27.

En color naranja se observa los pozos que incrementan su producción en un valor superior a 2 BOPD. A estos pozos (COL 03, COL 44, COL55, COL67 y COL70) se les realizara el análisis financiero, los demás no serán tenidos en cuenta ya que a simple vista no se ven económicamente viables debido a su bajo aumento en la producción.

En la tabla 28 se relaciona cada uno de los indicadores necesarios para la evaluación financiera.

Los costos de las operaciones de recañoneo son manejados de igual manera para todos los Pozos, pero estos valores están sujetos a cambio dependiendo las condiciones de contratación y las características de cada pozo. Los valores

utilizados en este análisis financiero por concepto de recañoneo se muestran en la tabla 29.

Tabla 27. Resultados producción incremental debido al recañoneo.

RESULTADOS PRODUCCIÓN INCREMENTAL (RECAÑONEO)					
POZO	PRODUCCIÓN ACTUAL (BFPD)	INCREMENTO EN LA PRODUCCIÓN POR RECAÑONEO (BOPD)	BSW (%)	INCREMENTO TOTAL NETO (BOPD)	INCREMENTO PRODUCCIÓN DE AGUA (BWPD)
COL 03	41	3,05	7,3	2,82735	0,22265
COL 33	20	1,89	0	1,89	0
COL 35	12	0,49	8,3	0,44933	0,04067
COL 36	16	0,64	25	0,48	0,16
COL 37	9	1,12	22,2	0,87136	0,24864
COL 40	48	0,48	22,9	0,37008	0,10992
COL 42	11	0,84	55	0,378	0,462
COL 44	47	4,47	17	3,7101	0,7599
COL 45	22	0,42	9,1	0,38178	0,03822
COL 52	20	3,47	70	1,041	2,429
COL 55	42	7,59	23,8	5,78358	1,80642
COL 56	7	0,42	14,3	0,35994	0,06006
COL 58	20	0,86	25	0,645	0,215
COL 59	24	1,69	8	1,5548	0,1352
COL 67	91	16,61	23,1	12,77309	3,83691
COL 69	4	0,73	75	0,1825	0,5475
COL 70	20	3,01	0	3,01	0
COL 74	33	1,01	0	1,01	0
COL 75	8	0,34	12,5	0,2975	0,0425

Fuente: Autores.

Tabla 28. Datos necesarios para desarrollar la evaluación financiera.

DATOS PRELIMINARES EVALUACIÓN FINANCIERA	
CONCEPTO	VALOR
PERFIL DE DECLINACIÓN MENSUAL	1%
TASA EFECTIVA ANUAL	12%
REGALIAS	20%
IMPUESTO DE RENTA	35%
PRECIO DEL CRUDO	100 USD/Bbl
LIFTING COST	26 USD/Bbl
COSTO DE TRATAMIENTO DE AGUA	0,6 USD/Bbl
TIEMPO DE EVALUACIÓN	2 años

Fuente: Campo Escuela Colorado.

Tabla 29. Costos asociados a la campaña de recañoneo.

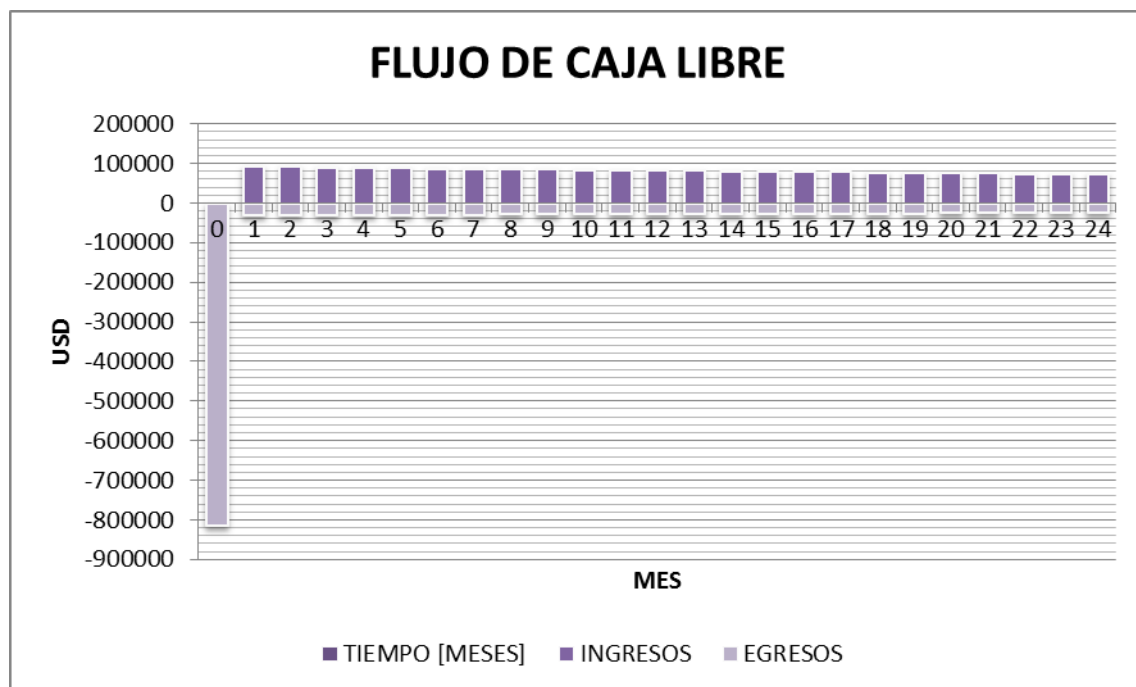
SERVICIO DE RECAÑONEO (8 SPF) / POZO		
DESCRIPCIÓN	TIEMPO (días)	COSTO NETO (USD)
Cargo básico por operación	1	5,000,00
Cargo por cuadrilla por día para servicios de registros eléctricos y cañoneos (1 ing, 1 winchero y 1 ayudante)	1	1,900,00
WirelineConveyed con sistema de cañoneo de alta densidad de disparos.	1	36,000,00

Fuente: Schlumberger

Flujo de caja libre para para la implementación del recañoneo.

Para el flujo de caja libre se tiene en cuenta la inversión inicial para las operaciones de recañoneo, los gastos asociados a la producción de crudo y de agua, y el pago de regalías. El flujo de caja libre para el proyecto de recañoneo se muestra en la figura 55.

Figura 56. Flujo de caja libre.



Fuente: Autores

Resultados del análisis financiero campaña de recañoneo de la totalidad de los pozos.

Para tener mayor claridad en la parte económica del proyecto se analizó cada una de las variables y se obtuvieron los resultados, los cuales se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 30. Resultados evaluación financiera proyecto de recañoneo.

EVALUACIÓN FINANCIERA PARA LOS 19 POZOS ESTUDIADOS DEL CAMPO ESCUELA COLORADO								
INGRESOS [USD]	EGRESOS [USD]	RENTABILIDAD [USD]	TIO [%]	VPN [USD]	TIR [%]	PAY BACK [MESES]	RBC	EFICIENCIA INVERSION [%]
1982783,7	1463853	518931,2	12	-361082	5	14	1,35	1,43

Fuente: Autores

Analizando los datos obtenidos, se puede concluir que el proyecto de recañoneo no es viable financieramente para los 19 pozos estudiados, dado que obtenemos una baja rentabilidad, una baja tasa interna de retorno, un largo periodo de tiempo para recuperar la inversión y un valor presente neto negativo (color naranja en la tabla), lo cual indica que la rentabilidad es de un valor más bajo de lo esperado. Además de lo anterior, la eficiencia de la inversión es muy baja, lo que ratifica que no es viable el proyecto.

Resultados evaluación financiera de los pozos con producción incremental mayor a los dos barriles de líquido por día.

Dado que el proyecto en su totalidad no es viable se tomó la decisión de analizar por separado cada uno de los pozos que presentaron mayor incremento en la producción (caudal incremental > 2 BFPD) de tal manera que se pueda estimar si el proyecto es viable para algunos de los pozos del Campo Escuela Colorado. Los resultados de la evaluación financiera de los pozos seleccionados se presentan en la tabla 31.

Tabla 31. Resultados evaluación financiera Pozos individuales, caudal incremental mayor a 2 BFPD

POZO	INGRESOS [USD]	EGRESOS [USD]	RENTABILIDAD [USD]	TIO [%]	VPN [USD]	TIR [%]	PAY BACK [MESES]	RBC	EFICIENCIA INVERSION [%]
COL 03	147467,13	90913,91	56553,22	12,00	-9052,52	9,00	10,00	1,62	2,43
COL 44	193509,05	106087,70	87421,35	12,00	1453,00	13,00	6,60	1,82	3,51
COL 55	301656,31	141644,94	160011,37	12,00	26157,98	21,00	4,30	2,12	6,03
COL 67	666210,75	260919,42	405291,33	12,00	109635,50	48,00	2,00	2,55	14,53
COL 70	156993,68	93922,94	63070,73	12,00	-6834,38	9,00	8,50	1,67	2,66

Fuente: Autores

De acuerdo a los resultados obtenidos en el análisis económico de los pozos seleccionados, se concluye que es conveniente realizar el trabajo de recañoneo a los pozos COL 44, COL 55 y COL 67, ya que cumplen de manera positiva la totalidad de los criterios analizados en la evaluación financiera. Los pozos COL 03 y COL 70, no son económicamente viables para el proyecto, dado que la rentabilidades de un valor mucho más bajo de lo esperado, lo cual no garantiza el éxito del proyecto.

7. CONCLUSIONES.

- Las correlaciones utilizadas para el ajuste del flujo vertical, flujo horizontal y modelo monofásico fueron: HAGEDORN Y BROWN, DUKLER, AGA Y FLANIGAN, WEYMOUTH, respectivamente; debido a que con éstas se logra reproducir las condiciones reales del fluido con el menor porcentaje de error.
- La densidad óptima de tiros por pie para el recañoneo de los Pozos utilizando el método de PEREZ and KELKAR es $SPF=8$, ya que los valores superiores a este no representan un incremento significativo para el pozo. Los porcentajes de aumento no son altos, debido a que el procedimiento utilizado no tiene en cuenta el daño, por esta razón se cree que al realizar estimulaciones o remover el daño, el incremento será mucho mayor al obtenido en este modelo.
- La tubería de producción utilizada actualmente en los Pozos de Campo Escuela Colorado es la adecuada para el manejo de los volúmenes de caudal que cada pozo aporta, ya que al realizar la sensibilización de dichas tuberías no se obtuvieron cambios en el caudal.
- Al sensibilizar el caudal nominal de la bomba los pozos colorado 3, 55, 59, 67, 40, 69, 70, 44, 52 muestran un incremento en el caudal mayor a dos barriles por día de fluido, estos pozos se pueden optimizar revisando los parámetros técnicos del pozo, de manera que al aumentar el caudal nominal de la bomba se siga manteniendo un nivel de líquido que garantice la sumergencia de la bomba.

- Las limitaciones hidráulicas del sistema de recolección se deben principalmente a pérdidas de presión por elevación debido a condiciones topográficas irregulares.
- El patrón de flujo en los tramos de tubería presente es flujo estratificado suave y flujo intermitente.
- El proyecto de recañoneo conjunto de los 19 pozos no es económicamente viable, pero los valores obtenidos en la evaluación financiera individual muestran que los pozos COL 44, COL 55 y COL 67 cumplen de manera positiva la totalidad de los criterios analizados en dicha evaluación.

8. RECOMENDACIONES.

- Realizar un estudio acerca del daño que puede estar presentando cada uno de los pozos de Campo Escuela Colorado y su posible remoción con el fin de aumentar la producción de los mismos.
- Hacer una base de datos de información de Campo Escuela Colorado lo más completa y confiable posible ya que la calidad de los resultados arrojados por el simulador dependen de la veracidad de la información suministrada.
- Realizar campañas de pruebas de presión con el fin de conocer las presiones estáticas que está presentando cada uno de los pozos y así hacer un estudio más completo del comportamiento de la presión en el sistema de producción.

BIBLIOGRAFÍA

BEGGS, H, Production Optimization Using Nodal Analysis, OGCI and Petroskill Publications Tulsa, Oklahoma, Second Edition, 2003.

Brill, J.P. y Mukjerhee, H, Multiphase Flow in Wells, H.L.D.M. of AIME, Ed. Society of Petroleum Eng. Inc., 1999.

BROWN, K.E. & BEGGS, H.D.: The Technology of Artificial Lift Methods, Vol. 1. Penn WellPubl. Tulsa, Oklahoma, USA. 1978.

ECONOMIDES, Michael J & HILL, A. Daniel. Petroleum production system .Prentice Hall. 1994.

GARZON, Fredy – ECOPETROL GMM, ORDOÑEZ, Anibal – ECOPETROL – ICP, DUQUE, Carlos y Guerrero Jairo – A.I.P – ANSALL y CABRERA, Heliodoro. Diagnóstico y Estrategias de Recobro del Campo Colorado. 2003.

GILBERT, W.E.: “Flowing and Gas LiftWell Performance.” API Drill. Prod Practice, 1954.

Guía del usuario PIPESIM versión 2003

Guía del usuario PIPESIM versión 2011.1

MAGGIOLO, Ricardo, “Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal”, ESP OIL Engineering Consultants 2008.

MÁRQUEZ, Richard. Análisis Nodal de Sistemas de Producción. Nivel Básico. 2008.

NIND, T.E.W.: Principles of Oil Well Production McGraw-Hill, 1964.

OROZCO IBARRA, Andrés Fernando & ROCHA SALDARRIAGA, Nelson Armando. Determinación de potenciales (IPR) en pozos horizontales y desviados para flujo en dos fases usando una herramienta software basada en simulación Montecarli. Bucaramanga. 2008.

PARTIDAS, Héctor, “Bombeo Mecánico Optimización, Diagnostico y Operación”, ESP OIL Engineering Consultants 2003.

PÉREZ REYES, Carlos. Evaluación del comportamiento hidráulico del sistema de recolección de fluidos del campo colorado.: Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2012.

PEREZ, Godolfredo, SPE, and KELKAR, B.G, SPE. A NEW METHOD TO PREDICT TWO-PHASE PRESSURE DROP ACROSS PERFORETIONS.U. of Tulsa. SPE Production Engineering, February 1991.