

**OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO GALÁN MEDIANTE CHOKES
EN FONDO**

**NAZARETH DE LOS ANGELES VELASQUEZ VALBUENA
JORGE LEONARDO ARCHILA MIRANDA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2013

**OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO GALÁN MEDIANTE CHOKES
EN FONDO**

**NAZARETH DE LOS ANGELES VELASQUEZ VALBUENA
JORGE LEONARDO ARCHILA MIRANDA**

**Trabajo de Grado presentado como requisito para optar el título de:
INGENIERO DE PETROLEOS.**

DIRECTOR

ING. FERNANDO ENRIQUE CALVETE, MSc

CODIRECTOR

ING. GERMÁN CASTILLO SALAMANCA, MSc

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2013

DEDICATORIA

Doy gracias a Dios por los grandes valores que sembró en mí, por ser el forjador de mis triunfos y por brindarme tantas bendiciones durante el transcurrir de mi vida.

A mi hija hermosa Giselle Mariana quien es mi principal motorcito para culminar esta etapa tan importante de mi vida y emprender otras.

A mis padres Maria Teresa y Luis Mauricio quienes son los cómplices de mis sueños, amigos incondicionales y concejeros, les doy las gracias y les dedico este logro pues sin ellos esto no habría sido posible.

A mis abuelitos Sara y Luis Rogelio (Q.E.P.D), quienes sembraron los ideales de superación, que con su amor y sencillez animaron mi espíritu hacia el éxito.

A mi hermano Andres Mauricio quien tanto quiero y a mi esposo Cesar E. Gamboa, por todos los momentos compartidos.

A todas aquellas personas (Familiares, Suegros y Amigos), que estuvieron en todo este proceso de mi vida universitaria, apoyándome y aportando su granito de arena para que este sueño sea hoy una realidad.

El éxito va acompañado de la Fe que tengas para lograrlo, y lo que para los seres humanos es imposible para Dios todo es posible.

Nazareth de los Angeles Velasquez Valbuena

Doy gracias a Dios por permitirme culminar esta meta tan grande en mi vida y regalarme la oportunidad de seguir creciendo tanto intelectual como espiritualmente.

A mi hermano Jose Alejandro Archila porque es mi gran inspiración para no bajar la mirada en los malos momentos y superar cualquier adversidad con fortaleza y tolerancia.

A mis padres Jorge Eduardo Archila y Juana Miranda por brindarme los mejores consejos, ser mí guía y apoyo en todo momento. Les agradezco el esfuerzo, la constancia y el amor con el que cual me han impulsado a ser una mejor persona cada día.

A mis hermanos Gustavo Eduardo Archila y Dana Vanesa Archila por ser mi compañía y apoyo. Gracias por los consejos, regaños, bromas y alegrías las cuales le han dado a mi vida la chispa de gracia día a día.

A mis tíos Amalia Miranda, Adiel Rivero y Gustavo Miranda por ser mis mejores amigos, alcahuetas y consejeros en las adversidades. Gracias por ayudarme a visualizar las metas al final del camino, con responsabilidad y perseverancia.

A todas aquellas personas (Familiares, Novia y Amigos) que me acompañaron en cada momento y estuvieron a mi lado en las buenas y en las malas. Les agradezco de corazón todas sus opiniones y consejos que le han dado giros grandes a mi vida para seguir firme en mis propósitos y proyectos.

Jorge Leonardo Archila Miranda

AGRADECIMIENTOS

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

A la Universidad Industrial de Santander, a la Facultad de Físico-Químicas y a la Escuela de Ingeniería de Petróleos por habernos permitido formarnos como Ingenieros de Petróleos.

A Ecopetrol S.A. Instituto Colombiano del Petróleo – ICP por habernos permitido realizar nuestro proyecto de grado, brindándonos un espacio para aprender y crecer como personas y profesionalmente.

Al Ingeniero Alvaro Prada Velasquez MSc, por la confianza que deposito en nosotros, al Ingeniero Germán Castillo Salamanca MSc, Codirector del proyecto por compartir su sabiduría.

Al Ingeniero Fernando Enrique Calvete González MSc, Director de este proyecto por su valiosa colaboración, por sus grandes aportes y enseñanzas.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	25
1. OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN MEDIANTE ANALISIS NODAL	28
1.1 INTRODUCCIÓN AL SISTEMA DE PRODUCCIÓN Y SUS COMPONENTES	28
1.2. RECORRIDO DE LOS FLUIDOS EN EL SISTEMA	30
1.2.1. Transporte en el Yacimiento.	30
1.2.2. Transporte en las Perforaciones.	31
1.2.3. Transporte en el Pozo.	31
1.2.4. Transporte en la Línea de Flujo.	31
1.3. PERFIL DE PRESIONES A LO LARGO DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN	31
1.3.1. Diferencial de Presión (Drawdown Pressure, $(Pr - PWF)$).	33
1.4. INTRODUCCIÓN AL ANALISIS NODAL	34
1.4.1. Nodo en el Fondo de Pozo.	37
1.4.2. Nodo en el Cabezal del Pozo.	37
1.5. CONSTRUCCION DE LA CURVA DE OFERTA Y DEMANDA	39
1.5.1. Curva de Oferta (IPR).	39
1.5.2. Curva de Demanda (VLP).	40
1.5.3. Balance de Energía.	40
1.6. OPTIMIZACIÓN GLOBAL DEL SISTEMA	43
1.7. METODOS DE PRODUCCIÓN	43
2. COMPORTAMIENTO DE LA AFLUENCIA DE FORMACIONES PRODUCTORAS	45
2.1 FLUJO DE FLUIDOS EN EL YACIMIENTO (ESTADOS DE FLUJO)	45

2.1.1 Área de Drenaje.	45
2.1.2 Flujo de Petróleo en el Yacimiento.	46
2.1.3. Estados de Flujo.	46
2.2 ECUACIONES QUE DESCRIBEN EL COMPORTAMIENTO DEL FLUIDO EN EL YACIMIENTO	47
2.2.1 Ley de Darcy.	48
2.2.1.1 Permeabilidad (K).	51
2.2.1.2. Espesor (h).	52
2.2.1.3 Radio de Drenaje (re).	52
2.2.1.4 Presión Promedio del Yacimiento (Pr).	52
2.2.1.5 Presión Dinámica de Fondo (Pwf).	53
2.2.2 Flujo Trasiente Temprano (Yacimiento Infinito).	53
2.2.3 Flujo Trasiente Tardío.	53
2.2.4 Estado Pseudo-Estable.	54
2.2.5 Estado Estable.	54
2.3 FACTOR DAÑO (S=SKIN)	55
2.4 IPR (INFLOW PERFORMANCE RELATION SHIPS)	56
2.4.1 Flujo de una sola Fase.	58
2.4.2 Flujo Bifásico.	59
2.4.2.1. IPR (Método de Vogel).	59
2.4.2.2. IPR (Método de Fetcovich).	61
2.5 INDICE DE PRODUCTIVIDAD (J)	62
2.5.1 (J) Para Flujo Continuo	63
2.5.2 (J) Para Flujo Semi-Continuo	63
2.5.3 Escala Típica del Índice de Productividad bpd/pc	64
2.5.4 Factores que Afectan el Índice de Productividad.	64
2.5.5 Eficiencia de Flujo (EF).	64
2.6 FLUJO DE FLUIDOS EN EL COMPLETAMIENTO	65
2.6.1 Tipos de Completamiento.	65
2.6.1.1. Hoyo Desnudo.	65

2.6.1.2. Cañoneo Convencional.	65
2.6.1.3 Empaque con Grava.	66
2.6.2 Caídas de Presión en el Completamiento.	67
2.6.2.1. Caída de Presión en Completamientos de Hoyo Desnudo.	67
2.6.2.2. Caída de Presión en Completamientos con Cañoneo Convencional.	67
2.6.2.3 Premisas para la Ecuación de Jones, Blount y Glaze.	67
2.6.2.4 Ecuación de Jones, Blount y Glaze para Cañoneo Convencional	68
2.6.3 Curva de Oferta de Energía o Afluencia de Fluidos que el Yacimiento Entrega en el Fondo de Pozo (P_{wf} vs q).	69
3. FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERIAS	70
3.1. FLUJO DE FLUIDOS EN EL POZO Y EN LA LINEA DE FLUJO	70
3.2 CONSIDERACIONES TEORICAS DE FLUJO MONOFASICO Y MULTIFASICO EN TUBERIAS	71
3.2.1 Calculo del Factor de Fricción.	71
3.2.1.1. Numero de Reynolds.	71
3.2.1.2. Factor de Fricción en Flujo Laminar.	72
3.2.1.3 Factor de Fricción en Flujo Turbulento.	72
3.3 ECUACIÓN GENERAL DEL GRADIENTE DE PRESIÓN	74
3.4 DEFINICIONES BASICAS PARA FLUJO MULTIFASICO	75
3.4.1 Patrones de Flujo.	75
3.4.1.1. Patrones de Flujo Multifásico para Tuberías Verticales.	75
3.4.1.2. Patrones de Flujo Multifasico para Tuberias Horizontales o Inclinas (Stratified Smooth y Stratified Wavyt).	78
3.4.2 Parámetros Característicos del Flujo Multifásico.	80
3.4.2.1. Viscosidad.	81
3.4.2.2. Velocidad.	81
3.4.2.3 Velocidad de Erosión (Velocidad Límite).	83
3.4.2.4 Tensión Superficial.	83
3.4.2.5 Hold-Up de Líquido.	84

3.4.2.6 Fracción de Líquido sin Deslizamiento	84
3.4.2.7 Densidad de Líquidos.	85
3.4.2.8 Densidad Bifásica.	85
3.4.3 Descripción de Correlaciones de Flujo Multifásico en Tuberías.	86
3.4.3.1. Correlación Categoría (A).	87
3.4.3.2. Correlación Categoría (B).	87
3.4.3.3 Correlación Categoría (C).	88
3.5 TRANSFERENCIA DE CALOR	88
3.5.1 Conducción de Calor.	88
3.5.2 Radiación de Calor.	89
3.5.3 Convección de Calor.	89
3.6 OPTIMIZACIÓN APLICANDO ANALISIS NODAL	90
3.6.1 Análisis Nodal del Pozo: Oportunidades de aumentar la Oferta de Energía y Fluidos del Yacimiento.	92
3.6.2 Análisis Nodal del Pozo: Oportunidades de Disminuir la Demanda de Energía para Levantar Fluidos del Yacimiento.	93
4. GENERALIDADES DEL CAMPO GALÁN	94
4.1. RESEÑA HISTORICA	94
4.2 LOCALIZACIÓN GEOGRAFICA	95
4.3 CARACTERISTICAS DEL YACIMIENTO	97
4.4 GEOLOGIA	98
4.4.1 Estratigrafía	99
4.4.1.1. Formación Colorado (Zona A).	99
4.4.1.2. Formación Mugrosa (Zonas B y C).	99
4.4.1.3 Formación Esmeralda – La Paz (Zona D).	100
4.4.2 Geología Estructural.	101
4.5 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO GALÁN	102

5. METODOLOGÍA PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN MEDIANTE LA INSTALACIÓN DE CHOKES EN FONDO AL CAMPO GALÁN	105
5.1. METODOLOGIA	106
5.2 RECOPIACIÓN Y VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN	106
5.2.1 Datos de Producción.	106
5.2.2. Caracterización del Fluido.	107
5.2.3. Datos de los Estados Mecánicos.	108
5.2.4. Datos de Survey.	108
5.2.5. Determinación de la Presión de Yacimiento.	109
5.3 REPRODUCCIÓN DE LAS CONDICIONES OPERACIONALES ACTUALES	110
5.3.1 Modelo de Pozo.	110
5.3.2 Completamiento.	112
5.3.3 Tubería de Producción.	113
5.3.4 Caracterización del Fluido.	116
5.3.5 Ajuste Correlaciones de Flujo Multifásico.	118
5.3.6 Ajuste de las Condiciones Operacionales Actuales.	119
5.4 EVALUACIÓN Y ANALISIS DE RESULTADOS DE LOS POZOS QUE PRESENTAN FLUJO CRUZADO	121
5.4.1 Identificación de Zonas con Flujo Cruzado.	121
5.4.2 P_{wf} Óptima.	127
5.5. OPTIMIZACION DEL SISTEMA MEDIANTE LA INSTALACION DE UN CHOKE EN EL FONDO DEL POZO APLICANDO COMPLETAMIENTOS INTELIGENTES	131
5.5.1. Componentes Principales de los Pozos Inteligentes.	133
5.5.1.1. Instrumentación de Superficie.	134
5.5.1.2. Dispositivos de Control de Flujo.	134
5.5.1.3. Sensores para el Monitoreo Permanente.	137
5.5.1.4. Packer (Sellos de Aislamiento de Zonas).	138
5.5.1.5. Umbilical (Líneas de Control).	139

5.5.2. Completamiento Básico para una Zona de Pozos Inteligentes.	140
5.5.2.1. Empaque Plano doble para Umbilical.	141
5.5.2.2. HF Packer.	142
5.5.2.3. Dispositivos de Flujos.	143
5.5.2.4. Sensores Y Control	144
5.5.2.5 Tecnología Existente, (Sistema Compacto Intellizone de Schumberger).	149
5.5.3 Choke TRFC-HM AP y TRFC-HM LP (Válvulas hidráulicas Mecánicas de Control de Flujo de Superficie Accionada).	154
5.5.3.1. Aplicaciones	156
5.5.3.2. Beneficios	156
5.5.3.3 Características	156
5.5.3.4 Operación.	157
5.5.3.5 Especificaciones	159
5.5.4 Evaluación y Análisis de Resultados de la Instalación de los Chokes en Fondo.	161
5.5.4.1 Pozo Galán 71.	162
5.5.4.2 Pozo Galán 74.	164
5.5.4.3 Pozo Galan 77.	166
5.5.4.4 Pozo Galan 134.	168
5.5.4.5 Pozo Galan 140.	171
6. EVALUACIÓN FINANCIERA	175
6.1. FLUJO DE CAJA	176
6.2 PAY BACK	176
6.3 VALOR PRESENTE NETO (VPN)	177
6.4 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	178
6.5 RELACIÓN BENEFICIO COSTO (RBC)	179
6.6 TASA DE INTERÉS DE OPORTUNIDAD (TIO)	180
6.7 ANALISIS FINANCIERO OPTIMIZACION PROPUESTA	181

6.8 COSTOS ASOCIADOS A LA INSTALACION DE COMPLETAMIENTOS INTELIGENTES	181
6. CONCLUSIONES Y RECOMEDACIONES	191
BIBLIOGRAFIA	193

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Elementos del sistema de producción	29
Figura 2. Perfil de presiones en un sistema de producción	33
Figura 3. Diferencial de Presión (Drawdown Pressure)	34
Figura 4. Componentes Basicos en la Evaluacion de un Sistema de Producción	35
Figura 5. Nodo solucion en el fondo del pozo y curvas de oferta y demanda	37
Figura 6. Nodo Solucion en el Cabezal del Pozo y Curvas de Oferta y Demanda	38
Figura 7. Curva Tipica del Comportamiento de Afluencia.	39
Figura 8. Curva Típica del Comportamiento de Efluencia.	40
Figura 9. Factores de Mathews & Russell.	51
Figura 10. Distribución de la presión en un pozo con daño	55
Figura 11. Inflow performance Relation Ship (IPR)	57
Figura 12. Curva IPR adimensional (Vogel)	60
Figura 13. Modelo de Fetcovich para la Determinación de C y n	62
Figura 14. Hoyo desnudo	65
Figura 15. Cañoneo convencional	66
Figura 16. Empaque con grava	66
Figura 17. Patrones de Flujo para Tuberías Verticales y Fuertemente Inclinas	76
Figura 18. Patron de Flujo Estratificado	78
Figura 19. Patron de Flujo Intermitente	79
Figura 20. Patron de Flujo Anular	79
Figura 21. Patron de Flujo Burbujas Dispersas	80
Figura 22. Expansión Campo Galán	95

Figura 23. Expansión Campo Galán	96
Figura 24. Vista General del Área Llanito (Gala – Galán)	98
Figura 25. Columna Estratigrafica Generalizada VMM	101
Figura 26. Geología Estructural del Area Llanito (Galán- Gala)	102
Figura 27. Comportamiento de la Producción del Campo Galán	103
Figura 28. Modelo de Pozo.	111
Figura 29. Red de Pozos Campo Galán.	112
Figura 30. Data Correspondiente al Completamiento.	112
Figura 31. Data de la Tuberia de Producción.	113
Figura 32. Data Correspondiente al Perfil Geotermico.	114
Figura 33. Data de la Tuberia.	114
Figura 34. Data del Equipo de Fondo.	115
Figura 35. Data del Estrangulador.	116
Figura 36. Data Caracterización del Fluido.	117
Figura 37. Calibración del Modelo del Fluido.	117
Figura 38. Ajuste de la Correlación del Flujo Multifásico.	119
Figura 39. Ajuste del Caudal.	120
Figura 40. Perfil Presión/Temperatura Pozo Galán71.	122
Figura 41. Perfil Presión/Temperatura Pozo Galán74.	123
Figura 42. Perfil Presión/Temperatura Pozo Galán77.	124
Figura 43. Perfil Presión/Temperatura Pozo Galán134.	125
Figura 44. Perfil Presión/Temperatura Pozo Galán140.	126
Figura 45. Equilibrio de Presiones	128
Figura 46. Análisis Nodal para Determinar PWF Optima Arena A Pozo Galán 71.	128
Figura 47. Análisis Nodal para Determinar PWF Optima Arena B Pozo Galán 71.	129
Figura 48. Análisis Nodal para Determinar PWF Optima Arena C Pozo Galán 71.	129
Figura 49. Descripción Esquemática de un Pozo Inteligente.	132

Figura 50. Descripción Esquemática de un Pozo Inteligente.	141
Figura 51. Empaque Plano Doble y fajamiento para el sistema de completamiento.	142
Figura 52. HF Packer Removible.	143
Figura 53. Dispositivo de flujo para pozos inteligentes, sensores y control.	144
Figura 54. Esquema de conexiones eléctrico e Hidráulico para dispositivos de control de flujo.	145
Figura 55. Sistema de control Hidráulico.	148
Figura 56. Completamiento Inteligente por zona Schumberger.	150
Figura 57. Secuencias de Activación de los ICV de tres zonas.	151
Figura 58. Medición de presión de yacimiento y presión dinámica en fondo de pozo.	153
Figura 59. TRFC-HM AP y LP Válvulas hidráulicas mecánicas de control de flujo.	155
Figura 60. Análisis Nodal Zona A Pozo Galán 71.	162
Figura 61. Análisis Nodal Zona B Pozo Galán 71.	163
Figura 62 Análisis Nodal Zona C Pozo Galán 71.	163
Figura 63. Análisis Nodal Zona C Pozo Galán 74.	165
Figura 64. Análisis Nodal Zona B Pozo Galán 74.	165
Figura 65. Análisis Nodal Zona C Pozo Galán 77.	167
Figura 66. Análisis Nodal Zona B Pozo Galán 77.	167
Figura 67. Análisis Nodal Zona A Pozo Galán 134.	169
Figura 68. Análisis Nodal Zona B Pozo Galán 134.	169
Figura 69. Análisis Nodal Zona C Pozo Galán 134.	170
Figura 70. Análisis Nodal Zona A Pozo Galán 140.	172
Figura 71. Análisis Nodal Zona B Pozo Galán 140.	172
Figura 72. Análisis Nodal Zona C Pozo Galán 140.	173
Figura 73. Producción Neta Actual vs Producción Neta Incremental.	183
Figura 74. Flujo de Caja Pozo Galán 71.	184
Figura 75. Flujo de Caja Pozo Galán 74.	185

Figura 76. Flujo de Caja Pozo Galán 77.	187
Figura 77. Flujo de Caja Pozo Galán 134.	188
Figura 78. Flujo de Caja Pozo Galán 134.	189

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Correlaciones de Categoría	87
Tabla 2. Ficha Técnica Campo Galán	97
Tabla 3. Datos de Producción Pozos Seleccionados Campo Galán	107
Tabla 4. Datos PVT Campo Llanito /Galán	107
Tabla 5. Datos Estados Mecánicos Campo Galán	108
Tabla 6. Datos de Presión en el Sistema.	110
Tabla 7. Condiciones de Presión Generalizadas Campo Galán.	118
Tabla 8. Condiciones Actuales	120
Tabla 9. Resultados Análisis Nodal Pozo Galán 71.	130
Tabla 10. Resultados PWF Óptima.	130
Tabla 11. Métodos de actuación y propiedades de los dispositivos de flujo.	135
Tabla 12. Máximo número de penetraciones requeridas por los diferentes sistemas.	140
Tabla 13. TRFC-HM especificaciones de la válvula de Control de Flujo.	159
Tabla 14. TRFC-HM especificaciones del sistema de Control de Flujo.	159
Tabla 15. Materiales.	160
Tabla 16. Datos de Operación.	160
Tabla 17. Requisitos del Ambiente.	161
Tabla 18. Requisitos del Ambiente.	161
Tabla 19. Resultados Análisis Nodal Pozo Galán 71.	164
Tabla 20. Resultados Análisis Nodal Pozo Galán 74.	166
Tabla 21. Resultados Análisis Nodal Pozo Galán 77.	168
Tabla 22. Resultados Análisis Nodal Pozo Galán 134.	170
Tabla 23. Resultados Análisis Nodal Pozo Galán 140.	173
Tabla 24. Interpretación del Indicador de Rentabilidad VPN.	178

Tabla 25. Datos Preliminares para la Evaluación Financiera.	180
Tabla 26. Costos Completamiento Inteligente.	181
Tabla 27. Costos Asociados a la Intervención de Pozos.	182
Tabla 28. Tabla Resultados del Estudio Realizado.	183
Tabla 29. Comportamiento de la Inversión al Instalar VCF en Fondo de Pozo Galán 71.	185
Tabla 30. Comportamiento de la Inversión al Instalar VCF en Fondo de Pozo Galán 74.	186
Tabla 31. Comportamiento de la Inversión al Instalar VCF en Fondo de Pozo Galán 77.	187
Tabla 32. Comportamiento de la Inversión al Instalar VCF en Fondo de Pozo Galán 134.	188
Tabla 33. Comportamiento de la Inversión al Instalar VCF en Fondo de Pozo Galán 140.	190
Tabla 34. Comportamiento de la Inversión al Instalar VCF en Fondo de Pozo.	190

RESUMEN

TITULO: OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO GALÁN MEDIANTE CHOKES EN FONDO.*

AUTORES: NAZARETH DE LOS ANGELES VELASQUEZ VALBUENA
JORGE LEONARDO ARCHILA MIRANDA**

PALABRAS CLAVE: Análisis Nodal, Completamiento Inteligente, Choke, Sistema de Producción, Campo Galán, Optimización, PIPESIM.

DESCRIPCION: El Campo Galán operado por ECOPETROL S.A. se encuentra ubicado en la parte norte de la Concesión de Mares, en el departamento de Santander, Cuenca del Valle Medio del Magdalena, limitando al norte con el Río Sogamoso, al sur con el Campo Casabe, al este con la Ciénaga de San Silvestre y al oeste con la Ciénaga de Llanito.

Debido a que el campo presenta yacimientos complejos, con contactos múltiples de agua-aceite y baja productividad, se hizo necesario proponer una metodología operacional, dirigida a optimizar la producción conjunta de petróleo por medio de la instalación de chokes en fondo en los pozos. Para el desarrollo de este estudio, fue necesario recolectar la mayor cantidad de información y realizar un control de calidad de los pozos problema con el fin de generar un modelo de simulación mediante el software PIPESIM, el cual permite analizar eficientemente las características del sistema de producción desde el fondo de pozo hasta la estación de recolección. El trabajo enfatiza la necesidad de modificar los esquemas actuales de producción en cada pozo e incluyéndole la válvula para el control de flujo (TRFC-HM AP y LP) modeladas con el objetivo de contemplar las variaciones de la producción.

Para finalizar se presenta una evaluación financiera donde se analizara la factibilidad de implementar este tipo de sistemas en los pozos del campo, de igual forma se presentan los indicadores económicos calculados para la implementación de las válvulas hidráulicas, mecánicas de control de flujo.

* Trabajo de Investigación

** Facultad de Ingeniería Físico-Química. Escuela de Ingeniería de petróleos. Director ING. FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLEZ, MSc. Co-Director. ING. GERMÁN CASTILLO SALAMANCA, MSc.

ABSTRACT

TITLE: OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO GALÁN MEDIANTE CHOKES EN FONDO^{*}.

AUTHORS: NAZARETH DE LOS ANGELES VELASQUEZ VALBUENA
JORGE LEONARDO ARCHILA MIRANDO^{**} A

KEY WORDS: Analysis Nodal, Intelligent Completion, Choke, Production System, Field Galan, Optimization, PIPESIM.

DESCRIPTION: Galán Field operated by Ecopetrol SA is located in the northern area of the “De Mares” concession, in the department of Santander, Middle Magdalena Valley Basin, bordered on the north by the “Sogamoso” river, on the south by the Casabe Field, on the east by the “San Silvestre swamp” and west by the “Llanito” swamp.

Due that the field presents complex reservoirs with multiple water-oil contacts and low productivity, it became necessary to propose an operational methodology, aimed to optimize the combined oil production through the installation of downhole “chokes”. To develop this study, it was necessary to collect as much information as possible and carry out a quality control to the problematic wells, to generate a simulation model by PIPESIM software, which allows to efficiently analyzing the production system characteristics from the bottom of the well to the collection station. The work developed emphasizes the need to modify current production schemes in each well, pointing in the inclusion of the flow control valve (TRFC-HM AP and LP) modeled with the aim to cover variations in production.

At the end a financial assessment is presented, which analyze the feasibility of implementing this kind of systems on the field wells, Also economic indicators are calculated for the implementation of the mechanical hydraulic flow control valves.

^{*} Investigation Work

^{**} Faculty of Physicochemical Engineerings. School of Petroleum Engineering. Director. ING. FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLEZ, MSc. Co-Director. ING. GERMÁN CASTILLO SALAMANCA, MSc.

INTRODUCCIÓN

Continuamente las compañías productoras de petróleo y gas dedican su esfuerzo a mejorar sus resultados financieros, dándole valor agregado a sus compañías. Ya sea a mediano o a largo plazo, esos esfuerzos se enfocan a acelerar la producción de las reservas probables o en un futuro más lejano a maximizar el factor de recobro de los yacimientos.

Para algunos campos de petróleo, la optimización en la producción puede representar un factor determinante en el aumento de las tasas de producción y en la disminución de los costos asociados a ella. Para los sistemas pequeños resulta adecuada la utilización del análisis nodal, mientras que para los sistemas extensos y complejos se requieren enfoques más sofisticados. Todos estos aspectos relacionados a la optimización de la producción han sido manejados extensamente en la literatura disponible.

El objetivo central de este estudio es optimizar el flujo de fluidos en superficie y para esto se hace necesario realizar un análisis nodal del sistema, actualmente se encuentran varios software que facilitan su aplicación, en este caso se utilizó el simulador PIPESIM el cual permite modelar el flujo de fluidos desde el fondo del pozo hasta el cabezal y además tiene en cuenta el desempeño de la línea de flujo y de las instalaciones de superficie para proveer un análisis integral del sistema de producción.

Con el desarrollo de este estudio se evaluará el sistema de producción del Campo Galán operado por ECOPETROL S.A; donde inicialmente se tomaran los pozos que presenten flujo cruzado, para definir si es posible optimizar su producción a

través de un choke en fondo, el cual tiene como objeto estabilizar el diferencial de presión para cada zona productora y así obtener un equilibrio en todo el sistema.

El objetivo de la optimización de la producción es encontrar las mejores condiciones operacionales a un tiempo determinado, teniendo en cuenta las restricciones, con la intención de alcanzar las metas operacionales. Estas metas pueden variar de campo en campo y también de acuerdo al tiempo. De tal forma, se estructuro el presente texto en siete (6) capítulos, para proveer al lector un mejor entendimiento.

En el **capítulo uno**; se describe el sistema de producción haciendo énfasis en el balance de energía requerido entre el yacimiento y la infraestructura instalada para establecer la capacidad de producción del pozo.

En el **capítulo dos**; se describen los modelos básicos para determinar la capacidad de aporte de fluidos de las formaciones productoras.

En el **capítulo tres**, se describe el flujo multifásico en tuberías, las correlaciones de flujo utilizadas para determinar la capacidad de extracción de los fluidos por la infraestructura instalada en fondo y en superficie.

En el **capítulo cuatro**, se describe las generalidades del Campo Galán, dentro de las cuales se encuentra: su reseña histórica, localización geográfica, características del yacimiento, geología y su historia de producción entre otras.

En el **capítulo cinco**, se describe la metodología para la optimización de producción mediante la instalación de chokes en fondo del Campo Galán lo cual consiste en la recopilación y análisis de información, selección de los pozos que producen con más de una arena, la identificación de los pozos que presentan flujo cruzado a través del simulador PIPESIM, posteriormente se modelara el choke en

fondo que generará restricción y ocasionará una caída de presión en las zonas donde sea necesario, así se evitará el flujo cruzado y se logrará equilibrar las presiones, seguidamente se reproducirá el comportamiento de la producción de cada pozo incluyéndole la herramienta anteriormente nombrada en las zonas donde sea más imprescindible, observando como esta herramienta afecta la producción.

En el **capítulo seis**, se describe la evaluación financiera para determinar la factibilidad de aplicación de las propuestas generadas a través de este estudio.

1. OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN MEDIANTE ANALISIS NODAL

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

Para el Análisis Nodal de un sistema de producción realizado en forma sistemática permite determinar el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos y consiste en dividir este sistema de producción en nodos de solución para calcular tanto caídas de presión como gasto de los fluidos producidos y de esta manera poder determinar las curvas de comportamiento de afluencia y potencial de producción de un yacimiento. Como resultado de este análisis se obtiene generalmente un incremento en la producción y el mejoramiento de la eficiencia de flujo cuando se trata de un pozo productor, pero cuando se trata de un pozo nuevo permite definir el diámetro óptimo de las tuberías de producción, del estrangulador y línea de descarga por la cual debe fluir dicho pozo así como predecir su comportamiento de flujo (aporte de fluidos) y presiones para diferentes condiciones de operación.

1.1 INTRODUCCIÓN AL SISTEMA DE PRODUCCIÓN Y SUS COMPONENTES

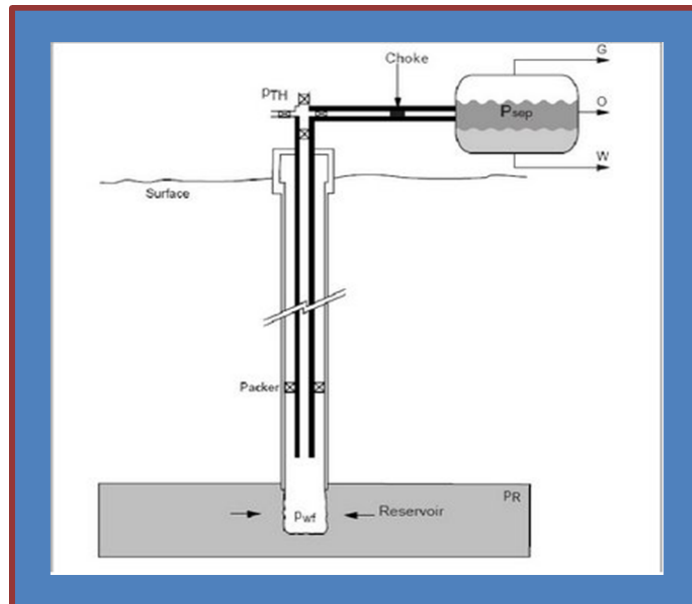
El sistema de producción es aquel que tiene la suficiente capacidad de transportar fluido del yacimiento hasta superficie y separarlo en gas, petróleo y agua; y está formado por el yacimiento, el completamiento, el pozo y las líneas de flujo en la superficie. El yacimiento es una o varias unidades de flujo del subsuelo creadas e interconectadas por la naturaleza, mientras que el completamiento (perforaciones

o cañoneo), el pozo y las facilidades de superficie es infraestructura construida por el hombre para *la extracción*, control, medición, tratamiento y transporte de los fluidos hidrocarburos extraídos de los yacimientos.¹

Los elementos mecánicos básicos del sistema de producción son:

- Pozos
- Colector de Producción
- Líneas de Conducción
- Instrumentos de Medición
- Recipientes de Almacenamiento
- Separadores y Equipamiento de Proceso

Figura 1. Elementos del sistema de producción



Fuente: Seminario de Operaciones de Subsuelo y Mantenimiento de la Producción de crudo y gas. Páez Capacho Ruth. 2008

¹ MAGGILOLO, Ricardo, "Optimización Integral de Sistemas de Producción Utilizando Análisis Nodal", AIP 2007

El proceso de producción en un pozo de petróleo, comprende el recorrido de los fluidos desde el radio externo de drenaje en el yacimiento hasta el separador de producción en la estación de flujo. En la figura 1. Se muestra el sistema completo con cuatro componentes claramente identificados: Yacimiento, Completamiento, Pozo, y Línea de Flujo Superficial.

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

1.2. RECORRIDO DE LOS FLUIDOS EN EL SISTEMA

El transporte de los fluidos dentro del sistema (petróleo-gas-agua) requiere un suministro de energía, para poder vencer las pérdidas que se generan durante el traslado desde el yacimiento hasta el separador.

Estas pérdidas están asociadas a la fricción, al peso de la columna y a ciertos efectos de aceleración. Debe recordarse además que el flujo en el yacimiento se da a través de un medio poroso.

1.2.1. Transporte 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 pozo r_w , donde la presión es P_{wfs} , aquí el fluido pierde energía en la medida que el medio sea de baja capacidad de flujo (K_o , h), presente restricciones en las cercanías del pozo (S), y el fluido ofrezca resistencia al flujo (μ). Mientras más grande sea el hueco mayor será el área de comunicación entre el yacimiento y el pozo aumentando el índice de productividad del pozo. La perforación de pozos horizontales aumenta sustancialmente el índice de productividad del pozo.

1.2.2. Transporte 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; para el primer caso la pérdida de energía se debe a la sobre compactación o trituración de la zona alrededor del túnel perforado y a la longitud de penetración de la perforación, en el segundo caso la pérdida de energía se debe a la poca área expuesta al flujo. Al atravesar el completamiento los fluidos entran al fondo del pozo con una presión P_{wf} .

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

1.2.4. Transporte en la Línea de Flujo. 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 en la línea de flujo es P_L , luego atraviesa la línea de flujo superficial y llega 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.

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

A lo largo del camino del fluido (desde el yacimiento hacia la superficie) es uno de los puntos más importantes en el momento de analizar el comportamiento de un pozo y optimizar la producción de un yacimiento. Este análisis de las caídas de presión en los diferentes puntos del sistema forma parte del llamado Análisis

Nodal. La gráfica de la figura 2 muestra las caídas de presión a lo largo de las distintas partes del sistema de producción.²

El yacimiento posee una enorme cantidad de energía que se manifiesta en forma de presión la cual generalmente es suficiente para mantener el pozo fluyendo de manera natural por mucho tiempo. A medida que esta energía declina se hace necesario utilizar métodos de levantamiento artificial y/o recuperación secundaria.

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

La suma de las pérdidas de energía en cada componente es igual a la pérdida total de energía en el sistema.

$$P_{ws}-P_{sep} = \Delta P_y + \Delta P_c + \Delta P_t + \Delta P_l \quad \text{Ec. 1.1}$$

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

$$\Delta P_c = P_{wfs}-P_{wf} \quad \text{Caída de presión en el completamiento.}$$

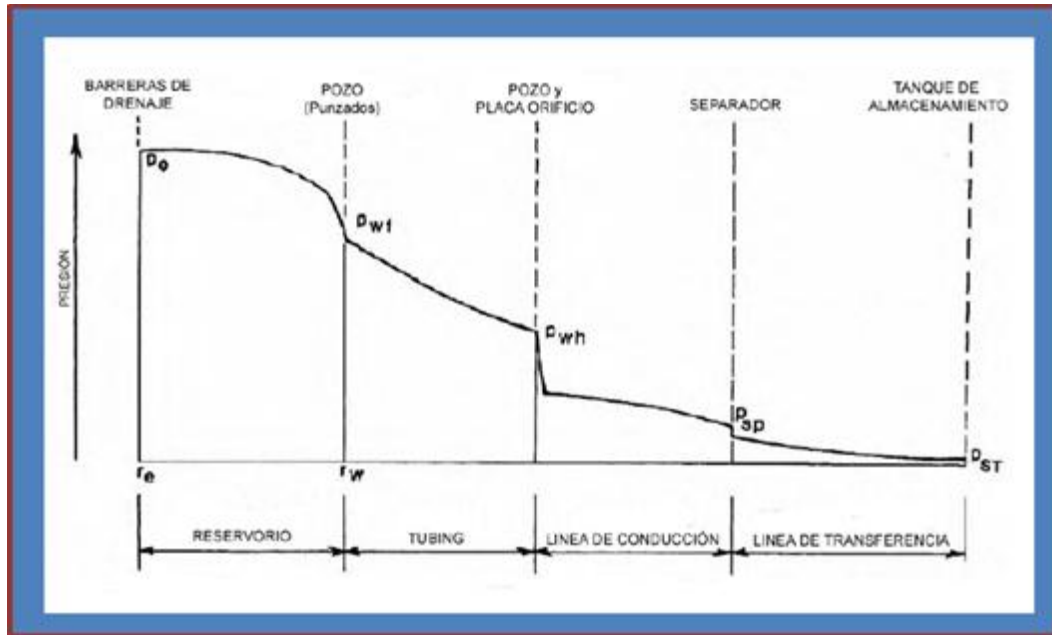
$$\Delta P_t = P_{wf}-P_{wh} \quad \text{Caída de presión en el tubing.}$$

$$\Delta P_l = P_{wh}-P_{sep} \quad \text{Caída de presión en la línea de flujo.}$$

En un sistema de producción la presión va disminuyendo desde el yacimiento hacia el separador, para rangos de tiempo razonablemente cortos, la caída total de presión en el sistema de producción es constante.

² GARCIA, Guarín Ramiro y PEREZ, Oswaldo Ferreira, "Evaluación de Pruebas de Presión en el Campo Llanito", Trabajo de Grado, 1987

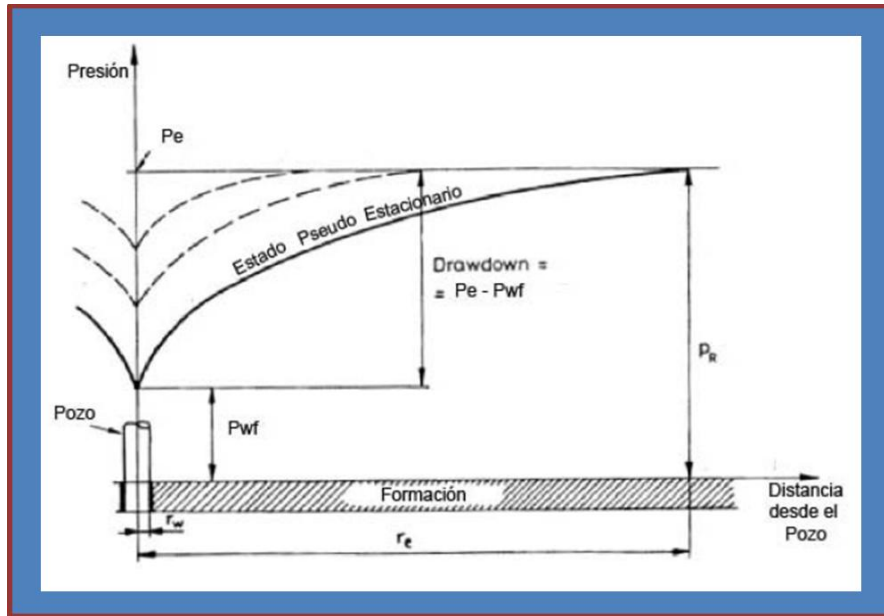
Figura 2. Perfil de presiones en un sistema de producción



Fuente: Seminario de Operaciones de Subsuelo y Mantenimiento de la Producción de crudo y gas. Páez Capacho Ruth. 2008

1.3.1. Diferencial de Presión (Drawdown Pressure, $(P_r - P_{wf})$). Se define como la diferencia entre la presión estática del reservorio y la presión dinámica de fondo. Esta influye en el desempeño del pozo, ya que una gran diferencia de presión nos muestra como es la permeabilidad que tiene la formación, ya que esta es inversamente proporcional a la diferencia de presión.

Figura 3. Diferencial de Presión (Drawdown Pressure)



Fuente: Seminario de Operaciones de Subsuelo y Mantenimiento de la Producción de crudo y gas. Páez Capacho Ruth. 2008

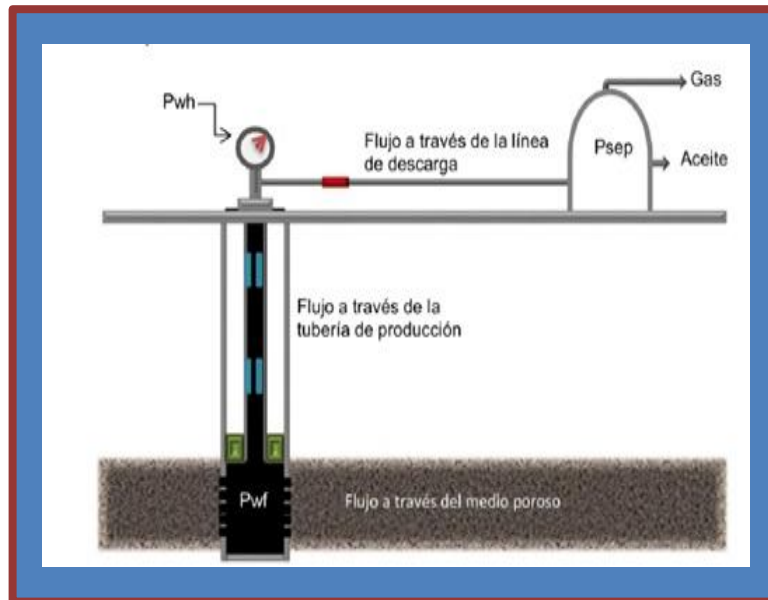
1.4. INTRODUCCIÓN AL ANALISIS NODAL

El Analisis Nodal es una técnica basada en procedimientos de analisis de sistemas que consiste en combinar los distintos componentes de un pozo de gas o de petróleo con el proposito de predecir las tasas de flujo y optimizar los distintos componentes en el sistema, para asi tomar decisiones que conlleven al aumento en la produccion de hidrocarburos del yacimiento. Esta técnica ha sido reconocida en la industria petrolera como un medio adecuado para el diseño y evaluacion tanto en pozos fluyentes como en pozos que cuentan con un sistema de levantamiento artificial; tiene la particularidad de combinar la habilidad del pozo para producir los fluidos (IPR, Inflow Relation Ship) con la habilidad del sistema de tuberias para manejarlos (VLP, Vertical lift Performance) tomando en cuenta la manera como se interrelacionan las distintas perdidas de presion.

El Analisis nodal permite saber con certeza que variables afectan el comportamiento del sistema de producción, y permite optimizar el caudal de petroleo producido. En el Analisis nodal se evalua un sistema de producción dividiendolo en tres componentes basicos:

- Flujo a través del medio poroso (yacimiento) considerando el daño ocasionado por el lodo de perforacion, cemento etc.
- Flujo a través de la tubería de producción considerando cualquier posible restriccion como empacamientos, valvulas de seguridad, estranguladores de fondo, etc.
- Flujo a través de la tubería horizontal o línea de descarga considerando el manejo de estranguladores de superficie.

Figura 4. Componentes Basicos en la Evaluacion de un Sistema de Producción



Fuente: Production Optimization Using Nodal Analysis. B.D. 2003

Para predecir el comportamiento del sistema, se calcula la caída de presión en cada componente; La técnica consiste en seleccionar un punto o nodo en el pozo

y dividir el sistema en ese punto, todos los componentes aguas arriba del nodo (upstream) comprenden la sección de entrada (Inflow section) y los componentes aguas abajo (downstream) comprenden la sección de salida (Outflow), una relación entre el caudal y la caída de presión del sistema debe estar disponible para cada componente del sistema. El flujo a través del sistema puede ser determinado una vez se cumplan las siguientes condiciones:

- El flujo de entrada al nodo es igual al flujo de salida
- Una sola presión existe en el nodo.

En un momento particular en la vida del pozo hay siempre dos presiones que permanecen fijas y no son función del caudal, una de ellas es la presión del yacimiento y la otra es la presión de salida del sistema. La presión de salida es generalmente la presión del separador; pero si la presión del pozo es controlada con un orificio en la superficie, la presión fija será la presión en la cabeza del pozo. Una vez que el nodo es seleccionado la presión es calculada en ambas direcciones comenzando desde las fijas:

→ **Entrada al nodo (Inflow)**

$$P_y - \Delta P \text{ (upstream componentes)} = P_{\text{nodo}}$$

→ **Salida del nodo (Outflow)**

$$P_{\text{sep}} + \Delta P \text{ (Downstream componentes)} = P_{\text{nodo}}$$

Tradicionalmente el balance de energía se hace en el fondo del pozo pero la disponibilidad actual de simuladores del proceso de producción permite establecer dicho balance en otros nodos de la trayectoria del proceso de producción: Cabeza de pozo, separador, etc.

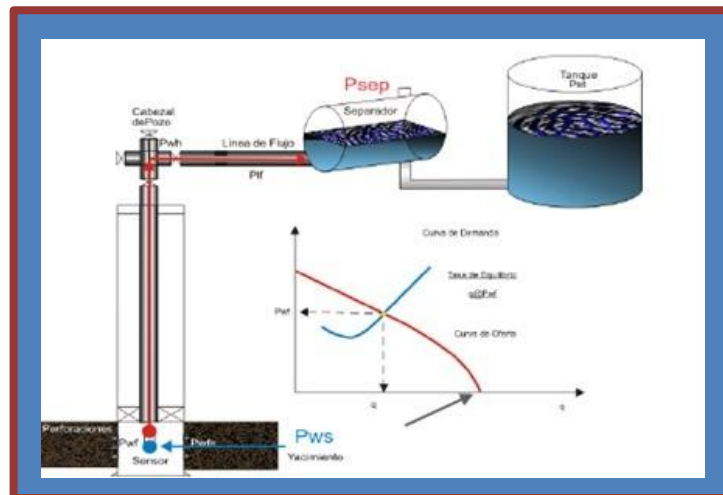
Para realizar el balance de energía en el nodo se asumen convenientemente varias tasas de flujo y para cada una de ellas se determina la presión con la cual el yacimiento entrega dicho caudal de flujo al nodo y la presión requerida en la salida del nodo para transportar y entregar dicho caudal en el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

1.4.1. Nodo en el Fondo de Pozo. Para encontrar la tasa de flujo en esta posición, el sistema se divide en dos componentes: el yacimiento y la tubería de producción, en este caso se debe construir la curva de oferta a partir de las presiones de fondo y las tasas de flujo, curva IPR y la curva de demanda a partir de las tasas asumidas y sus correspondientes presiones de cabeza.

$$P_{wf} = P_{ws} - \Delta P_y - \Delta P_c \quad (\text{Inflow}) \text{ Oferta} \quad \text{Ec. 1.2}$$

$$P_{wf} = P_{sep} + \Delta P_l + \Delta P_t \quad (\text{Outflow}) \text{ Demanda} \quad \text{Ec. 1.3}$$

Figura 5. Nodo solución en el fondo del pozo y curvas de oferta y demanda



Fuente: MARQUEZ, Ricardo "Análisis Nodal del Sistema de Producción, Feb. 2008"

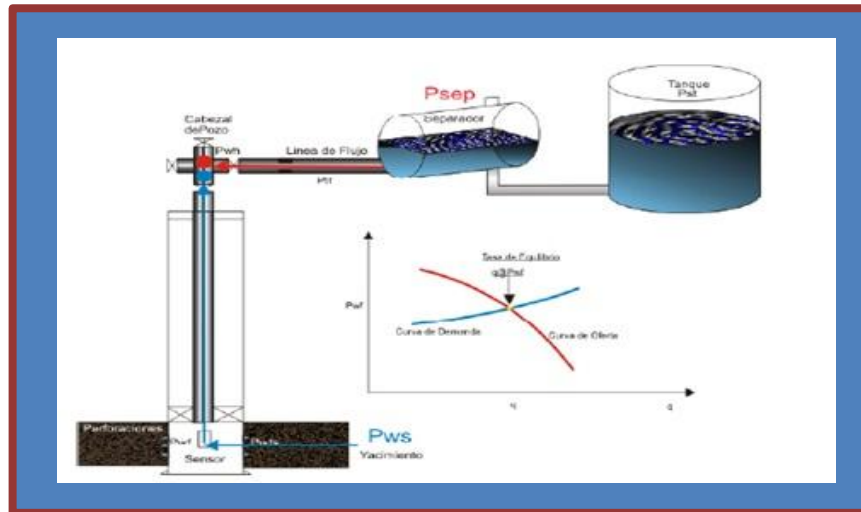
1.4.2. Nodo en el Cabezal del Pozo. El sistema es dividido en dos componentes con el propósito de hallar la tasa de flujo posible: el separador y la línea de flujo se

consideran como un solo componente; se comienza con la presión del separador determinando la presión de cabezal necesarias para mover las tasas de flujo asumidas a través de la línea de flujo hasta el separador; el yacimiento y la sarta de tubería de producción se consideran como el otro componente; se comienza con la presión del yacimiento y se prosigue hasta el medio de las perforaciones hasta obtener P_{wf} utilizando la curva adecuada o ecuación IPR, luego se utiliza esta presión y se prosigue hasta el tope de la tubería con el fin de hallar la presión necesaria en el cabezal para la tasa de flujo establecida; Al considerar la solución en la cabeza del pozo la línea de flujo es aislada y por lo tanto es fácil mostrar el efecto de cambiar el tamaño de dicha línea. El nodo debe colocarse en el extremo justo antes o después del componente donde se modifica la variable.³

$$P_{wh} = P_{ws} - \Delta P_y - \Delta P_c - \Delta P_t \text{ (Inflow) Oferta} \quad \text{Ec. 1.4}$$

$$P_{wh} = P_{sep} + \Delta P_l \text{ (Outflow) Demanda} \quad \text{Ec. 1.5}$$

Figura 6. Nodo Solucion en el Cabezal del Pozo y Curvas de Oferta y Demanda



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

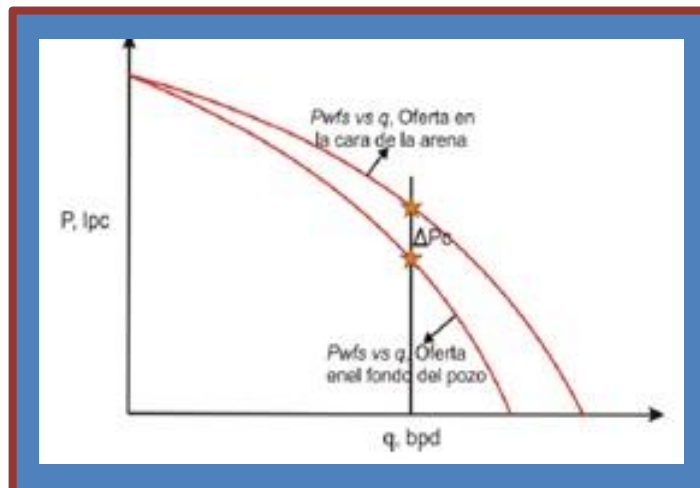
³ MAGGILOLO, Ricardo, "Optimización Integral de Sistemas de Producción Utilizando Análisis Nodal", AIP 2007

1.5. CONSTRUCCION DE LA CURVA DE OFERTA Y DEMANDA

Los factores más importantes en el negocio del petróleo son la demanda y la oferta. Sabemos que los precios mundiales se mueven según la cantidad de petróleo disponible. La regla es muy sencilla: Cuando hay abundancia de petróleo, los precios suelen bajar. Cuando hay escasez, los precios suben. Hay que estar muy alerta con los políticos que culpan a los especuladores de mantener los precios altos. Basta con que echemos la mirada a la demanda y la oferta mundial y entenderemos enseguida que no se trata de un acto malicioso perpetrado por los traders.

1.5.1. Curva de Oferta (IPR). Podrá ser determinada partiendo desde la P_y y restandole todas las perdidas ocasionadas por el flujo de fluidos a través del medio poroso, estas perdidas pueden ser estimadas mediante la ecuacion de flujo de fluidos bajo una condicion de estado semi-estable o por cualquier otro metodo empirico disponible en la literatura, la representacion grafica de esta curva es posible mediante un grafico de P_{nodo} vs q donde $P_{nodo} = P_{WF}$.

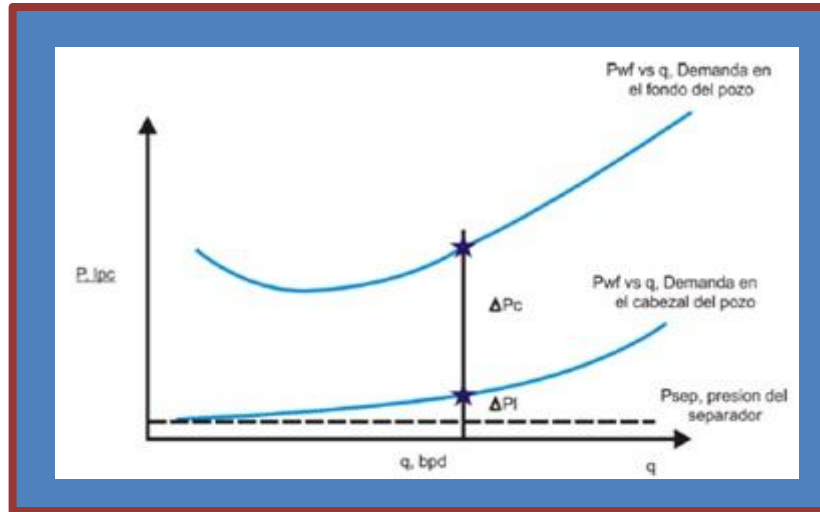
Figura 7. Curva Tipica del Comportamiento de Afluencia.



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

1.5.2. Curva de Demanda (VLP). Si se evalúan la Pnodo requerida para distintas tasas de producción y se grafican se obtiene la curva de demanda de energía en ese punto. La siguiente gráfica muestra las curvas mencionadas para un caudal dada la representación de las pérdidas de presión en la línea y en el pozo.

Figura 8. Curva Típica del Comportamiento de Efluencia.



Fuente: MAGGIOLO, Ricardo, "Optimización Integral de Sistemas de Producción Utilizado Análisis Nodal", AIP 2007.

1.5.3. Balance de Energía. El balance de energía puede obtenerse numéricamente o gráficamente, para realizarlo numéricamente se asumen varias tasas de producción y se calcula la presión de oferta y demanda respectivas en cada nodo hasta que ambas presiones se igualen, el ensayo y error es necesario ya que no se pueden resolver analíticamente por la complejidad de las fórmulas involucradas para el cálculo de las ΔP 's en función del caudal de producción quedaría de la siguiente manera:

$$P_{WS} - \frac{q_o \cdot \mu_o \cdot B_o \ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 + S}{0.00708 \cdot K \cdot h} - \frac{2.30 \cdot 10^{-14} \cdot \beta \cdot B_o}{Lp_p^2 \cdot TPP^2 \cdot h_p^2} \cdot q_o^2 - \frac{q_o}{TPP \cdot h_p} = \frac{m}{1} \frac{\Delta z}{144} \frac{g \cdot \rho_m \cdot \text{sen} \theta}{g_c} + \frac{f_m \cdot \rho_m \cdot V_m^2}{2 \cdot g_c \cdot d} + \frac{\rho_m \cdot \Delta V_m^2}{2 \cdot g_c \cdot \Delta z} + \frac{n}{1} \frac{\Delta z}{144} \frac{g \cdot \rho_m \cdot \text{sen} \theta}{g_c} + \frac{f_m \cdot \rho_m \cdot V_m^2}{2 \cdot g_c \cdot d} + \frac{\rho_m \cdot \Delta V_m^2}{2 \cdot g_c \cdot \Delta z} + P_{sep} \quad \text{Ec. 1.6}$$

$$P_{\text{yacimiento}} = \frac{q_0 \cdot \mu_0 \cdot B_0 \cdot \ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 + S}{0.00708 \cdot K_0 \cdot h} \quad \text{Ec. 1.7}$$

$$\Delta P_{\text{completamiento}} = - \frac{2.30 \times 10^{-14} \cdot \beta \cdot B_0 \cdot \rho_0 \cdot \frac{1}{r_p} \cdot \frac{1}{r_c}}{L_p^2 \cdot \text{TPP}^2 \cdot h_p^2} \cdot q_0^2 - \frac{\mu_0 \cdot B_0 \cdot \ln \frac{r_c}{r_p}}{0.00708 \times 10^{-3} \cdot L_p \cdot K_p} \cdot \frac{q_0}{\text{TPP} \cdot h_p} \quad \text{Ec. 1.8}$$

$$\Delta P_{\text{pozo}} = \frac{m}{1} \frac{\Delta z}{144} \frac{g \cdot \rho_m \cdot \text{sen} \theta}{g_c} + \frac{f_m \cdot \rho_m \cdot V_m^2}{2 \cdot g_c \cdot d} + \frac{\rho_m \cdot \Delta V_m^2}{2 \cdot g_c \cdot \Delta Z} \quad \text{Ec. 1.9}$$

$$\Delta P_{\text{linea}} = \frac{n}{1} \frac{\Delta z}{144} \frac{g \cdot \rho_m \cdot \text{sen} \theta}{g_c} + \frac{f_m \cdot \rho_m \cdot V_m^2}{2 \cdot g_c \cdot d} + \frac{\rho_m \cdot \Delta V_m^2}{2 \cdot g_c \cdot \Delta Z} \quad \text{Ec. 1.10}$$

Donde:

- q_0 Tasa de producción, bbpd.
- μ_0 Viscosidad en cp
- B_0 Factor Volumetrico del petroleo, by/bn.
- r_e Radio de drenaje, pies
- r_w Radio del pozo, pies
- S Factor de daño, adim.
- K_0 Permeabilidad efectiva al petróleo
- h Espesor de la arena neta petrolífera, pies
- ρ_0 Densidad del petroleo, lbm/pie
- β Coeficiente de velocidad para flujo turbulento
- r_p Radio de la perforacion, pulg.
- r_c Radio de la zona triturada alrededor del tunel perforado
- L_p Longitud del tunel perforado, pies
- 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

$\frac{g}{g_c}$	Conversión de masa en fuerza, 1 lbf/lbm
A_t	Area seccional de la tubería, pies
ΔZ	Longitud del intervalo de tubería, pies
ρ_m	Densidad de la mezcla multifasica gas-petroleo, lbm/pie ³
θ	Angulo que forma la dirección de flujo con la horizontal
f_m	Factor de fricción de Moody de la mezcla multifasica, adim.
V_m	Velocidad de la mezcla gas petróleo, pie/seg.

Para obtener graficamente 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:

- A.** 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 se grafica P_{wf} vs q_l .
- B.** Se repite el paso anterior para otros valores asumidos de q_l y se construye la curva de oferta de energía del sistema.
- C.** Similarmente para valor de q_l en superficie se determina P_{wh} y P_{wf} a partir de la presión del separador 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 permitira computar ΔP_y y adicionalmente se requiere un modelo matemático para estimar la caída de presión a traves 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 multifasico en tuberías que permitan predecir aceptablemente ΔP_I y ΔP_p .

1.6. OPTIMIZACIÓN GLOBAL DEL SISTEMA

La optimización global en sistemas de producción puede ser utilizada para analizar problemas en pozos de petróleo y gas. El procedimiento puede ser utilizado tanto para pozos surgentes como pozos con sistemas de levantamiento artificial. Este procedimiento también puede ser utilizado para analizar la performance de pozos inyectores a partir de la modificación de las ecuaciones de entrada (inflow) y salida (outflow).

A continuación se presenta una lista de las aplicaciones del análisis nodal en sistemas de producción:

- Selección de diámetros de tubing
- Selección de diámetros de líneas de flujo
- Diseños de Gravel Pack
- Dimensionamiento de los orificios de fondo o de superficie
- Analisis de problemas en restricciones
- Diseños de sistemas de levantamiento artificial
- Evaluación de estimulación de pozos
- Analizar la performance de la densidad de las perforaciones
- Predecir efectos de depleción de los yacimientos

1.7. METODOS DE PRODUCCIÓN

Los métodos de producción son aquellos que tiene la capacidad de transportar fluido del yacimiento hasta la superficie y separarlo en petróleo, gas y agua. Si es necesario, el petróleo y el gas, son tratados y preparados para la venta o el transporte desde el Campo. Cualquier caudal de agua producido, también es tratado y preparado para su re-inyección en el yacimiento.

Cuando existe una tasa de producción donde la energía con la cual el yacimiento oferta los fluidos en el nodo es igual a la energía demandada por la instalación (separador, línea de flujo y producción) sin necesidad de utilizar fuentes externas de energía en el pozo, se dice entonces que el pozo fluye naturalmente. A través del tiempo en yacimientos con empuje hidráulico los pozos empiezan a producir con altos cortes de agua, la columna de fluido se hará más pesada y el pozo dejará de producir. Similarmente en yacimientos volumétricos con empuje por gas en solución la energía del yacimiento declinará en la medida en que no se reemplazan los fluidos extraídos trayendo como consecuencia el cese de la producción por flujo natural.

Cuando cesa la producción por flujo natural se requiere el uso de una fuente externa para lograr conciliar la oferta con la demanda, esta fuente de energía interna será un sistema de levantamiento artificial, son el primer elemento al cual se recurre cuando se desea incrementar la producción en un campo, ya sea para reactivar pozos que no fluyen o para aumentar la tasa de flujo en pozos activos.

Estos operan de diferentes formas sobre los fluidos del pozo, ya sea modificando alguna de sus propiedades o aportando un empuje adicional a los mismos; entre los métodos de levantamiento artificial de mayor aplicación en la industria petrolera se encuentran:

- Levantamiento artificial por gas (L.A.G)
- Bombeo mecánico (B.M)
- Bombeo electrosumergible (B.E.S)
- Bombeo por cavidades progresivas (P.C.P)
- Bombeo hidráulico tipo jet (B.H.J)

2. COMPORTAMIENTO DE LA AFLUENCIA DE 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, a medida que el pozo produce la presión cambia por esto se deben precisar las diferentes ecuaciones que describen la relación entre la presión fluyente de la formación P_{wf} y la tasa de producción q_o que será capaz de soportar el yacimiento hacia la cara del pozo. Se presentan tres estados de flujo a medida que la presión cambia en el yacimiento.

2.1 FLUJO DE FLUIDOS EN EL YACIMIENTO (ESTADOS DE FLUJO)

La simulación del flujo de fluidos en el yacimiento debe considerar la composición de los fluidos presentes, y las condiciones de presión y temperatura para establecer si existe flujo simultáneo de petróleo, agua y gas; las heterogeneidades del yacimiento. Para describir el flujo de fluidos en el yacimiento a través del tiempo, se debe utilizar el modelaje matemático de yacimientos y las soluciones numéricas de la ecuación de difusividad obtenidas con los simuladores comerciales (Eclipse). La capacidad de aporte del yacimiento hacia el pozo se cuantificará a través de modelos matemáticos simplificados como por ejemplo: la ecuación de Vogel, Fetckovich, Jones, Blount y Glace, etc.⁴

2.1.1 Área de Drenaje. Con fines de simplificar la descripción del flujo de fluidos en el yacimiento se considerará el flujo de petróleo negro en la región del yacimiento drenada por el pozo, comúnmente conocida como volumen de drenaje,

⁴ MAGGILOLO, Ricardo, "Optimización Integral de Sistemas de Producción Utilizando Análisis Nodal", AIP 2007

y adicionalmente, se asumirá homogéneo y de espesor constante (h) por lo que en lo sucesivo se hablará de área de drenaje del yacimiento.

2.1.2 Flujo de Petróleo en el Yacimiento. El movimiento del petróleo hacia el pozo se origina cuando se establece un gradiente de presión en el área de drenaje y el caudal o tasa de flujo dependerá no solo de dicho gradiente, sino también de la capacidad de flujo de la formación productora, representada por el producto de la permeabilidad efectiva al petróleo por el espesor de arena neta petrolífera ($K_0 * h$) y de la resistencia a fluir del fluido representada a través de su viscosidad (μ_o). Dado que la distribución de presión cambia a través del tiempo es necesario establecer los distintos estados de flujo que pueden presentarse en el área de drenaje al abrir a producción un pozo, y en cada uno de ellos describir la ecuación que regirá la relación entre la presión fluyente (P_{wf}) y la tasa de producción (q_o) que será capaz de aportar el yacimiento hacia el pozo.

2.1.3. Estados de Flujo. Existen tres estados de flujo dependiendo de cómo es la variación de la presión con respecto al tiempo:

a) Flujo No-Continuo $dp/d_t \neq 0$; Se presenta justo antes de arrancar la producción de un pozo nuevo o que se encontraba cerrado por un periodo largo de tiempo, donde la característica principal es ($dp/d_t \neq 0$). Durante este periodo es de vital importancia conocer la presión de fondo fluyente, debido a que esta se utiliza para realizar pruebas de restauración y declinación las cuales arrojan datos primordiales del medio poroso como la capacidad efectiva de flujo K_0, h y el factor de daño de la formación, este periodo de flujo transitorio dura desde unas horas hasta varios días.

b) Flujo Continuo $dp/d_t = 0$; Se presenta cuando el cambio de la presión con el tiempo es nulo $dp/dt=0$ debido a la estabilización en el área de drenaje de un pozo perteneciente a un yacimiento con un volumen lo suficientemente grande

o que está influenciado por un acuífero activo que mantendrá constante la presión P_{ws} . En este periodo el diferencial de presión a través del área de drenaje es constante y está representado por la diferencia entre la presión en el radio externo de drenaje, P_{ws} a una distancia r_e , del centro del pozo y la presión fluyente en la cara de la arena P_{wfs} a una distancia r_w o radio del pozo. Ambas presiones deben ser referidas a la misma profundidad y por lo general se utiliza el punto medio de las perforaciones o cañoneo. Para cada valor de este diferencial ($P_{ws} - P_{wfs}$) tradicionalmente conocido como Draw-Down se establecerá un caudal de flujo desde el yacimiento hasta el pozo.

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

2.2 ECUACIONES QUE DESCRIBEN EL COMPORTAMIENTO DEL FLUIDO EN EL YACIMIENTO

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, ampliamente utilizada en la industria del petróleo; la cual sirve para modelar tanto flujo vertical como horizontal. Las siguientes ecuaciones son soluciones de la ecuación de difusividad. La más común y más útil, es la denominada solución de

tasa terminal constante; para la cual, la condición inicial es el yacimiento a presión de equilibrio, P_i , con el pozo produciendo a una tasa constante (q) en la cara del pozo, $r=r_w$.

2.2.1 Ley de Darcy. 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 circular hacia el pozo productor bajo condiciones de flujo continuo.

Ecuación de Darcy para Flujo Radial.

$$q_o = \frac{0,00708.K.h}{\ln \frac{r_e}{r_w} + S + \alpha q_o} \frac{P_{ws} - P_{wf}}{\mu_o \cdot B_o} K_{ro} \quad \text{Ec. 2.1}$$

Donde:

q_o = Tasa de Petróleo, bn/d

K = Permeabilidad absoluta promedio horizontal del área de drenaje, md

h = Espesor de la arena neta petrolífera, pies

P_{ws} = Presión del yacimiento a nivel de las perforaciones, lpcm

P_{wfs} = Presión de fondo fluyente a nivel de las perforaciones, lpcm

r_e = Radio de drenaje, pies

r_w = Radio del pozo, pies

S = Factor de daño

αq_o = Factor de turbulencia de flujo

μ_o = Viscosidad del petróleo a la presión promedio, cps

B_o = Factor volumétrico de formación a la presión promedio, by/bn.

K_{ro} = Permeabilidad relativa al petróleo, adim.

K_o = Permeabilidad efectiva al petróleo, md.

Simplificaciones de la Ecuacion de Darcy: Si se considera un yacimiento subsaturado con presión de fondo P_{wfs} , mayor que la presión de burbuja P_b el producto $\mu_o \cdot B_o$ es aproximadamente constante por lo tanto puede salir de la integral. En segundo lugar dado que no existe gas libre en el area de drenaje, toda la capacidad de flujo del medio poroso estara disponible para el flujo de petróleo en presencia de agua irreducible S_{wi} es decir el valor de K_{ro} debe ser tomado de las curvas de permeabilidades relativas agua-petroleo a la S_{wi} este valor es constante y tambien puede salir de la integral, normalmente el termino de turbulencia αq_o solo se considera en pozos de gas donde las velocidades de flujo en las cercanias del pozo son mucho mayores que las obtenidas en pozos de petroleo, bajo esta consideraciones la ecuación anterior despues de resolver la integral y evaluar el resultado entre los limites de integración, quedara simplificada de la siguiente manera:

$$q_o = \frac{0,00708k_o \cdot h(P_{ws} - P_{wfs})}{\mu_o \cdot B_o \ln \frac{r_e}{r_w} + S} \quad \text{Ec. 2.2}$$

La misma ecuación puede obtenerse con la solucion $P(r,t)$ de la ecuación de difusividad bajo ciertas condiciones iniciales y de contorno y evaluandola para $r=r_w$. En terminos de la presión promedio en el area de drenaje P_{ws} , la ecuación despues de utilizar el teorema del valor medio quedaría así:

$$q_o = \frac{0,00708k_o \cdot h(P_{ws} - P_{wfs})}{\mu_o \cdot B_o \ln \frac{r_e}{r_w} - 0,5 + S} \quad \text{Ec. 2.3}$$

La ecuaciones homologas a las anteriores pero bajo condiciones de flujo semicontinuo son las siguientes:

$$q_o = \frac{0,00708K_o \cdot h(P_{ws} - P_{wf})}{\mu \cdot B_o \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0,5 + S} \quad \text{Ec. 2.4}$$

En terminos de la presión promedio en el area de drenaje la ecuación quedaría:

$$q_0 = \frac{0,00708K_0 * h(P_{ws} - P_{wf})}{\mu * B_0 \ln(r_e / r_w) - 0,75 + S} \quad \text{Ec. 2.5}$$























Este es el estado de flujo mas utilizado para estimar la tasa de producción de un pozo que produce en condiciones estables. Para estimar el verdadero potencial del pozo sin daño se podrian utilizar las ecuaciones (2.4) y (2.5) asumiendo $S=0$ y compararlo con la producción actual según las pruebas, la diferencia indicaría la magnitud del daño o pseudodaño existente.

Modificaciones de las Ecuaciones Para los Casos Donde el Area de Drenaje no es Circular:

Los pozos dificilmente drenan areas de formas geometricas definidas, pero con ayuda del espaciamiento de pozos sobre el tope estructural, la producción de pozos vecinos etc. Se puede asignar formas de areas de drenaje de los pozos y hasta en algunos casos la posición relativa del pozo en dicha area.

Para considerar la forma del area de drenaje se sustituye en la ecuación anterior el termino $\ln(re/rw)$ por \ln_x donde X se lee de la Tabla publicada por Mathews & Russel, el valor de X que incluye el factor de forma desarrollado por Dietz.(1965).

Figura 9. Factores de Mathews & Russell.

Sistema	X	Sistema	X
	$\frac{r_e}{r_w}$		$\frac{0.966 A^{3/2}}{r_w}$
	$\frac{0.571 A^{3/2}}{r_w}$		$\frac{1.44 A^{3/2}}{r_w}$
	$\frac{0.565 A^{3/2}}{r_w}$		$\frac{2.206 A^{3/2}}{r_w}$
	$\frac{0.604 A^{3/2}}{r_w}$		$\frac{1.925 A^{3/2}}{r_w}$
	$\frac{0.61 A^{3/2}}{r_w}$		$\frac{6.59 A^{3/2}}{r_w}$
	$\frac{0.678 A^{3/2}}{r_w}$		$\frac{9.36 A^{3/2}}{r_w}$
	$\frac{0.668 A^{3/2}}{r_w}$		$\frac{1.724 A^{3/2}}{r_w}$
	$\frac{1.368 A^{3/2}}{r_w}$		$\frac{1.794 A^{3/2}}{r_w}$
	$\frac{2.066 A^{3/2}}{r_w}$		$\frac{4.072 A^{3/2}}{r_w}$
	$\frac{0.884 A^{3/2}}{r_w}$		$\frac{9.523 A^{3/2}}{r_w}$
	$\frac{1.485 A^{3/2}}{r_w}$		$\frac{10.135 A^{3/2}}{r_w}$

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

2.2.1.1 Permeabilidad (K). Es una propiedad de la Roca la cual mide la capacidad de transferencia que tienen los fluidos para atravesar la roca. En su forma más simple, la ley de Darcy, se aplica a una losa rectangular de roca, que tiene la siguiente forma:

$$q = \frac{kA(p_1 - p_2)}{\mu L}$$

Ec. 2.6

Donde;

q = Caudal en cm³/s

μ = Viscosidad del fluido en centipoise

k = permeabilidad de la roca en Darcy

L = Largo de la Roca en cm

A = área de la sección transversal al flujo en cm^2

$(p_1 - p_2)$ = diferencia de presión en atm

Esta fórmula indica que el caudal de líquido, q , por sección transversal, A , de un medio permeable es directamente proporcional a la permeabilidad, k , al gradiente de presión dp/dl , e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido, μ . El signo negativo se incluye porque el flujo toma lugar en la dirección de decrecimiento de los gradientes de presión. La ecuación de Darcy asume un estado estacionario, flujo lineal de un fluido monofásico, en un medio poroso homogéneo y saturado con el mismo fluido. Aunque estas condiciones raramente se encuentran en un reservorio, todos los métodos prácticos están basados en el trabajo de Darcy.

2.2.1.2. Espesor (h). El espesor útil es el espesor promedio de la formación permeable, que contiene el área de drenaje por la cual el fluido fluye hacia el pozo. Este no es solamente el intervalo punzado o el espesor de formación encontrado por el pozo.

2.2.1.3 Radio de Drenaje (r_e). Es la distancia comprendida desde el centro del pozo y el límite de volumen de roca permeable al cual se le interrumpe la presión estática. Se lo llama radio de drenaje, ya que en la mayoría de los casos se asume un flujo radial desde el reservorio hacia el pozo.

2.2.1.4 Presión Promedio del Yacimiento (P_r). Esta es la presión promedio de reservorio que se asume como la presión estática que se desarrolla a una distancia del pozo igual al radio de drenaje. Para mayores distancias que r_e , la presión se mantiene constante. Este valor de presión se puede obtener de ensayos de formación tipo Build up o Drawdown. Se puede observar en la figura siguiente, el perfil de presiones tipo para un reservorio sin daño de formación.

2.2.1.5 Presión Dinámica de Fondo (Pwf). Esta es la presión que se desarrolla en la cara de la formación, o sea en las paredes del pozo donde se encuentran los punzados. Esta se puede determinar con Ensayos de Formación, Perfiles de Presión o con sensores de fondo. Su valor puede variar para pozos con cierta proximidad y afectados a la misma formación debido al daño que se haya en el volumen de roca en las cercanías del pozo.

2.2.2 Flujo Transiente Temprano (Yacimiento Infinito). Solución en unidades de campo.

$$P_{r,t} = P_i - \frac{141.2q\mu B}{kh} \frac{1}{2} E_i x \quad \text{Ec. 2.7}$$

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

$$E_i x = \int_x^{\infty} \frac{e^{-y}}{y} dy \quad \text{Ec. 2.8}$$

En unidades de campo:

$$X = \frac{\phi\mu C_t r^2}{4k_t} \quad \text{Ec. 2.9}$$

2.2.3 Flujo Transiente Tardío. Solución para $r=r_w$ en unidades de campo.

$$\log P_{wf} - P = \log \frac{118.6qB}{kh} - \frac{0.00168kt}{\phi\mu C_t r_e^2} \quad \text{Ec. 2.10}$$

Dónde:

$$P = P_i - \frac{141.2q\mu B}{kh} \ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} \quad \text{Ec. 2.11}$$

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

$$C_t V P_i - P = qt \quad \text{Ec. 2.12}$$

Donde en unidades de campo,

$$P = P_i - \frac{0.0747qt}{C_t r_e^2 h \phi} \quad \text{Ec. 2.13}$$

2.2.4 Estado Pseudo-Estable. La ecuación para este estado está dada de la siguiente manera.

$$P_e = P_{wf} + \frac{141.2q\mu B}{kh} \ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2} \quad \text{Ec. 2.14}$$

Aunque esta ecuación no es muy usada ya que la presión externa (P_e) no se puede medir. Debido a esto es más común expresar el diferencial de presión en términos de la presión promedio, donde por medio de esta se puede determinar periódicamente con pruebas de presión.

$$P = \frac{141.2q\mu B}{kh} \ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} \quad \text{Ec. 2.15}$$

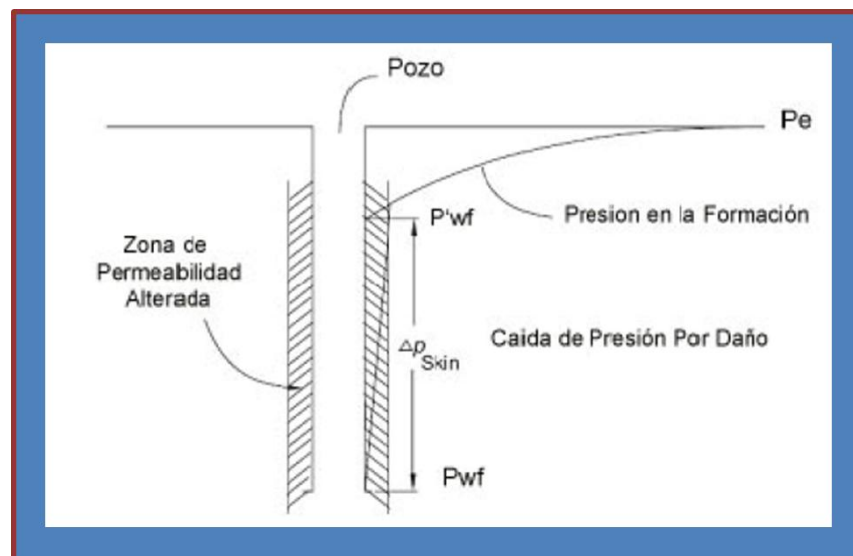
2.2.5 Estado Estable. La ecuación para este estado está dada así:

$$P_{wf} = P_i - \frac{141.2q\mu B}{kh} \ln \frac{r_e}{r_w} \quad \text{Ec. 2.16}$$

2.3 FACTOR DAÑO (S=SKIN)

Durante las operaciones de perforación y completamiento, la permeabilidad de la formación en la sección cercana al pozo puede ser alterada. A esta zona alterada de permeabilidad se le llama zona dañada. La invasión de fluidos de perforación, la dispersión de las arcillas (hinchamiento), la presencia de revoque y cemento, y la presencia de una gran saturación de gas alrededor del pozo, son algunos de los factores responsables por la reducción de la permeabilidad. Sin embargo, un exitoso tratamiento de estimulación tal como acidificar o fracturar, resulta en un incremento de la permeabilidad en los alrededores del pozo, reduciendo así el daño de la formación (skin).

Figura 10. Distribución de la presión en un pozo con daño



Fuente: Seminario de Operaciones de Subsuelo y Mantenimiento de la Producción de crudo y gas. Páez Capacho Ruth. 2008

Este factor de daño determinado por ensayos de pozo refleja cualquier fenómeno mecánico o físico que restrinja el flujo al pozo. Las causas más comunes a las que también se les atribuyen restricciones son, debido a una penetración parcial de la perforación del pozo en la formación, poca penetración de punzados,

taponamiento del punzado o turbulencia. Estos efectos restrictivos son comúnmente llamados pseudo-daño (pseudo skin). Es importante notar que el efecto de daño completo o total incluyendo turbulencia puede ser mayor a 100 o mayor en pozos con completamientos muy pobres. Sin embargo, el efecto de daño mínimo en una formación altamente estimulada es de alrededor de -5. El factor de daño (S_t) es una constante que relaciona la caída de presión debido al daño, con el caudal y la conductividad de la formación. Entonces:

$$S_t = \frac{\Delta P_{skin}}{\frac{141.2q\mu_oB_o}{kh}} \quad \text{Ecu. 2.17}$$

$$\Delta P_{skin} = 0.87mS_t \quad \text{Ecu. 2.18}$$

$$\Delta P_{skin} = P_{wf} - P_{wf} \quad \text{Ecu. 2.19}$$

Donde,

m = Es la pendiente de la línea semi-log obtenida en el ensayo de pozo tipo Build up o drawdown (psi/ciclo de log).

$$S_t = S_d + S_p + S_{pp} + S_{turb} + S_o + S_s + \dots \quad \text{Ecu. 2.20}$$

2.4 IPR (INFLOW PERFORMANCE RELATION SHIPS)

Este se define como la relación funcional entre el caudal de producción y la presión dinámica de fondo. El IPR se define en el rango de presión desde la presión promedio de Reservorio y la presión atmosférica. El caudal correspondiente a la presión atmosférica, como presión dinámica de fondo, se define a flujo potencial completamente abierto al pozo (Q_{max}), mientras que el

caudal a la presión promedio del reservorio en fondo, es siempre cero. Una relación de performance de influjo típica (IPR) está representada por la figura 11.

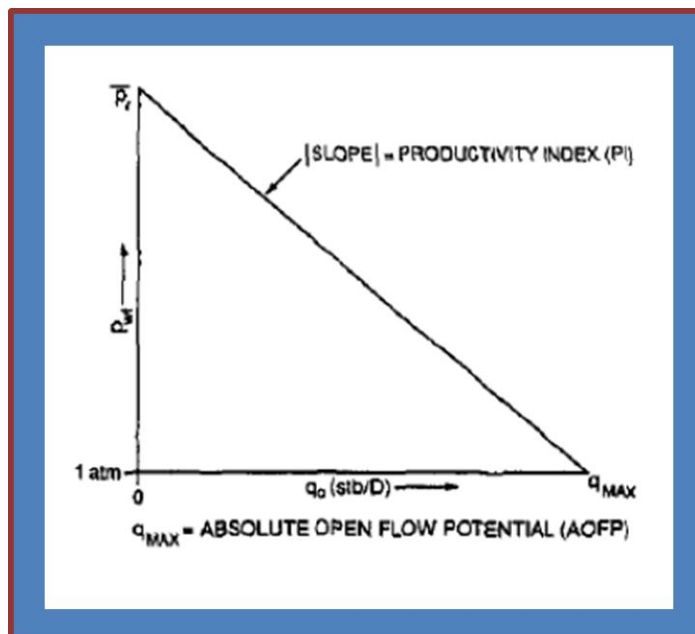
La curva IPR es la representación gráfica de las presiones fluyentes, P_{wf} , y las tasas de producción de líquido que el yacimiento puede aportar al pozo para cada una de dichas presiones. Es decir para cada P_{wf} existe una tasa de producción de líquido q_L , que se puede obtener de la definición del índice de productividad.

$$q_l = j * (P_{ws} - P_{wf}) \quad \text{Ec. 2.21}$$

O también

$$P_{wfs} = P_{ws} - \frac{q_l}{j} \quad \text{Ec. 2.22}$$

Figura 11. Inflow performance Relation Ship (IPR)



Fuente: Seminario de Operaciones de Subsuelo y Mantenimiento de la Producción de crudo y gas.
Páez Capacho Ruth. 2008

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

$$q_o = \frac{7.08 \times 10^{-3} k_o h (P_r - P_{wf})}{\mu_o B_o \ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 + S_t + Dq_o} \quad \text{Ecu. 2.23}$$

Dónde:

Q_o = caudal de petróleo que ingresa al pozo, (STD Barril/día)

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

μ_o = viscosidad del petróleo, cp.

k_o = permeabilidad de la formación, md.

h = espesor neto de la formación, ft.

P_r = presión promedio de reservorio, psia.

P_{wf} = presión dinámica de fondo, psia.

S_t = Skin Total

Dq_o = Pseudo skin debido a la turbulencia. En pozos de petróleo, este término es insignificante, especialmente en reservorios con baja permeabilidad.

r_e = radio de drenaje, ft.

$$r_e = \sqrt{\frac{A}{\pi}} \quad \text{Ecu. 2.24}$$

Donde A es el área circular de drenaje en ft².

Esto puede ser desarrollado tal que para $r_e=1.466$ ft., $R_w=0.583$ ft., $S_t=0$ y no turbulencia, la ley de Darcy se simplifica a la siguiente ecuación

$$q_o = \frac{k_o h}{\mu_o} (P_r - P_{wf}) \quad \text{..... k (Darcy)} \quad \text{Ecu. 2.25}$$

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

2.4.2 Flujo Bifásico. En el caso de un reservorio de petróleo, el flujo monofásico ocurre cuando la presión dinámica de fondo de los fluidos de reservorio está por encima de la presión del punto de burbuja a la temperatura del reservorio. En el momento de la depleción del reservorio, la presión de este continúa cayendo, y puede mantenerse por la inyección de fluidos en una recuperación asistida. Debido a esto durante la depleción la presión dinámica cae por debajo del punto de burbuja, lo cual indica la combinación de un flujo monofásico con un bifásico dentro del yacimiento.

2.4.2.1. IPR (Método de Vogel). A través del tiempo se podría estimar como varía la forma de la curva IPR a consecuencia de la disminución de la permeabilidad efectiva al petróleo por el aumento progresivo de la saturación gas, en el área de drenaje, en la medida que se agota la energía del yacimiento.

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

Este trabajo de estimar curvas IPR a distintos estados de agotamiento del yacimiento fue realizado por Vogel en 1967 basándose en las ecuaciones

presentadas por Weller para yacimientos que producen por gas en solución, lo más importante de su trabajo fue que obtuvo una curva adimensional válida para cualquier estado de agotamiento después que el yacimiento se encontraba saturado.

En el caso del flujo bifásico, donde el reservorio la presión promedio del mismo (P_r) está por debajo de la presión del punto de burbuja, es recomendado el IPR de Vogel la ecuación está dada así:

$$\frac{q_o}{q_{\max}} = 1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_r} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)^2 \quad \text{Ecu. 2.26}$$

Dónde:

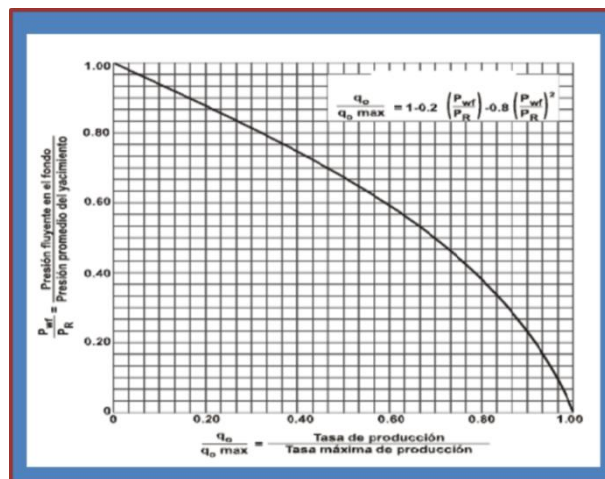
q_o = Caudal de aceite correspondiente a la P_{wf}

$q_{o\max}$ = Caudal de aceite máximo, cuando P_{wf} es igual a P_r

P_{ws} = Presión de fondo estática

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

Figura 12. Curva IPR adimensional (Vogel)



Fuente: Seminario de Operaciones de Subsuelo y Mantenimiento de la Producción de crudo y gas. Páez Capacho Ruth. 2008

La solución encontrada por Vogel ha sido ampliamente utilizada en la predicción de curvas IPR cuando existen dos fases (líquido y gas) y trabaja razonablemente para pozos con porcentajes de agua hasta del 30%. Para cada tasa de producción, (q), existe una caída de presión en el yacimiento representado por:

$$\Delta P_y = P_r - P_{wf} \quad \text{Ecu. 2.27}$$

Para cada presión fluyente en el fondo de pozo (en la cara de la arena) el área de drenaje del yacimiento quedará sometida a un diferencial de presión que dependerá de la energía del yacimiento ($P_r - P_{wf}$), este diferencial provocara el flujo de fluidos del yacimiento hacia el pozo y la mayor o menor tasa de producción aportada dependerá fundamentalmente del índice de productividad del pozo. La IPR se considerará en lo sucesivo como una curva de oferta de energía o afluencia de fluidos que el yacimiento entrega al pozo (P_{wf} vs q).⁵

2.4.2.2. IPR (Método de Fetcovich). M. J. Fetcovich (1973) demostro que los pozos de petróleo y los pozos de gas que producen por debajo del punto de burbuja, se comportan de manera similar en terminos del índice de productividad por lo que desarrollo la siguiente correlación

$$q_o = C P_{ws}^2 - P_{wf}^{2-n} \quad \text{Ec. 2.28}$$

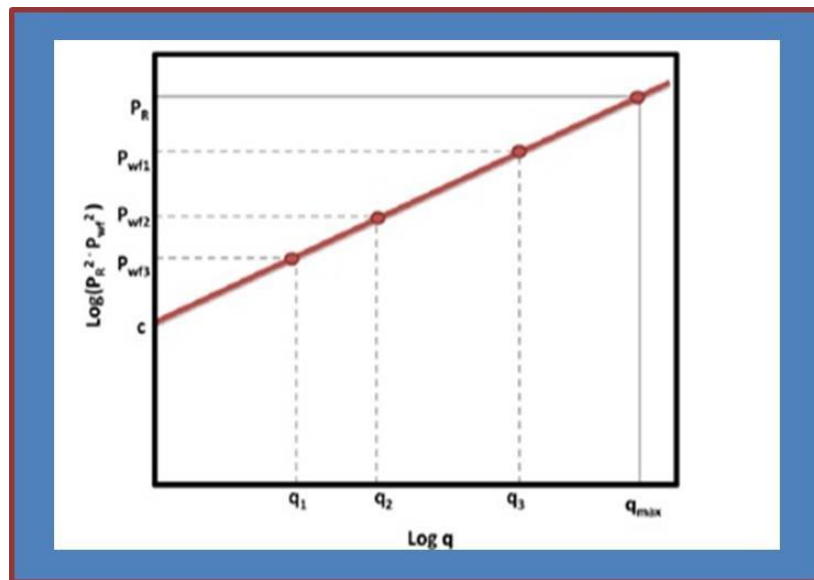
Para aplicar el metodo de fetcovich, es necesario determinar los valores de C y n, estos coeficientes se obtienen a traves de una prueba de presión-producción de un pozo donde se miden los caudales aportados por tres diferentes diametros de estrangulador con sus correspondientes presiones de fondo fluyentes, asi como la presión de fondo estática con el pozo cerrado. En escala log-log se grafican los valores de presión contra caudal obteniendo una línea recta, el valor de C es la

⁵ MAGGILOLO, Ricardo, "Optimización Integral de Sistemas de Producción Utilizando Análisis Nodal", AIP 2007

ordenada de origen y el valor de n es la pendiente de dicha recta. El potencial del pozo o caudal máximo teórico se obtiene interceptando el valor de la P_{ws} con la recta obtenida para encontrar su correspondiente valor de caudal.

El comportamiento del IPR ha sido objeto de estudio por muchos mas autores a parte de Vogel y Fetcovich; donde han sido desarrolladas una gran cantidad de correlaciones. Estas correlaciones fueron desarrolladas para aceites livianos sin embargo no tomaron consideraciones importantes tales como las curvas de permeabilidad relativa, presión de yacimiento, grado de depleción y propiedades PVT de los fluidos.

Figura 13. Modelo de Fetcovich para la Determinación de C y n



Fuente: Production Optimization Using Nodal Analysis. B.D 2003

2.5 INDICE DE PRODUCTIVIDAD (J)

Se define índice de productividad (J) a la relación existente entre la tasa de producción, q_o , y el diferencial entre la presión del yacimiento y la presión fluyente

en el fondo del pozo, $(P_r - P_{wf})$. Este fue desarrollado asumiendo la siguiente simplificación:

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

$$q_o = \frac{7.08 \times 10^{-3} k_o h (P_r - P_{wf})}{\mu_o B_o \ln \frac{r_e}{r_w}} \quad \text{Ecu. 2.29}$$

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

$$q_o = J (P_r - P_{wf}) \quad \text{Ecu. 2.30}$$

Esta ecuación de estado nos dice que el influjo de líquido en el pozo es directamente proporcional Drowdown. El punto final de la línea de (J) es la presión promedio de reservorio (P_r) a caudal cero. El máximo caudal es el Potencial Absoluto a Pozo (Absolute Open Flow Potential–AOFP) y representa el máximo caudal cuando la presión dinámica de reservorios se lleva a cero.

Las unidades de campo de (J) son STB/d/psi.

2.5.1 (J) Para Flujo Continuo

$$J \frac{\text{bpd}}{\text{lpc}} = \frac{q_o}{P_{ws} - P_{wfs}} = \frac{0,00078 \times K_o \times h}{\mu_o \cdot B_o \ln^{re} \frac{r_e}{r_w + S}} \quad \text{Ecu. 2.31}$$

2.5.2 (J) Para Flujo Semi-Continuo

$$J \frac{\text{bpd}}{\text{lpc}} = \frac{q_o}{P_{ws} - P_{wfs}} = \frac{0,00078 \times K_o \times h}{\mu_o \cdot B_o \ln^{re} \frac{r_e}{r_w - 0,75 + S}} \quad \text{Ecu. 2.32}$$

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

2.5.3 Escala Típica del Índice de Productividad $\frac{\text{bpd}}{\text{Ipc}}$

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

2.5.4 Factores que Afectan el Índice de Productividad. A medida que el tiempo transcurre el índice de productividad cambia, debido a la producción de los fluidos confinados en el medio poroso. Los factores que afectan el índice de productividad son:

- Mecanismos de Empuje.
- Comportamiento de Fases.
- Permeabilidad Relativa.
- Viscosidad.
- Factor Volumétrico.

2.5.5 Eficiencia de Flujo (EF). Cuando no existe daño ($S=0$) el índice (J) reflejará la verdadera productividad del pozo y recibe el nombre de J ideal y en lo sucesivo se denotará (J') para diferenciarlo del índice real (J). Se define eficiencia de flujo (EF) a la relación existente entre el índice de productividad real y el ideal, matemáticamente:

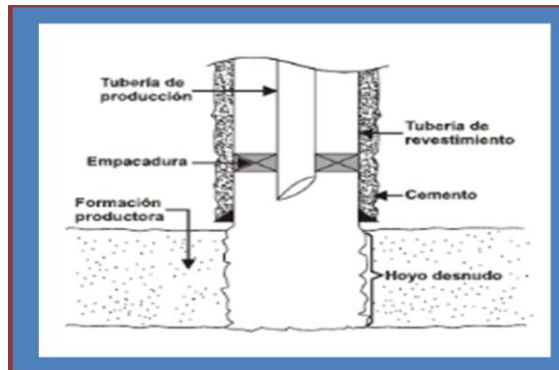
$$EF = \frac{J}{J'} \quad \text{Ecu. 2.33}$$

2.6 FLUJO DE FLUIDOS EN EL COMPLETAMIENTO

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

2.6.1.1. Hoyo Desnudo. Son completamientos donde existe una comunicación directa entre el pozo y el yacimiento, normalmente se utilizan en formaciones altamente consolidadas y naturalmente fracturadas.

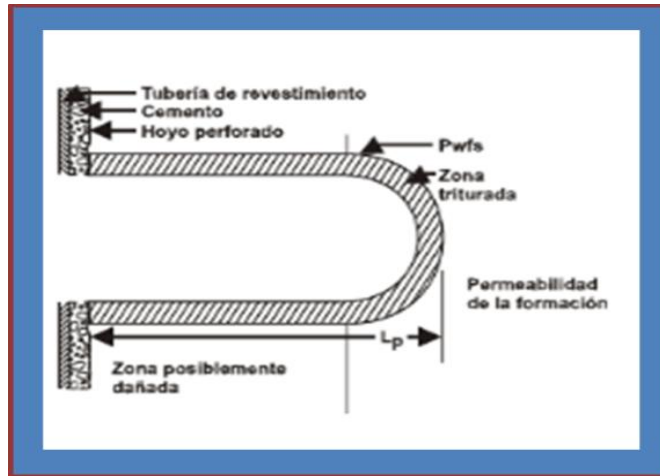
Figura 14. Hoyo desnudo



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

2.6.1.2. Cañoneo Convencional. Son completamientos donde se perfora o cañonea la tubería de revestimiento, el cemento y la formación productora para crear túneles que comuniquen el pozo con el yacimiento, normalmente se utilizan en formaciones consolidadas.

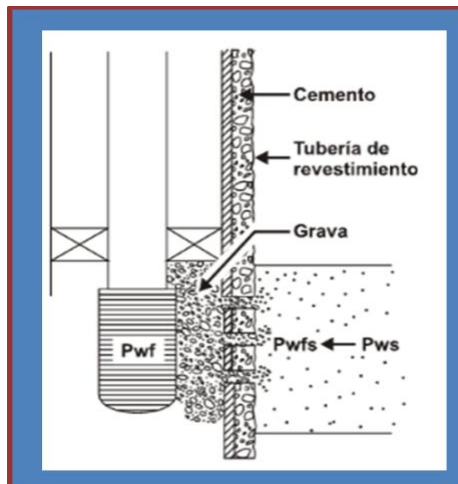
Figura 15. Cañoneo convencional



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

2.6.1.3 Empaque con Grava. Son completamientos donde se coloca un filtro de arena de granos seleccionados (grava) por medio de una tubería ranurada para controlar la entrada de arena al pozo, normalmente se utilizan en formaciones poco consolidadas. El empaque puede realizarse con la tubería de revestimiento perforada o con el hoyo desnudo.⁶

Figura 16. Empaque con grava



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

⁶ PETROLEUM Conference, The Hague, Oct 1998

2.6.2 Caídas de Presión en el Completamiento. A continuación se presenta la forma de como calcular la pérdida de presión en cada tipo de completamiento.

2.6.2.1. Caída de Presión en Completamientos de Hoyo Desnudo. En este tipo de completamientos la caída de presión es cero ya que la comunicación entre el yacimiento y el pozo es directa, luego.

$$\Delta P_c = P_{wfs} - P_{wf} = 0 \rightarrow P_{wf} = P_{wfs} \quad \text{Ecu. 2.34}$$

2.6.2.2. Caída de Presión en Completamientos con Cañoneo Convencional. La ecuación presentada por Jones, Blount y Glaze puede ser utilizada para evaluar la pérdida de presión a través del completamiento con cañoneo convencional.

$$\Delta P_c = P_{wfs} - P_{wf} = aq^2 + bp \quad \text{Ecu. 2.35}$$

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

2.6.2.3 Premisas para la Ecuación de Jones, Blount y Glaze. Se ha comprobado que alrededor del túnel cañoneado, durante una perforación normal, existirá siempre una zona triturada o compactada que exhibe una permeabilidad sustancialmente menor que la del yacimiento. A fin de analizar los efectos de este cañoneo y su efecto restrictivo sobre la capacidad de flujo se han realizado varias suposiciones basándose en el trabajo de numerosos autores. La siguiente figura muestra que mediante un giro de perforación de 90° el túnel cañoneado puede ser tratado como un pozo miniatura sin daño.

2.6.2.4 Ecuación de Jones, Blount y Glaze para Cañoneo Convencional

$$\Delta P_c = P_{wfs} - P_{wf} = aq^2 + bq \quad \text{Ecu. 2.36}$$

Dónde:

$$a = \frac{2.30 \cdot 10^{-14} \beta B_o \rho_o \frac{1}{r_p} \frac{1}{r_c}}{L_p^2} \quad \text{Ecu. 2.37}$$

Y

$$b = \frac{\mu_o B_o \ln \frac{r_c}{r_p}}{0.00708 L_p K_p} \quad \text{Ecu. 2.38}$$

Con

$$\beta = \frac{2.33 \cdot 10^{10}}{K_p^{1.201}} \quad \text{Ecu. 2.39}$$

Dónde:

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

β = factor de turbulencia, pie⁻¹

Bo = factor volumétrico del petróleo, by/bn

Po = densidad del petróleo, lb/pie³

Lp = longitud del túnel cañoneado, pie

μ_o = viscosidad del petróleo, cp.

Kp = permeabilidad de la zona triturada, md; Kp= 0.1 K para cañoneo con sobre balance y Kp= 0.4 K para cañoneo con bajo balance).

rp = radio del túnel cañoneado, pie

rc= radio de la zona triturada, pie.

Sustituyendo “a” y “b” en la Ecuación de Jones, Blount y Glaze quedaría de la siguiente manera:

$$\Delta P_c = \frac{2.3 \times 10^{-14} \beta B_o \rho_o \frac{1}{r_p} \frac{1}{r_c}}{L_p^2} q^2 + \frac{\mu_o \beta_o \ln \frac{r_c}{r_p}}{0.00708 L_p K_p} \quad \text{Ecu.2.40}$$

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

2.6.3 Curva de Oferta de Energía o Afluencia de Fluidos que el Yacimiento Entrega en el Fondo de Pozo (P_{wf} vs q). Para obtener la curva de oferta de energía en el fondo del pozo, (P_{wf} vs q), se le debe sustraer a la IPR para cada tasa de producción, la caída de presión que existe a través del completamiento, es decir;

$$P_{wf(\text{oferta})} = P_{wfs} - P_{wf} - \Delta P_c \quad \text{Ecu. 41}$$

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

3. FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERIAS

El estudio del flujo multifásico en tuberías permite relacionar las propiedades involucradas en el transporte de fluidos que ocurre desde el fondo del pozo hasta la estación de flujo en superficie. Se entiende por cualquier fluido que esta compuesto de más de una fase o componente, 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 recolección en superficie, es necesario su estudio para obtener diseños viables operacionales y economicamente que permitan un óptimo funcionamiento de los pozos y por consiguiente del campo.

El objetivo del presente capítulo es determinar mediante correlaciones de flujo multifásico en tuberías, la habilidad que tiene un pozo para extraer los fluidos del yacimiento. Durante el transporte de los fluidos desde el fondo del pozo hasta el separador en la estación de recolección existen pérdidas de energía tanto en el pozo como en la línea de flujo; las fuentes de pérdidas de energía provienen de los efectos gravitacionales, fricción y cambios de energía cinética.

3.1. FLUJO DE FLUIDOS EN EL POZO Y EN LA LINEA DE FLUJO

El transporte de fluidos desde el fondo del pozo hasta el separador en la estación de flujo representa pérdidas de energía ocasionadas por los efectos gravitacionales, la fricción y los cambios en la energía cinética, y que pueden ser estudiadas mediante ecuaciones y correlaciones que involucran las tasas de producción y las propiedades de las tuberías.

3.2 CONSIDERACIONES TEORICAS DE FLUJO MONOFASICO Y MULTIFASICO EN TUBERIAS

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

3.2.1 Calculo del Factor de Fricción. Para efectuar este cálculo se necesita tener conocimiento del régimen de flujo presente, utilizando el concepto del número de Reynolds.

3.2.1.1. Numero de Reynolds. Se considera como la relación de las fuerzas dinámicas de la masa del fluido respecto a los esfuerzos de deformación ocasionados por la viscosidad. En unidades prácticas.

$$N_{Re} = \frac{1488*d*V*\rho}{\mu} \quad \text{Ecu. 3.1}$$

Dónde:

D = diámetro interno de la tubería, [pie].

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

ρ = densidad de la mezcla multifásica, lbm/pie³.

μ = viscosidad del fluido, centipoise.

El régimen de flujo en tuberías se considera laminar si el número de Reynolds es menor que 2000 y turbulento si está por encima de 4000. Una vez se tiene conocimiento del régimen que gobierna el flujo en tuberías, se recurren a ciertas correlaciones empíricas desarrolladas para cada caso en particular, y que involucran entre otros datos, los parámetros específicos de las tuberías.

3.2.1.2. Factor de Fricción en Flujo Laminar. El factor de fricción para condiciones de flujo laminar ($N_{Re} < 2000$) es función sólo del número de Reynolds.

$$f = \frac{64 * \mu}{d * V * \rho} = \frac{64}{N_{Re}} \quad \text{Ecu. 3.2}$$

3.2.1.3 Factor de Fricción en Flujo Turbulento. Cuando el flujo es turbulento ($N_{Re} > 4000$) el factor de fricción depende del número de Reynolds y de la rugosidad relativa de las paredes de la tubería, ϵ/d . Para tuberías muy lisas, el factor de fricción disminuye más rápidamente con el aumento del número de Reynolds, que para tuberías con paredes más rugosas.

La rugosidad de las paredes tiene mayor efecto en el factor de fricción para diámetros pequeños.

- **Factor de Fricción en Flujo Turbulento, Tuberías Lisas**

Numerosas ecuaciones empíricas han sido propuestas para predecir el factor de fricción bajo condiciones de flujo turbulento. En el caso de tuberías lisas las ecuaciones mas utilizadas en su rango de aplicabilidad son:

→ **Drew, Koo y McAadams**

$$f = 0,0056 + 0,5N_{Re}^{-0,32} \quad 3000 < Re < 3 * 10^6 \quad \text{Ec. 3.3}$$

→ **Blasius**

$$f = 0,316 * N_{Re}^{-0,25} \quad N_{Re} < 10^5 \quad \text{Ec. 3.4}$$

Como las paredes 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 esta expuesta.

- **Factor de Fricción en Flujo Turbulento, Tuberías Rugosas**

El análisis dimensional sugiere que el efecto de rugosidad no es debido a su valor absoluto, sino a su valor relativo, al diámetro interno de la tubería, $\frac{\epsilon}{d}$.

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

$$\frac{1}{f} = 1,74 - 2 \log \frac{2,6 \epsilon}{d} \quad \text{Ec. 3.5}$$

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:

$$\frac{1}{f} = 1,74 - 2 \log \left[\frac{2,6 \epsilon}{d} + \frac{18,7}{\text{Re} \sqrt{f}} \right] \quad \text{Ec. 3.6}$$

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

$$f_c = 1,74 - 2 \log \left[\frac{2,6 \epsilon}{d} + \frac{18,7}{\text{Re} \sqrt{f_s}} \right]^{-2} \quad \text{Ec. 3.7}$$

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

3.3 ECUACIÓN GENERAL DEL GRADIENTE DE PRESIÓN

El punto de partida de las diferentes correlaciones de flujo multifásico horizontal es la ecuación general del gradiente de presión, la cual puede describirse de la siguiente forma:

$$\frac{\Delta P}{\Delta Z} = \frac{1}{144} \frac{g \cdot \rho \cdot \text{sen} \theta}{g_c} + \frac{f_m \cdot \rho \cdot V^2}{2g_c \cdot d} + \frac{g \cdot \Delta V^2}{2g_c \cdot \Delta z} \quad \text{Ec. 3.8}$$

Donde:

$$\frac{g \cdot \rho \cdot \text{sen} \theta}{g_c} = \text{Gradiente de presión por gravedad (80-90\%)}$$

$$\frac{f_m \cdot \rho \cdot V^2}{2g_c \cdot d} = \text{Gradiente de presión por fricción (5-20\%)}$$

$$\frac{g \cdot \Delta V^2}{2g_c \cdot \Delta z} = \text{Gradiente de presión por cambio de energía cinética o aceleración.}$$

La componente de aceleración es muy pequeña a menos de que exista una fase altamente compresible a bajas presiones; En las ecuaciones anteriores:

θ = ángulo que forma la dirección de flujo con la horizontal.

ρ = densidad de la mezcla multifásica, lbm/ft³

V = velocidad de la mezcla multifásica, ft/seg

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

f_m = factor de fricción de Moody, adimensional

d = diámetro interno de la tubería, ft

3.4 DEFINICIONES BASICAS PARA FLUJO MULTIFASICO

Cuando dos o más fases fluyen simultáneamente en una tubería, tienden a separarse debido a las diferencias en la densidad. Los esfuerzos de corte en las paredes de la tubería no son iguales para cada fase debido a que poseen distintas densidades y viscosidades. Como resultado de esto, las fases gaseosa y líquida no se desplazan a la misma velocidad para el flujo en tuberías. Para el flujo ascendente, la fase gaseosa, que es menos densa, más compresible y menos viscosa, tiende a fluir más rápidamente que la fase líquida, describiendo un fenómeno conocido como deslizamiento.

Pero quizás el aspecto más característico del flujo multifásico es aquella variación en la distribución física de las fases con respecto al espacio por donde fluyen, tal variación se conoce como patrón de flujo. Dichos patrones de flujo dependen de las fuerzas que actúan sobre los fluidos.

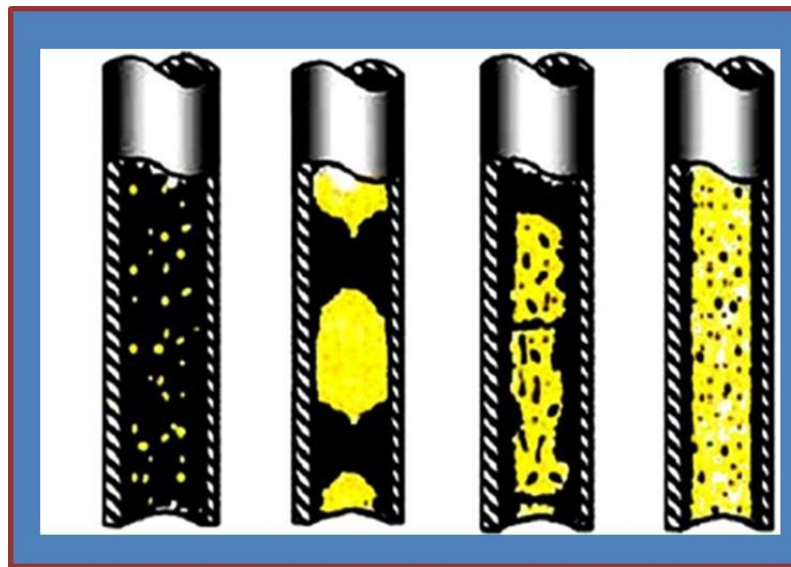
Se han desarrollado distintas correlaciones empíricas para predecir los patrones de flujo, el deslizamiento entre fases, los factores de fricción y otros parámetros involucrados en el flujo multifásico.

3.4.1 Patrones de Flujo. Al fluir dos fases simultáneamente lo pueden hacer de formas diversas. Cada una de estas formas presenta una distribución relativa de una fase con respecto a la otra, constituyendo un patrón de flujo. La predicción de la presencia de estos patrones en algún lugar de la tubería reviste gran importancia en la ingeniería. Todos los métodos utilizados para predecir los patrones de flujo se basan en información recolectada de sistemas de baja presión, con transferencia de masa despreciable entre las fases.

3.4.1.1. Patrones de Flujo Multifásico para Tuberías Verticales. 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 Burbuja Dispersa), Slug Flow, Churn Flow, Flujo Anular.

Figura 17. Patrones de Flujo para Tuberías Verticales y Fuertemente Inclinadas



Flujo Burbuja Flujo Tapon Flujo Churn Flujo Anular

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

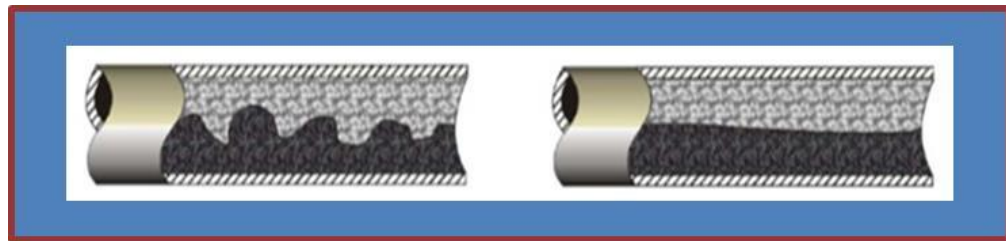
→ **Flujo Burbuja:** Como en el caso horizontal, la fase gaseosa es dispersa en pequeñas burbujas discretas en una fase líquida continua, siendo la distribución aproximadamente homogénea a través de la sección transversal de la tubería. Este patrón es dividido en flujo Bubbly, ocurre a tasas relativamente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

- **Flujo Slug (Tapon “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 fluye corriente abajo entre la burbuja y la pared de la tubería. La película penetra en el siguiente tapón líquido y crea una zona de mezcla aireada por pequeñas burbujas de gas.
- **Flujo Churn (Transición “Ch”)**: Este patrón de flujo es caracterizado por un movimiento oscilatorio, este tipo de flujo es similar al Slug Flow, los límites no están bien claros entre las fases. Ocurre a mayores tasas de flujo de gas donde el patrón de líquido en la tubería llega a ser corto y espumoso.
- **Flujo Anular (Neblina “An”)**: El flujo vertical debido a la simetría de flujo, el espesor de la película líquida alrededor de la pared de la tubería es aproximadamente uniforme. Como en el caso horizontal el flujo es caracterizado por un rápido movimiento de gas en el centro. La fase líquida se mueve más lenta como una película alrededor de la pared de la tubería y como gotas arrastradas por el gas. La interfase es altamente ondeada resultando en un alto esfuerzo de corte interfacial. En flujo vertical corriente abajo, el patrón anular existe también a bajas tasas de flujo en la forma de “falling film”. El patrón tapón en flujo corriente abajo es similar al del flujo corriente arriba, excepto que generalmente la burbuja Taylor es inestable y localizada excentricamente al eje de la tubería. La burbuja Taylor podría ascender o descender, dependiendo de las tasas de flujo relativa de las fases.⁷

⁷ MAGGILOLO, Ricardo, “ Optimización Integral de Sistemas de Producción Utilizando Análisis Nodal”, AIP 2007

3.4.1.2. Patrones de Flujo Multifasico para Tuberias Horizontales o Inclınadas (Stratified Smooth y Stratified Wavyt). Abreviado como “St,” ocurre a tasas de flujo relativamente bajas de gas y de liquido. Las dos fases son separadas por gravedad, donde la fase liquida fluye al fondo de la tuberıa y la fase gaseosa en el tope. Este patron es subdividido en Stratified Smooth (SS) donde la interfase gas-liquido es lisa y Stratified Wavy (SW), ocurre a tasas de gas relativamente altas a la cual las ondas estables se forman sobre la interfase.

Figura 18. Patron de Flujo Estratificado



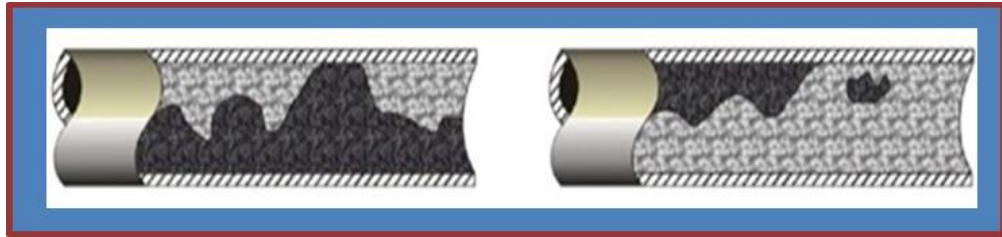
Interfase ondulante

Interfase Lisa

Fuente: MAGGILO, Ricardo, “Optimizaci3n Integral de Sistemas de Producci3n Utilizando Analisis Nodal”. AIP 2007

→ **Flujo Intermitente (Flujo de Tapon y Flujo Burbuja Alargado):** Abreviado como “I”, el flujo intermitente es caracterizado por flujo alternado de liquido y gas, *plugs* o *slugs* de liquido, los cuales llenan el area transversal de la tuberıa, son separados por bolsillos de gas, los cuales tienen una capa liquida estratificada fluyendo en el fondo de la tuberıa. El mecanismo de flujo es el de un rapido movimiento del tapon de liquido ignorando el lento movimiento de la pelıcula de liquido a la cabeza del tapon. El liquido en el cuerpo del tapon podrıa ser aireado por pequeıas burbujas las cuales son concentradas en el frente del tapon y al tope de la tuberıa. El patron de flujo intermitente es dividido en patrones de flujo Slug (SL) y de burbuja alargada (EB). El comportamiento de flujo entre estos es el mismo con respecto al mecanismo de flujo y por eso generalmente ninguna distincion se realiza entre ellos.

Figura 19. Patron de Flujo Intermitente



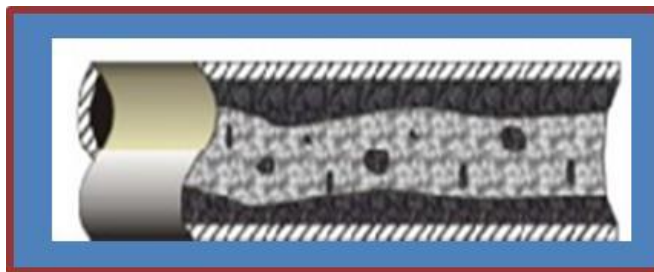
Tapon de Líquido

Tapon de Gas

Fuente: MAGGIOLO, Ricardo, "Optimización Integral de Sistemas de Producción Utilizando Análisis Nodal". AIP 2007.

→ **Flujo Anular:** Flujo anular ocurre a muy altas tasa 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 de líquido. A las tasa 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 tipo de flujo ocurre en los límites de transición entre los flujos Stratified Wavy, Slug y Anular.

Figura 20. Patron de Flujo Anular

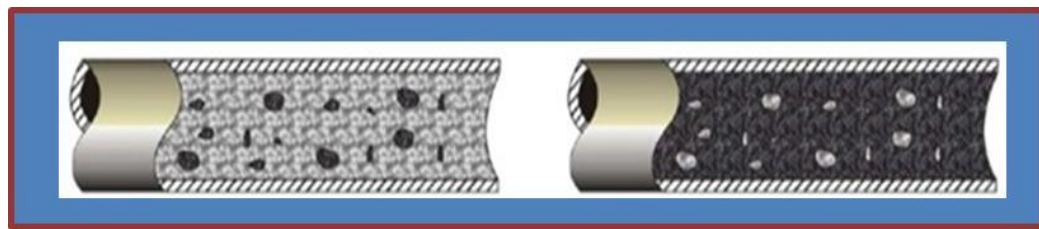


Anular

Fuente: MAGGIOLO, Ricardo, "Optimización Integral de Sistemas de Producción Utilizando Análisis Nodal". AIP 2007

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

Figura 21. Patrón de Flujo Burbujas Dispersas



Neblina

Burbuja

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

3.4.2 Parámetros Característicos del Flujo Multifásico. El conocimiento de la velocidad y de las propiedades de los fluidos tales como viscosidad, densidad y en algunos casos tensión superficial son requeridos para los cálculos de gradiente de presión, cuando estas variables son calculadas para flujo bifásico se utilizan ciertas reglas de mezclas y definiciones únicas a estas aplicaciones; A continuación se presentan las definiciones básicas para flujo bifásico y la forma de calcular estos parámetros.

3.4.2.1. Viscosidad. La viscosidad del fluido, es usada para calcular el número de Reynolds y otros números adimensionales usados como parametros de correlación. El concepto de una viscosidad bifásica es ademas incierto y es definido de forma diferente por varios autores.

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

$$\mu_L = F_o \cdot \mu_o + F_w \cdot \mu_w \quad \text{Ec. 3.9}$$

La siguiente expresión ha sido utilizada para calcular la viscosidad bifásica.

$$\mu_m = \lambda_L \cdot \mu_L + \lambda_g \cdot \mu_g \quad (\text{sin deslizamiento}) \quad \text{Ec. 3.10}$$

$$\mu_s = \mu_L^{H_L} \cdot \mu_g^{H_g} \quad (\text{con deslizamiento}) \quad \text{Ec. 3.11}$$

3.4.2.2. Velocidad. Velocidad del fluido que se mueve a través de una tubería, definida como la tasa de flujo volumétrico de ese fluido dividido por el área de la sección transversal. En flujos de una sola fase, es igual a la velocidad media del fluido. En flujos multifásico, no es una velocidad físicamente real, sino que es un parámetro conveniente para el análisis.

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

La velocidad superficial del gas esta dada por:

$$V = \frac{q_g}{A} \quad \text{Ec. 3.12}$$

La velocidad real del gas esta dada por:

$$V_{sg} = \frac{q_g}{H_g \cdot A} \quad \text{Ec. 3.13}$$

Donde A es el area transversal de la tuberia.

La velocidad superficial del líquido viene dada por:

$$V_{SL} = \frac{q_L}{A} \quad \text{Ec. 3.14}$$

La velocidad real del líquido esta dada por:

$$V_L = \frac{q_L}{A \cdot H_L} \quad \text{Ec. 3.15}$$

En unidades de campo se tiene:

Para el líquido

$$V_{SL} = \frac{5,615 \cdot q_o \cdot B_o + q_w \cdot B_w}{86400 \cdot A_t} \quad \text{Ec. 3.16}$$

Y para el gas:

$$V_{sg} = \frac{q_L \cdot RGL - q_o \cdot R_s \cdot B_g}{86400 \cdot A_t} \quad \text{Ec. 3.17}$$

La velocidad superficial bifásica viene dada por:

$$V_m = V_{sl} + V_{sg} \quad \text{Ec. 3.18}$$

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

$$V_s = V_g - V_L = \frac{V_{sg}}{H_g} - \frac{V_{SL}}{H_L} \quad \text{Ec. 3.19}$$

3.4.2.3 Velocidad de Erosión (Velocidad Límite). Líneas de flujo, multiples de produccion, procesos de cabezales de pozos y otras líneas que transportan gas y líquido en flujo bifásico deben diseñarse primeramente con base en la velocidad de erosión del fluido. La experiencia ha demostrado que la pérdida de espesor de la pared ocurre por un proceso de erosión/corrosión. Este proceso es acelerado por las altas velocidades del fluido, presencia de arena, contaminantes corrosivos tales como CO₂, H₂S y de accesorios que perturban la trayectoria de la corriente como los codos.

La velocidad erosional o límite puede ser estimada por la siguiente ecuación empírica:

$$V_e = \frac{C}{\rho_m} \quad \text{Ec. 3.20}$$

Donde :

V_e = Velocidad erosional del fluido (ft/s)

C = Constante empírica

ρ_m = Densidad de la mezcla bifasica (lb/ft^3)

3.4.2.4 Tensión Superficial. Fuerza que actúe tangencialmente por unidad de longitud en el borde de una superficie libre de un líquido en equilibrio y que tienda a contraer dicha superficie. Las fuerzas cohesivas entre las moléculas de un líquido, son las responsables del fenómeno conocido como 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 son factores de peso para calcular densidad y viscosidad son usados, así:

$$\sigma_L = F_o \cdot \sigma_o + F_w \cdot \sigma_w \quad \text{Ec. 3.21}$$

Donde:

σ_o = tensión en la superficie de petróleo

σ_w = tensión en la superficie del agua

3.4.2.5 Hold-Up de Líquido. La fracción de líquido es definido como la razón del volumen de un segmento de tubería ocupado por líquido al volumen total del segmento de tubería.

$$H_L = \frac{\text{Volumen de líquido en un segmento de tubería}}{\text{Volumen del segmento de tubería}} \quad \text{Ec. 3.22}$$

El hold-up es una fracción que varía desde cero para flujo monofásico de gas a 1 para flujo de líquido únicamente.

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

$$H_g = 1 - H_L \quad \text{Ec. 3.23}$$

3.4.2.6 Fracción de Líquido sin Deslizamiento. Hold-up sin deslizamiento, algunas veces llamado contenido de líquido de entrada, es definido como la razón del volumen de líquido en un segmento de tubería dividido para el volumen del segmento de tubería considerando que el gas y el líquido viajaran a la misma velocidad.

$$\lambda_L = \frac{q_L}{q_L + q_g} = \frac{V_{SL}}{V_m} \quad \text{Ec. 3.24}$$

Donde q_g y q_L son las tasas de gas y de líquido en sitio, respectivamente, el hold-up de gas sin deslizamiento es definido por:

$$\lambda_g = 1 - \lambda_L = \frac{q_g}{q_L + q_g} \quad \text{Ec. 3.25}$$

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

3.4.2.7 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.

$$\rho_L = \rho_o \cdot F_o + \rho_w \cdot F_w \quad \text{Ec. 3.26}$$

$$F_o = \frac{q_o \cdot B_o}{q_o \cdot B_o + q_w \cdot B_w} \quad \text{Ec. 3.27}$$

$$F_w = 1 - F_o \quad \text{Ec. 3.28}$$

3.4.2.8 Densidad Bifásica. El cálculo de la densidad bifásica requiere conocer el factor hold-up de líquido con o sin deslizamiento.

$$\rho_s = \rho_L \cdot H_L + \rho_g \cdot H_g \quad \text{Ec. 3.29}$$

$$\rho_m = \rho_L \cdot \lambda_L + \rho_g \cdot \lambda_g \quad \text{Ec. 3.30}$$

$$\rho_k = \frac{\rho_L \cdot \lambda_L^2}{H_L} + \frac{\rho_g \cdot \lambda_g^2}{H_g} \quad \text{Ec. 3.31}$$

$$\rho_f = \frac{\rho_m^2}{\rho_s} = \frac{\rho_L \cdot \lambda_L + \rho_g \cdot (1 - \lambda_L)^2}{\rho_L \cdot H_L + \rho_g \cdot (1 - H_L)} \quad \text{Ec. 3.32}$$

La primera de las ecuaciones es usada por la mayoría de los investigadores para determinar el gradiente de presión debido al cambio de elevación.

Algunas correlaciones son basadas en la suposición que no existe deslizamiento y por eso usan la segunda de las ecuaciones para calcular la densidad bifásica.

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

3.4.3 Descripción de Correlaciones de Flujo Multifásico en Tuberías. Algunas correlaciones empíricas de flujo multifásico en tuberías utilizan el concepto de holdup de líquido para definir numéricamente el deslizamiento entre las fases, como mejora a otras correlaciones que no tienen en cuenta el deslizamiento.

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 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.⁸

⁸ PIPESIM 2009, Schlumberger User's Guide

A continuación se encuentran los principales modelos y correlaciones que actualmente se usan en la industria petrolera.⁹

Tabla 1. Correlaciones de Categoría

MÉTODO DE CORRELACIÓN	CATEGORÍA
Poettmann y Carpenter	A
Baxendell y Thomas	A
Fancher y Brown	A
Hagedorn y Brown	B
Gray	B
Asheim	B
Duns y Ros	C
Orkiszewski	C
Aziz et al.	C
Chierici et al.	C
Beggs y Brill	C
Mukherjee y Brill	C

3.4.3.1. Correlación Categoría (A). La densidad de la mezcla se obtiene en función de las propiedades de los fluidos, no consideran el deslizamiento entre las fases, no distinguen patrones de flujo, el factor de fricción se obtiene de manera empírica.

3.4.3.2. Correlación Categoría (B). La densidad de la mezcla se obtiene en función del efecto de holdup, el factor de fricción se obtiene correlacionando las propiedades combinadas de la fase gaseosa y de la fase líquida, no se distinguen patrones de flujo, consideran el deslizamiento entre las fases.

⁹ MAGGILOLO, Ricardo, " Optimización Integral de Sistemas de Producción Utilizando Análisis Nodal", AIP 2007

3.4.3.3 Correlación Categoría (C). La densidad de la mezcla se obtiene en función del efecto de holdup, el factor de fricción se obtiene correlacionando las propiedades combinadas de la fase gaseosa y de la fase líquida, se distinguen los patrones de flujo, consideran el deslizamiento entre las fases.

3.5 TRANSFERENCIA DE CALOR

La transferencia de calor se produce normalmente desde un objeto con alta temperatura, a otro objeto con temperatura más baja. La transferencia de calor cambia la energía interna de ambos sistemas implicados, de acuerdo con la primera ley de la termodinámica. Ciencia que trata de predecir el intercambio de energía que puede tener lugar entre distintos cuerpos como resultado de una diferencia de temperatura. La termodinámica enseña que esta diferencia de energía se define como calor.¹⁰

3.5.1 Conducción de Calor. Es la transferencia de calor, por medio de la excitación molecular en el interior del material, sin ningún tipo de movimiento entre los objetos. Si un extremo de una barra de metal está a una temperatura más alta, entonces se transferirá energía hacia el extremo más frío, debido a las colisiones de partículas de alta velocidad con las más lentas, produciéndose una transferencia neta de energía hacia estas últimas.

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.

¹⁰ HOLMAN, JP. Transferencia de Calor, Editorial McGraw-Hill/Interamericano de España, S.A.U. Octava Edición

$$q = -KA \frac{\delta T}{\delta X} \quad \text{Ec. 3.34}$$

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 K se llama constante de conductividad térmica del material, el signo $(-)$ es para satisfacer el segundo principio de la termodinámica.

3.5.2 Radiación de Calor. La radiación es la emisión, propagación y transferencia de energía en cualquier medio en forma de ondas electromagnéticas o partículas. Una onda electromagnética es una forma de transportar energía (por ejemplo, el calor que transmite la luz del sol).

En contra posición a los mecanismos de transferencia de calor por conducción y convección la transferencia de energía involucra un medio, el calor puede 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 emite energía de forma proporcional a la cuarta potencia de la temperatura absoluta del cuerpo y directamente proporcional al área de su superficie.

$$q_{\text{emitido}} = \sigma AT^4 \quad \text{Ec. 3.35}$$

Donde σ es la constante de proporcionalidad y se denomina constante de Stefan-Boltzmann y tiene un valor de $5.67 \times 10^{-8} \text{ W/m}^2\text{K}^4$.

3.5.3 Convección de Calor. Es la transferencia de calor por medio del movimiento de una masa fluida, tal como el aire o el agua. Cuando estos se

calientan se mueven hacia fuera de la fuente de calor, transportando consigo la energía.

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

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

$$q = hA T_p - T_\infty \quad \text{Ec. 3.36}$$

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

3.6 OPTIMIZACIÓN APLICANDO ANALISIS NODAL

El análisis nodal permite entre muchas cosas, hacer un cotejo de las condiciones de productividad de un pozo de gas y petróleo. El sistema está conformado básicamente por el comportamiento o aporte de fluidos desde el yacimiento (curva de oferta o inflow) y la curva de levantamientos de fluidos (llamada generalmente, curva de demanda, VLP u outflow). Las ecuaciones matemáticas para el cálculo del inflow se basan generalmente en modelos de índice de productividad, la ecuación de Darcy, Vogel, Jones y Forchheimer, mientras que la curva de

levantamiento puede ser calculada con las correlaciones de Hagerdon & Brown, Beggs & Brill, Duns & Ros (que son las tradicionales, por así decirlo). La intersección de estas dos en la gráfica de p_{wf} vs. q es la condición actual de operación del pozo en estudio. Ahora bien, las curvas de VLP se van a encontrar influenciadas por dos fenómenos que ocurren a nivel de pozo: la primera es el efecto de holdup, que no es más que es resbalamiento de líquido producto de los cambios termodinámicos dentro del tubing que no pueden ser levantado por la columna de fluidos (por ejemplo el gas, de un pozo de gas condensado) y el segundo factor es más que todo, el efecto de fricción que ocurre entre el fluido y algunos componentes mecánicos del pozo (niples de asiento, válvulas SSSV, crossover, etc). Generalmente, cuando se hace un estudio de análisis nodal se debe observar estos dos fenómenos de acuerdo a los parámetros de ajustes que tiene internamente cualquier simulador. Estos parámetros deben ser aproximadamente igual a la unidad, con un margen de error permisible de un 10%.

Los análisis que se realizan de un sistema de producción en su conjunto, permite predecir el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos, como resultado de este análisis, se puede obtener por lo general una mejoría en la eficiencia de flujo, o bien un incremento en la producción. El procedimiento de análisis de sistemas o también conocido como análisis nodal, es uno de los medios apropiados para el análisis, diseño y evaluación, tanto en pozos fluyentes, intermitentes o con sistemas artificiales de producción. El análisis nodal, evalúa un sistema de producción dividido en tres componentes básicos:

- Flujo a través de medios porosos
- Flujo a través de tubería vertical o de producción (T.P.)
- Flujo a través de la tubería horizontal o línea de descarga (L.D.)

Para la predicción del comportamiento en cada uno de los componentes, se obtiene la caída de presión en cada uno de ellos. Para la obtención de las caídas

de presión, se deben de asignar nodos en diversos puntos importantes dentro del sistema de producción, por lo tanto, se varían los gastos de producción y empleando un método de cálculo adecuado, se calcula la caída de presión entre dos nodos. Después, se selecciona un nodo de solución y las caídas de presión son adicionadas o sustraídas al punto de presión inicial o nodo de partida, hasta alcanzar el nodo de solución o incógnita. En un sistema de producción se conocen siempre dos presiones, siendo estas la presión del separador (P_{sep}) y la presión estática del yacimiento (P_r). Por lo tanto teniendo la presión en alguno de estos dos nodos, se pueden determinar las caídas de presión en algún punto intermedio. La evaluación del sistema de producción por medio del análisis nodal, puede ayudarnos a la solución de problemas; en donde se incluyen caídas de presión a través de:

- Estranguladores superficiales y de fondo
- Diámetros de aparejos de producción
- Válvulas de seguridad, etc.

Los resultados del análisis del sistema, no solamente permiten la definición de la capacidad de producción de un pozo, para una determinada serie de condiciones, sino también muestran como los cambios en cualquier parámetro afectan su comportamiento. Las curvas de capacidad de producción, son una función de los principales componentes de un sistema, como son: Datos del yacimiento, características del aparejo de producción, de la línea de descarga, presión en el nodo inicial y final, producción de aceite, gas y agua, relación gas-liquido, temperatura, composición del aceite y gas, topografía del terreno y forma de perforación del pozo, ya sea vertical, direccional u horizontal.

3.6.1 Análisis Nodal del Pozo: Oportunidades de aumentar la Oferta de Energía y Fluidos del Yacimiento. El impacto de la remoción de daño y/o pseudo daño sobre la producción del pozo puede ser cuantificado en bpd cuando se conocen los parámetros que definen el comportamiento de afluencia de la

formación productora, por ejemplo, permeabilidad relativa, espesor de arena neta asociada al cañoneo, radio de la zona dañada, radio de drenaje, radio del pozo, densidad del cañoneo (tiros por pie), longitud del túnel perforado, área de las perforaciones(calibre del cañón), permeabilidad vertical, penetración parcial o cañoneo parcial, etc.

3.6.2 Análisis Nodal del Pozo: Oportunidades de Disminuir la Demanda de Energía para Levantar Fluidos del Yacimiento. Se debe cuantificar el impacto de la eliminación de restricciones (cuellos de botella) encontrados en la infraestructura instalada sobre la producción del pozo, por ejemplo: bajar el punto de inyección del gas de levantamiento a través de un rediseño de la instalación, bajar la presión de separación en las estaciones donde se pueda hacer dicho cambio, cambiar el diámetro de la línea de flujo, cambio del método de producción, etc. En cada uno de los escenarios estudiados se debe determinar la curva de comportamiento o de rendimiento del pozo de LAG, realizando una segunda sensibilidad del volumen de gas de levantamiento a utilizar, esto permitirá seleccionar un volumen diario de inyección de gas óptimo para el escenario óptimo.

4. GENERALIDADES DEL CAMPO GALÁN

4.1. RESEÑA HISTORICA¹¹

La explotación del campo Galán se inició en el año de 1945, cuando la compañía Tropical Oil Company perforo el pozo Galán 1. Entre los años de 1945 y 1946 se perforaron cuatro pozos adicionales, los que por su potencial productivo, no justificaron el desarrollo del campo en esa época, por lo tanto las operaciones fueron suspendidas en el campo.

Ecopetrol reinicia la actividad en el año de 1953, perforando 9 pozos más, continuando con el desarrollo y posterior descubrimiento de la estructura de San Silvestre, hasta alcanzar en el año de 1980 un total de 80 pozos perforados en el Campo Galán y 19 pozos en el Campo San Silvestre.

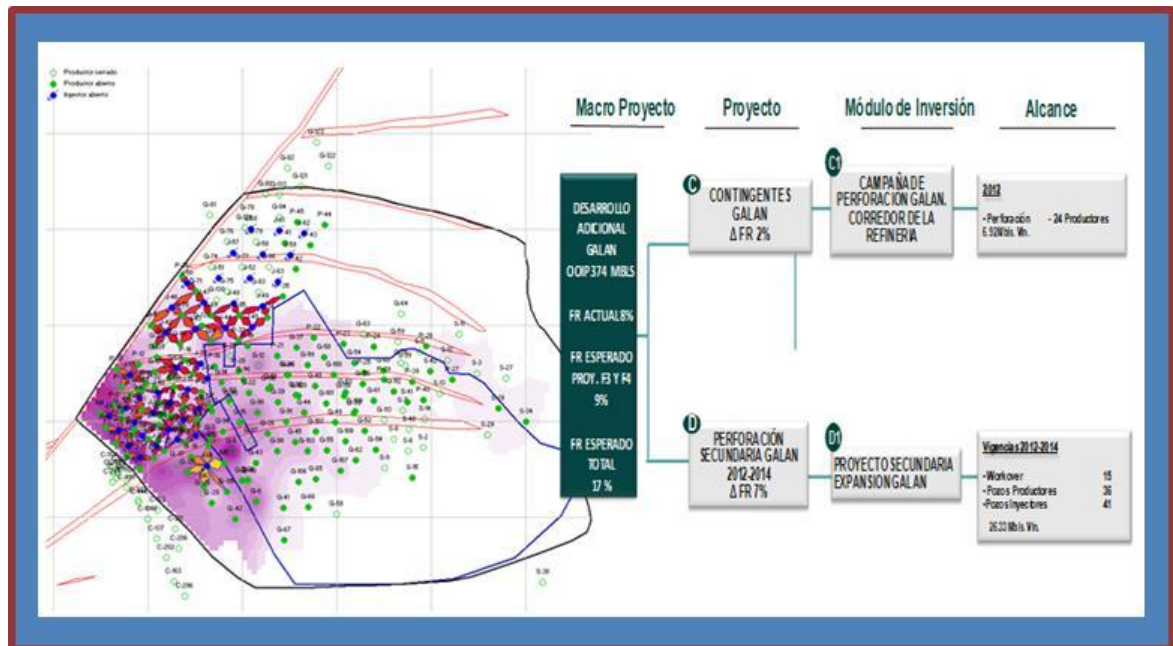
Entre los años 1973 y 1974 se perforaron 3 pozos nuevos (Galán 90, Galán 91 y Galán 92), que conjuntamente con un pozo viejo (Galán 53), sirvieron de inyectores al pozo Galán 39 con el propósito de llevar a cabo un ensayo piloto de inyección de agua, que se inició en Febrero de 1974. Del resultado de este ensayo piloto, se decidió extender el desarrollo secundario a la Zona A del Campo, este desarrollo a gran escala se inicia en Julio de 1977 y se termina en el primer semestre de 1978 teniendo como características principales un modelo de 5 puntos, 28 pozos inyectores y 43 productores.

En el año 2010, debido al Proyecto de Modernización de la Refinería de Barrancabermeja que tiene como objeto la ampliación y el cambio de la capacidad del tipo de crudo que se maneja, además de una conversión profunda con las

¹¹ SILVA, B.A. Análisis de Colapsos Campos Galán y Casabe. Yondó, 1987.

mejores tecnologías en procesamiento, se estudió la posibilidad de reubicar o abandonar algunos pozos del Campo Galán ya que se encuentran en el área prevista para la expansión de la refinería. El Campo Galán cuenta con 140 pozos perforados entre activos, inactivos, abandonados e inyectores.

Figura 22. Expansión Campo Galán



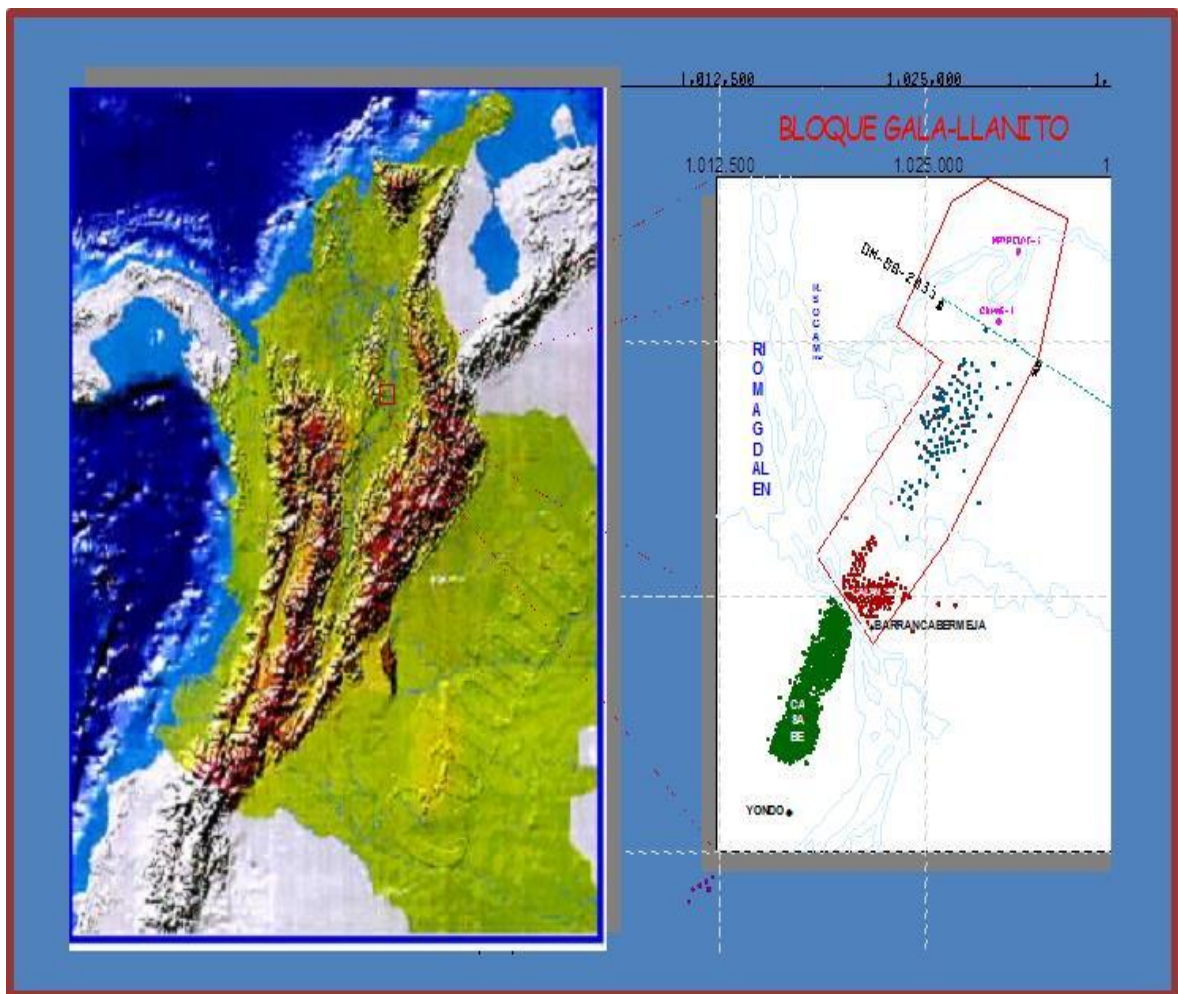
Fuente: Proyecto: Activo Llanito-Gala , Campo Galán y Campo Cicuco, ECOPETROL 2012

4.2 LOCALIZACIÓN GEOGRAFICA

El Campo Galán está ubicado en la parte norte de la Concesión de Mares, en el Departamento de Santander, Cuenca del Valle Medio del Magdalena, al norte de la ciudad de Barrancabermeja. Limita al norte con el Río Sogamoso, al sur con el Campo Casabe, al este con la Ciénaga de San Silvestre y al oeste con la Ciénaga de Llanito.

El Campo Galán está conformado por bloques parcialmente independientes, con yacimientos complejos, dadas sus características geológicas y petrofísicas, con múltiples contactos agua – aceite y problemas de baja resistividad en zonas productoras de hidrocarburos. Su explotación ha sido en su mayoría de tipo primario y tiene como mecanismo de producción gas en solución y empuje parcial de agua. Los principales intervalos productivos lo constituyen areniscas de las Zonas B y C de la Formación Mugrosa, como segundo objetivo las Zonas A y D de la Formación Colorado y Esmeralda – La Paz, respectivamente.

Figura 23. Expansión Campo Galán



Fuente: Proyecto: Activo Llanito-Gala , Campo Galán y Campo Cicuco, ECOPETROL 2012

4.3 CARACTERISTICAS DEL YACIMIENTO

La Tabla 2 muestra un resumen de las propiedades del yacimiento para cada una de las zonas productoras del Campo Galán. La zona A corresponde a la formación Colorado, las Zonas B y C corresponden a la formación Mugrosa y la Zona D corresponde a las formaciones Esmeralda y La Paz.

Tabla 2. Ficha Técnica Campo Galán

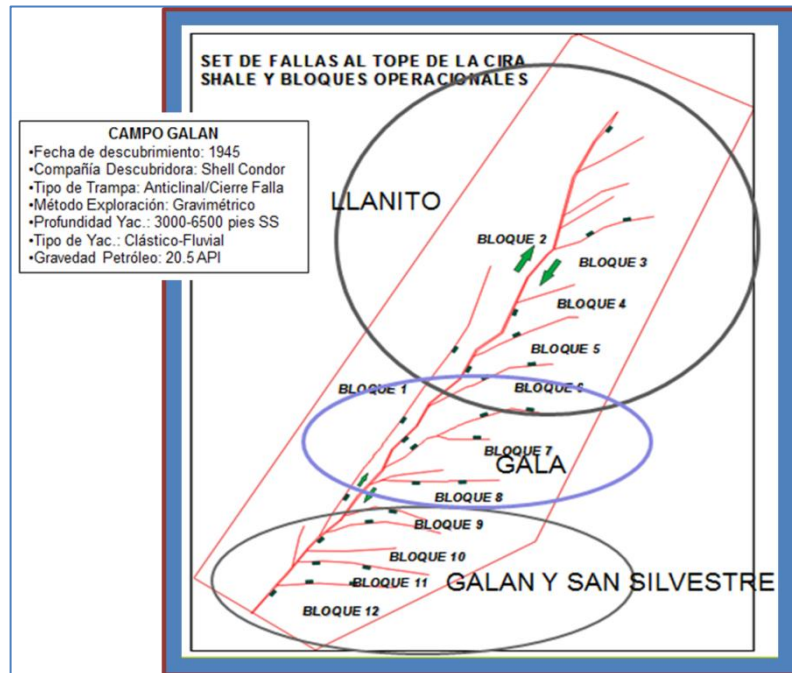
HORIZONTE PRODUCTOR	ZONA A	ZONA B	ZONA C	ZONA D
Espesor Petrolifero (ft)	26 gas	50	40	18
Porosidad Promedio (%)	21	17	18	15
Permeabilidad (md)	250	150	180	160
Saturación de Agua (%)	25	40	40	47
Salinidad de Agua de Formación (ppm)	18000	23500	29900	32000
Presión de Yacimiento (psi)	1880	2610	2800	3200
Presión Actual (psi)	1600	900-2500	1100	900
Temperatura del Yacimiento (°F)	120	143	140	140
Gravedad API	18.4	21	23	24
GOR inicial (PCS/BF)	150	246	200	370
Bo (BY/BF)	1.061	1.109	1.105	1.206
Q inicial (BPPD)	228			
Q actual (BOPD)	855			
Factor de Recobro (%)	8			
OOIP (Mbls)	374			
Np (Mbls)	28.9			

Fuente: Proyecto: Activo Llanito-Gala , Campo Galán y Campo Cicuco, ECOPETROL 2012

4.4 GEOLOGIA

El Campo Galán forma parte del área Llanito, esta área se encuentra ubicada en el sector norte de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena entre las fallas Cimitarra y La Salina. Esta área se encuentra sobre una estructura formada por un anticlinal asimétrico, alargado con su eje principal en dirección SW-NE, limitado al este y oeste por fallas inversas que buzcan hacia el oeste en dirección NE-SW; el cierre de la estructura en el norte es erosivo (las capas se truncan contra discordancia de eoceno) y hacia el sur del Campo Llanito es por buzamiento, para el Campo Galán no hay límite geológico hacia el sur, ya que pertenece a la misma estructura del Campo Casabe, siendo este campo, la terminación norte de este anticlinal fallado.

Figura 24. Vista General del Área Llanito (Gala – Galán)



Fuente: Proyecto: Activo Llanito-Gala , Campo Galán y Campo Cicuco, ECOPETROL 2012

4.4.1 Estratigrafía¹²

4.4.1.1. Formación Colorado (Zona A). Su tope lo constituye el horizonte la Cira Shale, compuesto por lutita gris verdosa, sublaminar, micromicácea, con inclusiones carbonáceas y de pirita. El resto de la secuencia es predominantemente arenosa con intercalaciones limo-arcillosas.

Los intervalos arenosos son de grano medio a fino, de composición silícea color gris verdoso y regular selección. Las arcillolitas son gris clara, amarillas y violetas, con inclusiones de cuarzo. Su espesor aproximado es de 2500 pies.

4.4.1.2. Formación Mugrosa (Zonas B y C). Los sedimentos se depositaron del cretáceo superior al oligoceno debido a la acreción de la cordillera occidental que causo al norte la propagación de la construcción de la cordillera central.

La Formación Mugrosa presenta una secuencia de arenisca gris verdosas, lodolitas grises y capas de areniscas conglomeráticas, intercaladas con Shales y lodolitas.

El tope de la formación lo marca un paquete de lutita de aproximadamente 200 pies de espesor, con abundantes fósiles conocidos como los Fósiles de Mugrosa (bioturbación).

Esta es una de las unidades más productivas de petróleo en la Concesión de Mares. El ambiente de depositación se considera como continental fluvial, conformada por canales meandriformes que se caracterizan por ser granos decrecientes hacia el tope en la facie de canal y grano creciente en la facie de crevassesplay.

¹² LOZANO, G.E. Estudio Integrado de Yacimientos Campo Llanito – Gala – Galán. ECOPELROL S.A. 2003

Esta Formación se encuentra dividida en dos zonas:

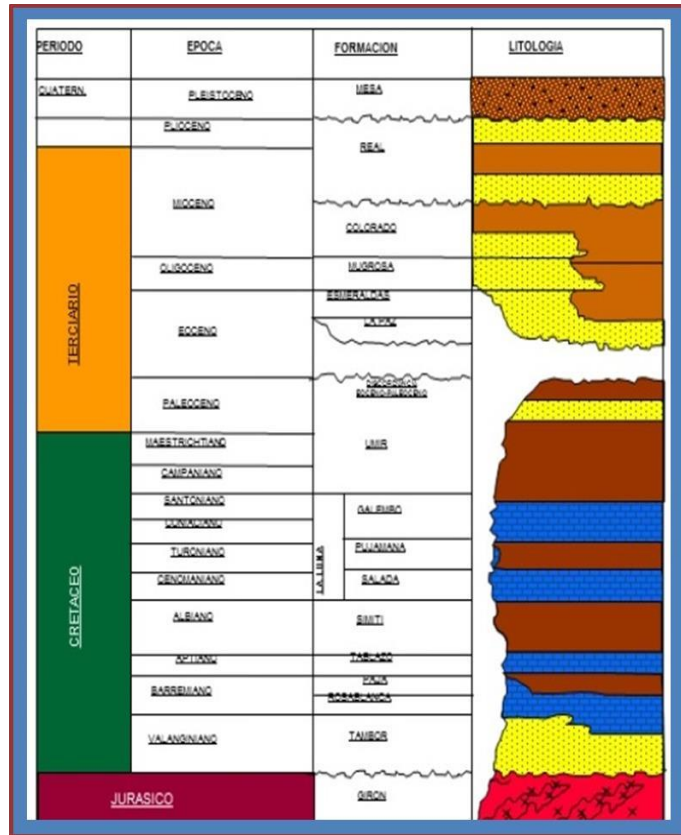
- **Zona B:** Se caracteriza por presentar una secuencia limo-arcillosa de coloraciones pardas-amarillentas a grises, con intercalaciones de areniscas gris verdosa, de grano fino. La proporción de la fracción arenosa aumenta hacia la base. Su espesor promedio es de unos 1400 pies.

- **Zona C:** Compuesta de arenisca gris-verdosa, grano medio a grueso, subangular a sub-redondeada, matriz arcillosa, regular a pobre selección, con delgadas intercalaciones de arcilollita gris verdosa, gris oscura, rojiza y blocosa. Con un espesor promedio de 550 pies.

4.4.1.3 Formación Esmeralda – La Paz (Zona D). Predominan los sedimentos limo-arcillosos de coloraciones de grises a gris clara, con delgadas intercalaciones hacia el tope de areniscas blancas, de grano medio a fino, de regular a buena selección, con inclusiones de materia orgánica. Espesor aproximado en el área de 500 pies.

Hacia la base de esta formación es muy característico en el área un paquete de 280 pies aproximadamente de espesor de lutita llamada el Toro Shale, de color crema, silícea, dura, con inclusiones microscópicas de cuarzo hialino; hacia la parte inferior presenta un intervalo de arenisca conglomerática, con matriz arcillosa, selección regular e inclusiones de materia orgánica, con importantes manifestaciones de Hidrocarburos.

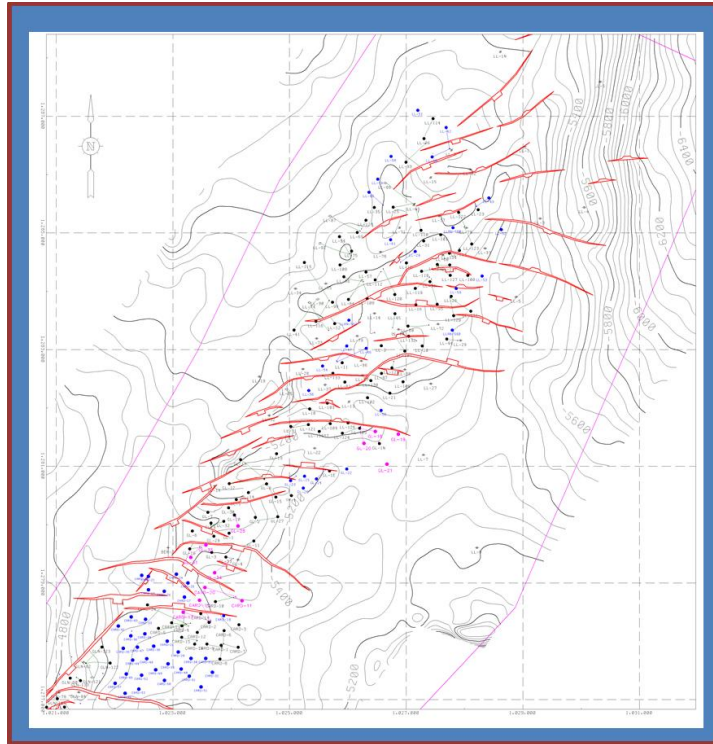
Figura 25. Columna Estratigrafica Generalizada VMM



Fuente: Proyecto: Activo Llanito-Gala , Campo Galán y Campo Cicuco, ECOPETROL 2012

4.4.2 Geología Estructural. La estructura del Campo Galán corresponde a un anticlinal con dirección preferencial Noreste, con cabeceo al norte, controlada por fallas de rumbo de dirección Suroeste – Noreste, que corresponden a la prolongación Norte de la denominada falla de Casabe, con cierre propio en el sector Norte.

Figura 26. Geología Estructural del Area Llanito (Galán- Gala)



Fuente: Proyecto: Activo Llanito-Gala , Campo Galán y Campo Cicuco, ECOPETROL 2012

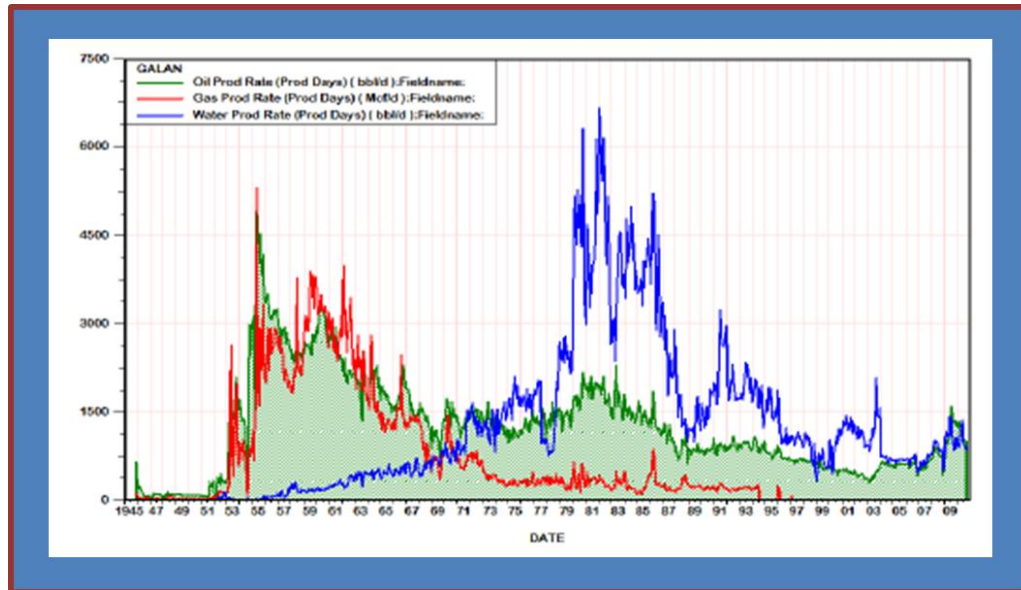
El flanco Este del anticlinal está controlado por fallas normales de dirección Noreste – Este, que dividen la estructura en bloques. En el bloque VI, sector que comprende los pozos cardenales uno, dos, tres y el pozo Galán 64, se detecta una falla normal en la parte oeste del bloque, con dirección suroeste – noreste; sin ser muy clara su continuidad hacia el este. Además se presenta un sistema de fallas transversales este-oeste relativamente reciente asociado al “Trend” de fallas de rumbo del Río Sogamoso.

4.5 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO GALÁN

En la figura 27 se aprecia el comportamiento histórico de producción de petróleo, agua y gas. Del Campo Galán. El inicio de producción se da en el mes de

Diciembre de 1945 al poner en producción el pozo Galán 3, el cual aportó inicialmente 643 BOPD, con un corte de agua aproximado del 2%. Durante 1946 Tropical Oil Company perforó cuatro (4) pozos y suspendió la explotación del campo por no encontrar niveles de producción atractivos.

Figura 27. Comportamiento de la Producción del Campo Galán



Fuente: Oil Field Manager Software, ECOPETROL 2011

En el año de 1953, Ecopetrol reinicio actividades de perforación en el Campo y fue así como entre los años de 1954 y 1964, desarrollo el Campo estableciendo un modelo rectangular de espaciamiento de 26 acres para pozos perforados verticalmente y de 13 acres para los pozos desviados.

La producción de petróleo aumento gradualmente en este campo, llegando a sus niveles más altos en Abril de 1955 con un aporte de 5390 BPPD y un corte de agua menor al 1% con un total de 28 pozos activos simultáneamente.

Entre 1953 y 1961 el Campo Galán-San Silvestre, alcanzó una producción promedio de 3600 BPPD, declinando en 1958 a 2200 BPPD.

Hasta el año de 1964 se habían perforado 80 pozos, incluyendo 19 pozos en el Campo San Silvestre, el cual se había descubierto en 1958 como una continuidad del Campo Galán, hacia el oriente.

En el año de 1977 se inició el desarrollo secundario en el Campo Galán mediante inyección de agua, incrementando la producción del Campo Galán a 1500 BPPD. La inyección de agua se suspende en 1986 por problemas de represión en el yacimiento.¹³

En 1989 se inicia el piloto de inyección de CO₂ en el Campo Galán, que se suspendería en 1990 básicamente por falta de disponibilidad de gas, a partir de esta fecha la producción ha tenido una declinación aproximada del 10% anual. En el 2007 se reactivó la perforación del Campo Galán, incrementando la producción de 450 BPPD a 1200 BPPD.

¹³ LOPEZ, O.F. Y Silva, S. "Interpretación de Pruebas de ascenso de presión empleando técnicas convencionales y modernas: Aplicación Campos Galán y Gala", Tesis de Grado, UIS, 2009.

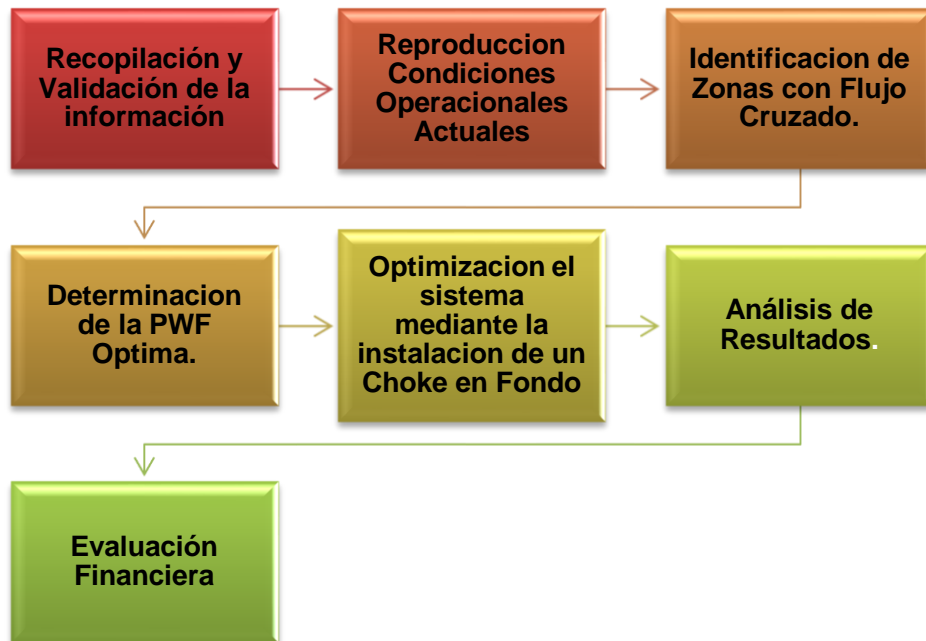
5. METODOLOGÍA PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN MEDIANTE LA INSTALACIÓN DE CHOKES EN FONDO AL CAMPO GALÁN

Con el fin de identificar estrategias y oportunidades de Optimización del Campo Galán, en este capítulo se describe la metodología para realizar el análisis al sistema de producción, que incluye la configuración mecánica de fondo y superficie, las condiciones óptimas de operación. En este capítulo se aplicara los conceptos mencionados en el capítulo 1,2 y 3 analizando parámetros por medio del análisis nodal el cual nos indicara el lugar a ubicar los chokes en fondo.

La optimización de la producción del campo mediante la instalación de chokes en fondo tendrá lugar en aquellos pozos que presentan flujo cruzado, es decir invasión de fluidos desde una zona productora hacia otra; la finalidad de la instalación del choke es estabilizar el diferencial de presión para cada zona productora y de esta manera obtener un equilibrio en todo el sistema, para la realización de este estudio se utilizó el software PIPESIM de la empresa Schlumberger, este software permite visualizar el perfil de presión a través de cada componente del sistema y determinar si se presenta flujo cruzado además permite realizar análisis de sensibilidad sobre cualquier componente.

La metodología seguida para la construcción del modelo de simulación que representa las condiciones operacionales actuales de los pozos seleccionados y su posterior optimización fue la siguiente:

5.1. METODOLOGIA



5.2 RECOPIACIÓN Y VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN

Para la recopilación de la información inicialmente se tuvieron en cuenta aquellos pozos que actualmente producen de dos o más zonas, esta información fue suministrada por personal de Ecopetrol y hace referencia a:

- Datos de Producción.
- Estados Mecánicos.
- Análisis PVT.
- Características del Equipo de Fondo.

5.2.1 Datos de Producción. A continuación se relaciona la información requerida por el simulador y que hace referencia a los datos de producción.

Tabla 3. Datos de Producción Pozos Seleccionados Campo Galán

POZO	ZONA	PROD. BRUTA (bfpd)	BSW (%)	PROD. NETA (bfpd)	PROD. GAS (kpcd)
GLN 68	CBA	8	4	8	0
GLN 71	CBA	161	84	26	0
GLN 74	CB	60	65	21	0
GLN 77	CB	106	45	58	0
GLN 124	CB	130	12	114	0
GLN 130	BC	33	35	21	0
GLN 134	CBA	65	32	44	0
GLN 139	BC	15	28	11	0
GLN 140	ABC	58	24	44	0

Fuente: ECOPETROL S.A. 2012

5.2.2. Caracterización del Fluido. Para la caracterización del fluido se utilizaron los datos PVT del campo Llanito puesto que no se cuenta con información actualizada para el campo galán esto se hizo teniendo en cuenta la similitud de las propiedades de los fluidos para los dos campos. Es importante contar con estos análisis para poder obtener una buena caracterización del fluido presente y de esta manera tener datos precisos para ingresar al simulador.

Tabla 4. Datos PVT Campo Llanito /Galán

FORMACIÓN	A	B	C	UNIDADES
Presión Inicial	1880	2400	2800	psi
Presión de Burbuja	*	1952	2230	psi
Salinidad del agua	18000	23500	29900	ppm NaCl
Bo @ Pb	*	1,094	1,105	Bbl/Stb
GOR Inicial	150	200	200	Scf/Stb

FORMACIÓN	A	B	C	UNIDADES
Temperatura	135	140	140	°F
°API	18,4	21	23	API

Fuente: ECOPETROL S.A. 2012

5.2.3. Datos de los Estados Mecánicos. La información requerida por el simulador, encontrada en los estados mecánicos fue la siguiente: tubería de producción (tubing y casing) con su respectivo diámetro, longitud, profundidad de asentamiento y características del sistema de levantamiento artificial.

Tabla 5. Datos Estados Mecánicos Campo Galán

POZO	OD CSG (in)	LONG CSG (ft)	OD TBG (in)	LONG TBG (ft)	INTAKE (ft)	SLA	UNIDAD
GLN 68	5 1/2"	6340	2 3/8"	3011	3032	BM	TC-3-22
GLN 71	7"	6630	2 7/8"	3404	4557	PCP	
GLN 74	7"	6609	2 7/8"	4704	5216	BM	TC-3-22-C
GLN 77	5 1/2"	6922	2 7/8"	5163	5719	BM	C 228-246-86
GLN 124	7"	7783	2 7/8"		5972	BM	M-640D-365-168
GLN 130	7"	7139	2 7/8"	5824	4563	BM	M-320D-256-144
GLN 134	7"	7108	2 7/8"	6401	4157	PCP	
GLN 139	7"	6495	2 7/8"	4760	4392	BM	M-320D-256-144
GLN 140	7"	7322	2 7/8"	4150	4009	BM	M-320D-256-144

Fuente: ECOPETROL S.A. 2012

5.2.4. Datos de Survey. En casos en los que se encontraron pozos desviados se procedió a ingresar los datos de desviación consignados en los surveys de cada pozo.

5.2.5. Determinación de la Presión de Yacimiento. En el caso de la presión del yacimiento se usó correlación directa por superposición, la cual consiste en utilizar los datos de un MDT de un pozo aledaño al de interés para inferir la presión y la temperatura del mismo mediante un cálculo de delta de profundidades de los topes de las formaciones de interés, posteriormente la PMP se modifica mediante la suma o resta de dicho delta dependiendo si la formación de interés se encuentra situada arriba o abajo de la profundidad del tope de la formación que posee el MDT. Con este nuevo dato de PMP se calcularon los datos de presión y temperatura del yacimiento, en caso de no encontrar un punto exacto se utilizó interpolación para hallar los datos de presión y temperatura a esta PMP.

Además de la presión del yacimiento es necesario conocer la presión en otros puntos del sistema como: Pwf, PIP, Pwh.

Para el cálculo de la presión de fondo fluyendo se tuvo en cuenta el nivel dinámico del fluido, el gradiente de líquido y la presión en el casing y se realizó el cálculo mediante la siguiente ecuación:

$$P_{wf} = PMP - ND * Gr_{mezcla} + CHP \quad \text{Ec. 5.1}$$

Dónde:

Pwf = Presión de Fondo Fluyendo

PMP = Profundidad Media de las Perforaciones

ND = Nivel Dinámico del fluido en el Anular.

CHP = Presión en el Casing.

La PIP y la Pwh fue extraídas de reportes de pruebas sonolog.

Tabla 6. Datos de Presión en el Sistema.

POZO	PWF			PRESION YCTO			THP (PSI)	PIP
	ZONA A	ZONA B	ZONA C	ZONA A	ZONA B	ZONA C		
GLN 68	1096	1332	1459	2146	2383	2684	50	235,6
GLN 71	285	856	1077	1991	2385	3000	90	289,1
GLN 74	*	1084	1286	*	2453	3100	100	692,4
GLN 77	*	551	867	*	2227	3000	155	408,5
GLN 124	*	170	547	*	2290	3250	180	247,1
GLN 130	*	731	925	*	2385	3100	70	226,4
GLN 134	144	703	892	1940	2328	2708	70	83,5
GLN 139	*	646	967	*	2250	3100	70	168
GLN 140	19	515	915	1950	2147	2706	40	548

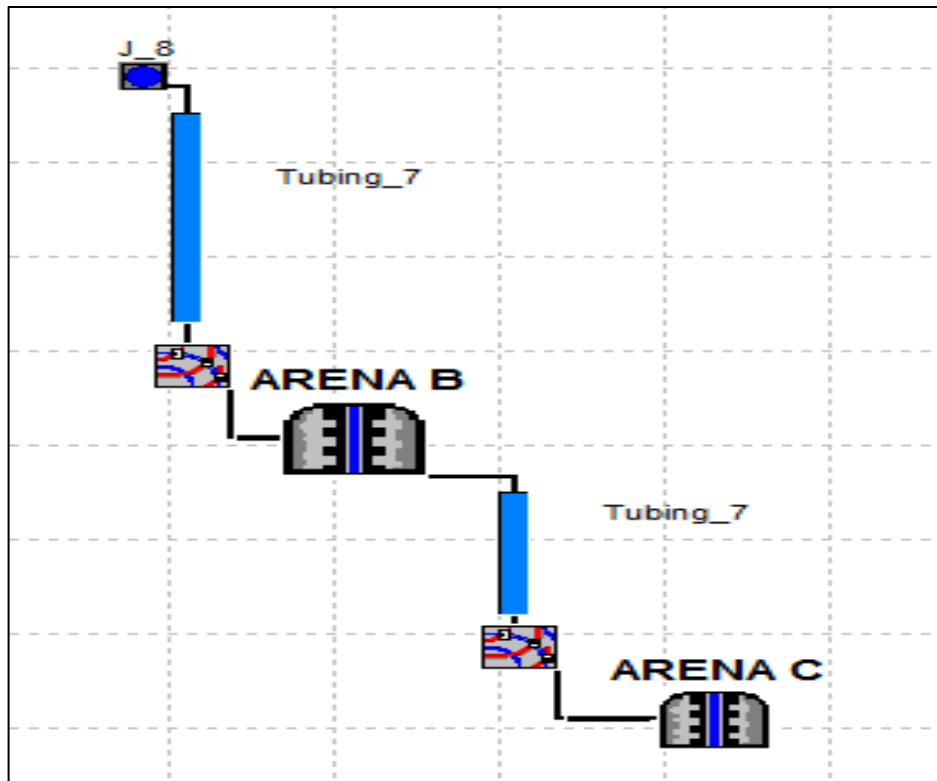
Fuente: Autores.

5.3 REPRODUCCIÓN DE LAS CONDICIONES OPERACIONALES ACTUALES

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

5.3.1 Modelo de Pozo. Para la construcción del modelo del pozo el simulador permite ingresar varios completamientos esto con el fin de simular la producción conjunta de dos o más arenas productoras, ver figura 28.

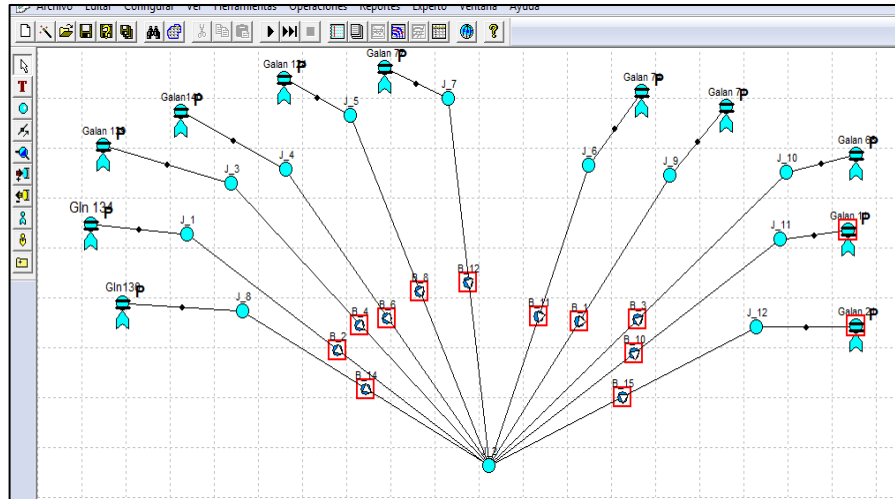
Figura 28. Modelo de Pozo.



Fuente: Autores. Software PIPESIM.

A nivel de redes, se fueron configurando cada uno de los pozos como si la producción de cada uno de ellos terminara en el mismo punto, como se puede ver en la **Figura 29**. Para el objeto de este estudio esta estructura en red no influye para nada los resultados del proyecto, pues se estos se van a dar a nivel de cada pozo.

Figura 29. Red de Pozos Campo Galán.



Fuente: Autores. Software PIPESIM.

5.3.2 Completamiento. La información cargada en esta sección es requerida para graficar la curva IPR; existen varios modelos para obtener esta curva, la selección depende de las características del yacimiento y de la información con que se cuenta; en este caso se seleccionó el modelo que utiliza la correlación de Vogel, ver **Figura 30**.

Figura 30. Data Correspondiente al Completamiento.

Fuente: Autores. Software PIPESIM.

5.3.3 Tubería de Producción. En esta sección se carga toda la data correspondiente a la tubería de producción y equipo de fondo, tales como: perfil de desviación, perfil geotérmico, longitudes, diámetros y espesores de las tuberías de producción, y equipo de fondo, ver **figura 31**.

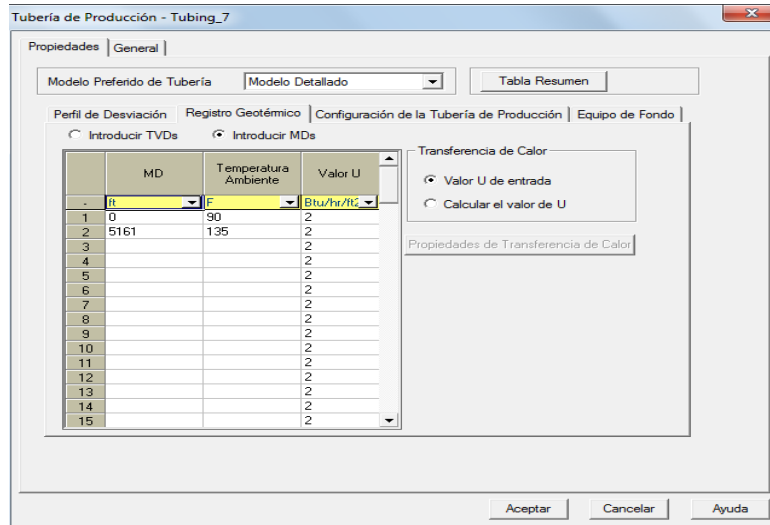
Figura 31. Data de la Tubería de Producción.

	MD ft	TVD ft	Angulo (Deg)
1	0	0	0
2	1284	1284	0
3	2230	2230	0
4	7139	7139	0
5			
6			
7			
8			
9			
10			
11			
12			
13			
14			
15			
16			
17			

Fuente: Autores. Software PIPESIM.

En la pestaña (Deviation Survey) se ingresa la información correspondiente dependiendo de si el pozo es vertical o desviado, en la pestaña geotermal Survey se ingresa la información correspondiente a la temperatura en la cabeza y en el fondo del pozo o a la profundidad de la formación.

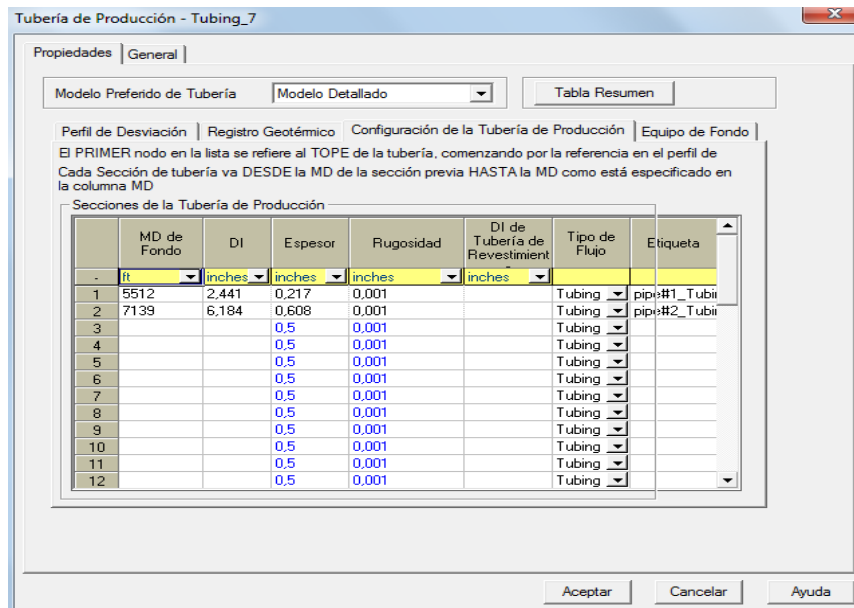
Figura 32. Data Correspondiente al Perfil Geotermico.



Fuente: Autores. Software PIPESIM.

En la pestaña configuración de la tubería se ingresan información correspondiente a longitudes, diámetros y espesores de la tubería, como se muestra a continuación, en la **Figura 33**.

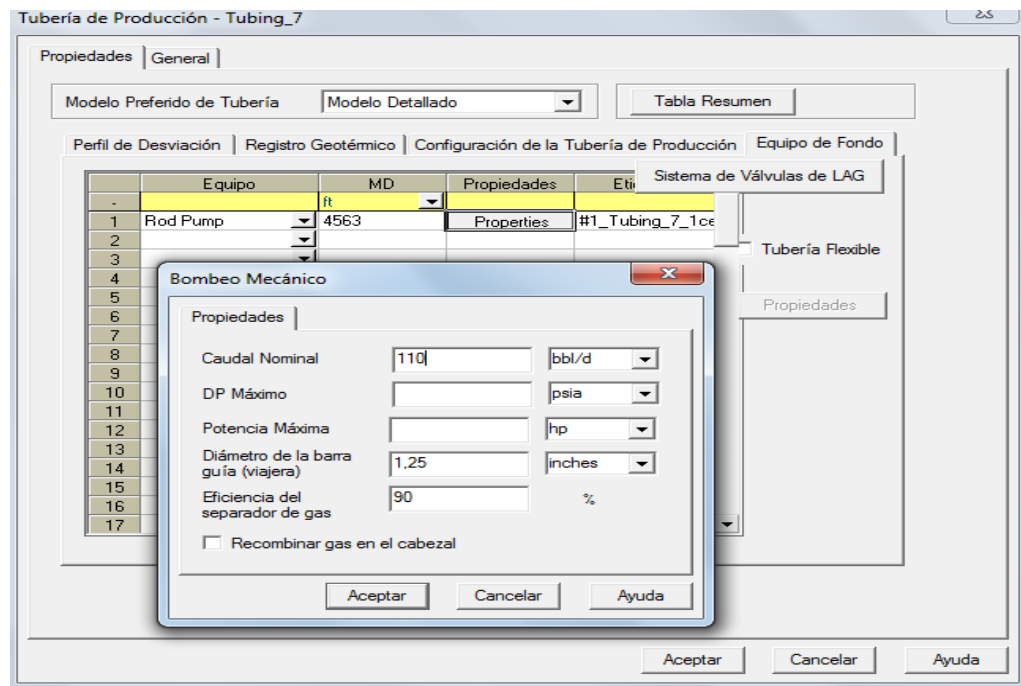
Figura 33. Data de la Tubería.



Fuente: Autores. Software PIPESIM.

La siguiente pestaña corresponde al equipo de fondo, en esta sección se carga la información correspondiente al equipo de subsuelo, esta información incluye: tipo de sistema de levantamiento, profundidad de asentamiento, caudal nominal de la bomba, diámetro de la barra lisa y eficiencia del separador de gas si se encuentra instalado.

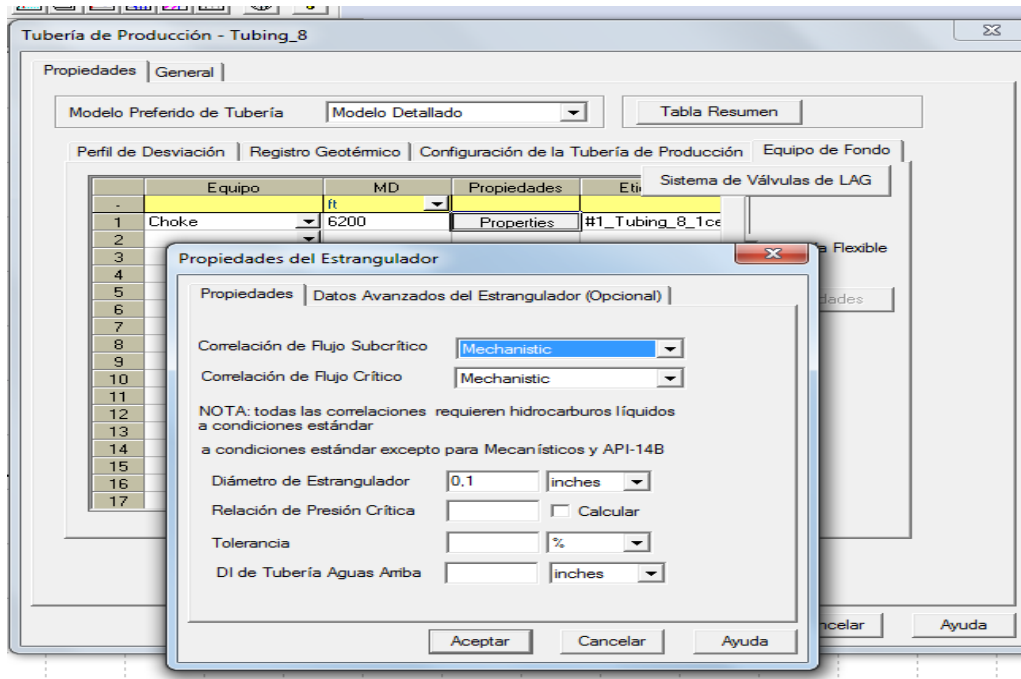
Figura 34. Data del Equipo de Fondo.



Fuente: Autores. Software PIPESIM.

Con el fin de inducir una caída de presión adicional en el fondo del pozo también es posible instalar un choke o reductor de flujo, la información requerida en este punto hace referencia a profundidad de instalación, diámetro, relación de presión crítica y tolerancia para el flujo crítico y el diámetro de la tubería después del choke.

Figura 35. Data del Estrangulador.

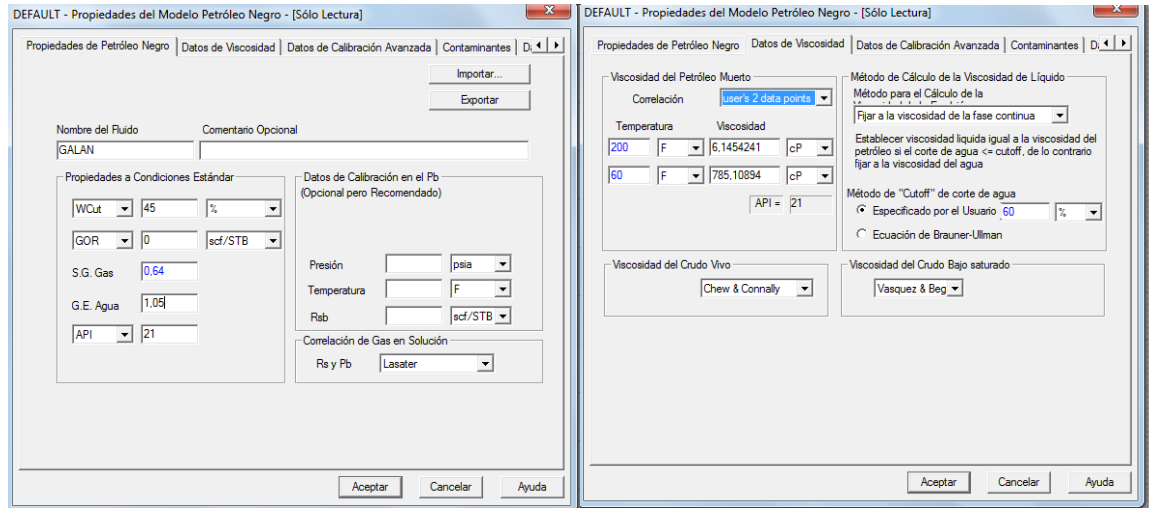


Fuente: Autores. Software PIPESIM.

5.3.4 Caracterización del Fluido. Es necesario describir el fluido que se va a simular, dependiendo de la información con que se cuente se selecciona la opción de modelado de fluido más conveniente “Black Oil” o “Composicional” en este caso se seleccionó la opción Black Oil.

La caracterización del fluido se logra accediendo al menú configurar/black oil/propiedades para ingresar los datos del fluido. En la siguiente pestaña Datos de Viscosidad se ingresan los datos de viscosidad a la temperatura respectiva seleccionando user's 2 data point, como se muestra a continuación, de no contar con estos datos el simulador cuenta con una serie de correlaciones que dependiendo el tipo de fluido se escoge la más conveniente para el cálculo de esta propiedad.

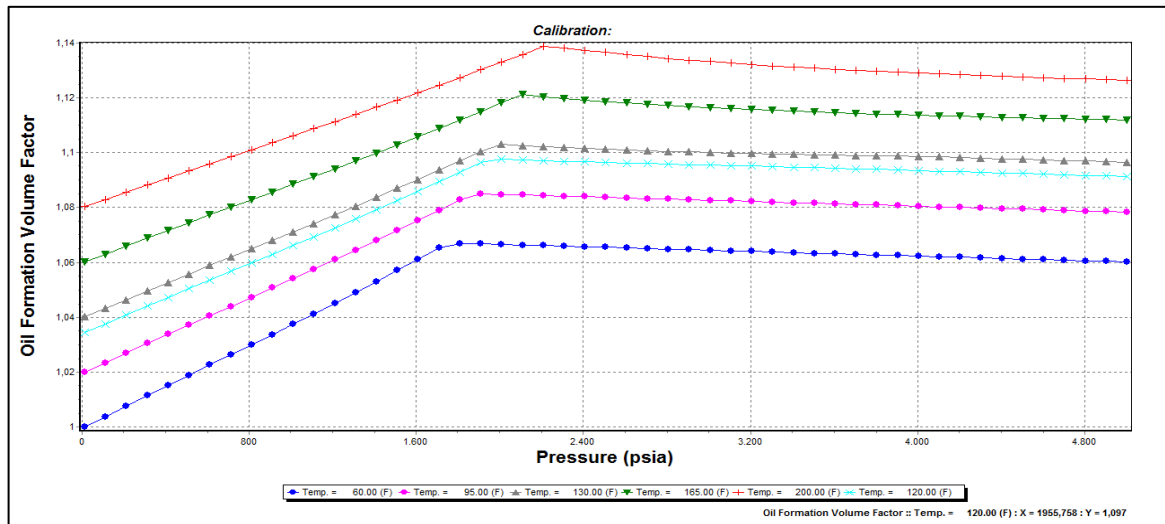
Figura 36. Data Caracterización del Fluido.



Fuente: Autores. Software PIPESIM.

Si se cuenta con datos PVT, es posible realizar un mejor ajuste del fluido ingresando en calibración avanzada se cotejan los datos reales con los datos arrojados por el simulador con las diferentes correlaciones con qué cuenta el simulador, en este caso se tuvo en cuenta el valor del FVF para ajustar el modelo, la correlación con la cual se logró el mejor ajuste fue Vásquez & Beegs.

Figura 37. Calibración del Modelo del Fluido.



Fuente: Autores. Software PIPESIM.

Para lograr reproducir las condiciones actuales de operación de cada uno de los pozos por medio del simulador es necesario realizar un análisis de sensibilidades de algunas variables como se muestra a continuación.

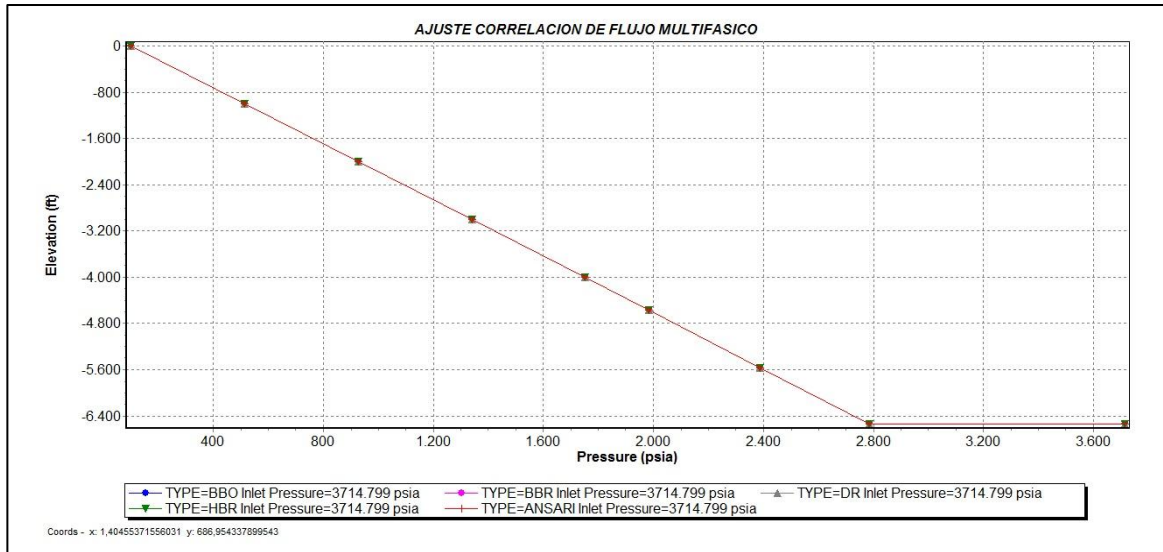
5.3.5 Ajuste Correlaciones de Flujo Multifásico. Para seleccionar la correlación de flujo multifásico vertical más apropiada se debe contar con datos de presión y profundidad de manera que se pueda verificar en varios puntos que dicha correlación sea la que mejor modela el comportamiento del fluido a través del sistema. En el caso de Galán no se cuenta con información actualizada de registros MDT para cada pozo pero se tienen algunos datos generalizados para el campo, lo que permite hacer la calibración.

Tabla 7. Condiciones de Presión Generalizadas Campo Galán.

PROFUNDIDAD (ft)	PRESION (psia)
3502	1495
3928	1782
4000	1880
5098	2145
5404	2162
5874	2472
6200	2780

Fuente: ECOPETROL S.A. 2012

Figura 38. Ajuste de la Correlación del Flujo Multifásico.



Fuente: Autores. Software PIPESIM.

Como se puede observar para todas las correlaciones se tiene la misma tendencia y los datos de presión y profundidad se ajustan a los datos medidos es decir que cualquiera de estas correlaciones puede ser utilizada para ajustar el modelo, sin embargo en este caso se decidió ajustar el modelo del Campo Galán con la correlación de **Beggs & Brill**, esta correlación no presenta problemas con la gravedad API y puede ser utilizada para cortes de agua por encima del 10%.

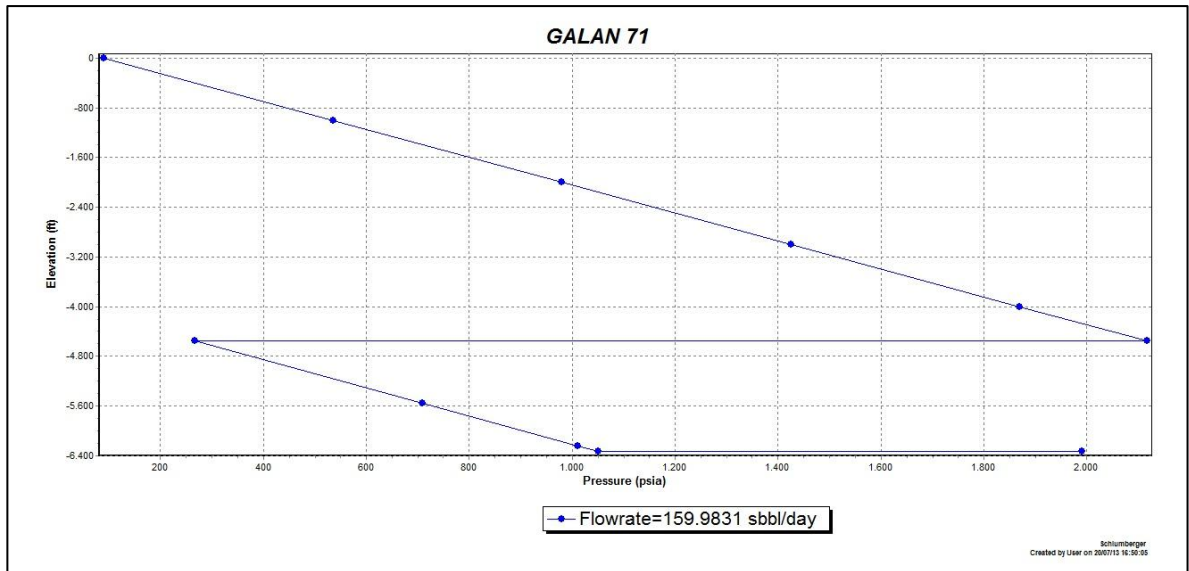
5.3.6 Ajuste de las Condiciones Operacionales Actuales. Para ajustar el modelo a las condiciones operacionales actuales se corrió un perfil presión/temperatura buscando igualar la presión de entrada a la bomba real y simulada y de esta manera obtener el caudal actual, se tomó como ejemplo el pozo galán 71, a continuación se muestran las condiciones de presión y caudal actuales.

Tabla 8. Condiciones Actuales

POZO	QL	PWF	PIP
GALAN 71	161	1050	289

Fuente: ECOPELROL S.A. 2012

Figura 39. Ajuste del Caudal.



Fuente: Autores. Software PIPESIM.

Una vez logrado el ajuste y reproducidas las condiciones operacionales actuales de cada pozo se procede a:

- Identificar las Zonas que Presentan Flujo Cruzado.
- Determinar la Presión de Fondo Fluyendo Óptima, Mediante Análisis Nodal.
- Optimizar el Sistema Mediante la Instalación de Chokes de Fondo.

5.4 EVALUACIÓN Y ANALISIS DE RESULTADOS DE LOS POZOS QUE PRESENTAN FLUJO CRUZADO

Como se mencionó anteriormente para este análisis se tuvieron en cuenta los pozos activos que actualmente producen de dos o más formaciones tomados de los potenciales arrojados en Diciembre del año 2012.

5.4.1 Identificación de Zonas con Flujo Cruzado. El flujo cruzado se presenta, si los parámetros de producción no se encuentran controlados correctamente, este flujo cruzado se refiere al transporte de fluidos del yacimiento entre diferentes zonas productoras que se da por altas diferencias de presión y que provoca que el flujo de fluidos del yacimiento de alta presión salga de la formación y viaje a través del pozo hasta un yacimiento de menor presión y fluya dentro de él.

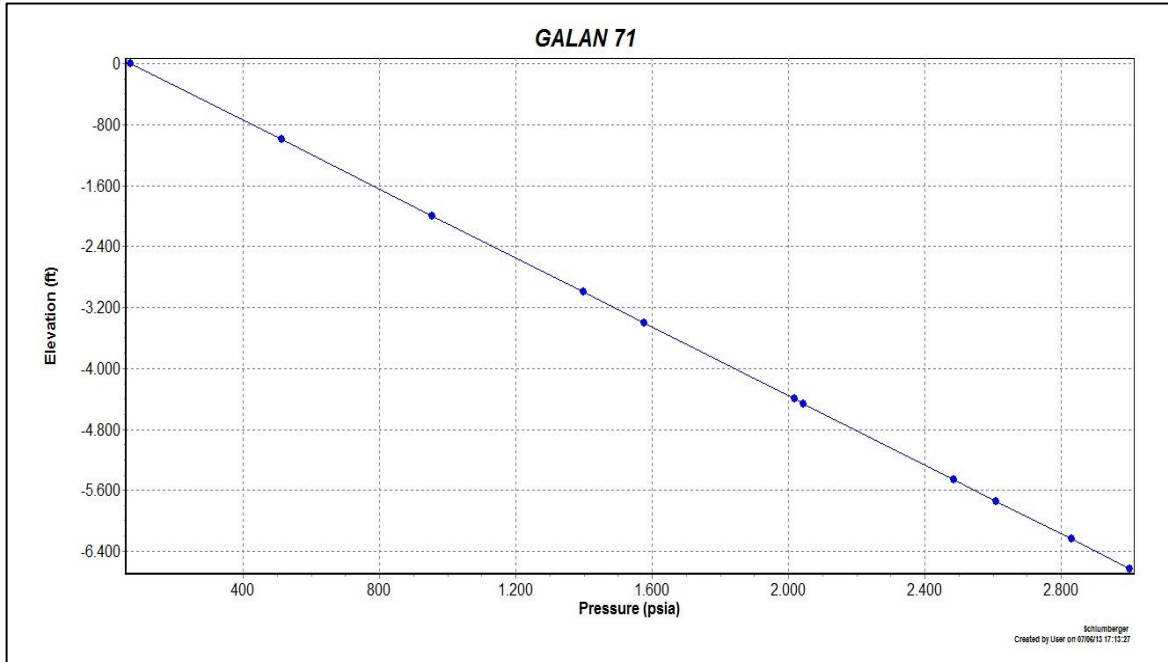
Para identificar las zonas que presentan flujo cruzado, el simulador permite construir un perfil Presión-Temperatura para cada pozo. Estos perfiles, permiten tener una mejor idea de cómo van variando esas propiedades en función de la profundidad; específicamente, para el objeto de este estudio, mediante la construcción del perfil, El Software PIPESIM genera un reporte de salida en el cual se muestran todos los resultados obtenidos por el simulador incluyendo las interacciones entre las diferentes formaciones productoras, y que indican si la formación presenta un comportamiento de producción o de inyección.

De acuerdo a los resultados arrojados por el simulador se presenta el fenómeno de flujo cruzado en los pozos Galán 71, 74, 77, 134, 140.

A continuación se muestra el perfil Presión/Temperatura para cada pozo con el respectivo reporte donde se puede observar que formaciones presentan comportamiento de producción o inyección.

→ POZO GALÁN 71

Figura 40. Perfil Presión/Temperatura Pozo Galán71.



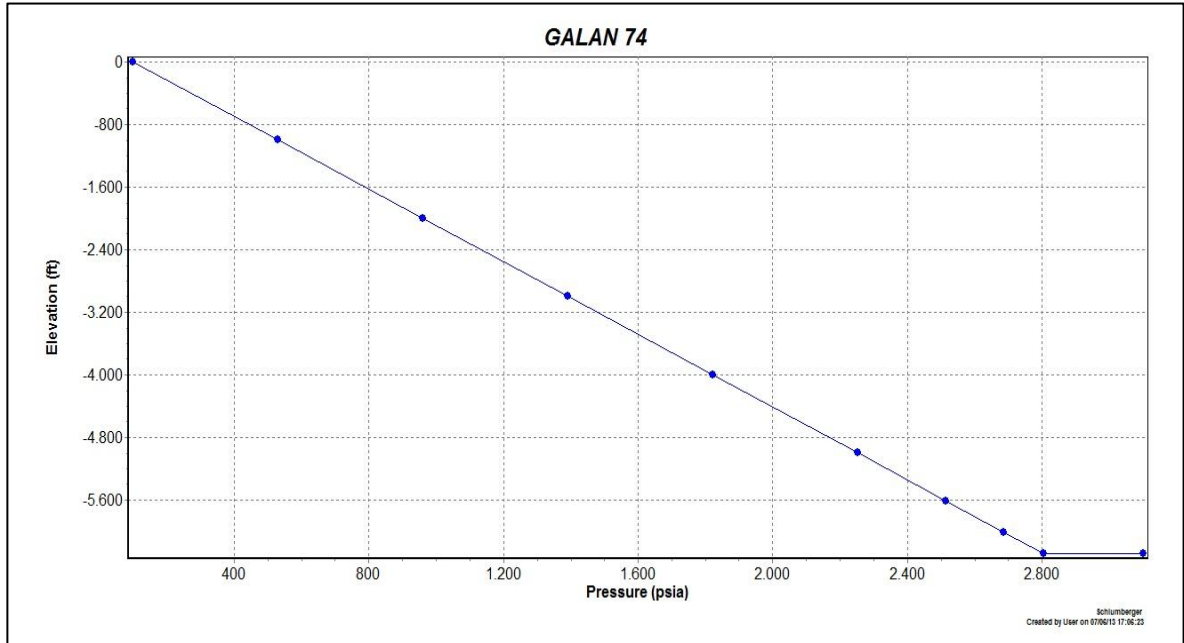
Dist.	Elev.	Horiz.	Vert.	Pres.	Temp.	Mean	Pressure Drop	Liquid	Free	Total	Densities	Slug	Flow	
(feet)	(feet)	Angle	Devn.	(psia)	(F)	Vel.	(psi)	Flow	Gas	Mass	(lb/ft3)	Number	Pattern	
n/a	n/a	(deg)	(deg)	(psia)	(F)	(ft/s)	Elev. Frictn.	(bbl/d)	(mmscfd)	(lb/s)	Liquid	Gas (PI-SS)		
*** C1 Production: pws= 3000 psia pwf= 3000 psia Q= 1e-6 sbbl/day GOR= 0 scf/sbbl Wcut= 84% (828946F6) twf= 130 F														
Tubing_9														
1	3736.0	-6630.	90.00	0.000	3000.0	130.00	.31e-9	0.0000	0.0000	1.0e-6	0.00000	.42e-8	63.644	LIQUID
2	3736.0	-6242.	90.00	0.000	2828.8	140.00	.31e-9	171.17	1.e-12	1.0e-6	0.00000	.42e-8	63.512	LIQUID
3	3736.0	-5742.	90.00	0.000	2608.2	135.00	.31e-9	220.59	1.e-12	1.0e-6	0.00000	.42e-8	63.561	LIQUID
*** B1 Injection: pwf= 2608.2 psia pws= 2385 psia Q= 28.905 sbbl/day GOR= 0 scf/sbbl Wcut= 84% (828946F6) tws= 135.7 F														
Tubing_7														
4	3736.0	-5742.	90.00	0.000	2608.2	135.00	.31e-9	0.0000	0.0000	1.0e-6	0.00000	.42e-8	63.567	LIQUID
5	3736.0	-5462.	90.00	0.000	2484.6	133.91	.31e-9	123.60	8.e-13	1.0e-6	0.00000	.42e-8	63.563	LIQUID
6	3736.0	-4462.	90.00	0.000	2043.3	130.00	.31e-9	441.32	3.e-12	1.0e-6	0.00000	.42e-8	63.548	LIQUID
*** A Injection: pwf= 2043.3 psia pws= 1991 psia Q= 7.6821 sbbl/day GOR= 0 scf/sbbl Wcut= 84% (828946F6) tws= 130.17 F														
Tubing_8														
7	1868.0	-4462.	0.000	90.00	2043.3	130.00	.31e-9	0.0000	0.0000	1.0e-6	0.00000	.42e-8	63.553	LIQUID
8	942.00	-4462.	0.000	90.00	2043.3	130.00	.31e-9	0.0000	3.e-12	1.0e-6	0.00000	.42e-8	63.553	LIQUID
9	0.0000	-4462.	0.000	90.00	2043.3	130.00	.31e-9	0.0000	3.e-12	1.0e-6	0.00000	.42e-8	63.553	LIQUID
10	0.0000	-4404.	90.00	0.000	2017.7	129.48	.31e-9	25.598	2.e-13	1.0e-6	0.00000	.42e-8	63.557	LIQUID
11	0.0000	-3404.	90.00	0.000	1576.2	120.52	.31e-9	441.52	3.e-12	1.0e-6	0.00000	.42e-8	63.626	LIQUID
pipe#1_Tubing_8														
11	0.0000	-3404.	90.00	0.000	1576.2	120.52	2.0e-9	0.0000	0.0000	1.0e-6	0.00000	.42e-8	63.636	LIQUID
12	0.0000	-3000.	90.00	0.000	1397.6	116.90	2.0e-9	178.56	6.e-11	1.0e-6	0.00000	.42e-8	63.661	LIQUID
13	0.0000	-2000.	90.00	0.000	955.40	107.93	2.0e-9	442.24	.15e-9	1.0e-6	0.00000	.42e-8	63.722	LIQUID
14	0.0000	-1000.	90.00	0.000	512.73	98.969	2.0e-9	442.67	.16e-9	1.0e-6	0.00000	.42e-8	63.780	LIQUID
15	0.0000	0.0000	90.00	0.000	69.687	90.004	2.0e-9	443.04	.18e-9	1.0e-6	0.00000	.42e-8	63.828	LIQUID

Fuente: Autores. Software PIPESIM.

Como se puede observar se presenta invasión de fluidos desde la zona C hacia las zonas A y B.

→ POZO GALÁN 74

Figura 41. Perfil Presión/Temperatura Pozo Galán74.



```

Project : PIPESIM Project
User : User
Data File : D:\Users\Usuario\Documents\galan nazareth\Nueva carpeta\Galan 74.pst
Job : 'PIPESIM Job'
Case 1 : Flowrate=9.24363 sbbl/day

Dist. Elev. Horiz. Vert. Pres. Temp. Mean Pressure Drop Liquid Free Total Densities Slug Flow
(feet) (feet) (feet) (deg) (deg) (psia) (F) Vel. (psi) (psi) Flow Gas Mass (lb/ft3) Number Pattern
(n/a) (n/a) (n/a) (n/a) (psia) (F) (ft/s) Elev. Frictn. (bbl/d) (mmscfd) (lb/s) Liquid Gas (PI-SS)
*** C Production: pws= 3100 psia pwf= 2803.3 psia Q= 12.7 sbbl/day GOR= 0 scf/sbbl Wcut= 65% (D96E048F) twf= 141.07 F
Tubing_6
1 0.0000 -6609. 90.00 0.000 2803.3 141.07 .00402 0.0000 0.0000 12.912 0.00000 .05168 61.590 LIQUID
2 0.0000 -6336. 90.00 0.000 2686.5 140.00 .00402 116.78 .97e-5 12.912 0.00000 .05168 61.593 LIQUID
3 0.0000 -5934. 90.00 0.000 2514.5 135.53 .00402 172.03 .15e-4 12.897 0.00000 .05168 61.661 LIQUID
*** B Injection: pwf= 2514.5 psia pws= 2453 psia Q= 3.4564 sbbl/day GOR= 0 scf/sbbl Wcut= 65% (D96E048F) tws= 135.75 F
Tubing_1
4 0.0000 -5614. 90.00 0.000 2514.5 135.53 .01877 0.0000 0.0000 9.3871 0.00000 .03761 61.662 LIQUID
5 0.0000 -5000. 90.00 0.000 2251.2 128.48 .01874 263.23 .00071 9.3711 0.00000 .03761 61.767 LIQUID
6 0.0000 -4000. 90.00 0.000 1822.0 120.92 .01871 429.23 .00123 9.3585 0.00000 .03761 61.851 LIQUID
7 0.0000 -3000. 90.00 0.000 1392.2 113.34 .01869 429.79 .00133 9.3466 0.00000 .03761 61.929 LIQUID
8 0.0000 -2000. 90.00 0.000 961.88 105.76 .01867 430.32 .00143 9.3356 0.00000 .03761 62.002 LIQUID
9 0.0000 -1000. 90.00 0.000 531.06 98.174 .01865 430.81 .00155 9.3254 0.00000 .03761 62.070 LIQUID
10 0.0000 0.0000 90.00 0.000 99.802 90.590 .01863 431.26 .00168 9.3160 0.00000 .03761 62.132 LIQUID

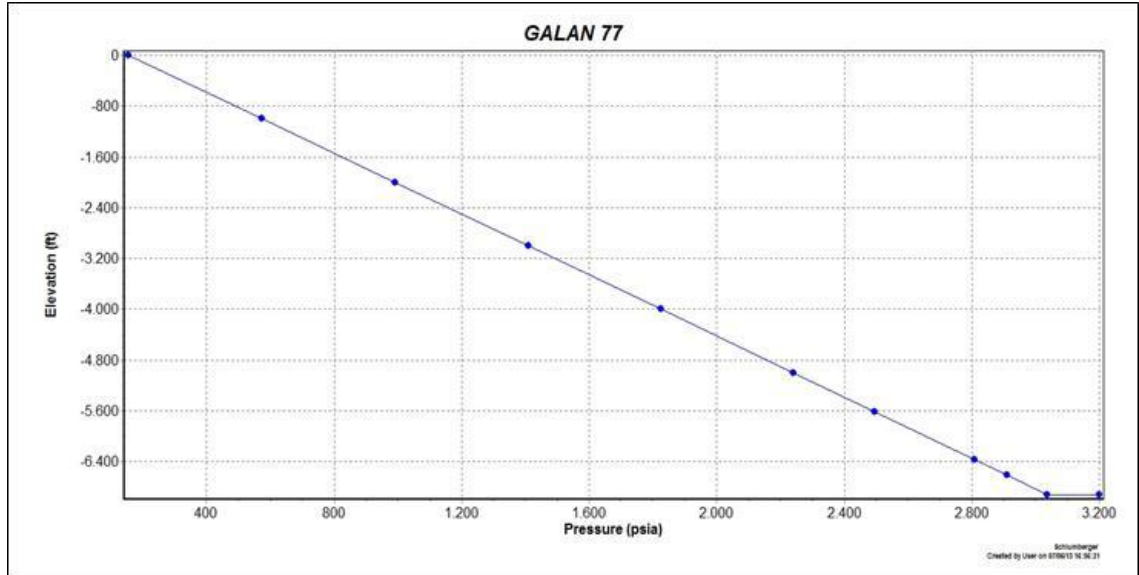
Case 1 complete
System Plot file for this job is : Galan 74.plt
    
```

Fuente: Autores. Software PIPESIM.

Se puede observar este caso que se presenta invasión de fluidos desde la zona C hacia la zona B.

→ POZO GALÁN 77

Figura 42. Perfil Presión/Temperatura Pozo Galán77.



```

Project : PIPESIM Project
User    : User
Data File : D:\Users\Usuario\Documents\galan nazareth\Nueva carpeta\Galan 77.pst
Job     : 'PIPESIM Job'
Case    1 : Flowrate=1-6 sbbl/day

Dist.  Elev. Horiz. Vert. Pres.  Temp.  Mean  Pressure Drop Liquid  Free  Total  Densities  Slug  Flow
  (feet) (feet) (deg) (deg) (psia) (F) (ft/s) (psi) (bbl/d) (smcfd) (lb/s) (lb/ft3) Number Pattern
n/a      n/a      n/a      n/a      3037.8 140.00 n/a    0.0000 0.0000 .13e-5 0.00000 49e-8 60.081
*** ARENAC Production: pws= 3200 psia pwf= 3037.8 psia Q= 10.657 sbbl/day GOR= 0 scf/sbbl Ncut= 45% (D584C3B4) twf= 140.69 F
Tubing_5
1  210.00 -6922. 90.00 0.000 3037.8 140.69 .00529 0.0000 0.0000 10.887 0.00000 .04221 59.661 LIQUID
2  210.00 -6614. 90.00 0.000 2910.2 140.00 .00529 127.62 .00254 10.887 0.00000 .04221 59.658 LIQUID
3  210.00 -6370. 90.00 0.000 2809.1 140.00 .00530 101.07 .00190 10.890 0.00000 .04221 59.642 LIQUID
4  210.00 -5614. 90.00 0.000 2495.8 135.42 .00529 313.27 .00556 10.879 0.00000 .04221 59.705 LIQUID
*** ARENAB Injection: pwf= 2495.8 psia pws= 2227 psia Q= 21.71 sbbl/day GOR= 0 scf/sbbl Ncut= 45% (D584C3B4) tws= 136.58 F
Tubing_2
5  105.00 -5614. 0.000 90.000 2495.8 135.42 .29e-8 0.0000 0.0000 1.0e-6 0.00000 4.0e-9 59.710 LIQUID
6  0.0000 -5614. 0.000 90.000 2495.8 135.00 .29e-8 0.0000 .25e-8 1.0e-6 0.00000 4.0e-9 59.715 LIQUID
7  0.0000 -5000. 90.00 0.000 2241.1 130.08 .29e-8 254.73 .14e-7 1.0e-6 0.00000 4.0e-9 59.786 LIQUID
8  0.0000 -4000. 90.00 0.000 1825.6 122.07 .29e-8 415.52 .23e-7 1.0e-6 0.00000 4.0e-9 59.906 LIQUID
9  0.0000 -3000. 90.00 0.000 1409.2 114.05 .29e-8 416.38 .24e-7 1.0e-6 0.00000 4.0e-9 60.026 LIQUID
10 0.0000 -2000. 90.00 0.000 991.99 106.04 .29e-8 417.20 .25e-7 1.0e-6 0.00000 4.0e-9 60.142 LIQUID
11 0.0000 -1000. 90.00 0.000 574.00 98.020 .29e-8 417.98 .29e-7 1.0e-6 0.00000 4.0e-9 60.253 LIQUID
12 0.0000 0.0000 90.00 0.000 155.26 90.004 .29e-8 418.74 .36e-7 1.0e-6 0.00000 4.0e-9 60.359 LIQUID

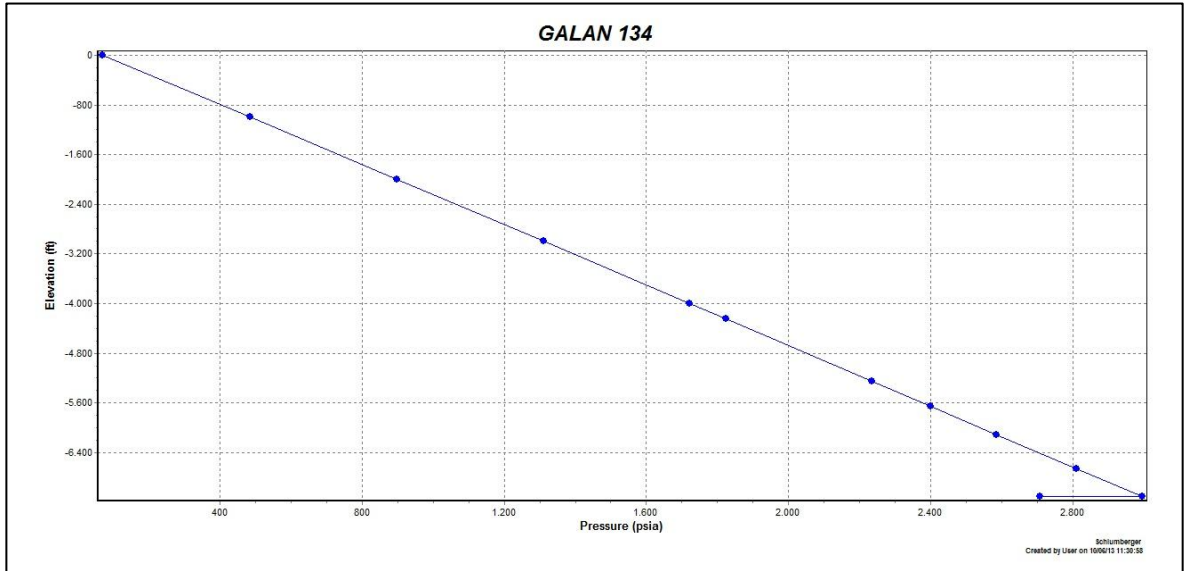
Case 1 complete
    
```

Fuente: Autores. Software PIPESIM.

En el caso del pozo galán 77 la invasión de fluidos se da desde la zona C hacia la zona B.

→ POZO GALÁN 134

Figura 43. Perfil Presión/Temperatura Pozo Galán134.



```

Project : PIPESIM Project
User : User
Data File : D:\Users\Usuario\Documents\galan nazareth\Nueva carpeta\Gln 134.pst

Job : 'PIPESIM Job'
Case 1 : Flowrate=6.927351 sbbl/day

Dist. Elev. Horiz. Vert. Pres. Temp. Mean Pressure Drop Liquid Free Total Densities Slug Flow
(feet) (feet) (deg) (deg) (psia) (F) Vel. (psi) Flow Gas Mass (lb/ft3) Number Pattern
n/a n/a n/a n/a 2995.4 140.00 n/a (ft/s) Elev. Frictn. (bbl/d) (mmscfd) (lb/s) Liquid Gas (PI-SS)
** ARENA C Injection: pwf= 2995.4 psia pws= 2708 psia Q= 12.441 sbbl/day GOR= 0 scf/sbbl Wcut= 32% (EF688A93) tws= 141.4 F
Tubing_2
1 3152.0 -7108. 90.00 0.000 2995.4 140.00 .32e-9 0.0000 0.0000 1.0e-6 0.00000 .39e-8 58.977 LIQUID
2 3152.0 -6656. 90.00 0.000 2810.3 140.00 .32e-9 185.08 .27e-9 1.0e-6 0.00000 .39e-8 58.951 LIQUID
3 3152.0 -6108. 90.00 0.000 2586.0 140.00 .32e-9 224.28 3.e-10 1.0e-6 0.00000 .39e-8 58.919 LIQUID
4 3152.0 -5656. 90.00 0.000 2401.0 135.01 .32e-9 185.06 .23e-9 1.0e-6 0.00000 .39e-8 59.014 LIQUID
** ARENA B Injection: pwf= 2401 psia pws= 2328 psia Q= 4.0474 sbbl/day GOR= 0 scf/sbbl Wcut= 32% (EF688A93) tws= 135.36 F
Tubing_1
5 3152.0 -5656. 90.00 0.000 2401.0 135.01 .32e-9 0.0000 0.0000 1.0e-6 0.00000 .39e-8 59.022 LIQUID
6 3152.0 -5248. 90.00 0.000 2233.7 133.55 .32e-9 167.24 .21e-9 1.0e-6 0.00000 .39e-8 59.033 LIQUID
7 3152.0 -4248. 90.00 0.000 1823.7 130.00 .32e-9 410.01 .49e-9 1.0e-6 0.00000 .39e-8 59.061 LIQUID
** ARENA A Production: pws= 1940 psia pwf= 1823.7 psia Q= 6.9274 sbbl/day GOR= 0 scf/sbbl Wcut= 32% (EF688A93) twf= 130.57 F
Tubing_3
8 1576.0 -4248. 0.000 90.00 1823.7 130.57 .01418 0.0000 0.0000 7.0912 0.00000 .02721 59.053 LIQUID
9 752.0 -4248. 0.000 90.00 1823.6 130.00 .01418 0.0000 .10944 7.0895 0.00000 .02721 59.067 LIQUID
10 0.0000 -4248. 0.000 90.00 1823.5 130.00 .01418 0.0000 .10010 7.0895 0.00000 .02721 59.067 LIQUID
11 0.0000 -4000. 90.00 0.000 1721.7 128.03 .01417 101.75 .03308 7.0852 0.00000 .02721 59.102 LIQUID
12 0.0000 -3000. 90.00 0.000 1310.6 119.19 .01413 410.96 .14084 7.0658 0.00000 .02721 59.265 LIQUID
13 0.0000 -2000. 90.00 0.000 898.29 109.77 .01409 412.17 .16609 7.0452 0.00000 .02721 59.438 LIQUID
14 0.0000 -1000. 90.00 0.000 484.73 100.36 .01405 413.35 .21461 7.0254 0.00000 .02721 59.605 LIQUID
15 0.0000 0.0000 90.00 0.000 69.921 90.942 .01401 414.49 .31660 7.0064 0.00000 .02721 59.768 LIQUID

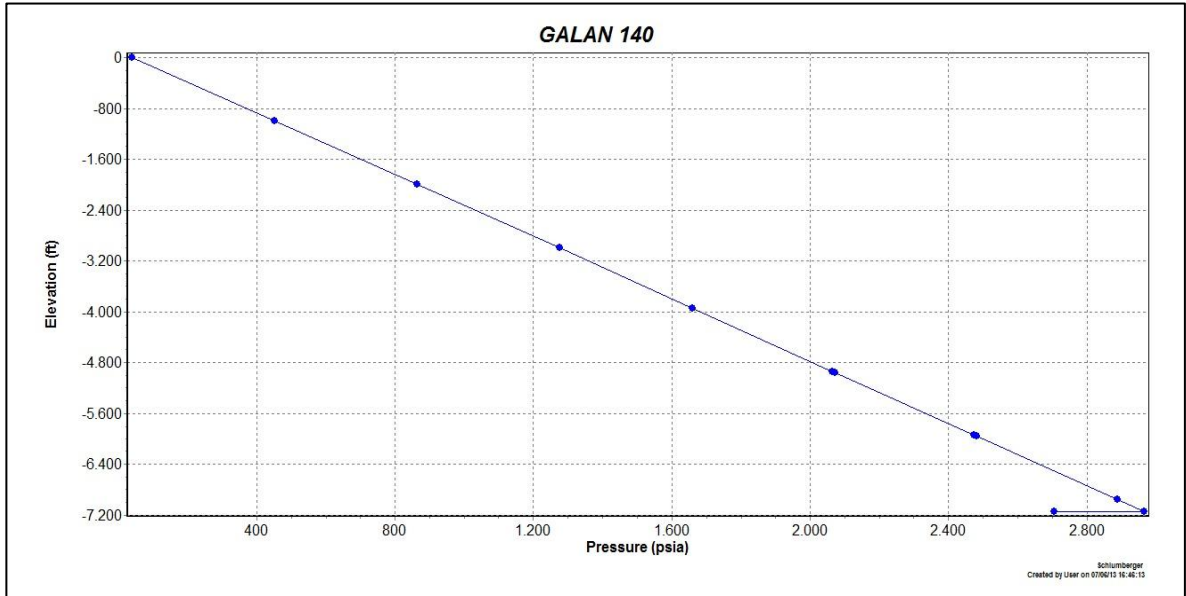
Case 1 complete
System Plot file for this job is : Gln 134.plt
    
```

Fuente: Autores. Software PIPESIM.

En este caso la invasión de fluidos se da desde la zona A hacia las zonas B y C.

→ POZO GALÁN 140

Figura 44. Perfil Presión/Temperatura Pozo Galán140.



```

Project : PIPESIM Project
User : User
Data File : D:\Users\Usuario\Documents\galan nazareth\Nueva carpeta\Galani40.pst

Job : 'PIPESIM Job'
Case 1 : Flowrate=11.95726 sbbl/day

Dist. Elev. Horiz. Vert. Pres. Temp. Mean Pressure Drop Liquid Free Total Densities Slug Flow
(feet) (feet) (deg) (deg) (psia) (F) Vel. (psi) Flow Gas Mass (lb/ft3) Number Pattern
n/a n/a n/a n/a 2965.2 140.00 n/a 0.0000 0.0000 .13e-5 0.00000 .49e-8 58.913
*** ARENA C Injection: pwf= 2965.2 psia pws= 2706 psia Q= 10.431 sbbl/day GOR= 0 scf/sbbl Wcut= 24% (555208D6) twf= 141.36 F
Tubing_3
1 210.00 -7322. 90.00 0.000 2965.2 140.00 .32e-9 0.0000 0.0000 1.0e-6 0.00000 .39e-8 58.913 LIQUID
2 210.00 -7136. 90.00 0.000 2889.1 140.00 .32e-9 76.090 .11e-9 1.0e-6 0.00000 .39e-8 58.903 LIQUID
3 210.00 -6136. 90.00 0.000 2480.3 140.00 .32e-9 408.86 .54e-9 1.0e-6 0.00000 .39e-8 58.847 LIQUID
4 210.00 -6122. 90.00 0.000 2474.5 140.00 .32e-9 5.7212 7.e-12 1.0e-6 0.00000 .39e-8 58.847 LIQUID
5 210.00 -5136. 90.00 0.000 2071.4 135.00 .32e-9 403.11 .46e-9 1.0e-6 0.00000 .39e-8 58.918 LIQUID
*** ARENA B Production: pws= 2147 psia pwf= 2071.4 psia Q= 3.9928 sbbl/day GOR= 0 scf/sbbl Wcut= 24% (0B07358E) twf= 135.4 F
Tubing_2
6 210.00 -5136. 90.00 0.000 2071.4 135.40 .00128 0.0000 0.0000 4.1014 0.00000 .01550 58.172 LIQUID
7 210.00 -5117. 90.00 0.000 2063.7 134.97 .00128 7.6763 .23e-4 4.1008 0.00000 .01550 58.182 LIQUID
8 210.00 -4117. 90.00 0.000 1659.5 130.50 .00128 404.23 .00114 4.0964 0.00000 .01550 58.245 LIQUID
*** ARENA A Production: pws= 1800 psia pwf= 1659.5 psia Q= 7.9645 sbbl/day GOR= 0 scf/sbbl Wcut= 24% (555208D6) twf= 130.74 F
Tubing_6
9 210.00 -3940. 0.000 90.00 1659.5 130.66 .02453 0.0000 0.0000 12.268 0.00000 .04683 59.737 LIQUID
10 60.000 -3940. 0.000 90.00 1659.5 130.03 .02452 0.0000 .02711 12.265 0.00000 .04683 58.754 LIQUID
11 0.0000 -3940. 0.000 90.00 1659.5 130.01 .02452 0.0000 .01092 12.265 0.00000 .04683 58.754 LIQUID
12 0.0000 -3000. 90.00 0.000 1275.2 121.22 .02445 384.07 .17768 12.227 0.00000 .04683 58.932 LIQUID
13 0.0000 -2000. 90.00 0.000 865.05 111.15 .02437 409.96 .22211 12.185 0.00000 .04683 59.137 LIQUID
14 0.0000 -1000. 90.00 0.000 453.39 101.00 .02428 411.38 .28917 12.144 0.00000 .04683 59.338 LIQUID
15 0.0000 0.0000 90.00 0.000 40.197 90.849 .02420 412.76 .43453 12.104 0.00000 .04683 59.535 LIQUID

Case 1 complete

System Plot file for this job is : Galan140.plt
    
```

Fuente: Autores. Software PIPESIM.

En este caso se presenta invasión de las arenas superiores hacia la arena inferior es decir desde las zonas A y B hacia la zona C.

De acuerdo a la metodología planteada es necesario conocer la presión de fondo fluyendo óptima para poner a producir todas las arenas al mismo tiempo sin que una incida operacionalmente sobre la otra, esto se logra igualando la caída de presión en el fondo del pozo.

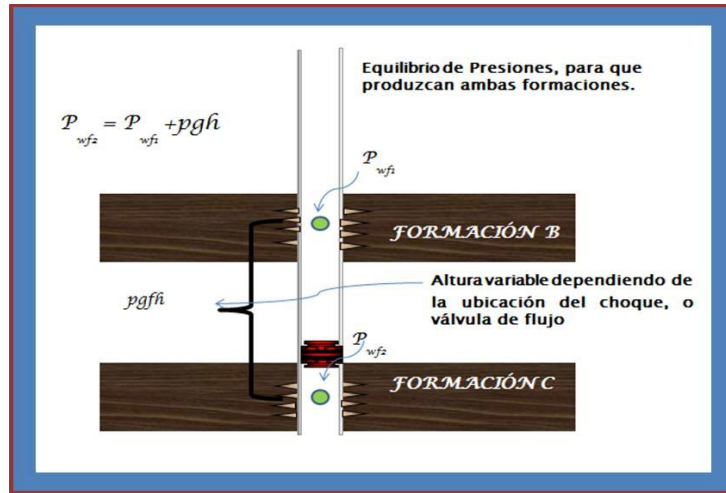
5.4.2 P_{wf} Óptima. La presión de fondo fluyendo optima se encuentra durante el análisis nodal del pozo, y es el punto en el cual se espera la mayor producción sin ocasionar daño es decir sin sobrepasar el drawdown crítico para las formaciones productoras. El drawdown crítico calculado para el área de llanito es de 1623 psi.¹⁴

La P_{wf} óptima dependerá de las condiciones de pozo que se tengan, y del nivel de fluido que exista en el pozo en determinado momento.

Para poner a producir varias arenas sin que una incida operacionalmente sobre la otra, no basta con igualar las presiones de fondo fluyendo existentes en la tubería de producción, se debe considerar el peso de la columna hidrostática que existe entre una arena y otra, de tal manera que la arena ubicada por debajo de la columna hidrostática debe ser capaz de vencer esta presión adicional existente entre arena y arena y así poder desplazar los fluidos eficientemente a la superficie.

¹⁴ GOYENECHÉ, Marcela y HERNANDEZ, Lorena; “Predicción de la producción de arena en el campo llanito a partir de las propiedades y geomecánicas de las formaciones productoras”. Tesis, Pregrado UIS, 2009.

Figura 45. Equilibrio de Presiones

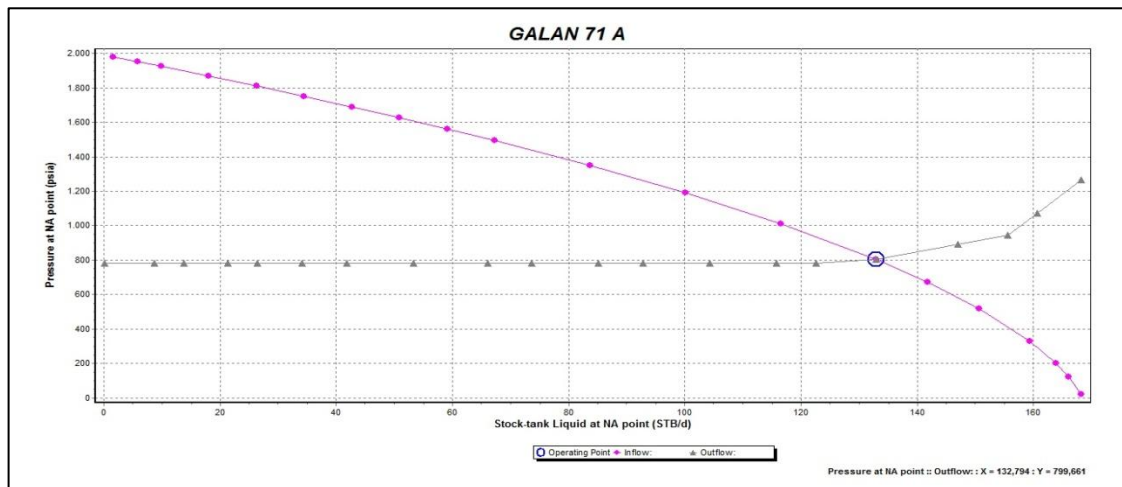


Fuente: Presentación ECOPETROL S.A. 2012

A continuación se muestra el análisis nodal para el Pozo Galán 71, este análisis se realizó para cada arena por separado con el fin de determinar la P_{wf} óptima para cada una de ellas.

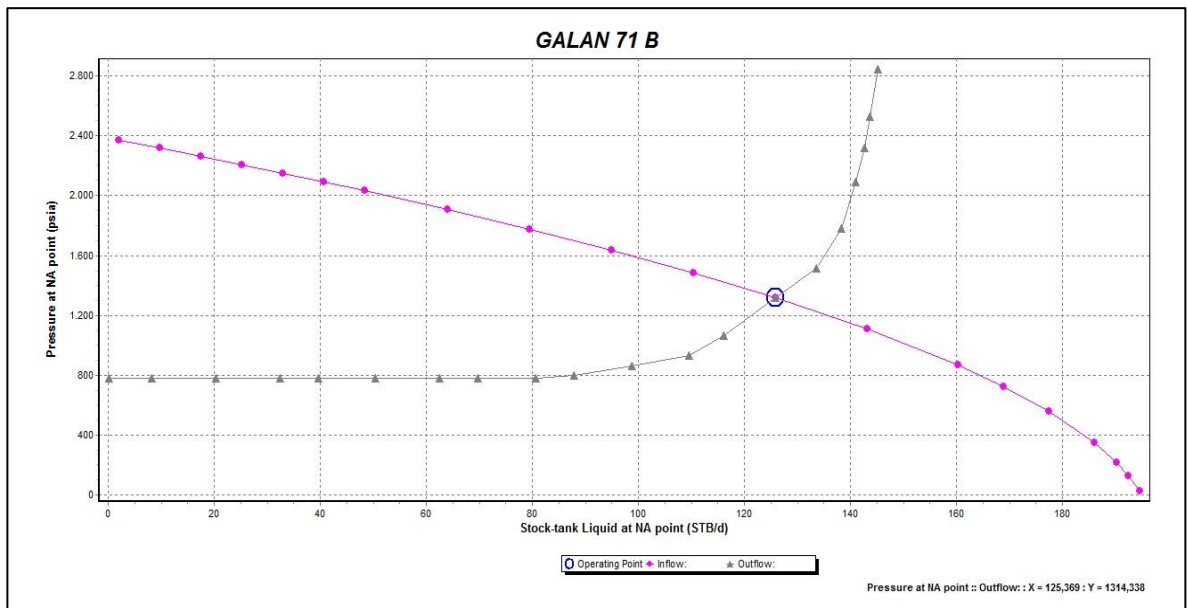
→ **ANÁLISIS NODAL POZO GALAN 71**

Figura 46. Análisis Nodal para Determinar PWF Optima Arena A Pozo Galán 71.



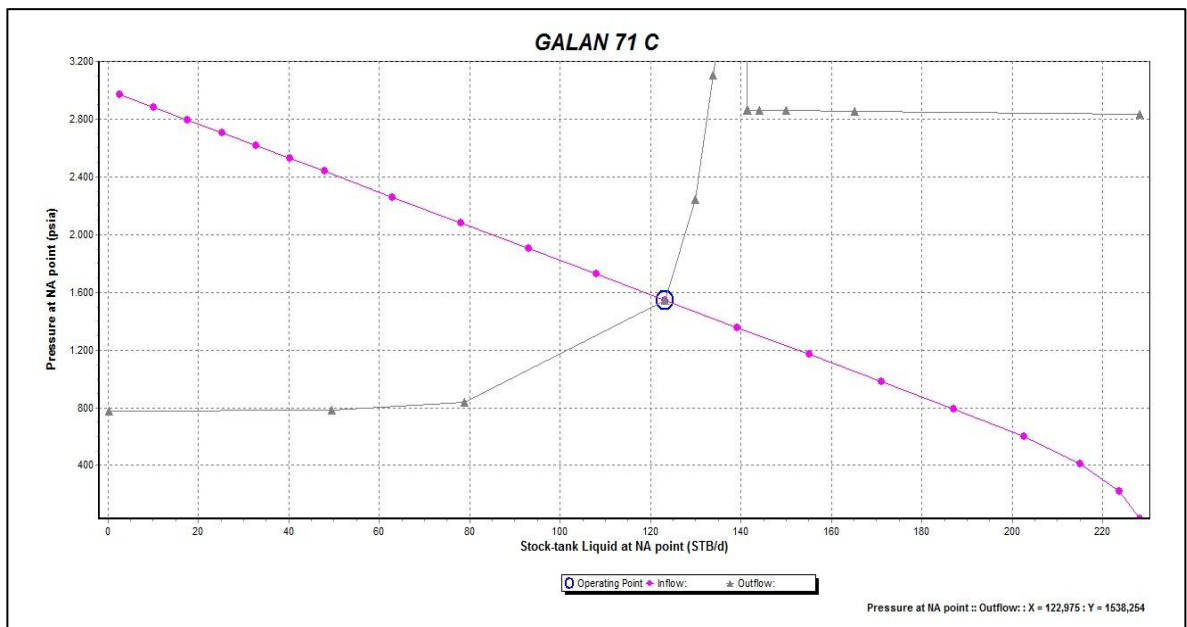
Fuente: Autores. Software PIPESIM.

Figura 47. Análisis Nodal para Determinar PWF Optima Arena B Pozo Galán 71.



Fuente: Autores. Software PIPESIM.

Figura 48. Análisis Nodal para Determinar PWF Optima Arena C Pozo Galán 71.



Fuente: Autores. Software PIPESIM.

Tabla 9. Resultados Análisis Nodal Pozo Galán 71.

FORMACION	PWS (PSIA)	PWF OPTIMA (PSIA)	QL (BFPD)	DRAWDOWN (PSIA)
A	1991	799	132	1192
B	2385	1316	126	1069
C	3000	1530	124	1470

Fuente: Autores.

De la misma manera se corrió el análisis nodal para los pozos 74, 77, 134, 140, donde se obtuvieron los resultados mostrados en la siguiente Tabla.

Tabla 10. Resultados PWF Óptima.

POZO	FORMACIÓN	PWS (PSIA)	PWF OPTIMA (PSIA)	QL (BFPD)	DRAWDOWN (PSIA)
GALAN 74	B	2453	1198	56	1255
	C	3000	1370	46	1630
GALAN 77	B	2227	1018	87	1209
	C	3000	1330	68	1670
GALAN 134	A	1985	785	51	1200
	B	2328	1365	54	963
	C	2708	1556	48	1152
GALAN 140	A	1950	700	50	1250
	B	2147	1265	58	882
	C	2706	1665	45	1041

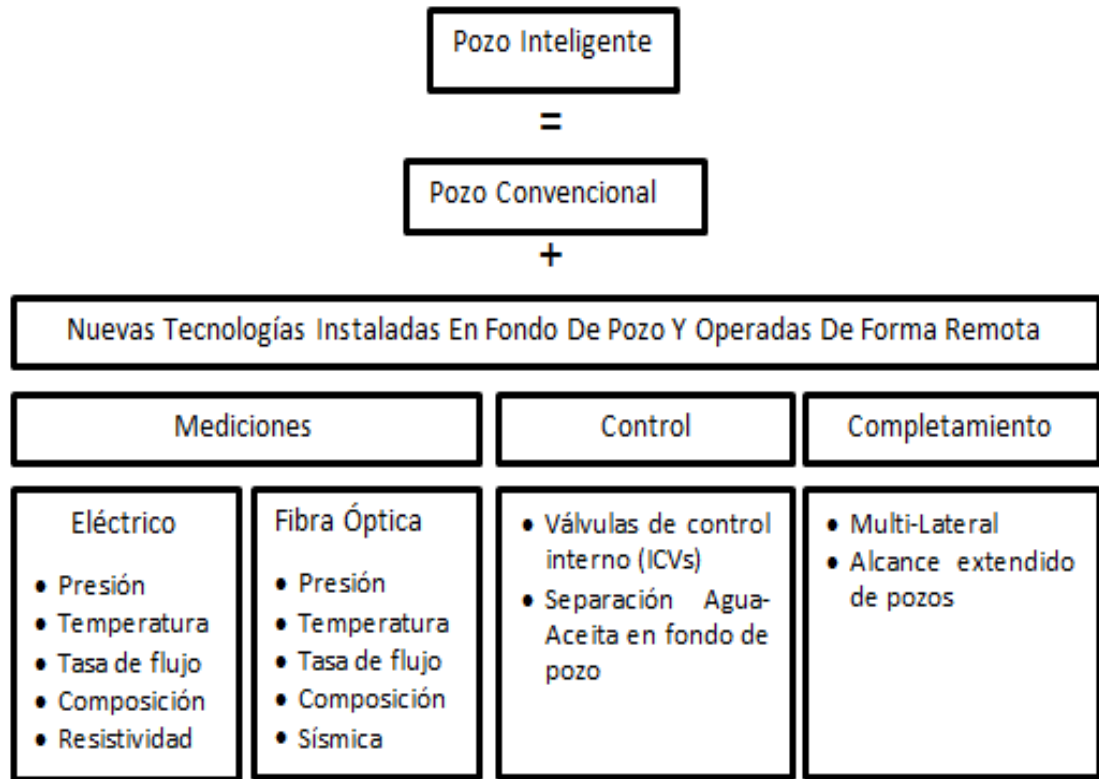
Fuente: Autores.

5.5. OPTIMIZACION DEL SISTEMA MEDIANTE LA INSTALACION DE UN CHOKE EN EL FONDO DEL POZO APLICANDO COMPLETAMIENTOS INTELIGENTES

Primero concebidas como alternativas costosas o técnicamente difíciles, los pozos inteligentes que pueden ser monitoreados y controlados de forma remota se han convertido en una potente herramienta de manejo de yacimientos. Como resultado, después del lento consumo de éstas en la industria, está proyectado que su número aumentará cinco veces en los próximos cinco años.

Un pozo inteligente está constituido por instrumentación de alta confiabilidad que permite la medición continua de las variables de fondo de pozo sin intervención física. Así mismo, se independiza el pozo por zonas controladas mediante válvulas de control de flujo accionadas remotamente desde superficie. El objetivo de segmentar el pozo por zonas, es optimizar la explotación del yacimiento; monitoreando continuamente la relación petróleo/agua. En la Figura 49 se presenta una descripción detallada de los componentes básicos para un sistema de pozo inteligente.

Figura 49. Descripción Esquemática de un Pozo Inteligente.



Fuente: Autores.

En el corazón de los pozos inteligentes hay válvulas de fondo de pozo activadas en superficie, usadas para regular el flujo de zonas individuales, y sensores de temperatura y presión. Hoy en día estas válvulas de control varían desde aquellas que solo tienen simples controles de encendido-apagado hasta las que actúan hidráulicamente y son controladas eléctricamente, con infinitas configuraciones de choke. Estas innovaciones permiten a los ingenieros diseñar válvulas que pueden ser ajustadas de forma remota dentro de un rango de áreas de flujo de sección transversal ajustado al perfil de producción de una zona. Schlumberger reporta un 97% de confiabilidad para estas válvulas de segunda generación.

Mientras que el objetivo inicial de la tecnología de pozo inteligente es extender la vida del pozo y fue efectiva, ese no era el uso más eficiente de la misma. En lugar,

la promesa verdadera de la tecnología, la ha estado entendiendo la industria, concluyendo que es mejor cuando los pozos inteligentes son usados como una herramienta para maximizar el recobro de las reservas. Este cambio en la identidad de los pozos inteligentes ha sido mejorado en gran medida por la aparición de sensores de presión y temperatura capaces de funcionar en ambientes hostiles por largos periodos de tiempo. Su nuevo papel también ha sido favorecido por el aumento de la longevidad, el resultado de conexiones eléctricas más confiables lo que en el pasado había sido una debilidad en la eléctrica de fondo de pozo. Hoy en día, los conectores y empalmes completamente redundantes, mecánicos y de soldadura completa han dado una mejora en la fiabilidad.¹⁵

Debido a estas nuevas tecnologías, el monitoreo actualmente incluye mucho más que datos de presión y temperatura como los medidores de flujo permanentes, sensores de sísmica, y electrodos se han incluido para llevar información fuera del pozo y están conectados a través de centros de control que facilitan respuestas instantáneas a las condiciones de cambio. Los datos de estos completamientos inteligentes se usan también para mejorar y actualizar los modelos de producción y las simulaciones, realizar e interpretar pruebas de producción en zonas individuales y laterales, predecir la invasión de arenas y agua, y medir tasas de flujo y cortes de agua.

5.5.1. Componentes Principales de los Pozos Inteligentes¹⁶. El objetivo principal de los pozos inteligentes es optimizar de la producción. Este es el objetivo común para todos los sistemas presentes en el mercado a pesar de que utilizan diferentes soluciones para cumplir con este requerimiento. Sin embargo, es posible dividir todos los sistemas existentes en cinco grupos de componentes. Los diferentes componentes se agrupan en:

¹⁵ DYER, Stephen. EL-KHAZINDAR, Angel Reyes. HUBER, Michael. RAW, Lan. REED, David. "Intelligent Completions for Better Reservoir Management", Schlumberger, January 2009

¹⁶ Birchenko, V. M. "Analytical Modelling of Wells. *Institute of Petroleum Engineering*", 2010.

- Dispositivos de monitoreo y control en superficie.
- Dispositivos de control de flujo instalados en fondo de pozo.
- Sensores para el monitoreo permanente de las condiciones de pozo en tiempo real.
- Paquetes de aislamiento de zonas entre dispositivos.
- Umbilicales.

5.5.1.1. Instrumentación de Superficie. Actualmente existen gran cantidad de elementos de instrumentación en superficie con diversas formas de configuración. Estos equipos son de fácil acceso por sus costos y cantidad de proveedores en la industria, es por tal motivo que este tema no se profundizara en este documento.

5.5.1.2. Dispositivos de Control de Flujo. El corazón del pozo inteligente es el dispositivo de flujo que permite al pozo inteligente manipular el flujo de las diferentes zonas. El flujo es guiado desde el anillo a la tubería a través de una abertura variable. Esto podría ser tanto una parte integrada (camisa deslizante) de la tubería o podría ser una válvula de anillo (mandril de bolsillo lateral).

Con respecto a los choques de fondo de pozo o camisa, hay tres características principales que distinguen las diferentes soluciones técnicas:

- Método de accionamiento
- Aislamiento (on-off) o capacidad del estrangulador con multi-posición
- La tubería o cable recuperable.

Método de accionamiento

El método de actuación depende del principio empleado para el cambio de estado en el dispositivo de flujo. Actualmente se emplean 5 métodos los cuales se dividen según el tipo de fuente de energía usado. Los tipos de métodos y sus características son mostrados en la **Tabla 11**.

Tabla 11. Métodos de actuación y propiedades de los dispositivos de flujo.

TIPO	FUENTE DE FUERZA	CONTROL	TRANSMISION DE DATOS
MECANICO	NO	NO	NO
HIDRAULICO	HIDRAULICO	HIDRAULICO	NO
ELECTRO/HIDRAULICO	HIDRAULICO	ELECTRICO	ELECTRICO
ELECTRICO	ELECTRICO	ELECTRICO	ELECTRICO
FIBRA OPTICA	HIDRAULICO	ELECTRICO	ELECTRICO

Fuente: Autores.

El método mecánico es el tipo de accionamiento usado en el completamiento de pozos convencional. Son dispositivos que se configuran por manipulación mecánica y requieren ser manipulados fuera de pozo. Aprovechando la posibilidad de combinar tecnologías a través de "Líneas de Flujo en Fondo de Pozo" los accionamientos no requieren hardware de comunicación, por tanto estos dispositivos pueden funcionar bien sin necesidad de intervenciones en pozos.

La activación directa con tecnología hidráulica es reconocida en la industria petrolera, y es utilizada en válvulas de seguridad en subsuelo. El rendimiento y las características de este método están ampliamente documentados y es accesible al público. Estos sistemas pueden entregar fácilmente grandes cantidades de energía, pero presentan fallas con los sellos de control dinámico, esto afecta en la fiabilidad del sistema en pozos de gran profundidad.

La activación electro/hidráulica como su nombre lo indica combina la energía eléctrica con la hidráulica. Utilizando la energía eléctrica para activar solenoides que se usan para dirigir la presión hidráulica de la unidad de control en superficie, a la herramienta de control de flujo en fondo de pozo, ya sea acción de cierre o

apertura. Esto permite un mejor dominio para el correcto posicionamiento del *choke* o la camisa deslizante

Los dispositivos de activación eléctrica fueron desarrollados durante la década de los 80, pero no tuvieron éxito debido a problemas presentes entre las conexiones y el cable de alimentación. Hoy día las tecnologías han avanzado y los problemas de conexiones pueden ser solucionados a través de conexiones soldadas, o separadores. Con esto la activación puramente eléctrica puede ser una opción viable. La alternativa de fibra óptica se usa actualmente solo para los sensores de fondo de pozo. Este sistema es viable en entornos remotos y hostiles.

Método de Recuperación y Capacidad del Choke

Hoy en día los sistemas implementados son integrados en tubería, por lo tanto se instalan y se recuperan como parte de ésta. Los diferentes proveedores tienen disponible diferentes soluciones y varían según el número de posiciones de las válvulas y la forma de regulación del flujo. Los tipos de válvulas de control de flujo que se manejan actualmente son:

- Camisa deslizante (on/off, multi-posición)
- Válvula choke de aguja (Continua)
- Válvula choke de camisa enjaulada

El elemento de mayor uso es el sistema de camisa deslizante (sliding sleeve), puesto que ofrece una mayor área de entrada en comparación con las otras opciones, permitiendo mayor cantidad de flujo. Esto se debe a que el dispositivo se integra como parte de la tubería. Otra ventaja es la facilidad de intervención en caso de fallas.

En la actualidad la tendencia es el desarrollo de nuevas válvulas de control que mejoren el rendimiento en los dispositivos de suministro de flujo existentes. Es por esto que se ha desarrollado un sistema de camisa deslizante que cumple con estos requerimientos, teniendo en cuenta que no es necesario ni práctico tener una gran cantidad de posiciones. Es posible que el diseño de este dispositivo dependa de las propiedades del pozo en el que se va a instalar, permitiendo así válvulas de camisa deslizante configurables de control remoto.

5.5.1.3. Sensores para el Monitoreo Permanente. El monitoreo permanente en tiempo real no es una nueva tecnología para la industria del petróleo, los sistemas de monitoreo permanentes en fondo de pozo han sido instalados en cientos de pozos de recobro de petróleo y gas. El principal objetivo de estos sistemas es recolectar la mayor cantidad de información posible en fondo de pozo para que los ingenieros de producción mejoren el conocimiento del reservorio y puedan tomar decisiones que mejoren la producción de manera significativa. Estos sistemas ya tienen una trayectoria significativa en la industria en la cual se han solucionado muchos de los errores presentes por criterios de diseño, aumentando así la fiabilidad de los dispositivos empleados.

En los sistemas de pozos inteligentes, la información de los sensores de fondo de pozo es recolectada en un ordenador para el análisis remoto en los centros de control. La información procesada se utiliza como base en las decisiones de manipulación del flujo en el pozo.

La gran mayoría de los sensores en la industria requieren electricidad, pero es posible combinar sistemas hidráulicos con paquetes de sensores separados entre zonas. En el sistema electro/hidráulico los sensores son incorporados a la alimentación eléctrica de los dispositivos de control de los solenoides.

Actualmente se usan comúnmente sensores que miden parámetros relacionados con el flujo en fondo de pozos de inyección o producción como lo son el flujo, temperatura, presión y corte de agua. Además se incluyen dentro del completamiento inteligente sensores de confirmación de posición de las válvulas de control de flujo. A parte de los sensores de medidas de flujo y posición existen diferentes sistemas que incluyen diferentes sensores, según lo requiera la aplicación.

Un parámetro importante para la fiabilidad de los sensores de fondo de pozo, es la temperatura. El tiempo de desgaste para los sensores decrece cuando la temperatura se incrementa. Actualmente todos los componentes eléctricos de los sensores se ponen a prueba y se clasifican a 125°C. Los sensores de cuarzo de instalación permanente tras análisis individuales muestran que tienen una supervivencia del 90% alrededor de 5 años funcionando a menos de 100°C, a 155 °C la supervivencia de 5 años puede caer alrededor del 50%.

5.5.1.4. Packer (Sellos de Aislamiento de Zonas). Los Packers se utilizan para aislar mecánicamente la producción de diferentes zonas. Hoy en día existen diferentes soluciones para este requerimiento pero las principales funciones siguen siendo las mismas:

- Proporcionar una tubería de revestimiento y sellado de barrera de presión
- Zonas separadas en pozos laterales o multi-zonas.
- Proporcionar el alineamiento para las líneas de comunicación requeridas para el sistema de control y monitoreo, ya sea eléctrica, hidráulica o de fibra óptica.

En los sistemas que tienen instaladas bridas de protección u otros dispositivos de protección, los Packers son instalados por encima y por debajo del empacador para protección de las líneas de control o líneas de inyección de químico.

Hay dos tipos de empaques principales que la principal diferencia es la forma en que se establecen dentro de la tubería.

→ **Basados en la tecnología tradicional de sellos:** Estos se basan en empaques usados en pozos convencionales. El empaque se establece mediante la presurización de la tubería y se libera mediante intervención mecánica.

→ **Packer fijados por la presión hidráulica:** Este tipo de empaque se establece de manera tradicional pero se libera de manera diferente. La liberación se realiza mediante el sangrado de la presión por el sistema de control permanente de fondo de pozo, por lo tanto no es necesaria una intervención de pozo para liberar el obturador.

El empaque más importante es el superior ya que también tiene la función de empaque de producción. Halliburton ha desarrollado una nueva tecnología para el establecimiento de un Packer independiente utilizando pulsos acústicos a través de los contenidos tubulares. Esta tecnología también puede ser utilizada para desarrollar una umbilical libre en sistemas inteligentes.

5.5.1.5. Umbilical (Líneas de Control). El tipo y número de umbilicales que se requieren dependen de la configuración del sistema. Un sistema hidráulico puro tiene requerimientos diferentes a un sistema electro/hidráulico. Los sistemas mecánicos no requieren umbilicales.

La principal función de los umbilicales o líneas de control es proveer desde superficie a cada una de las zonas que componen el completamiento del pozo inteligente, la fuerza motriz para posicionar los dispositivos de control de flujo y las señales de control de sensores y actuadores. Las líneas de control se sitúan fuera de las tuberías de producción por medio de los Packers.

La cantidad de umbilicales podría ser un problema en el desarrollo de un pozo inteligente. El número de penetraciones se define por el tipo de fuerza motriz y el nivel de redundancia. En la **Tabla 12** se muestran el número de penetraciones con máxima redundancia.

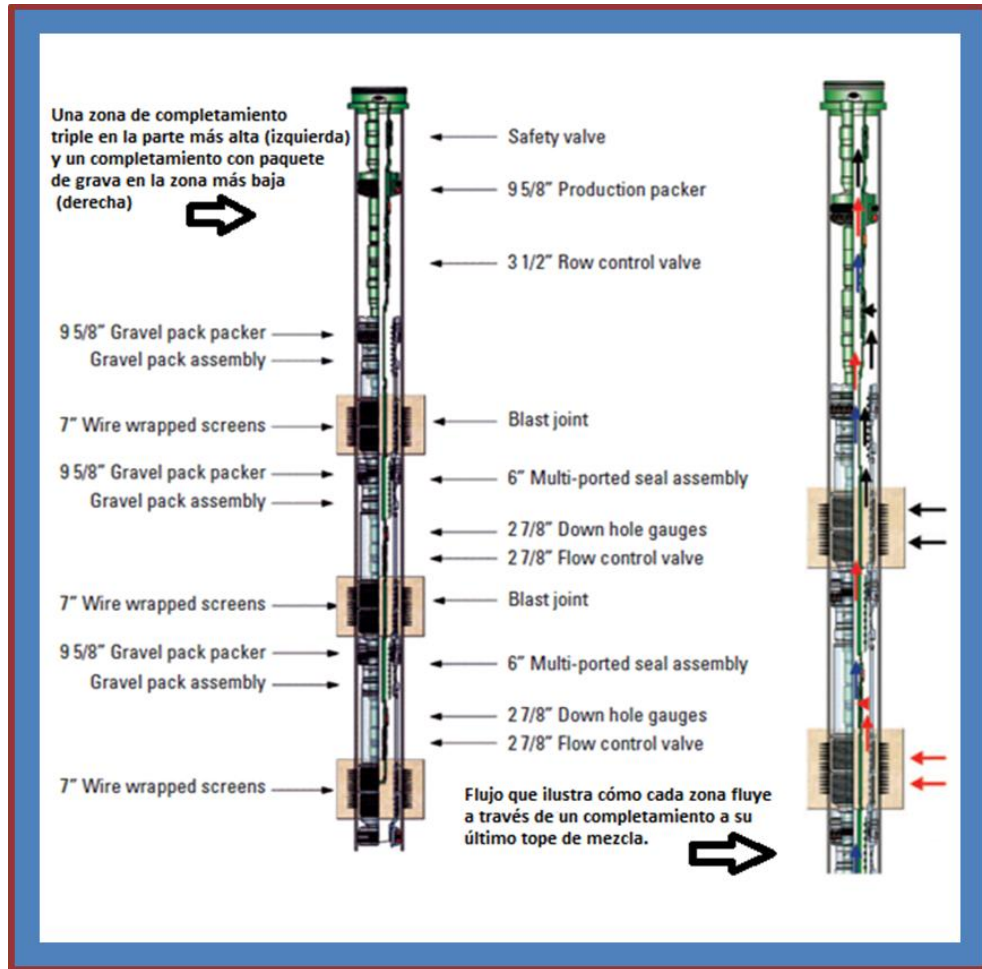
Tabla 12. Máximo número de penetraciones requeridas por los diferentes sistemas.

TIPO	LINEA HIDRAULICA	LINEA ELECTRICA	FIBRA OPTICA	TOTAL PENETRACIONES
HDRAULICO	2(por cada zona)	-	-	2
ELECTRO/HIDRAULICO	2	2	-	4
ELECTRICO	-	2	-	2
F.OPTICA	-	-	2	2

Fuente: Autores.

5.5.2. Completamiento Básico para una Zona de Pozos Inteligentes. En la actualidad existen muchas configuraciones de pozos inteligentes instaladas alrededor del mundo, configuradas para cumplir con necesidades particulares de cada aplicación. Es por esta razón, que no es fácil encontrar una aplicación representativa con la cual se pueda definir una configuración básica. En este documento se define como unidad básica, el completamiento por zonas de pozos inteligente como se muestra en la **Figura 50**. En esta figura se muestra el completamiento para un pozo que produce solo petróleo y esta seccionado en 5 zonas de producción.

Figura 50. Descripción Esquemática de un Pozo Inteligente.



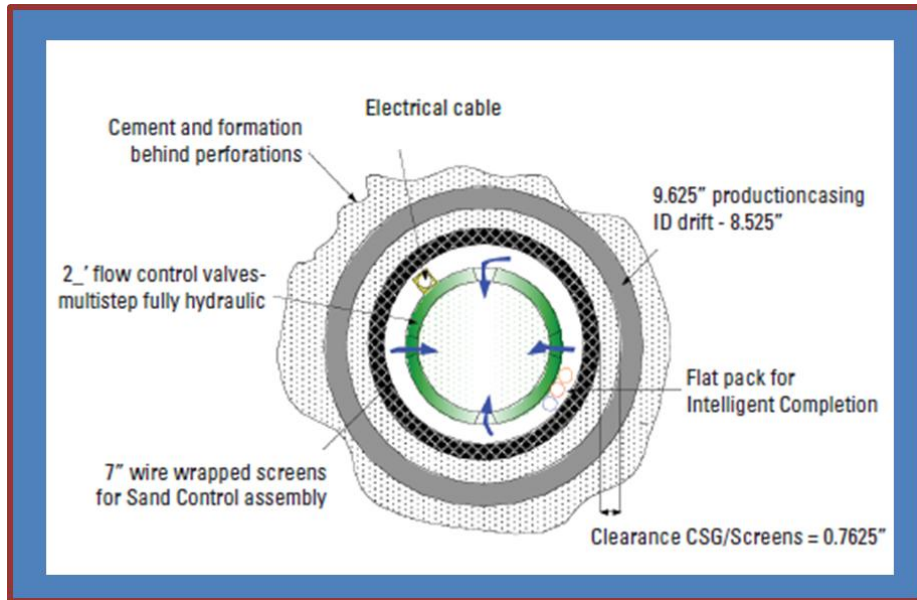
Fuente: Presentación Schlumberger 2012

A continuación se presenta la descripción detallada de cada uno de los instrumentos que componen el completamiento de una zona de producción en un pozo inteligente.

5.5.2.1. Empaque Plano doble para Umbilical. El sistema usa instalación permanente de cables eléctricos (I-Wire) para proporcionar energía y comunicación a cada sensor y herramientas de fondo de pozo. La potencia hidráulica es proporcionada a través de una línea hidráulica. Estas líneas son combinadas en un Empaque plano reforzado y se fijan a la tubería de la sarta

junto con un par de líneas redundantes por medio de broches en cada empalme. Las líneas redundantes están diseñadas de manera que varios fallos en las líneas sean tolerados sin ninguna pérdida de funcionalidad.

Figura 51. Empaque Plano Doble y fajamiento para el sistema de completamiento.



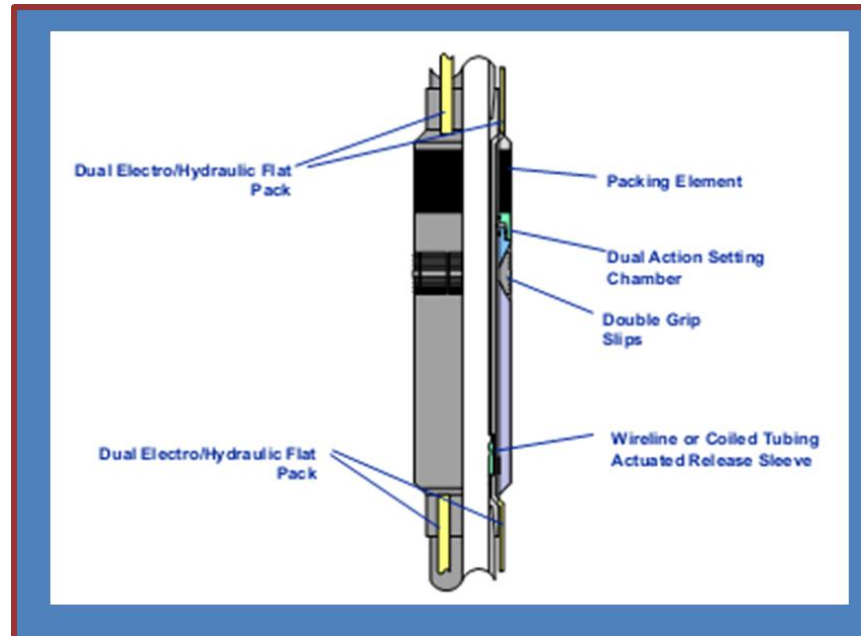
Fuente: Presentación Schlumberger 2012

La tubería umbilical pasa a través del HF Packer y del dispositivo de entrada, para luego ser conectado al dispositivo de control de flujo de fondo de pozo usado un conector FNJ (Jam Nut Fitting). El conector Jam Nut Fitting de alto rendimiento en el sello de conexiones metal-metal para uso con líneas de control y línea de cable eléctrico. Dos packers planos con conexión umbilical son requeridos en cada zona de producción en el pozo.

5.5.2.2. HF Packer. La alimentación hidráulica a través del empacador (figura 52) se utiliza para el aislamiento mecánico de las diferentes zonas en el sistema de competición inteligente. El empacador (Packer) es recuperable, se fija y se libera por medio de la presión hidráulica. La función principal del Packer es

separar las zonas o laterales del pozo principal, también cumple con la función de alimentador, a través del empaque plano umbilical, proporcionando un tubo sellado de carcasa como una barrera de presión. La alimentación a través de la línea se taladra en la carcasa.

Figura 52. HF Packer Removable.

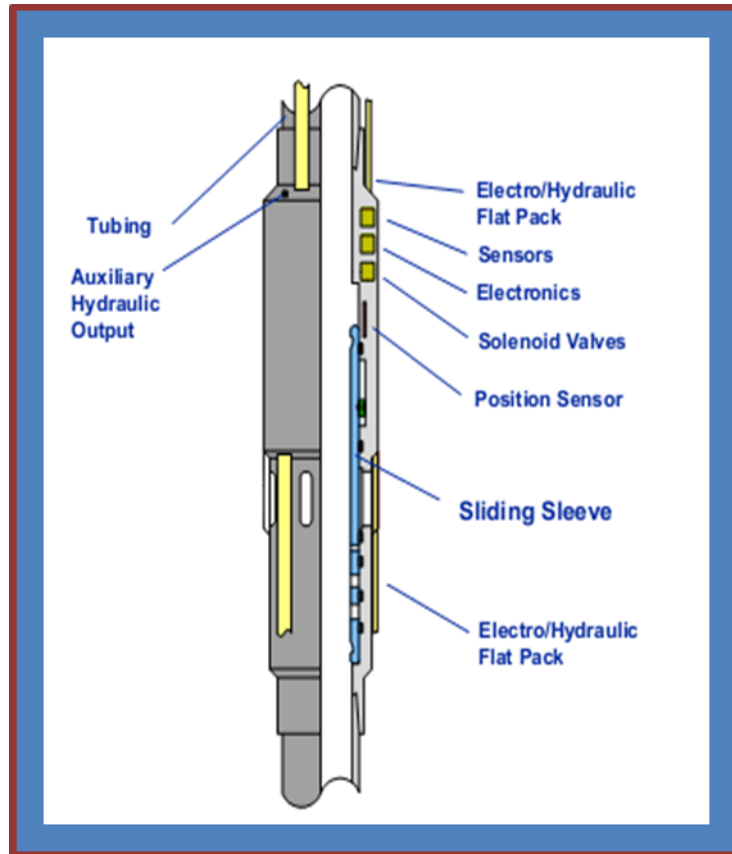


Fuente: Presentación Schlumberger 2012

El emparador es establecido y liberado por el fluido hidráulico proveniente de un solenoide en el ICV (Válvula de control de flujo). El fluido hidráulico es guiado en la cámara de doble acción de ajuste, que acciona las cunas de agarre en posición de sellado. El emparador está hecho de nitrilo/70/90 HRC.

5.5.2.3. Dispositivos de Flujos. EL dispositivo de flujo (**Figura 53**) es montado directamente en la cadena de tubos y se ejecuta como parte integrada de la sarta de producción. Varios de los dispositivos de flujos se pueden montar en cualquier pozo solo requieren un sistema umbilical con redundancia para pasar múltiples líneas de control individual a cada dispositivo.

Figura 53. Dispositivo de flujo para pozos inteligentes, sensores y control.



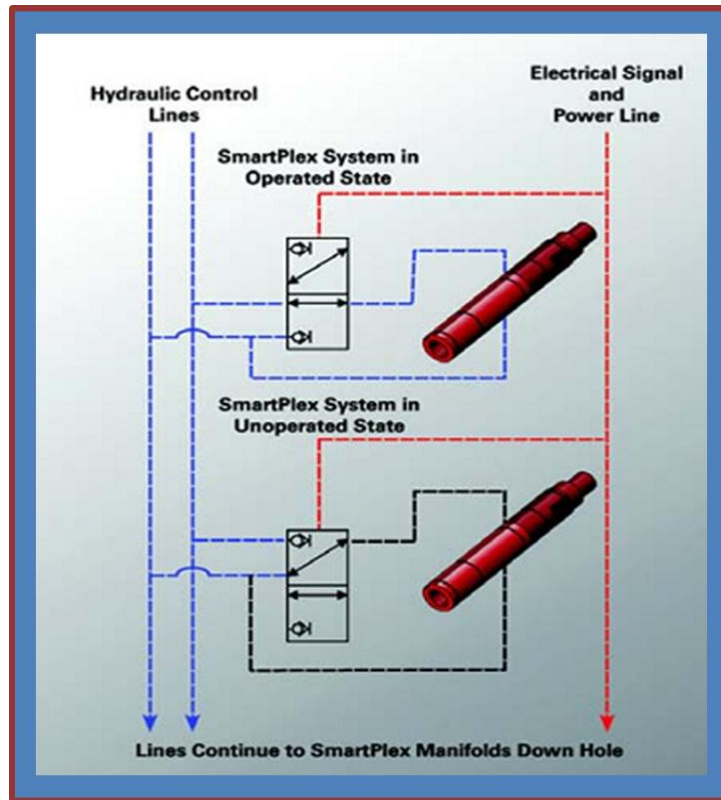
Fuente: Presentación Schlumberger 2012

5.5.2.4. Sensores Y Control

- **Control Eléctrico y Transmisión de Datos**

El sistema usa protocolo estándar para la potencia y la comunicación. La línea de control hace llamado a cada dispositivo por medio de una dirección única para así llevar a superficie los datos de presión, temperatura y posición del dispositivo de control de flujo. Este sistema tiene la capacidad de pasar por alto las unidades con falla del sistema por consiguiente si un dispositivo de una zona tiene fallas, esto no afectará la comunicación ni el control de los demás dispositivos de todo el completamiento.

Figura 54. Esquema de conexiones eléctrico e Hidráulico para dispositivos de control de flujo.



Fuente: Presentación Schlumberger 2012

Las líneas de control junto con las líneas redundantes vienen aseguradas por el empaque plano para doble umbilical (**ver sección 5.2.2.1**), y son conectadas a cada dispositivo de control de flujo. La línea eléctrica es conectada a un dispositivo separador (Ver **Figura 555**). La línea eléctrica de salida va conectada desde el dispositivo separador hasta la parte baja de ICV donde es nuevamente combinada con la línea hidráulica por medio del empaque plano para doble umbilical quedando disponible para la siguiente zona.

El corazón del sistema de control son los módulos de actuador electrónico **AEM** (Actuator Electronic Modules). Cada dispositivo de control de flujo está compuesto por dos AEM para fines de redundancia, y son conectados por

separado dentro de la sección sellada por la presión hidráulica. Cada uno de estos sistemas puede proporcionar funciones de control y de comunicación digital dentro del dispositivo de flujo, además las acciones de control para el posicionamiento de la camisa deslizante se pueden ejecutar de manera independiente al igual que la lectura del sensor de posición del ICV. Los dos dispositivos AEM están conectados los solenoides de control hidráulico al igual que el sensor de posición, pero cada AEM tiene su propio sensor de presión y temperatura.

- **Sensores de Monitoreo**

Hay tres tipos de sensores que son básicos en un completamiento inteligente.

- Sensor de posición.
- Sensor de cuarzo para temperatura.
- Sensor de cuarzo para presión.

Tanto el sensor de presión como el de temperatura están en capacidad de medir datos en el tubo y en el anillo. Como se mencionó previamente hay un par redundante de sensores de temperatura y presión y están conectados a cada uno de los AEM. Solo hay un sensor de posición para el dispositivo de control de flujo. Es posible pasar los sensores a modo de espera o configurar la frecuencia para la transmisión de datos.

- **Control Hidráulico**

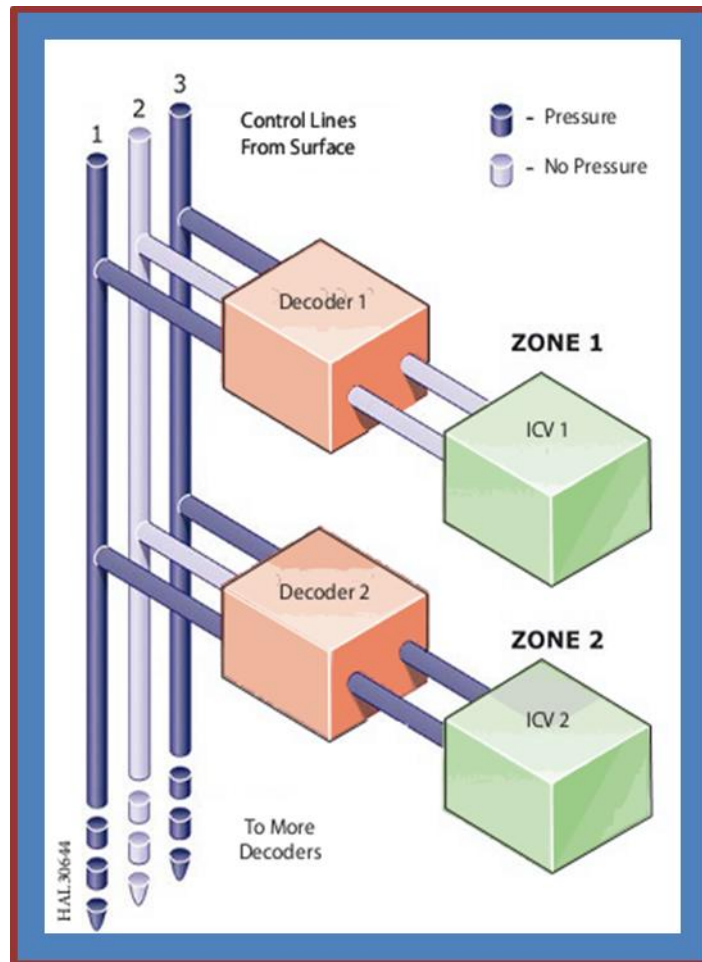
Las líneas Hidráulicas junto con sus líneas de redundancia están conectadas al dispositivo de flujo y luego guiados a través de unos filtros. Una vez filtradas, las líneas se mezclan por medio de una válvula de retención, posteriormente el fluido es llevado al selector hidráulico, por medio de una sola línea, el cual se conecta a los solenoides presentes en cada uno de los dispositivos de flujo.

Los solenoides son controlados por los AEM, y dirigen el fluido hidráulico en la dirección deseada.

Las válvulas solenoides de salida auxiliar se utilizan para liberar el obturador. Para liberar el empacador una válvula de retención se abre y la presión del empacador decae al dirigir el flujo a través de la válvula solenoide auxiliar al espacio anular.

La camisa deslizante está controlada por dos válvulas solenoides: acción de bajada y acción de subida. Estas dos válvulas solenoides dirigen el fluido hidráulico así el pistón que actúa sobre la camisa deslizante y a su vez esta se mueve en la dirección deseada. Cuando la casa cambia la dirección del movimiento, todavía hay fluido hidráulico en la cámara del actuador al otro lado de la junta. Este líquido es guiado al espacio anular a través de un filtro y una válvula de retención.

Figura 55. Sistema de control Hidráulico.



Fuente: Presentación Schlumberger 2012

ICV De Camisa Deslizante.

Las Válvulas de Control Interno (ICV) son una electro/válvula hidráulica (**ver Figura 54**), accionada en fondo de pozo y controlada de forma remota desde superficie. El ICV es el encargado de proporcionar el control de flujo dentro del reservorio. El ICV tiene una potencia requerida equivalente a 10 Toneladas y contiene un aro roscado para efectos de calibración mecánica.

El ICV se controla mediante una señal eléctrica a través de una línea de control proveniente de cabeza de pozo, la cual habilita el solenoide (acción arriba o abajo) para la acción deseada. Los ICVs pueden manejar varios niveles de apertura que se ven reflejados en la posición de la camisa deslizante.

Función Principal del Sistema.

En este apartado se presenta las principales funciones del sistema de pozo inteligente básico delimitado previamente al inicio de esta sección. Cada uno de los componentes se decidió cumple dos funciones principales:

1. Control de flujo

- Abra y cierre la entrada
- El aislamiento de las zonas
- Barrera por la parte superior del Packer HF

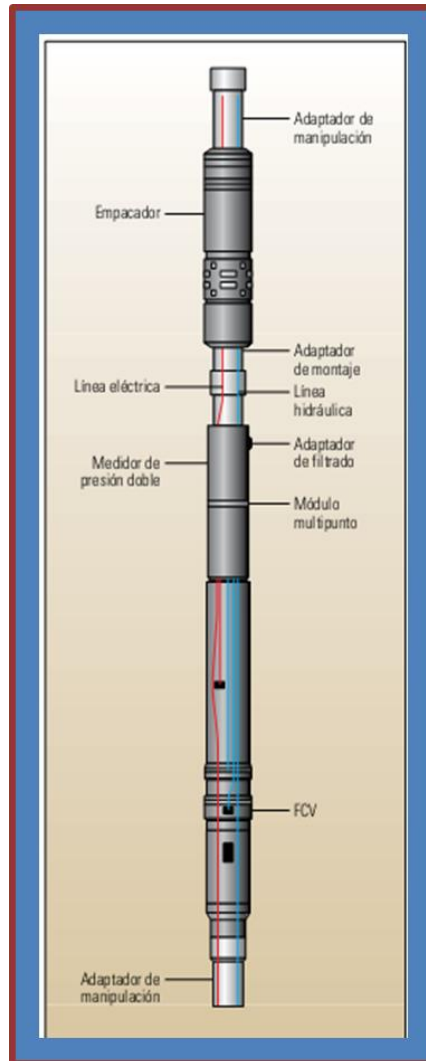
2. Flujo de vigilancia

- Seguimiento de la posición.
- Monitoreo de la presión y la temperatura en el espacio anular.
- Seguimiento de presión y temperatura en la tubería.
- Monitoreo de la presión y la temperatura en el interior paradas automáticas de la electrónica.

5.5.2.5 Tecnología Existente, (Sistema Compacto Intellizone de Schumberger). El sistema Intellizone Compact es un conjunto integrado más que un conglomerado de herramientas individuales como las que conforman las terminaciones inteligentes tradicionales. El ensamble de control de flujo de fondo de pozo incluye un empacador, un adaptador de manipulación y una válvula FCV (**Ver figura 55**). Las válvulas FCV pueden ser de estranguladores de tipo apertura y cierre, de dos o cuatro posiciones. Cada conjunto puede probarse en fábrica y correrse con un empacador de producción o con un empacador de aislación sin

cuñas. Utilizando las tecnologías de comunicación de modulación por desplazamiento de frecuencia (FSK) para transmitir los datos hasta la superficie, el sistema monitorea la presión y temperatura de fondo de pozo y las posiciones de las válvulas en cada segundo.

Figura 56. Completamiento Inteligente por zona Schumberger.



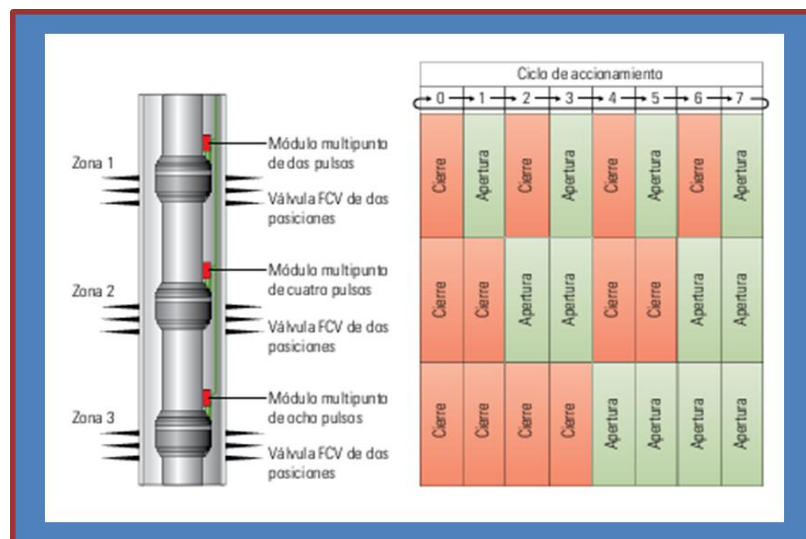
Fuente: Presentación Schlumberger 2012

Los datos se transmiten al sistema de control de superficie mediante un único cable mono-conductor. Una unidad de energía hidráulica (HPU) controla todo el

flujo de salida y de entrada de la línea de fluido hidráulico, así como también las presiones requeridas para accionar las herramientas de fondo de pozo. Un controlador universal de sitio UniConn actúa como una plataforma de control y recolección de datos que maneja el funcionamiento de los sistemas de control de motor, sistemas de herramientas de fondo de pozo, sistema SCADA y otros sistemas de comunicación.

El diseño modular del sistema Intellizone Compact permite a los ingenieros ensamblar y probar el paquete de terminación inteligente para cada zona antes de ser transportado al sitio del pozo. Todas las conexiones eléctricas e hidráulicas están soldadas en sus correspondientes posiciones por el fabricante. Los operadores en los equipos de terminación sólo tienen que conectar las líneas en los adaptadores de manipulación y ya no es necesario enhebrar las líneas a través de los empacadores ni conectarlas a las válvulas FCV y sensores de presión en el sitio del pozo, lo cual resulta en una disminución de los tiempos, costos y riesgos asociados con la instalación.

Figura 57. Secuencias de Activación de los ICV de tres zonas.



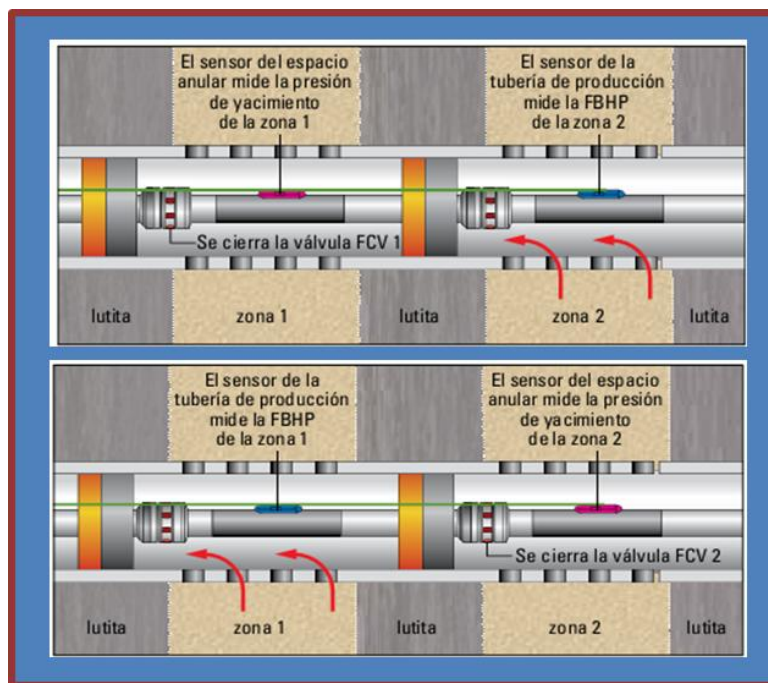
Fuente: Presentación Schlumberger 2012

El sistema de control cumple varias funciones clave, que incluyen la adquisición y el almacenamiento de los datos: presión en el espacio anular, presión dentro de la tubería de producción, temperatura en el espacio anular, temperatura dentro de la tubería de producción y posición de las válvulas FCV. También realiza la secuencia automática de las operaciones de las válvulas, detección de alarmas y condiciones, niveles de tolerancia, adquisición y almacenamiento de datos de la unidad HPU y capacidad SCADA remota.

Las válvulas FCV de dos posiciones Intellizone Compact incluyen una sección de control de flujo y una sección de accionamiento. La válvula FCV de dos posiciones puede estar abierta o cerrada. Un mecanismo de accionamiento simple, que se logra liberando la presión de una línea de control mientras se incrementa la presión en la otra, cambia la posición de la válvula de abierta a cerrada y viceversa. Cuando se coloca más de una válvula FCV en el pozo, la utilización compartida de las líneas permite reducir el número de líneas a una más que el total de válvulas en el pozo. La válvula FCV de cuatro posiciones incluye una sección de estrangulación y una sección de accionamiento, y además un graduador de ranura tipo J, que controla la posición del estrangulador; puede estar cerrado, 33% abierto, 66% abierto y 100% abierto. Al igual que en la válvula FCV de dos posiciones, la posición del estrangulador se cambia un paso por cada accionamiento mediante la liberación de presión en una línea y la presurización en la otra, y también puede configurarse para la utilización compartida de líneas a fin de minimizar el número de líneas hidráulicas instaladas. La válvula FCV de cuatro posiciones también utiliza un módulo multipunto que permite la manipulación de hasta tres válvulas de fondo de pozo mediante una única línea de control. Un sensor de posición se encuentra integrado en la válvula FCV hidráulica, el cual se logra mediante la programación de cada válvula FCV para responder a una señal de dos, cuatro u ocho pulsos. Como la válvula se mueve en una única dirección, se puede utilizar una serie de pulsos para cambiarlas de apertura a cierre o a través de la secuencia de posiciones de estrangulación (**ver Figura 58**).

Al minimizar la cantidad de líneas de control hidráulico en una terminación, se reduce la complejidad de la instalación: menos líneas requieren menos manipulación y empalmes. El módulo multipunto también hace que sea posible colocar las válvulas FCV en más zonas de producción de las que serían posibles de otra manera, debido a la disponibilidad de un número limitado de empacadores y penetraciones para colgadores de tuberías. El módulo multipunto se monta externamente a la tubería de producción dentro del sistema Intellizone Compact y se conecta a los puertos de apertura y cierre de la válvula FCV y, en serie, a la línea de control hidráulico instalada hasta la superficie. La instrumentación de fondo de pozo también puede ser agregada al ensamble de control de flujo como un paquete modular mediante el montaje de los medidores de presión y temperatura y de los otros dispositivos hidráulicos alrededor del adaptador para tubería de producción.

Figura 58. Medición de presión de yacimiento y presión dinámica en fondo de pozo.



Fuente: Presentación Schlumberger 2012

Con las válvulas FCV controladas desde la superficie, es posible además medir periódicamente la presión del yacimiento y la presión dinámica de fondo del pozo (FBHP) sin tener que correr registros de producción. Esto se logra cerrando primero una zona, para permitir que el sensor de presión de fondo de pozo que se encuentra frente a la formación pueda comenzar a registrar la presión del espacio anular o la presión del yacimiento. Al mismo tiempo, un sensor ubicado en una segunda zona totalmente abierta mide la FBHP para esa zona en particular. Cuando se cierra la segunda zona y se abre la primera, el sensor frente a la formación mide la presión de yacimiento de la segunda zona y la FBHP de la primera zona (**ver Figura 59**). Esta técnica, que puede aplicarse a varios intervalos productores a la vez, permite a los operadores obtener un perfil de presión de fondo de pozo de cualquiera de las zonas en cualquier momento, sin incurrir en demoras excesivas en la producción para registrar el incremento de presión y evitar además la exposición a los riesgos asociados con las intervenciones. Esta técnica de aislamiento de zonas permite además a los ingenieros obtener datos de incremento de presión de formación y un perfil de caída de presión para las actualizaciones y cambios del índice de productividad (PI) a lo largo de la vida del pozo.

5.5.3 Choke TRFC-HM AP y TRFC-HM LP (Válvulas hidráulicas Mecánicas de Control de Flujo de Superficie Accionada)¹⁷. Válvulas de control de flujo de una sola línea que utilizan sólo una línea de control hidráulico dedicado por válvula están disponibles para los pozos que tienen penetraciones limitadas o que necesitan posible las líneas de control de menor cantidad. Las Válvulas TRFC-HM tienen 11 posiciones y pueden manejar hasta 70.000 barriles de flujo de fluido. Esta válvula proporciona una superficie accionada por control de flujo de fondo de pozo de depósito en múltiples zonas o pozos multilaterales.

¹⁷ TRFC-HM AP and TRFC-HM LP, “Hydraulic Mechanical Flow Control Valves”, www.slb.com/completions, Mark Schlumberger 2010

Figura 59. TRFC-HM AP y LP Válvulas hidráulicas mecánicas de control de flujo.



Fuente: www.slb.com/completions Schlumberger, Derechos Reservados 10-CO-0011

5.5.3.1. Aplicaciones

- Completamientos inteligentes multizonas.
- Completamientos de flujos entremezclados.
- Pozos productores e inyectores de gas o agua.
- Ambientes de pozo en depósitos de incrustaciones, erosión severa, o condiciones de alta temperatura.

5.5.3.2. Beneficios

a) Maximizar la producción por medio de:

- Reducción de la producción de agua y gas no deseada.
- Proveer mejor eficiencia de barrido de producción o inyección.
- Aumentar la comprensión del yacimiento a través de pruebas periódicas zonales.

b) Minimizar los costos y riesgos de las intervenciones de pozo.

5.5.3.3 Características

- Operación con una sola línea de control que asegura mínimos despliegues de las mismas.
- Confiable tecnología de pistón que controla el movimiento de la válvula.
- Funda de control que previene el daño de sellos de choke en todas las posiciones de apertura.
- Nueve posiciones de choque ajustables, cierre total y apertura total.
- Compatibilidad con fluidos de control de línea base aceite y base agua.

→ Operación con pistón externo que es altamente resistente a los problemas de build-up.

Las válvulas hidráulicas mecánicas de control de flujo proveen un control de fondo de pozo accionado en superficie del flujo en el yacimiento en doble-zona, pozos multilaterales en producción y completamientos de inyección de agua y gas. El método de actuación, basado en la tecnología probada de válvula de seguridad de su superficie controlada en superficie de campo, usa ciclos de presión para mover la válvula a la posición de choke seleccionada. El diseño hace las válvulas adecuadas para ambientes severos con depositación de incrustaciones, erosión y otras condiciones exigentes. La válvula es manufacturada en una variedad de materiales, todos reúnen las especificaciones NACE MR0175.

El uso de múltiples válvulas TRFC-HM permite controlar de una manera más confiable los yacimientos.

5.5.3.4 Operación. La válvula TRFC-HM usa una línea de control hidráulica operada en superficie para activar la sección de choke. Aplicando presión hidráulica a la línea de control actúa la válvula; después, el sistema acciona la válvula a través de cada una de las posiciones de choke mediante el uso de un sistema de trinquete mecánico con la ayuda de la presión del yacimiento.

Hay dos versiones disponibles de la válvula TRFC-HM: la válvula anular y la válvula en línea. La válvula anular controla el flujo entre el anular y el tubing. La válvula en línea controla el flujo dentro del mismo tubing con un tapón recuperable. En aplicaciones a producción, el tapón es ubicado inmediatamente por debajo de la sección de choke y el flujo se desvía hacia la cubierta antes de que vuelva a entrar a través del choke. En aplicaciones a inyección, como el camino de flujo es invertido, el tapón es ubicado inmediatamente por encima de la sección de choke

y el flujo vuelve a desviarse hacia la cubierta antes de volver a entrar en el tubing a través del choke.

La válvula TRFC-HM usa conexiones de control de línea que pueden tener pruebas de presión exterior. La válvula anular puede sobrepasar seis líneas de control encapsuladas de 0.433 pulgadas, y la válvula en línea puede sobrepasar cuatro líneas encapsuladas asegurando así un alto grado de compatibilidad con los sistemas hidráulicos y eléctricos en cualquier diseño final.

La válvula TRFC-HM cuenta con 11 posiciones en su configuración estándar, incluyendo una completamente abierta y una completamente cerrada, y nueve posiciones intermedias de choke. Adaptar esta válvula a necesidades específicas de yacimiento es muy fácil porque el área de choke en cada posición puede ser personalizada.

La válvula utiliza puertos de flujo de diseño de boquilla para asegurar las características de flujo definidas por pozo para las distintas posiciones de choke y erosión mínima en altas presiones diferenciales.

La posición de choke es controlada por tecnología dinámica de pistón que mueve el choke a través de cada posición, permitiendo una regulación y control de flujo adecuados. Un mecanismo de boquilla asegura el choke en su posición ideal aun cuando la presión de la línea de control haya caído, asegurando que las vibraciones no muevan accidentalmente la válvula.

Una funda protectora mantiene los sellos de choke de la exposición a flujo durante el accionamiento y el funcionamiento, evitando de este modo daños por los fluidos erosivos a altas presiones diferenciales. Los dos tipos de válvula usan un perfil selectivo de tapones o fundas para aislar zonas como medida de contingencia.

La tecnología de monitoreo permanente del yacimiento y la producción Schlumberger WellWatcher* puede ser usada en conjunto con la válvula TRFC-HM para monitorear la presión de fondo de pozo y la temperatura y permitir un entendimiento claro y un control preciso del yacimiento en tiempo real.

5.5.3.5 Especificaciones

Tabla 13. TRFC-HM especificaciones de la válvula de Control de Flujo.

TIPO	VALVULA ANULAR	VALVULA EN LA LINEA
Tamaño	5 1/2 pulgadas	5 1/2 pulgadas
Diámetro Externo Máximo	8.260 pulg [209.804]mm	9.250 pulg [234.950] mm
Diámetro Interno Mínimo	4.437 pulg[112.700]mm	4.312 pulg [109.525]mm
Diámetro Interno de la Corriente	4.432 pulg [112.573]mm	4.308 pulg [109.423]mm
Excentricidad	0.300 pulg [7.620]mm	0.300 pulg [7.620]mm
Longitud total	157pulg [3,988]mm	225pulg [5,715]mm
Tasa Máxima de flujo	70,000 bbl/d [11,130]m ³ /d	44,000 bbl/d [6,996] m ³ /d

Fuente: www.slb.com/completions Schlumberger, Derechos Reservados 10-CO-0011

Tabla 14. TRFC-HM especificaciones del sistema de Control de Flujo.

Número máximo posiciones de la herramienta	11(Abierto, Cerrado, 9 posiciones choke)
Área Máxima de Flujo	125% área tubing
Actuador Principal	Línea hidráulica singular a superficie con concentración de elasticidad

	mecánica.
Línea de Control Bypasses	5¹/₂ Válvula AP: 6 líneas de control encapsuladas de 0.433 pulg [11.0-mm] 5¹/₂ Válvula LP: 4 líneas de control encapsuladas 0.433 pulg [11.0-mm]
Tipo adecuado de línea de control	Conector de férula doble invertido (Conector hidráulico de acople seco).
Tipo de línea para taponamiento estándar.	4.312 PCE no va

Fuente: www.slb.com/completions Schlumberger, Derechos Reservados 10-CO-0011

Tabla 15. Materiales.

Especificaciones del Material	NACE MR0175
Material de Sello	Teflon ^R Chemraz ^R
Compatibilidad de la línea de control de fluidos	Agua en base aceite o lo contrario.

Fuente: www.slb.com/completions Schlumberger, Derechos Reservados 10-CO-0011

Tabla 16. Datos de Operación.

Presiones de trabajo	7,500 psi [51,710]kPa
Máxima presión diferencial de ecualización	1,500 psi [10,342] kPa
Máxima presión diferencial de flujo	1,500 psi [10,342] kPa
Rangos de temperatura de operación	40 – 300 °F [5 – 148] °C
Mínima temperatura de instalación	33 °F [0.5] °C
Mínima temperatura de almacenamiento	-40 °F [-40]°C

Fuente: www.slb.com/completions Schlumberger, Derechos Reservados 10-CO-0011

Tabla 17. Requisitos del Ambiente.

Erosión	1,500 psi [10,342]kPa
Concentración arena por peso	8
Vida de la válvula en años	8

Fuente: www.slb.com/completions Schlumberger, Derechos Reservados 10-CO-0011

5.5.4 Evaluación y Análisis de Resultados de la Instalación de los Chokes en Fondo. El simulador PIPESIM permite modelar válvulas de control de flujo y chokes en pozos con completamientos inteligentes, en este caso se seleccionó la válvula TRFC-HM-AP de la empresa Schlumberger, esta válvula puede estar hasta en 11 posiciones diferentes, esta posición hace referencia al área dispuesta para el flujo siendo 0 la posición para la válvula cerrada y 10 para la válvula completamente abierta.

Tabla 18. Requisitos del Ambiente.

POSICION	AREA EQUIVALENTE DEL CHOKE (IN²)	DIAMETRO DEL CHOKE (IN)	PORCENTAJE DE APERTURA
10	8,073	3,206	100%
9	1,776	1,506	47%
8	1,163	1,218	38%
7	0,856	1,025	32%
6	0,626	0,897	28%
5	0,472	0,769	24%
4	0,319	0,641	20%
3	0,215	0,512	16%
2	0,11	0,384	12%
1	0,055	0,256	9%
0	0	0	0

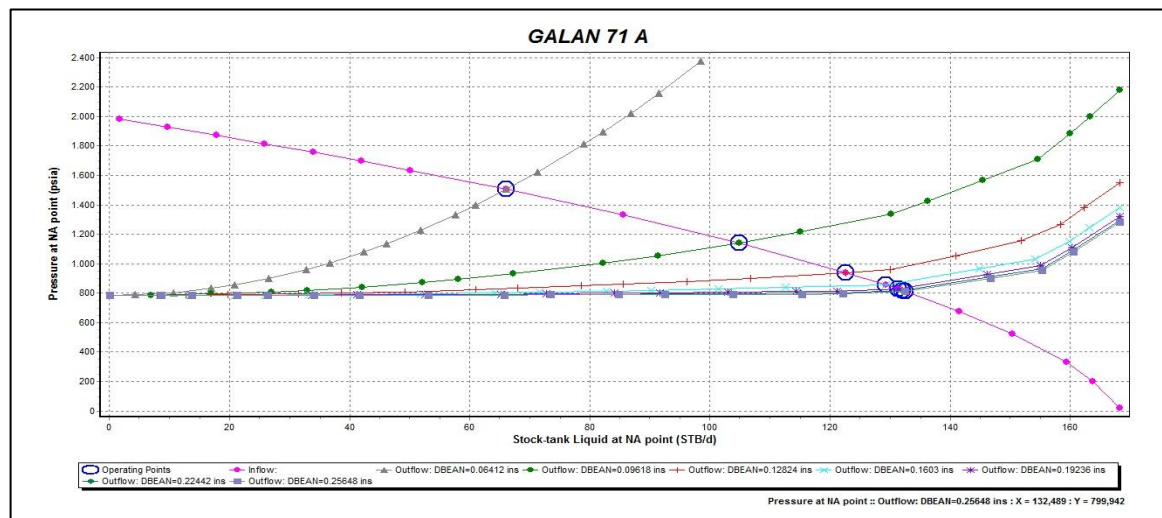
Fuente: Autores. Software PIPESIM.

A continuación se presenta el análisis nodal para cada uno de los pozos sensibilizando diferentes porcentajes de apertura de la válvula y de esta manera determinar en qué posición es posible alcanzar la presión de fondo óptima en cada formación de tal manera que sea posible igualar la presión en el fondo del pozo y producir todas las zonas conjuntamente.

5.5.4.1 Pozo Galán 71. Actualmente en el pozo Galán 71 se tiene una producción de **161 BFPD**, las formaciones A y B presentan comportamiento de inyección mientras que la arena C presenta comportamiento de producción lo que quiere decir que la producción actual es debida a la formación C.

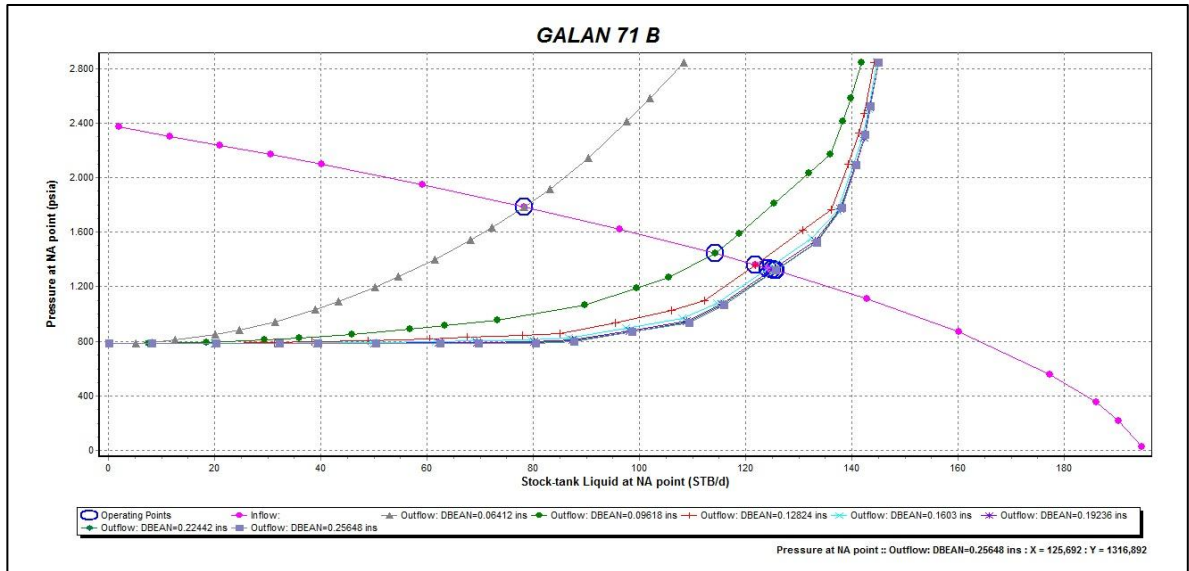
Para lograr la producción conjunta de las tres formaciones se deben alcanzar las presiones de fondo fluyendo optimas calculadas anteriormente, por tal razón se realizó el análisis nodal instalando un choke o válvula de control de flujo entre las formaciones B y C sensibilizando el porcentaje de apertura de la válvula y de esta manera obtener una caída de presión adicional que permita la producción conjunta.

Figura 60. Análisis Nodal Zona A Pozo Galán 71.



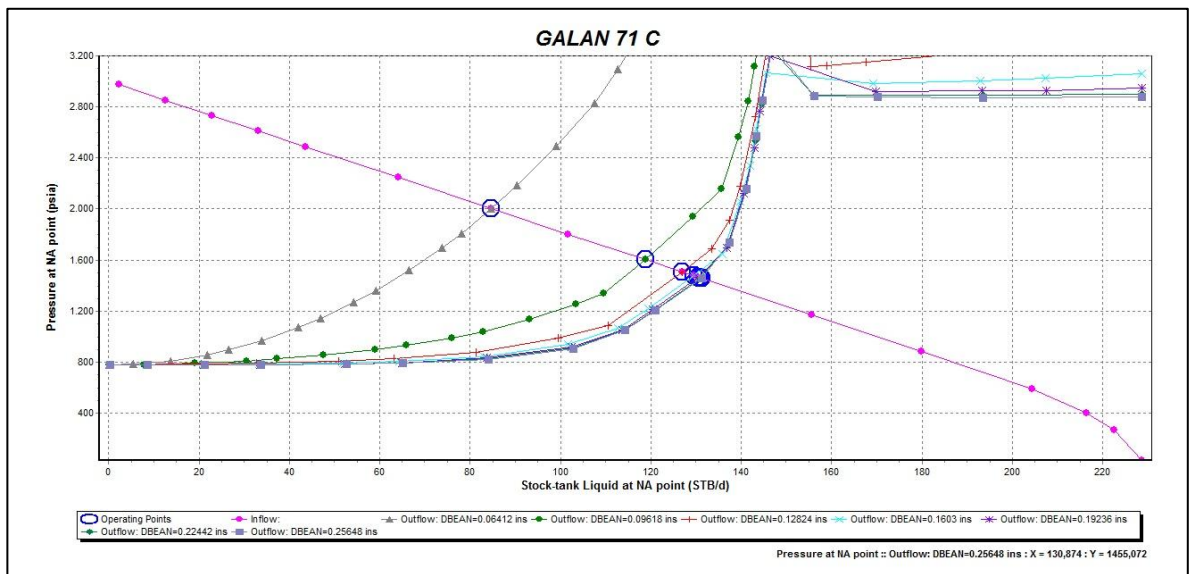
Fuente: Autores. Software PIPESIM.

Figura 61. Análisis Nodal Zona B Pozo Galán 71.



Fuente: Autores. Software PIPESIM.

Figura 62 Análisis Nodal Zona C Pozo Galán 71.



Fuente: Autores. Software PIPESIM.

De acuerdo al análisis nodal se alcanzaron las presiones de fondo fluyendo óptimas, manteniendo un porcentaje de apertura del choke de 8 % del área total y a una profundidad de **5992 ft.**

Tabla 19. Resultados Análisis Nodal Pozo Galán 71.

ZONA	POSICION	PWF	ΔP CHOKE	QL
A	1	766	0	132
B	Abierta	945	0	0
	1	1316	371	126
C	Producción. Actual	1084	0	161
	1	1455	371	130

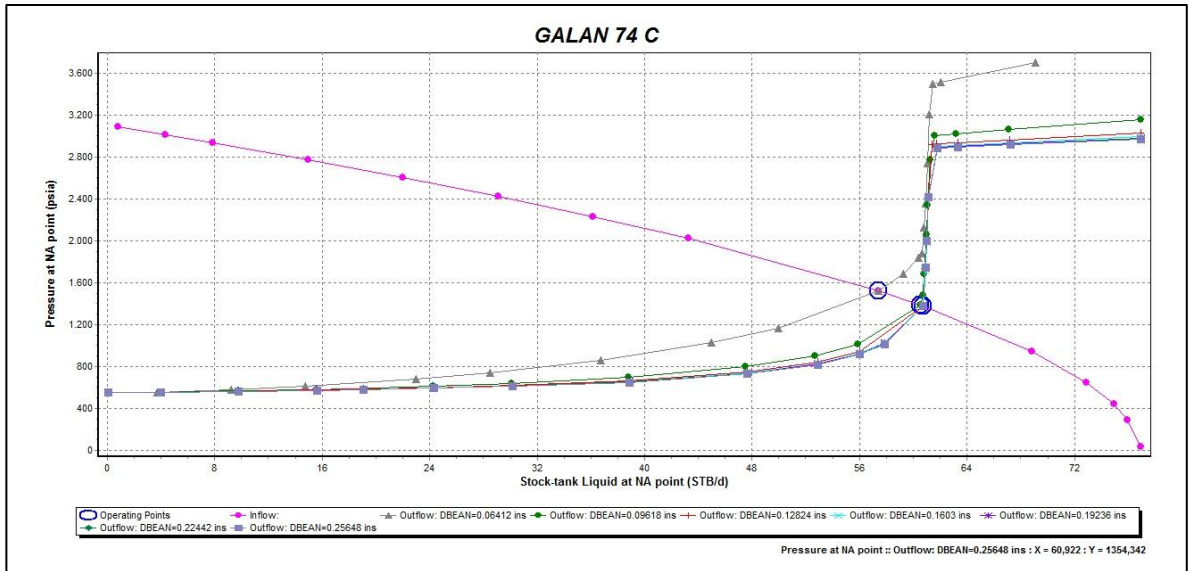
Fuente: Autores.

Se pudo observar que al inducir una caída de presión adicional por el efecto de la instalación de un choke o válvula de control de flujo entre las formaciones B y C, se logran obtener las presiones de fondo fluyendo óptimas para lograr la producción conjunta de las tres formaciones obteniéndose una producción total de **388 BFPD.**

5.5.4.2 Pozo Galán 74. En el pozo Galán 74 actualmente se tiene una producción de **60 BFPD**, producción aportada por la formación C, pues de acuerdo a los resultados obtenidos anteriormente la formación C presenta comportamiento de producción, mientras que la formación B presenta comportamiento de inyección.

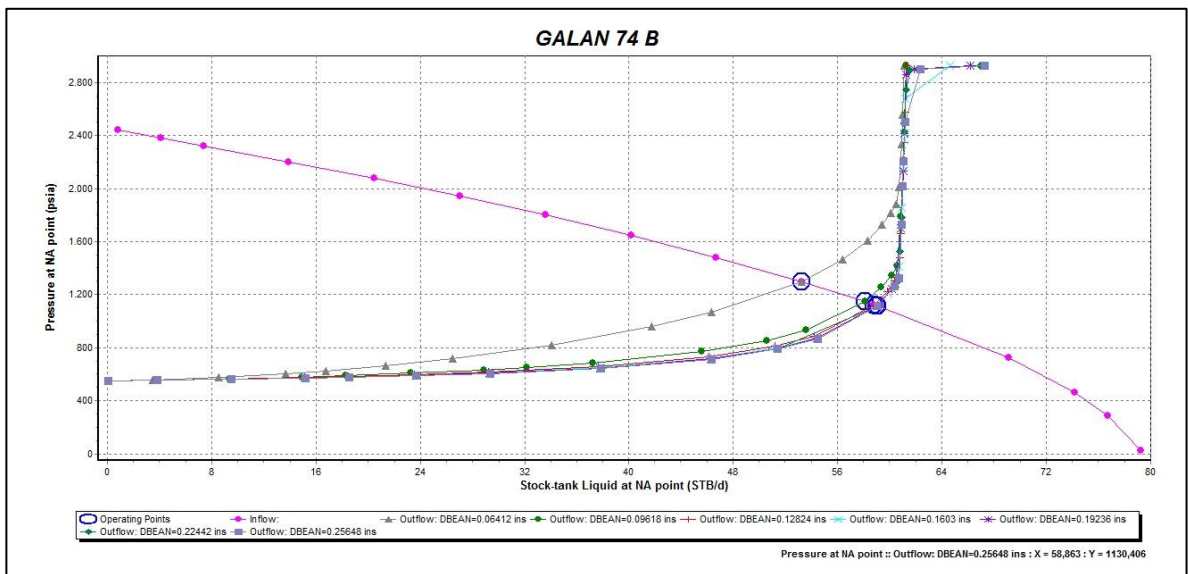
Para lograr la producción conjunta de las dos formaciones se deben alcanzar las presiones de fondo fluyendo óptimas calculadas anteriormente, por tal razón se realizó el análisis nodal instalando un choke o válvula de control de flujo frente a la formación C, a una profundidad de **6636 ft** y de esta manera obtener una caída de presión adicional que permita la producción conjunta de las dos zonas.

Figura 63. Análisis Nodal Zona C Pozo Galán 74.



Fuente: Autores. Software PIPESIM.

Figura 64. Análisis Nodal Zona B Pozo Galán 74.



Fuente: Autores. Software PIPESIM.

De acuerdo al análisis nodal se alcanzaron las presiones de fondo fluyendo óptimas manteniendo un porcentaje de apertura del choke de 8 % del área total.

Tabla 20. Resultados Análisis Nodal Pozo Galán 74.

ZONA	POSICION	PWF	ΔP CHOKE	QL
C	Producción. Actual	1286	0	60
	1	1354	70	60
B	Abierta	1084	0	0
	1	1130	46	58

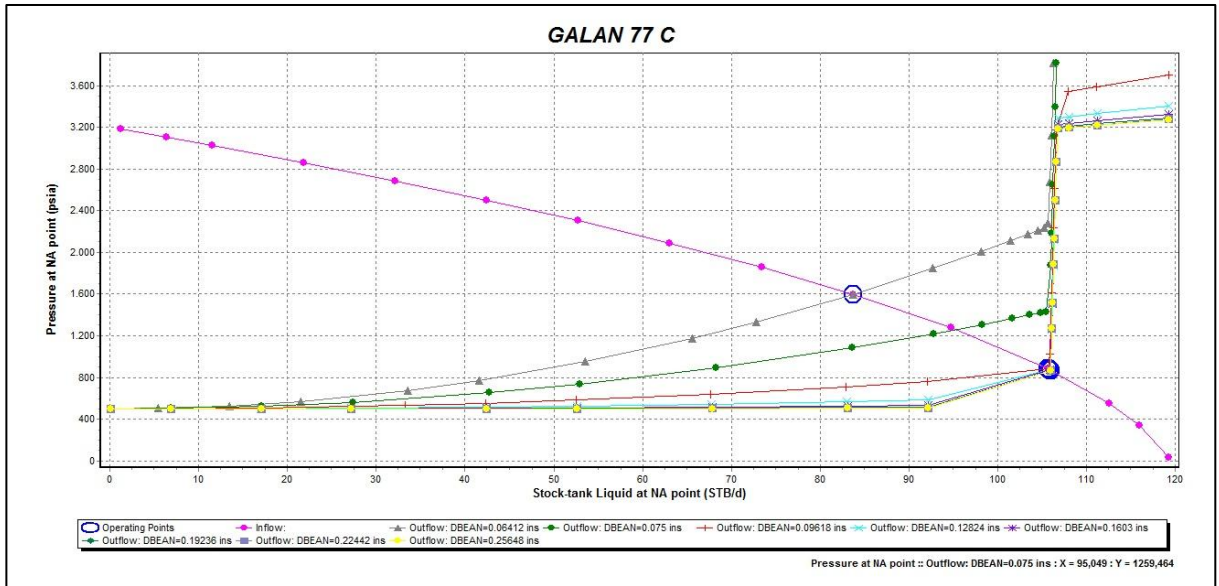
Fuente: Autores.

De acuerdo al análisis nodal se pudo observar que al inducir una caída de presión adicional por el efecto de la instalación de un choke o válvula de control de flujo a la profundidad de **6636 ft**, se logran obtener las presiones de fondo fluyendo óptimas para lograr la producción conjunta de las dos formaciones obteniéndose una producción total de **118 BFPD**.

5.5.4.3 Pozo Galan 77. En el pozo Galán 77 actualmente se tiene una producción de **106 BFPD**, producción aportada por la formación C, pues de acuerdo a los resultados obtenidos anteriormente la formación C presenta comportamiento de producción, mientras que la formación B presenta comportamiento de inyección.

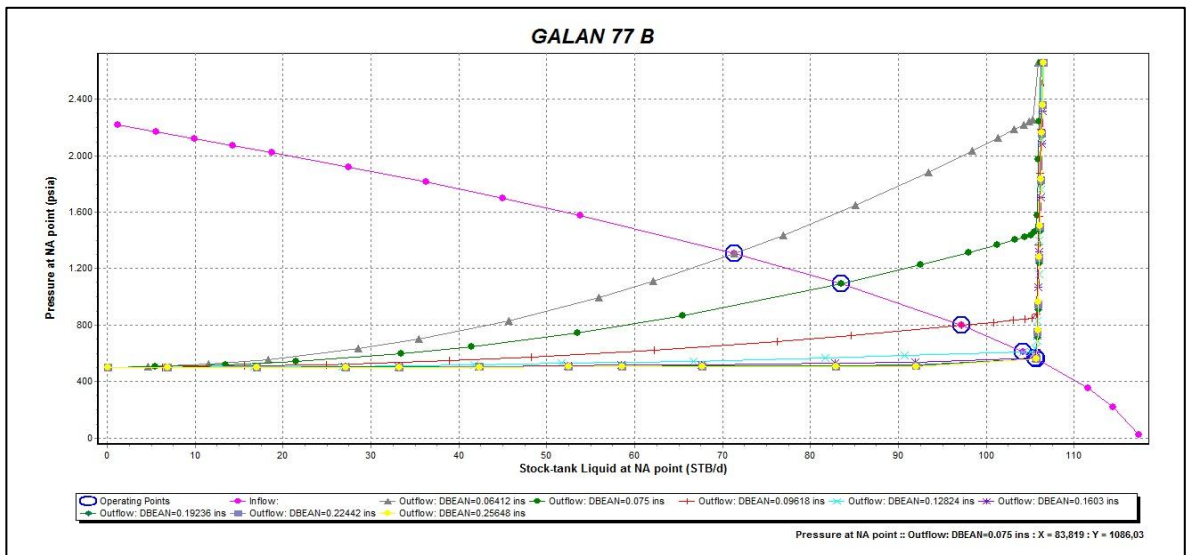
Para lograr la producción conjunta de las dos formaciones se deben alcanzar las presiones de fondo fluyendo óptimas calculadas anteriormente, por tal razón se realizó el análisis nodal instalando un choke o válvula de control de flujo frente a la formación C, a una profundidad de **6370 ft** y de esta manera obtener una caída de presión adicional que permita la producción conjunta de las dos zonas.

Figura 65. Análisis Nodal Zona C Pozo Galán 77.



Fuente: Autores. Software PIPESIM.

Figura 66. Análisis Nodal Zona B Pozo Galán 77.



Fuente: Autores. Software PIPESIM.

De acuerdo al análisis nodal sensibilizando el diámetro del choke se alcanzaron las Pwf óptimas manteniendo un porcentaje de apertura del mismo de 2,5 % del área total.

Tabla 21. Resultados Análisis Nodal Pozo Galán 77.

ZONA	POSICION	PWF	ΔP CHOKE	QL
C	Producción Actual.	867	0	106
	1	1239	372	95
B	Abierta	714	0	0
	1	1086	372	83

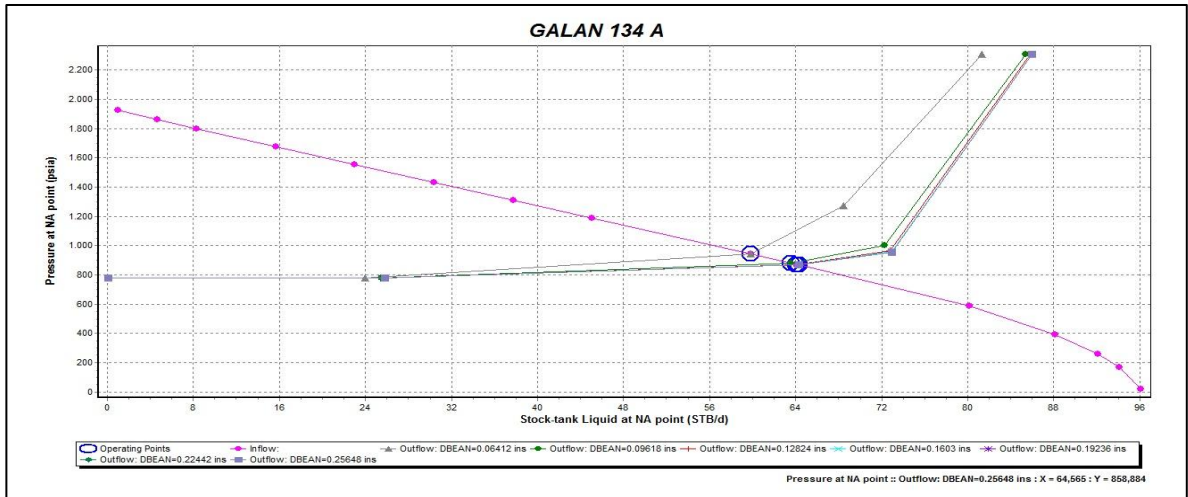
Fuente: Autores.

Como se pudo observar del análisis nodal al inducir una caída de presión adicional por el efecto de la instalación de un choke o válvula de control de flujo a una profundidad de **6370 ft** se logran obtener las presiones de fondo fluyendo óptimas para lograr la producción conjunta de las dos formaciones obteniéndose una producción total de **178 BFPD**.

5.5.4.4 Pozo Galan 134. Actualmente en el pozo Galán 134 se tiene una producción de **65 BFPD**, las formaciones C y B presentan comportamiento de inyección mientras que la arena A, presenta comportamiento de producción lo que quiere decir que la producción actual es debida a la formación A.

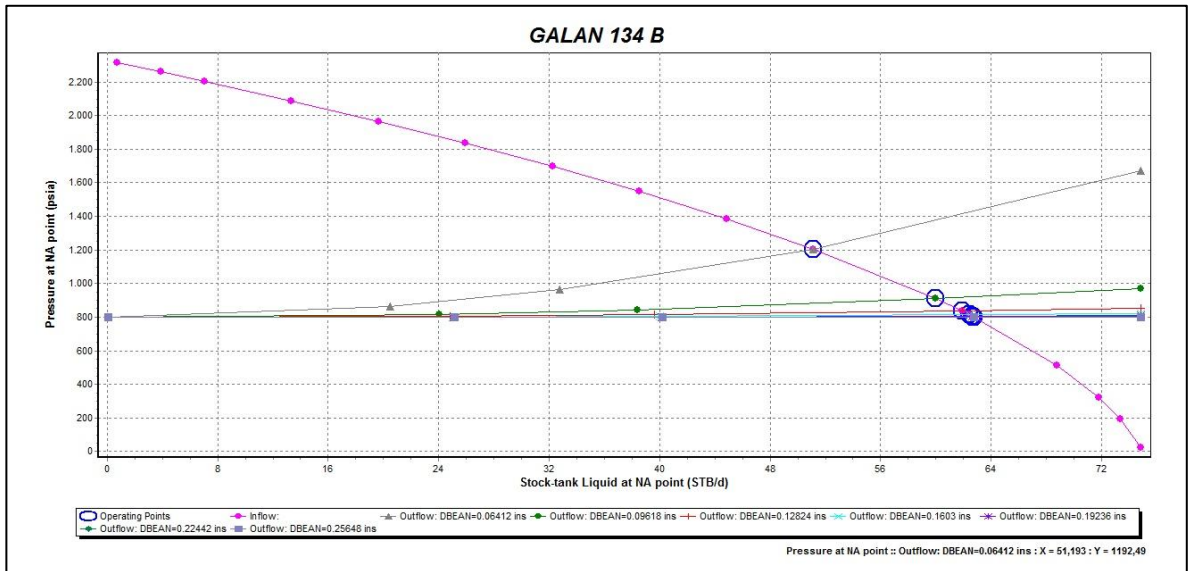
Para lograr la producción conjunta de las tres formaciones se deben alcanzar las presiones de fondo fluyendo optimas calculadas anteriormente, por tal razón se realizó el análisis nodal instalando chokes o válvulas de control de flujo entre las formaciones sensibilizando el porcentaje de apertura de las válvulas y de esta manera obtener una caída de presión adicional que permita la producción conjunta.

Figura 67. Análisis Nodal Zona A Pozo Galán 134.



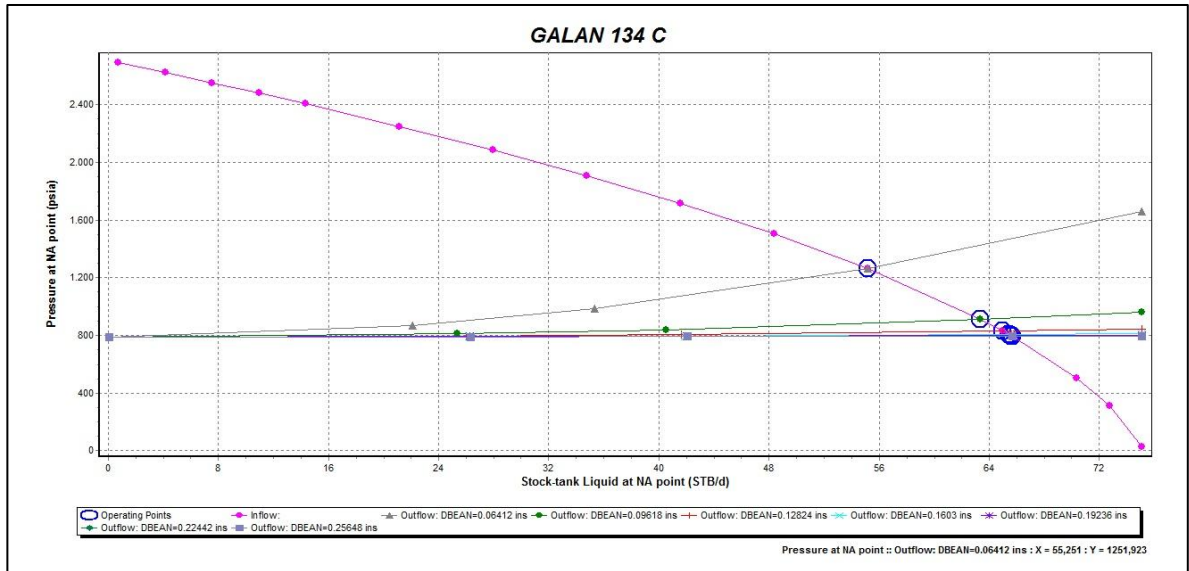
Fuente: Autores. Software PIPESIM.

Figura 68. Análisis Nodal Zona B Pozo Galán 134.



Fuente: Autores. Software PIPESIM.

Figura 69. Análisis Nodal Zona C Pozo Galán 134.



Fuente: Autores. Software PIPESIM.

De acuerdo al análisis nodal sensibilizando el diámetro del choke para alcanzar las presiones de fondo fluyendo óptimas para cada una de las formaciones se realizó la simulación teniendo en cuenta la instalación de un primer choke a una profundidad de **4538 ft** con un porcentaje de apertura del 2 % y un segundo choke a una profundidad de **5752 ft** con un porcentaje de apertura del 8% del área total.

Tabla 22. Resultados Análisis Nodal Pozo Galán 134.

ZONA	POSICION	PWF	ΔP CHOKE	QL
A	Producción Actual.	435	0	65
	1	855	422	64
B	Abierta	703	0	0
	1	1192		51
C	Abierta	829	0	0
	1	1251	420	55

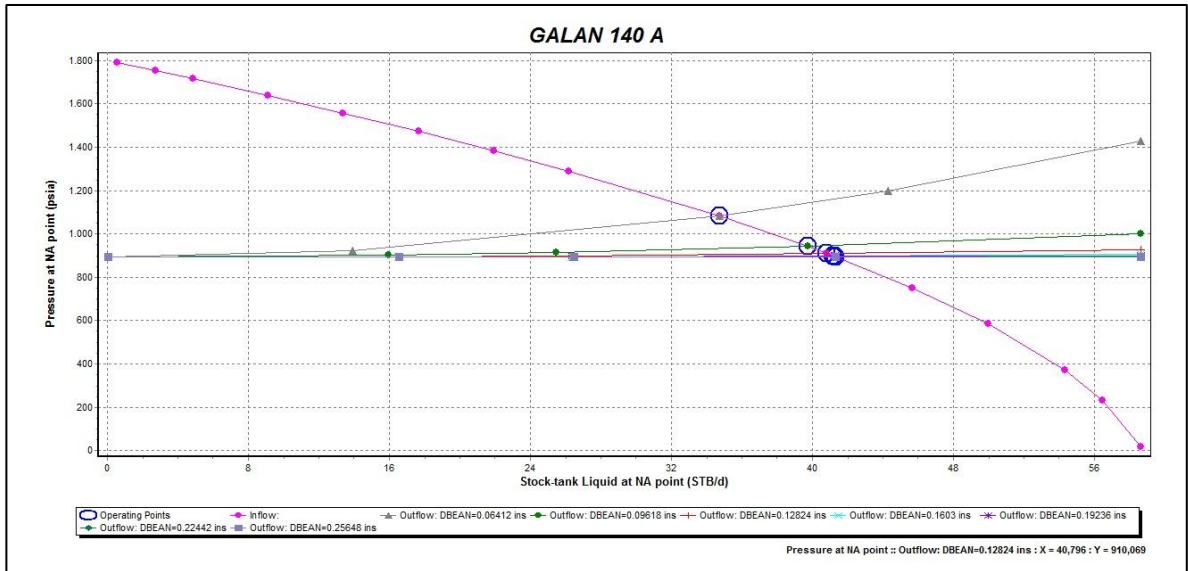
Fuente: Autores.

Como se pudo observar del análisis nodal al inducir una caída de presión adicional por el efecto de la instalación de chokes o válvulas de control de flujo a una profundidad de **4538 ft** y **5752 ft** respectivamente se logran obtener las presiones de fondo fluyendo óptimas para lograr la producción conjunta de las tres formaciones obteniéndose una producción total de **170 BFPD**.

5.5.4.5 Pozo Galan 140. En el pozo Galán 140 actualmente se tiene una producción de **58 BFPD**, teniendo en cuenta los resultados obtenidos en el perfil presión temperatura corrido anteriormente las formaciones A y B presentan un comportamiento de producción mientras que la formación C presenta comportamiento de inyección.

Para lograr la producción conjunta de las tres formaciones se deben alcanzar las presiones de fondo fluyendo óptimas calculadas anteriormente, por tal razón se realizó el análisis nodal instalando chokes o válvulas de control de flujo frente a las arenas A y B a unas profundidades de **3941 ft** y **5137 ft** respectivamente, de esta manera equilibrar la presión en el fondo del pozo que permita la producción conjunta de las tres zonas.

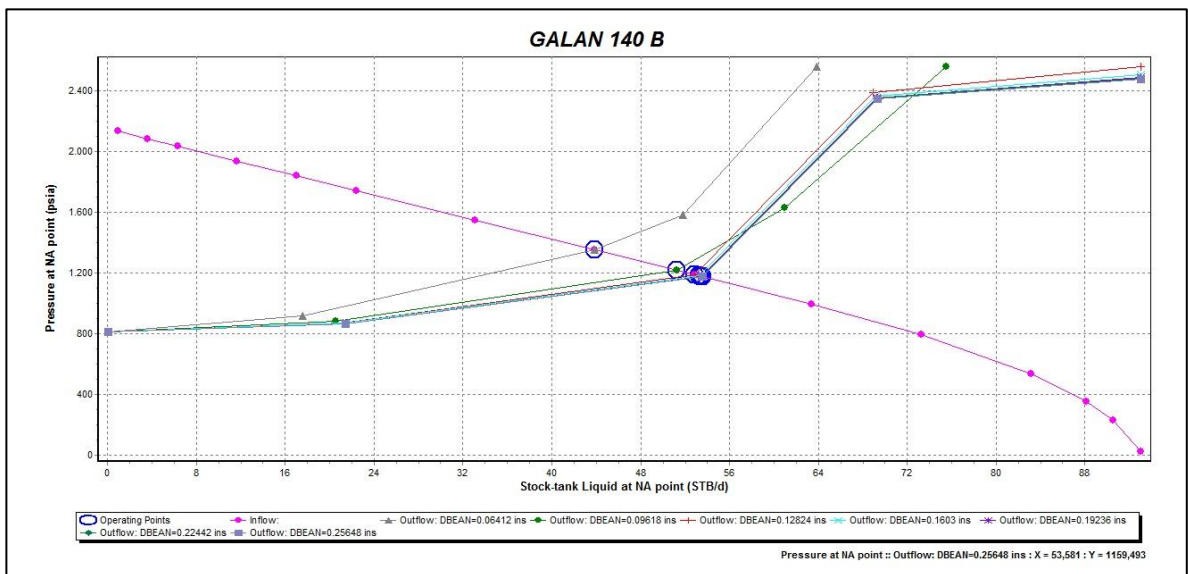
Figura 70. Análisis Nodal Zona A Pozo Galán 140.



Fuente: Autores. Software PIPESIM.

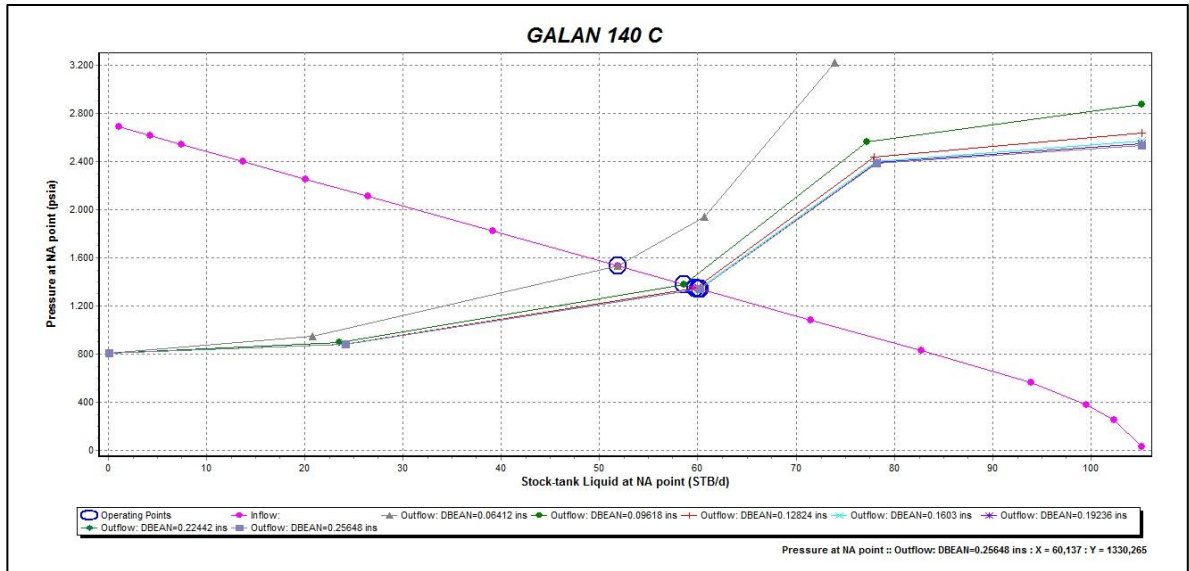
De acuerdo al análisis nodal para la zona A se alcanzó la Pwf óptima manteniendo un porcentaje de apertura del choke de 4 % del área total.

Figura 71. Análisis Nodal Zona B Pozo Galán 140.



Fuente: Autores. Software PIPESIM.

Figura 72. Análisis Nodal Zona C Pozo Galán 140.



Fuente: Autores. Software PIPESIM.

Según al análisis nodal para la zona B se alcanzó la presión de fondo fluyendo óptima, manteniendo un porcentaje de apertura del choke de 8 % del área total, de acuerdo a esto para la formación C se tendrá una presión de fondo fluyendo de 1330 psia.

Tabla 23. Resultados Análisis Nodal Pozo Galán 140.

ZONA	POSICION	PWF	ΔP CHOKE	QL
C	Producción Actual.	530	0	58
	1	1330	0	60
A	Abierta	230	0	0
	1	910	644	40
B	Abierta	515	0	0
	1	1159	680	53

Fuente: Autores.

De acuerdo al análisis nodal se pudo observar que al inducir una caída de presión adicional por el efecto de la instalación de chokes o válvulas de control de flujo frente a las formaciones A y B se logran obtener las presiones de fondo fluyendo óptimas para lograr la producción conjunta de las tres formaciones obteniéndose una producción total de **153 BFPD**.

6. EVALUACIÓN FINANCIERA

Una evaluación financiera es el estudio de todos los factores que afectan la economía de un proyecto, medidos en unidades monetarias. Este tipo de análisis implica un estudio detallado de los costos para la inicialización de un proyecto y mantenerlo en condiciones óptimas de operación, además de determinar cuál sería la posible ganancia que se obtendría del mismo y si es conveniente o no el desarrollo del proyecto.

Teniendo en cuenta los análisis a realizar en un estudio financiero, se determinó la realización de este para establecer la viabilidad del proyecto teniendo como base información disponible referente a los costos estimados de las variables que más influyen en la ejecución del proyecto para así evaluar objetivamente la rentabilidad del mismo.

Existen dos términos relevantes en la industria del petróleo, los cuales son de gran ayuda a la hora de la realización de un proyecto en la evaluación financiera de este. Los gastos capitales (**CAPEX**), son los costos asociados con 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, de sistemas de levantamiento artificial, los gastos de instalaciones adicionales para manejos de agua de producción, equipos y pozos de inyección. Por su parte los costos operacionales (**OPEX**) están asociados con costos de energía, químicos, servicios de reacondicionamiento de pozos productores e inyectores personal de mantenimiento entre otros.

Adicionalmente a esto existen indicadores económicos los cuales sirven como criterios de evaluación para diferentes análisis financieros entre ellos se encuentran:

6.1. FLUJO DE CAJA

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. Es 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 negociación de los productos 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 deben ser tenidos en cuenta en la implementación de cualquier proyecto. Para este caso se tuvo en cuenta costos de inversión inicial, lifting cost y tratamiento de agua.

6.2 PAY BACK

Es el periodo de tiempo de recuperación, es una idea aproximada del tiempo que se tendrá para recuperar el desembolso inicial en una inversión.

$$PB = \frac{\text{Inversion Requerida}}{\text{Flujo de Dinero Acumulado}}$$

Ecu. 6.1

6.3 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 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 descontado 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 del tiempo.

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 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 descontado 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 del tiempo.

$$VPN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{1+k^t} - I_0$$

Ecu. 6.2

Dónde:

Vt: Flujos de cada en cada periodo t.

I_0 : Inversión inicial

n: Numero de periodos considerados.

k: coste de oportunidad.

Tabla 24. Interpretación del Indicador de Rentabilidad VPN.

Valor	Significado	Decisión a Tomar
VPN>0	La inversión producirá ganancias por encima de la rentabilidad exigida(r).	El proyecto puede aceptarse considerando el valor mínimo de rendimiento para la inversión.
VPN<0	La inversión producirá ganancias por debajo de la rentabilidad exigida(r).	El proyecto debería rechazarse la inversión no sería cubierta según el tiempo de estudio de la proyección.
VPN=0	La inversión no produciría ni ganancias ni pérdidas.	Dado que el proyecto no agrega valor monetario por encima de la rentabilidad exigida la decisión debiera basarse en otros criterios.

Fuente. MORA, A. "Matematica Financiera", Segunda Edición, Editorial Alfaomega, 2012.

6.4 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

La tasa interna de retorno está definida como la tasa de interés con la cual el VPN es igual 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 a mayor TIR mayor rentabilidad.

Se utiliza para decidir la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión 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 rendimiento del proyecto (expresada por la TIR) supera la tasa de corte, se acepta la inversión en caso contrario se rechaza.

$$VPN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{1+TIR^t} + I_o = 0 \quad \text{Ecu. 6.3}$$

Dónde:

Vt: Flujos de cada en cada periodo t.

Io: Inversión inicial.

n: Numero de periodos considerados.

k: coste de oportunidad.

6.5 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.

$$RBC = \left| \frac{VPN-Ingresos}{VPN-Egresos} \right| \quad \text{Ecu. 6.4}$$

Dónde:

RBC = Relación Beneficio-Costo.

|VPN- Ingresos|= Valor Absoluto del VPN de los Ingresos, Unidades Monetarias

|VPN-Egresos| = Valor Absoluto del VPN de los Egresos, Unidades Monetarias.

6.6 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 estudiado. 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 Ecopetrol S.A. la tasa de interés de oportunidad está fijada en 12 % efectivo anual.

A continuación se evaluarán los escenarios propuestos con cada uno de los indicadores mencionados anteriormente, para esto es necesario contar con datos preliminares como:

- Precio del Crudo.
- Costos de Levantamiento.
- Inversión Inicial.
- Declinación de la Producción.
- Consumo Energético.

Tabla 25. Datos Preliminares para la Evaluación Financiera.

PERFIL DE DECLINACIÓN MENSUAL	1%
TASA EFECTIVA ANUAL	12%
REGALÍAS	20%
IMPUESTO DE RENTA	35%
PRECIO DEL CRUDO	54 USD/Bbl
LIFTING COST	14 USD/Bbl
COSTO DE TTO DE AGUA	0,21 USD/Bbl
TIEMPO DE EVALUACIÓN	8 años

Fuente: Ecopetrol S.A.

6.7 ANALISIS FINANCIERO OPTIMIZACION PROPUESTA

La evaluación financiera que se describe a continuación se desarrolló para los pozos que presentaron flujo cruzado.

Una vez establecidos los indicadores económicos para la evaluación del proyecto se realizó el flujo de caja para cada pozo teniendo en cuenta los datos preliminares mostrados en la tabla y un perfil incremental declinado en cada pozo para un periodo de 96 meses, se tuvo en cuenta este periodo de tiempo pues se considera que la vida útil de este tipo de completamiento es de 8 años.

6.8 COSTOS ASOCIADOS A LA INSTALACION DE COMPLETAMIENTOS INTELIGENTES

Los costos mostrados en la **Tabla 26** son los costos asociados al completamiento de un pozo inteligente con un completamiento persona de dos sensores de fondo de pozo, un dispositivo de control de flujo ICV, dos Packers HF para independizar zonas y un módulo de control electrónico.

Tabla 26. Costos Completamiento Inteligente.

ITEM	CANTIDAD	VLR.UNIDAD(COP)	VLR.UNIDAD(USD)
SENSOR DE FONDO DE POZO	1	\$ 144.000.000	\$ 80.000
ICV	1	\$ 180.000.000	\$ 100.000
PACKER HF	1	\$ 9.000.000	\$ 5.000
SISTEMA DE CONTROL POR POZO	1	\$ 360.000.000	\$ 200.000

ITEM	CANTIDAD	VLR.UNIDAD(COP)	VLR.UNIDAD(USD)
COMPLETAMIENTO POR ZONA	1	\$ 144.000.000	\$ 80.000
COMPLETAMIENTO POR POZO	1	\$ 2.304.000.000	\$ 1.280.000

Fuente: Schlumberger

A continuación en la **Tabla 27**. Se muestran los costos relacionados a las actividades de intervención de pozos, al igual que el costo de alquiler de herramientas. Estos valores pueden dar un aproximado en cuanto a intervenir un pozo para realizar un completamiento Inteligente.

Tabla 27. Costos Asociados a la Intervención de Pozos.

ÍTEM	UNIDAD	VLR. UNIDAD (\$COP)	VLR. UNIDAD (USD)
TRASTEYO Y MOVILIZACIÓN DE EQUIPOS Y ELEMENTOS PROPIOS DE LA ACTIVIDAD DE REACONDICIONAMIENTO O WORKOVER	POZO	\$ 23.687.189,00	\$ 12.041,19
EQUIPO DE REACONDICIONAMIENTO	DIA	\$ 16.337.921,90	\$ 8.305,25
EQUIPO DE VARILLO	DIA	\$ 10.978.949,75	\$ 5.581,06
EQUIPO DE WIRELINE	DIA	\$ 1.625.638,23	\$ 826,38
COSTOS WELL SERVICE	POZO	\$ 57.695.000,00	\$ 29.328,79
VALOR TOTAL		\$110.324.698,88	\$ 56.082,67

Fuente: Ecopetrol S.A.

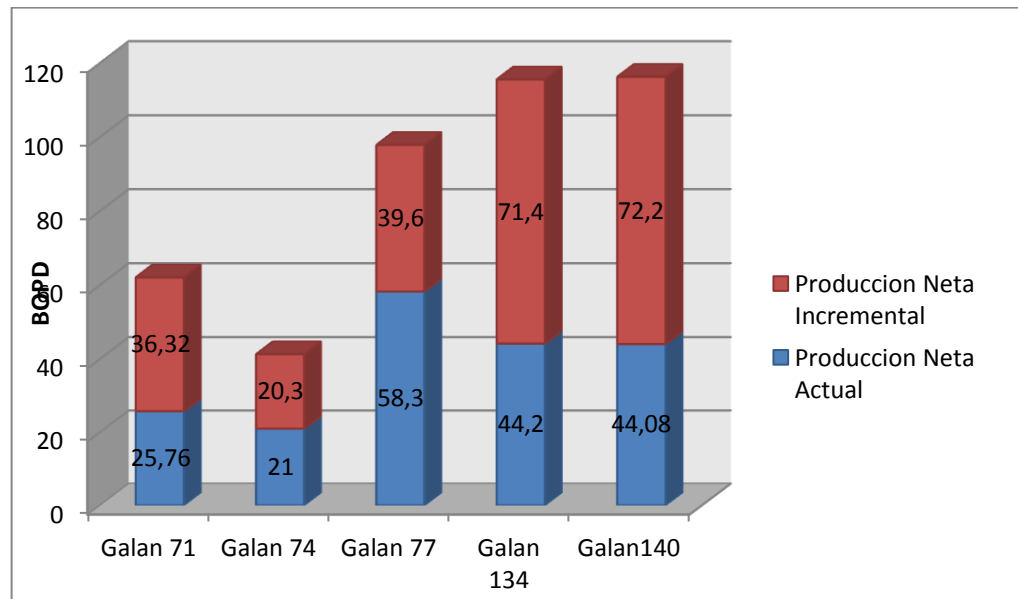
A continuación se presentan los resultados obtenidos en cuanto a la producción incremental debida a la instalación de válvulas de control de flujo en fondo para cada uno de los pozos que fueron objeto de este estudio.

Tabla 28. Tabla Resultados del Estudio Realizado.

POZO	PRODUCCION ACTUAL (bfpd)	PRODUCCION INCREMENTAL (bfpd)	BSW %	TOTAL NETO (bopd)
GALAN 71	161	227	84	36,32
GALAN 74	60	60	65	21
GALAN 77	106	72	45	39,6
GALAN 134	65	105	32	71,4
GALAN 140	58	95	24	72,2
TOTAL	450	559	250	240,52

Fuente: Autores.

Figura 73. Producción Neta Actual vs Producción Neta Incremental.



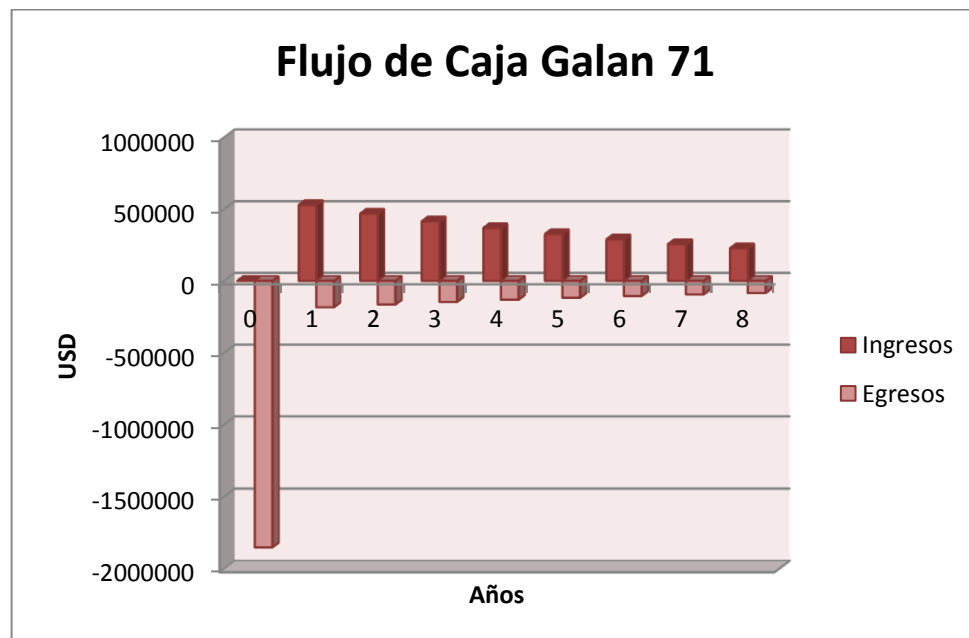
Fuente: Autores.

Para cada uno de los pozos se realizó la evaluación financiera teniendo en cuenta cada uno de los indicadores mencionados anteriormente en la figura se muestra el flujo de caja para un periodo de 8 años, tiempo estimado de vida útil de un completamiento inteligente.

→ **POZO GALAN 71**

Para el pozo Galán 71 se realizó el análisis económico. Este análisis se realizó para el tiempo de 8 años. En la figura 74 se muestra el flujo de caja neto del proyecto donde se logra comparar las ganancias año a año que se pueden recibir al implementar la Válvula de Control de Flujo Variable comparando los ingresos y los egresos.

Figura 74. Flujo de Caja Pozo Galán 71.



Fuente: Autores.

Con base a esto se evaluaron los indicadores económicos que permiten determinar la viabilidad del proyecto como VPN, TIR, PAYBACK.

Tabla 29. Comportamiento de la Inversión al Instalar VCF en Fondo de Pozo Galán 71.

POZO	PRODUCCION INCREMENTAL DIA (Bls)	PRODUCCION INCREMENTAL MES (Bls)	CAPEX		VPN (USD)	TIR (%)	PAYBACK (años)
			PRODUCCION DIFERIDA (USD)	INVERSION INICIAL (USD)			
GALAN 71	36,36	1090,8	\$ 5.498	\$ 1.845.221	-\$ 1.056.474	-1%	12

Fuente: Autores.

Como se puede observar, el incremento en la producción es insignificante comparado con la inversión inicial, y de acuerdo a los indicadores evaluados el proyecto no generara ninguna rentabilidad.

→ **POZO GALAN 74**

Para el pozo Galán 74 se realizó el análisis económico. Este análisis se realizó para el tiempo de 8 años. En la figura 75 se muestra el flujo de caja neto del proyecto donde se logra comparar las ganancias año a año que se pueden recibir al implementar la Válvula de Control de Flujo Variable comparando los ingresos y los egresos.

Figura 75. Flujo de Caja Pozo Galán 74.



Fuente: Autores.

Con base a esto se evaluaron los indicadores económicos que permiten determinar la viabilidad del proyecto como VPN, TIR, PAYBACK.

Tabla 30. Comportamiento de la Inversión al Instalar VCF en Fondo de Pozo Galán 74.

POZO	PRODUCCION INCREMENTAL DIA (Bls)	PRODUCCION INCREMENTAL MES (Bls)	CAPEX		VPN (USD)	TIR (%)	PAYBACK (años)
			PRODUCCION DIFERIDA (USD)	INVERSION INICIAL (USD)			
GALAN 74	21	630	\$ 4,482	\$ 1,845,221	-\$ 1,184,125	-1%	13

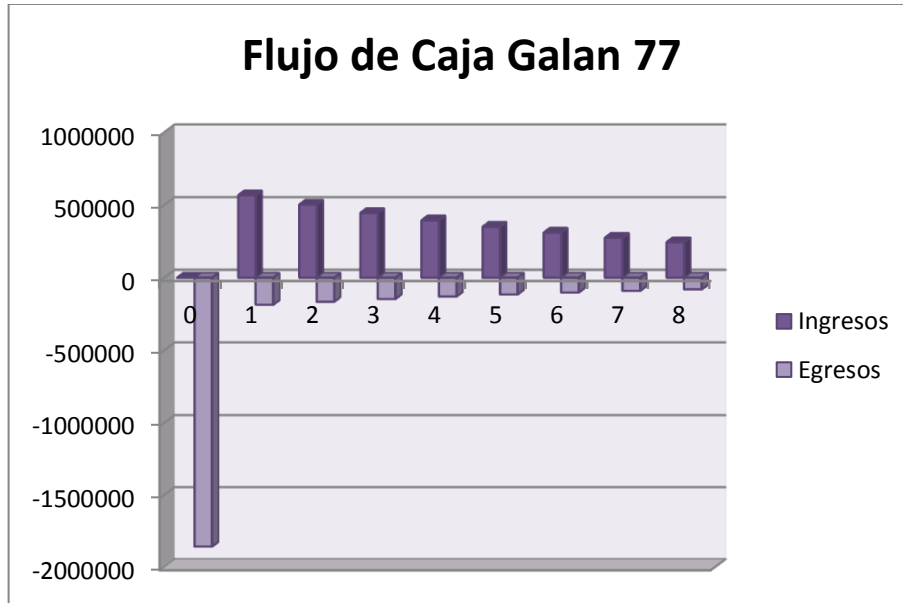
Fuente: Autores.

Como se puede observar, el incremento en la producción es insignificante comparado con la inversión inicial, y de acuerdo a los indicadores evaluados el proyecto no generara ninguna rentabilidad.

→ **POZO GALAN 77**

Para el pozo Galán 77 se realizó el análisis económico. Este análisis se realizó para el tiempo de 8 años. En la figura 76 se muestra el flujo de caja neto del proyecto donde se logra comparar las ganancias año a año que se pueden recibir al implementar la Válvula de Control de Flujo Variable comparando los ingresos y los egresos.

Figura 76. Flujo de Caja Pozo Galán 77.



Fuente: Autores.

Con base a esto se evaluaron los indicadores económicos que permiten determinar la viabilidad del proyecto como VPN, TIR, PAYBACK.

Tabla 31. Comportamiento de la Inversión al Instalar VCF en Fondo de Pozo Galán 77.

POZO	PRODUCCION INCREMENTAL DIA (Bls)	PRODUCCION INCREMENTAL MES (Bls)	CAPEX		VPN (USD)	TIR (%)	PAYBACK (años)
			PRODUCCION DIFERIDA (USD)	INVERSION INICIAL (USD)			
GALAN 77	39	1170	\$ 12,444	\$ 1,845,221	-\$982,854	-1%	11

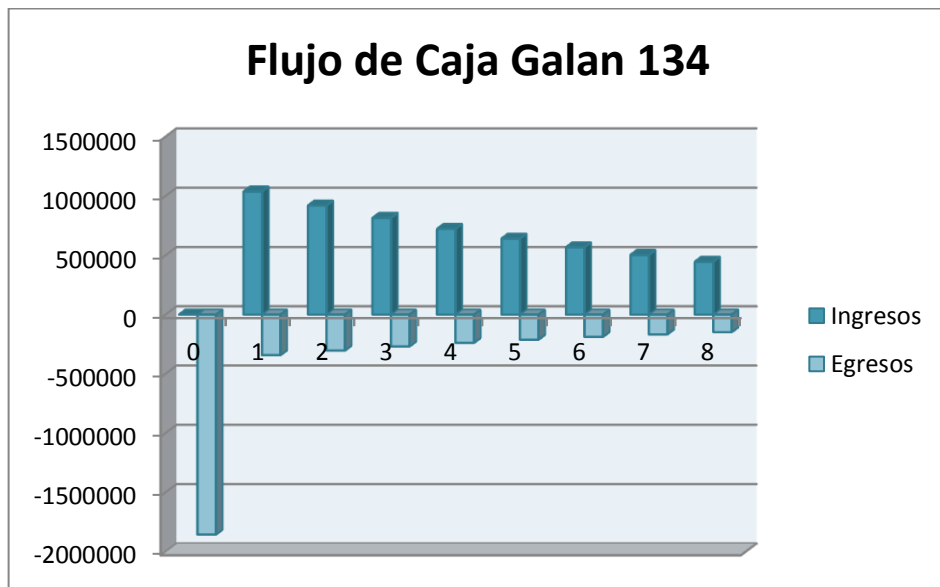
Fuente: Autores.

Como se puede observar, el incremento en la producción es insignificante comparado con la inversión inicial, y de acuerdo a los indicadores evaluados el proyecto no generara ninguna rentabilidad.

→ **POZO GALAN 134**

Para el pozo Galán 134 se realizó el análisis económico. Este análisis se realizó para el tiempo de 8 años. En la figura 77 se muestra el flujo de caja neto del proyecto donde se logra comparar las ganancias año a año que se pueden recibir al implementar la Válvula de Control de Flujo Variable comparando los ingresos y los egresos.

Figura 77. Flujo de Caja Pozo Galán 134.



Fuente: Autores.

Con base a esto se evaluaron los indicadores económicos que permiten determinar la viabilidad del proyecto como VPN, TIR, PAYBACK.

Tabla 32. Comportamiento de la Inversión al Instalar VCF en Fondo de Pozo Galán 134.

POZO	PRODUCCION INCREMENTAL DIA (Bls)	PRODUCCION INCREMENTAL MES (Bls)	CAPEX		VPN (USD)	TIR (%)	PAYBACK (años)
			PRODUCCION DIFERIDA (USD)	INVERSION INICIAL (USD)			
GALAN 134	71.4	2142	\$ 9,434	\$ 1,845,221	-\$ 275,402	1%	6

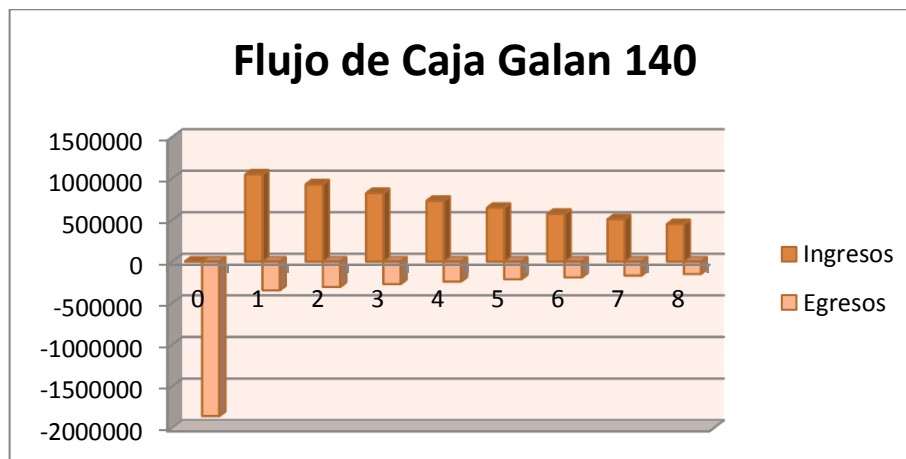
Fuente: Autores.

Como se puede observar, el incremento en la producción es insignificante comparado con la inversión inicial, y de acuerdo a los indicadores evaluados el proyecto no generara ninguna rentabilidad.

→ **POZO GALAN 140**

Para el pozo Galán 140 se realizó el análisis económico. Este análisis se realizó para el tiempo de 8 años. En la figura 78 se muestra el flujo de caja neto del proyecto donde se logra comparar las ganancias año a año que se pueden recibir al implementar la Válvula de Control de Flujo Variable comparando los ingresos y los egresos.

Figura 78 Flujo de Caja Pozo Galán 134.



Fuente: Autores.

Con base a esto se evaluaron los indicadores económicos que permiten determinar la viabilidad del proyecto como VPN, TIR, PAYBACK.

Tabla 33. Comportamiento de la Inversión al Instalar VCF en Fondo de Pozo Galán 140.

POZO	PRODUCCION INCREMENTAL DIA (Bls)	PRODUCCION INCREMENTAL MES (Bls)	CAPEX		VPN (USD)	TIR (%)	PAYBACK (años)
			PRODUCCION DIFERIDA (USD)	INVERSION INICIAL (USD)			
GALAN 140	72.2	2166	\$ 9,408	\$ 1,845,221	-\$ 256,343	1%	6

Fuente: Autores.

Como se puede observar, el incremento en la producción es insignificante comparado con la inversión inicial, y de acuerdo a los indicadores evaluados el proyecto no generara ninguna rentabilidad.

Teniendo en cuenta cada uno de los indicadores económicos VPN, TIR, PAYBACK, se pudo observar que la instalación de este tipo de tecnologías (VCF) no es rentable para ninguno de los pozos del Campo Galán contemplados en este estudio pues la producción incremental no es significativa para la inversión requerida.

Tabla 34. Comportamiento de la Inversión al Instalar VCF en Fondo de Pozo.

POZO	PRODUCCION INCREMENTAL DIA (Bls)	PRODUCCION INCREMENTAL MES (Bls)	CAPEX		VPN (USD)	TIR (%)	PAYBACK (años)
			PRODUCCION DIFERIDA (USD)	INVERSION INICIAL (USD)			
GALAN 71	36.36	1090.8	\$ 5,498	\$ 1,845,221	-\$ 1,056,474	-1%	12
GALAN 74	21	630	\$ 4,482	\$ 1,845,221	-\$ 1,184,125	-1%	13
GALAN 77	39	1170	\$ 12,444	\$ 1,845,221	-\$ 982,854	-1%	11
GALAN 134	71.4	2142	\$ 9,434	\$ 1,845,221	-\$ 275,402	1%	6
GALAN 140	72.2	2166	\$ 9,408	\$ 1,845,221	-\$ 256,343	1%	6

Fuente: Autores.

6. CONCLUSIONES Y RECOMEDACIONES

Mediante el análisis del perfil de presiones reportado por el simulador, fue posible determinar exactamente el comportamiento de cada formación.

Por modelamiento en PIPESIM se determinó que el flujo cruzado es una realidad para algunos de los pozos que tienen más de una formación del Campo Galán, específicamente para los pozos 71, 74, 77, 134 y 140, presentando invasión de los fluidos entre las formaciones A, B y C.

El uso de la técnica de análisis nodal permite determinar las condiciones favorables de operación para cada uno de los pozos por lo que constituye una herramienta importante para la generación de nuevas alternativas de optimización.

La invasión de fluidos de una zona hacia otra se da por los altas diferencias de presión entre las formaciones.

Para el buen diseño del modelo a implementar, y el éxito de la operación es indispensable conocer de manera detallada y segura los estados mecánicos de los pozos al igual que los gradientes de presión y temperatura.

Mediante la instalación de las Válvulas de Control de Flujo (VCF), fue posible nivelar las presiones en el fondo del pozo permitiendo obtener la producción conjunta.

La implementación de Completamientos Inteligentes en el caso de las Válvulas Hidráulicas Mecánicas de Control de Flujo Variable Accionadas en Superficie en

los pozos del Campo Galán no es una alternativa de optimización viable, debido a la baja productividad que presentan estos pozos.

Se recomienda que antes de iniciar la instalación de las Válvulas de Control de Flujo (VCF), se cuente con suficiente información actualizada y confiable, de tal manera que se pueda obtener un buen modelamiento de los pozos y por ende una buena implementación.

Se recomienda que la implementación de los Completamientos Inteligentes, en este caso las Válvulas de Control de Flujo (VCF) se instalen en pozos que contengan producciones superiores a 500 barriles diarios.

BIBLIOGRAFIA

ARENA, M., VINCENZO, D., & ROSSI, M., "Benefits Evaluation of Deepwater Intelligent Completion on Three Isolated Productive Zones Offshore Nigeria". SPE 133080. Florence, ITALY. 2010.

BEGGS, D., Production Optimization Using Nodal Analysis. Second Edition. Oklahoma Petroskills, 2003. Cap 1-5.

BIRCHENKO, V. M., "Analytical Modelling of Wells. Institute of Petroleum Engineering", 2010.

BORG, K. E., "Reliability and Life Cycle Cost/Profit Assessment of Intelligent Well Systems. NTNU, Faculty of Marine Technology", 2001.

CABEZA, J., Puello S.C., "Evaluación Técnico - Económico del Resultado de las Estimulaciones Realizadas en el Desarrollo del Activo Llanito de ECOPETROL S.A.", Tesis de grado, UIS, 2011.

CASTILLO, G., "Optimización de la Producción Conjunta de Petróleo de las Arenas K1 y K2 del Campo Apiay", Tesis de grado, UIS, 2010.

Dirk, R. B., "Dynamic Water Flood Optimization With Smart Wells Using Optimal Control Theory. Geboren te Assen", 2004.

ECONOMIDES, M. J. & HILL, A. D., "Petroleum Production Systems", Prentice all. 1994.

ELGSAETER, S.M., SLUPPHAUG, O., & JOHANSEN, T.A., “Challenges in Parameter Estimation of Models for Offshore Oil & Gas Production Optimization”, IPTC 11728. Dubái, U.A.E., 2007.

GARCIA, R., & PEREZ, O., “Evaluación de Pruebas de Presión en el Campo Llanito”, Tesis de grado, UIS, 1987.

HOLMAN, Jp. “Transferencia de Calor”, Octava Edición, McGraw-Hill/Interamericano de España, S.A.U, 2009.

MAGGIOLO, R., “Análisis Nodal y Flujo Multifásico”, ESP OIL International training group & Engineering Consultants, Workshop International, Maracaibo-Venezuela, 2007.

PIPESIM. User’s Guide Schlumberger, 2011.

SACHICA, J. A. & Amaya R., “Análisis Técnico–Económico de los Fracturamientos hidráulicos realizados en el Campo Llanito, Gala y Galán de ECOPETROL S.A.”, Tesis de grado, UIS, 2010.

STOISITS, R.F., “Dynamic Production System Nodal Analysis”. SPE 24791. Washington, USA. 1995.

T.E.W. Nind, “Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros”, México, Primera Edición, McGraw Hill. 1987.

WANG, P., LITVAK, M., & AZIS, K., “Optimization of Production Operations in Petroleum Fields”. SPE 77658. San Antonio, Texas. 2002.