

**EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE LÍQUIDO DE LA
ESTACIÓN AUXILIAR DEL CAMPO CANTAGALLO POR MEDIO DE
APLICACIÓN EN SOFTWARE ESPECIALIZADO**

**GERSON EDUARDO CABALLERO LÓPEZ
JEISON DAVID ROJAS PARRA**

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

2008

**EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE LÍQUIDO DE LA
ESTACIÓN AUXILIAR DEL CAMPO CANTAGALLO POR MEDIO DE
APLICACIÓN EN SOFTWARE ESPECIALIZADO**

GERSON EDUARDO CABALLERO LÓPEZ

JEISON DAVID ROJAS PARRA

Trabajo de Grado para obtener el título de Ingeniero de Petróleos

Director:

FREDDY ABELARDO NARIÑO REMOLINA

INGENIERO DE PETRÓLEOS – ECOPETROL S.A.

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS

ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

BUCARAMANGA

2008

AGRADECIMIENTOS

A Papito Dios por ser el guía constante de todos y cada uno de mis logros, por su perdón infinito, por sus enseñanzas de vida, por su dulce compañía y por su perdurable amor que alimenta mi día a día.

A mi mamita a quien le debo todo lo que soy, el motivo más grande de mi existencia, la razón de continuar paso a paso, por su ternura, su amor, su comprensión, su verriaguera, por nunca desfallecer en los momentos más difíciles. Gracias por darme la vida.

A mi hermanita Tro por su amor y comprensión.

A mi papá por los años que compartió conmigo, por su existencia y su constancia.

A mi familia por su apoyo, unión, atención e interés.

A mis amigos (Adriana, Ximena, Juan M, Jeison, Andrea, Diana) por su paciencia, apoyo, consejos, por crecer juntos como compañeros de carrera. A mis grandes amigos Fuly ("la mami") y Alejillo por su incondicional compañía.

Gerson E. Caballero

AGRADECIMIENTOS

A DIOS, padre todo poderoso quien bendice y provee de fuerzas mi ser, quien me acompaña todos los días de mi vida y no desfallecer, además por permitirme terminar un logro mas de mi vida, por bendecir a mi familia, y regalarme tan grandes bendiciones día a día.

*A mi Madre quien con su infinito amor, comprensión, cariño, apoyo e inigualable compañía me dio fortaleza para continuar constantemente mis metas. Dios te bendiga junto a mi todos los días de mi vida
QUERIDA MADRE.*

*A mi PADRE quien me apoyo incondicionalmente en este proyecto de vida y lograr en mi, la culminación de una gran meta, por su constante apoyo y compañía. **DIOS TE BENDIGA pa'.***

*A mi familia quienes de una forma u otra brindaron de corazón su oportuno apoyo; Especialmente a mi Primo **Wilson Cepeda** por ofrecermme su hospitalidad familiar su amistad de amigo y ritmo musical "**Pariente**"; y a mis tíos Absalon y Esmeralda, DIOS los bendiga igualmente y acompañe conmigo para disfrutar con ustedes de este fruto.*

A mis compañeras y amigas (Lisbete, Erika, Herenia, Lina, Sofia, Aura y Margarita), al PUMA y el Jara "suerte parceros".

Jeison David Rojas Parra

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus más grandes agradecimientos al Ingeniero Freddy Abelardo Nariño R., por su constante colaboración, asesoría, apoyo, sugerencias y actitud incondicional durante la realización de este proyecto. Por la confianza y oportunidad brindada para la ejecución del mismo.

A la Escuela de Ingeniería de Petróleos por su formación como ingenieros.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
1 FLUJO DE FLUIDOS	2
1.1 FLUJO EN TUBERÍAS	2
1.2 ECUACIONES BÁSICAS Y CONCEPTOS.....	3
1.2.1 Ecuación General de Energía	3
1.2.2 Flujo Laminar y Flujo Turbulento	8
1.2.3 Ecuación General de Flujo de Fluidos	10
1.2.4 Factor de Fricción.....	11
2.5 Fluidos Newtonianos y Fluidos Plásticos	16
1.2.6 Velocidad media de Flujo.....	17
1.2.7 Numero de Reynolds.....	17
1.2.8 Radio hidráulico	18
1.3 FLUJO DE FLUIDOS EN VÁLVULAS Y ACCESORIOS.....	19
1.3.1 Pérdidas de presión debida a válvulas y accesorios.....	21
1.4 FLUJO EROSIONAL	25
2.FLUJO MULTIFÁSICO.....	28
2.1 VARIABLES QUE AFECTAN EL FLUJO MULTIFASICO	28
a) Tasa de liquido (q_L).....	29
b) Relación Gas Líquido (GRL)	29
c) Efecto del corte de agua (BSW).....	29
d) Efecto del diámetro de la tubería (d).....	30
e) Nivel de liquido o Huldup (H_L)	30
f) Nivel de gas (H_g)	31
g) Nivel de líquido no-deslizante (λ_L)	31
h) Densidad del Liquido (ρ_L)	32
i) Velocidad liquido y gas	33

j) Viscosidad.....	35
k) Tensión Superficial.....	35
2.2 PROPIEDADES DEL FLUIDO	36
2.2.1 Densidad del Fluido	36
2.3 PREDICCIÓN DE TEMPERATURA DE FLUJO	41
2.3.1 Temperatura De Flujo En Tuberías.....	41
2.4 PATRONES DE FLUJO EN TUBERÍA HORIZONTAL	42
2.4.1 Patrones de Flujo Multifásico en Tubería Horizontal.....	43
2.4.1.1 Patrón de Flujo Segregado	44
2.4.1.2 Patrón de Flujo Intermitente	45
2.4.1.3 Patrón de Flujo Distribuido	45
2.5 MAPAS DE REGIMENES DE FLUJO PARA PREDICCIÓN DE PATRONES DE FLUJO EN TUBERÍAS HORIZONTALES.....	46
2.5.1 Correlación de Baker.....	46
2.5.2 Correlación De Govier & Omer	48
2.5.3 Correlación De Mandhane.....	49
2.5.4 Correlación De Taitel & Dukler	51
2.5.5 Correlación De Beggs & Brill	52
2.6 GRADIENTE DE PRESIÓN.....	53
2.6.1 Correlación de Lockhart & Martinelli	54
2.6.2 Correlación de Dukler, Wicks & Cleveland	55
2.6.3 Método de Beggs & Brill.....	58
2.7 SISTEMAS DE RECOLECCIÓN DE CRUDO	61
2.7.1 Componentes de un Sistema de Recolección de Crudo	62
2.7.1.1 Manifold de producción.....	62
2.7.1.2 Líneas de Flujo o line pipe	62
2.7.1.3 Sistema de Válvulas.....	63
2.7.1.4 Medidores de presión	65
2.7.2 Esquemas de Recolección.....	65
2.7.2.1 Esquema No. 1	66

2.7.2.2 Esquema No. 2	67
2.7.2.3 Esquema No. 3	68
3. GENERALIDADES CAMPO CANTAGALLO.....	71
3.1 LOCALIZACIÓN	71
3.2 RESEÑA HISTÓRICA	72
3.3 CAMPOS ALEDAÑOS	76
3.3.1 Campo Cristalinas	76
3.3.2 Campo Garzas.....	76
3.3.3 Campo Sogamoso	77
3.4 GEOLOGÍA Y ESTRUCTURA.....	77
3.4.1 Estratigrafía.....	78
3.4.2 Estructura del yacimiento	83
3.5 HISTORIA DE PRODUCCIÓN	86
3.6 INFRAESTRUCTURA DE RECOLECCIÓN	87
3.6.1 Estación Auxiliar.....	88
3.6.2. Estación Isla IV.....	88
3.6.3 Planta Deshidratadora.....	89
3.6.4 Planta Compresora:.....	89
3.6.5 Estación de Bombeo.....	90
3.7 Aspectos Petrofísicos	90
3.7.1 Litología	91
3.7.2 Porosidad	91
3.7.3 Permeabilidad	91
3.7.4 Fluidos de formación.....	92
3.8 GENERALIDADES DE LA ESTACIÓN AUXILIAR.....	92
3.9 SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE CRUDO Y GAS	93
3.10 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA ESTACIÓN AUXILIAR Y DEL PROCESO DE RECOLECCIÓN	94
3.10.1 Sistema de Proceso General.....	96
3.10.1.1 Múltiples Generales	96

3.10.1.2 Múltiple de prueba	97
3.10.1.3 Separador general o de varios Isla I y separador de varios Cantagallo.....	98
3.10.1.4 Separador de prueba	100
3.10.1.5 Sistema de Gas Producido.....	103
3.10.1.6 Sistema de almacenamiento	105
3.10.1.7 Sistema de bombeo	108
3.10.1.8 Sistema de tratamiento de aguas aceitosas y drenajes	110
3.11 SISTEMAS DE MEDICIÓN Y CONTROL.....	113
3.11.1 Medidores	113
3.11.1.1 Medidor tipo diferencial o Daniels.....	113
3.11.1.2 Indicadores de presión.....	114
3.11.1.3 Indicadores de nivel.....	115
3.11.2 Sistemas de Control	115
3.11.2.1 Sistemas de control manual	116
3.11.2.2 Sistemas de control automático.....	117
3.11.2.3 Sistemas de seguridad y regulación	119
4. APLICACIÓN EN SOFTWARE ESPECIALIZADO	120
4.1 TRABAJO DE CAMPO	120
4.1.1 Metodología empleada para la toma de presión en cabeza de pozo con levantamiento artificial por bombeo mecánico (FORMATO A.T.S)	121
4.1.1.1 Toma de presiones en Tubing	121
4.1.1.2 Toma de presiones en el Casing	124
4.2 GENERALIDADES DE LA HERRAMIENTA SOFTWARE	127
4.2.1 Tipos de fluidos	127
4.2.2 Unidades de medida	129
4.2.3 Datos PVT	130
4.2.4 Datos PVT para fluidos no-composicionales	130
4.2.5 Plataforma de trabajo	132
4.2.5.1 Sources o fuentes	132

4.2.5.2 Junction	133
4.2.5.3 Sinks o puntos de llegada.....	134
4.2.5.4 Links o líneas de flujo.....	134
4.2.6 Dispositivos de flujo utilizados en la herramienta.....	136
4.2.7 Metodología de la Simulación.....	138
4.2.7.1 Balance de presiones	139
4.2.7.2 Balance de masa.....	139
4.2.8 Métodos de cálculo.....	140
4.2.9 Convergencia de la simulación	141
4.3 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO EN LA HERRAMIENTA SOFTWARE	142
4.3.1 Descripción de los sistemas de recolección.....	143
4.3.2 Sistema 1	145
4.3.3 Sistema 2	145
4.3.4 Estructura de los sistemas dentro de la herramienta software	148
5. ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES Y RESULTADOS	158
5.1 ENTRADA DE POZOS TEMPORALMENTE INACTIVOS Y/O NUEVOS AL SISTEMA.....	159
5.1.1 Sistema 1	159
5.1.2 Sistema 2	162
5.2 POZOS EN PRUEBA	167
5.2.1 Sistema 1	167
5.2.2 Sistema 2	170
5.3 CAMBIOS DE DIÁMETROS.....	174
5.3.1 Sistema 1	174
5.3.2 Sistema 2	176
5.3.2.1 Cambios de diámetros en cabeza de pozo	176
5.4 CAMBIOS DE DIRECCIÓN DE FLUJO	177
5.4.1 Flujo a través de la línea de seis pulgadas (6") de los pozos A1 y A5.	178
5.4.2 Flujo a través de la línea de seis pulgadas (6") de los pozos A4 y A5.	179
5.4.3 Flujo a través de la línea de seis pulgadas (6") de los pozos A3 y A5.	180

5.5 Líneas nuevas	182
6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	185
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	188

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Geométrica del flujo.....	7
Figura 2. Diagrama de diferencial de presión presente en una tubería	10
Figura 3. Rugosidad relativa Vs. Diámetro de la tubería	14
Figura 4. Factor de fricción Vs. Número de Reynol	15
Figura 5. Cambios de velocidad vs. Tracción:	16
Figura 6 .Efectos de la pérdida de presión Vs velocidad del fluido	21
Figura 7. Patrones de flujo segregado.....	44
Figura 8. Patrones de Flujo Intermitentes.....	45
Figura 9. Patrones de flujo distribuido	46
Figura 10. Mapa de regímenes de Flujo, Baker (1953).....	47
Figura11. Mapa de Patrones de Flujo de Govier & Omer	49
Figura 12. Mapa de Regímenes de Flujo Mandhane (1974).....	50
Figura 13. Mapa de regímenes de flujo Taitel & Dukler (1976).....	52
Figura 14. Mapa de Patrón de Flujo de Beggs.....	53
Figura 15. Función de Dukler,Wicks & Cleveland	57
Figura 16. Esquema No.1	67
Figura 17. Esquema N° 2 de recolección	69
Figura 18. Esquema N° 3 de recolección	70
Figura 19. Localización del Campo Cantagallo	71
Figura 20. Curva de producción hasta el año 2000.....	75
Figura 21. Columna Estratigráfica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena	79

Figura 22. Mapa estructural al tope de las arenas Cantagallo	86
Figura 23. Esquema de las facilidades de superficie dentro de la Estación Auxiliar.....	95
Figura 24. Múltiples de prueba y varios en la entrada a los separadores	98
Figura 25. Esquema de un separador vertical bifásico.	102
Figura 26. Separadores de prueba y varios de la Estación Auxiliar.....	103
Figura 27. Scrubber de la Estacion Auxiliar	104
Figura 28. Tanques de almacenamiento de la Estación Auxiliar	106
Figura 29. Área de bombeo de la Estación Auxiliar.....	109
Figura 30. Separador API de la Estación Auxiliar.	111
Figura 31. Medidor de gas Daniels.....	114
Figura 32. Válvulas tipo compuerta.....	116
Figura 33. Válvula neumática tipo globo.	118
Figura 34. Diagrama de flujo para la herramienta software	136
Figura 35. Esquema del Sistema 1	146
Figura 36. Esquema del Sistema 2.	147

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Valores de coeficiente de resistencia de flujo para accesorios en tubería	24
Tabla 2. Correlaciones para cada patrón de flujo según Baker	55
Tabla 3. Limites para los patrones de flujo según Beggs & Brill.....	59
Tabla 4. Dimensiones y Características principales de line pipe.	64
Tabla 5. Litología del Campo Cantagallo	84
Tabla 6. Unidades de medición utilizadas por la herramienta software	131
Tabla 7. Dimensiones de las principales líneas del sistema.....	149
Tabla 8. Sistema 1	150
Tabla 9. Sistema 2.....	151
Tabla 10. Resultados del ajuste del caso base para Sistema 1	155
Tabla 11. Resultados del ajuste del caso base para Sistema 2	156
Tabla 12. Activación pozo A11.....	160
Tabla 13. Activación pozo A12.....	161
Tabla 14. Activación pozo E6.....	164
Tabla 15. Activación pozo B1.....	165
Tabla 16. Activación pozo B4.....	166
Tabla 17. Pozo A4 en prueba.	168
Tabla 18. Pozo A5 en prueba.	169
Tabla 19. Pozo A11 en prueba.	170
Tabla 20. Pozo B3 en prueba.	171

Tabla 21. Pozo E7 en prueba.....	172
Tabla 22. Cambio de diámetro de 2” a 3” en cabeza de pozo para cada pozo y de 3” a 4” en pozo A5.....	175
Tabla 23. Cambio de diámetro de 2” a 3” en cabeza de pozo.....	176
Tabla 24. Cambio de diámetro de 2” a 3” en cabeza de pozo para cada pozo y de 3” a 4” en pozos A1 y A5.....	178
Tabla 25. Cambio de diámetro de 2” a 3” en cabeza de pozo para cada pozo y de 3” a 4” en pozos A4 y A5	
Tabla 26. Cambio de diámetro de 2” a 3” en cabeza de pozo para cada pozo y de 3” a 4” en pozos A3 y A5.....	181
Tabla 27. Implementación de línea nueva para los pozos B2, B3 y B4.	183

RESUMEN

TITULO:

EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE LÍQUIDO DE LA ESTACIÓN AUXILIAR DEL CAMPO CANTAGALLO POR MEDIO DE APLICACIÓN EN SOFTWARE ESPECIALIZADO.*

AUTORES:

GERSON EDUARDO CABALLERO LÓPEZ**
JEISON DAVID ROJAS PARRA**

PALABRAS CLAVES:

Flujo Multifásico, Sistemas de Recolección de Crudo, Patrones de Flujo, Flujo en tuberías y accesorios, Caída de presión, Simulación de procesos a través de líneas.

DESCRIPCIÓN:

Para los sistemas de recolección de líquido en un campo de hidrocarburos se hace necesaria una inspección de su funcionamiento y de sus condiciones físicas y de flujo. Para tal fin es adecuado el uso de herramientas computacionales que permitan evaluar variables operacionales y dimensionamientos de líneas de producción.

El presente trabajo está dirigido a la identificación de oportunidades de mejora dentro de las facilidades de recolección de líquido. Inicialmente se presenta una descripción de los componentes del sistema de recolección de la Estación Auxiliar del Campo Cantagallo y a continuación la evaluación de dicho sistema a través del uso de un software especializado en la simulación de flujo multifásico en estado estable para el modelamiento de sistemas de recolección de transporte de aceite y gas.

Además se complementa la teoría con la descripción de flujo de fluidos, flujo multifásico, y funcionamiento y manejo de la herramienta.

La evaluación permitirá comparar el comportamiento real a las condiciones de operación con el comportamiento ideal dado por la herramienta, a través de variables como presiones en cabeza de pozo, caídas de presión a través de las líneas de flujo, accesorios y/o dispositivos tales como válvulas, codos, tees, expansiones, contracciones, etc., y con ello sugerir e implementar posibles cambios dentro de ellos que logren la optimización de la eficiencia operacional del sistema.

Algunos de los resultados y conclusiones alcanzadas por el desarrollo de este proyecto serán ejecutadas a término medio dentro del Campo Cantagallo, lo que evidenciara la aplicación práctica del mismo.

* TRABAJO DE GRADO.

** FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS, ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS, ING. FREDDY ABELARDO NARIÑO REMOLINA.

SUMMARY

TITLE:

EVALUATION OF THE LIQUID GATHERING SYSTEM OF THE FIELD CANTAGALLO'S AUXILIARY STATION THROUGH APPLICATION IN SPECIALIZED SOFTWARE.*

AUTHORS:

GERSON EDUARDO CABALLERO LÓPEZ**

JEISON DAVID ROJAS PARRA.**

KEYWORDS:

Multiphase Flow, Liquid Gathering Systems, Flow Patterns, Flow through pipelines and devices, drop pressure, simulation process through pipelines.

ABSTRACT:

To liquid gathering systems in a hydrocarbon fields, it is necessary an inspection of its performance and physical conditions and flow. In order to getting that

A functioning, physical condition and flow inspection is necessary for the liquid gathering systems in a hydrocarbon fields. To pursue this purpose it is necessary computer software in order to evaluate operational and dimensional variables of production lines.

This paper work pretends to identify opportunities of improvement the liquid recollection facilities. Firstly there is a presentation of a description of the recollection systems components at auxiliary station in cantagallo field. Secondly hereby we present the evaluation of that system by means of specialized gathering systems of a multiphase in steady state for the modeling of transportation and recollection system of oil and gas. Furthermore the theory is complemented by the description of fluids flow, multiphase flow, and the functioning and managing of the tool.

This evaluation will allow a comparison between the real performance at the operation conditions with the ideal performance using the tool by using some tools such as pressures at the wellhead, pressure drop through of pipelines, accessories and devices such as valves, bend, tees, expansions, contractions, etc, by this we will suggest new possible implantation and changes in order to improve the efficiency of the operational system.

Some of the results and conclusions achieved by this project will be carried out on midterm at cantagallo field what will show the practical application of the project itself

* THESIS FOR BACHELOR DEGREE.

**PHYSICAL - CHEMICAL ENGINEERINGS FACULTY, PETROLEUM ENGINEERING SCHOOL, ENG. FREDDY ABELARDO NARIÑO REMOLINA.

INTRODUCCIÓN

Las líneas de flujo tanto de líquido como de gas son uno de los componentes más importantes dentro de las facilidades de superficie en un campo de producción de hidrocarburos, debido a su exclusiva función de transportar los fluidos desde los pozos productores hasta las estaciones de recolección. Por lo anterior, es necesario realizar seguimiento y control del flujo a través de estas líneas, teniendo en cuenta condiciones y factores operacionales tales como pérdidas de presión, cambios en temperatura, reincorporación de fluidos, cambios en las propiedades de flujo al igual que factores físicos como el diámetro de tubería y diversos accesorios como válvulas entre otros.

Dentro de la industria petrolera existe gran diversidad de sistemas de monitoreo y control de procesos, equipos y fluidos, con el fin de obtener alta calidad, eficiencia y desempeño, para ofrecer al mercado productos con características específicas de venta y/o consumo. No obstante es común encontrar problemas operacionales en el transporte de los hidrocarburos a través de líneas, ocasionados principalmente por pérdidas de presión y cambios bruscos de temperatura.

Con el objeto de contribuir a mejorar el control de flujo de fluidos a través del sistema de recolección de líquidos de la Estación Auxiliar del campo Cantagallo, se hace necesario la aplicación de un proceso adecuado y estructurado, utilizando una herramienta informática que permita la revisión detallada y frecuente del sistema para detectar oportunidades de mejora en la medida que se presentan cambios en el proceso, planteando las modificaciones requeridas; adicionalmente, se mantendrá un registro del comportamiento del flujo a través del sistema.

1 FLUJO DE FLUIDOS

Un fluido se puede definir como una sustancia que no resiste de formación permanente. Cualquier fuerza que se ejerza para cambiar la forma de la masa del fluido, da como resultado el deslizamiento de una capa tras otra ocasionándose el flujo. Durante el cambio de forma aparece la resistencia al flujo o fuerzas de corte cuya magnitud de estas depende de la viscosidad del fluido y la velocidad con que unas capas se deslizan sobre otras. Una vez que un fluido ha adquirido una nueva forma definitiva, toda resistencia al corte desaparece.

A una temperatura y presión definida todo fluido tiene una densidad definida. Variaciones en la temperatura y presión pueden causar igualmente variaciones en la densidad del fluido. Cuando estos cambios son pequeños se dice que el fluido es incompresible; de lo contrario se dice que es compresible.

1. 1 FLUJO EN TUBERÍAS

La mayoría de pozos de aceite y gas operan bajo condiciones de flujo multifásico. Algunos producen gas libre con aceite, y en pozos de gas se producirá ya sea agua o condensado con el gas. La presencia de líquido y gas en los componentes complica ampliamente los cálculos de caída de presión y a su vez las variaciones de presión repercuten en los cambios de fase.

Esto causa variación en densidades, velocidades, volúmenes de cada fase y propiedades del fluido. También ocurren cambios de temperatura para flujo en sistemas de tubería y restricciones. Esto no sería un problema en cálculos de

comportamiento del yacimiento, ya que la temperatura de este permanece constante.

El cálculo de cambios de presión con la distancia, o gradiente de presión, en algún punto del sistema requiere el conocimiento de la temperatura existente en estos puntos. Aunque existen procedimientos para estimar las pérdidas de calor o de temperatura.

El diseño y análisis de un sistema en el cual ocurre flujo en dos fases requiere un correcto entendimiento del fenómeno físico como también de la teoría básica y las ecuaciones. Las cuales se presentan detalladamente en este capítulo junto con las correlaciones empíricas para calcular pérdidas de presión en tubería para condiciones particulares.

1.2 ECUACIONES BÁSICAS Y CONCEPTOS

La ecuación básica de gradiente de presión se deriva para ser aplicable en flujo de fluidos para un sistema de tuberías y esta se adapta para cualquier sistema de tubería y de fluidos.

1.2.1 Ecuación General de Energía

La base teórica para la mayoría de ecuaciones de flujo de fluidos es la ecuación general de energía y una expresión para el balance o conservación de energía entre dos puntos en un sistema. La ecuación de energía es primero desarrollada usando principios termodinámicos y es modificada para formar la ecuación de

gradiente de presión. Considerando un sistema de estado estable, el balance de energía puede ser escrito como²:

$$U'_1 + p_1 * V_1 + \frac{m * v_1^2}{2 * g_c} + \frac{m * g * Z_1}{g_c} + q' + W_s' = U'_2 + p_2 * V_2 + \frac{m * v_2^2}{2 * g_c} + \frac{m * g * Z_2}{g_c} \quad (1)$$

Donde:

U'_1 = energía interna

$p_1 * V$ = expansión de energía o compresión.

$\frac{m * v_1^2}{2 * g_c}$ = energía cinética.

$\frac{m * g * Z_1}{g_c}$ = energía potencial.

q' = energía calórica adicionada al fluido.

W_s' = trabajo hecho en el fluido por los alrededores.

Dividiendo la ecuación por (m) para obtener un balance de energía por unidad de masa escribiéndola en forma diferencial da:

$$dU + d\left(\frac{p}{\rho}\right) + \frac{v * dv}{g_c} + \frac{g}{g_c} * dZ + dq + dW_s = 0 \quad (2)$$

² BEGGS, H.D. Production Optimization Using Nodal Analysis. OGCI Publications. Tulsa, Oklahoma. 1991. Capitulo 3 Pag. 57 – 131.

Esta forma de ecuación balance de energía es difícil de aplicar por que el término de energía interna es usualmente convertido a balance de energía mecánica usando relaciones termodinámicas conocidas. De esta manera:

$$dU = dh - d\left(\frac{p}{\rho}\right) \quad (3)$$

y

$$dh = Tds + \frac{dp}{\rho} \quad (4)$$

o

$$dU = TdS + \frac{dp}{\rho} - d\left(\frac{p}{\rho}\right) \quad (5)$$

Donde

h = entalpía

S = entropía

T = temperatura

Sustituyendo la ecuación 4 en la ecuación 2 y simplificando resulta:

$$TdS + \frac{dp}{\rho} + \frac{v dv}{g_c} + \frac{g}{g_c} dZ + dq + dW_s = 0 \quad (6)$$

Para un proceso irreversible, la desigualdad de Clausius³

$$dS \geq \frac{-dq}{T} \quad (7)$$

o

$$TdS = -dq + dL_w \quad (8)$$

Donde dL_w es la perdida debido a irreversibilidades, tales como fricción. Usando esta relación y asumiendo no trabajo en o por el fluido, de la ecuación llega a:

$$\frac{dp}{\rho} + \frac{v dv}{g_c} + \frac{g}{g_c} dZ + dL_w = 0 \quad (9)$$

³ BEGGS, H.D. Production Optimization Using Nodal Analysis. OGCI Publications. Tulsa, Oklahoma. 1991.

Si consideramos una tubería inclinada a un ángulo θ de la horizontal como en la figura 1, entonces:

$$dZ = dL * \text{sen}\theta \quad (10)$$

y sustituyendo en la ecuación (9)

$$\frac{dp}{\rho} + \frac{v dv}{g_c} + \frac{g}{g_c} * dL * \text{sen}\theta + dL_w = 0 \quad (11)$$

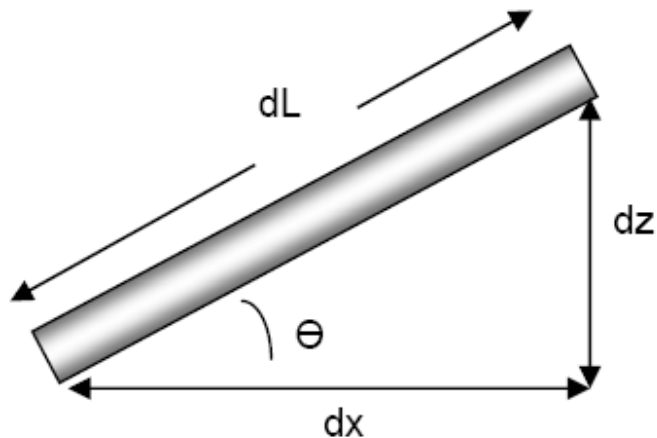


Figura 1. Geométrica del flujo

Multiplicando la ecuación anterior por (ρ / dL) nos da:

$$\frac{dp}{dL} + \frac{\rho v dv}{g_c dL} + \frac{g}{g_c} * \rho * \text{sen}\theta + \rho \frac{dL_w}{dL} = 0 \quad (12)$$

La anterior ecuación puede ser resuelta para gradiente de presión, y si la caída de presión es considerada en la dirección de flujo:

$$\frac{dp}{dL} = \frac{g}{g_c} * \rho * \text{sen}\theta + \frac{\rho v dv}{g_c dL} + \left(\frac{dp}{dL} \right)_f \quad (13)$$

Donde

$$\left(\frac{dp}{dL} \right)_f = \rho \left(\frac{dL_w}{dL} \right) \quad (14)$$

Este es el gradiente de presión debida a la viscosidad de corte o perdida por fricción.

1.2.2 Flujo Laminar y Flujo Turbulento

En una línea de flujo, según las condiciones un fluido puede fluir dentro de un ducto dentro de dos tipos de flujo denominados *laminar* y *turbulento* cuya distinción fue demostrada por el científico Reynolds con uno de sus experimentos. En el flujo laminar, las moléculas de un fluido avanzan en forma de capas paralelas en la dirección del flujo. En flujo turbulento las moléculas no avanzan en la dirección del flujo de forma semejante al flujo laminar, sino q lo hacen en corrientes cruzadas y remolinos; las moléculas también se mueven en

direcciones diferentes que las del flujo principal. Entre los dos flujos antes presentados existe un tipo de flujo intermedio llamado de transición. Que un flujo se desplace dentro de un conductor en forma laminar o turbulenta depende de varios factores principales como son: velocidad, diámetro del conductor, viscosidad y densidad de los fluidos.

Cuando un fluido ha alcanzado en un conductor una velocidad estable, se dice que la velocidad neta del fluido es constante en determinado punto.

Se entiende por velocidad neta la resultante en el sentido de flujo de todas las velocidades que existen en el flujo turbulento. En el flujo laminar la velocidad neta es igual a la velocidad neta de cualquier molécula del fluido, mientras que en el flujo turbulento, la velocidad de cada partícula es diferente a la velocidad en la dirección del flujo. A menudo es preferible utilizar la denominada rata másica en lugar de la velocidad, debido a que aquella permanece constante en la trayectoria del fluido aunque cambie la velocidad dentro del conductor. Esta propiedad se aprovecha para calcular la velocidad media de un fluido en un conductor en la dirección del flujo.

La velocidad de flujo se puede definir y deducir de la siguiente ecuación diferencial

$$dW = \rho_a U_a ds_a = \rho_b U_b ds_b \quad (15)$$

De donde:

$$W = \rho \int_0^s U ds \quad (16)$$

La densidad se considera constante.

$$\bar{V} = \frac{W}{\rho * s} = \frac{q}{s} = \frac{\int_0^s u ds}{s} \quad (17)$$

1.2.3 Ecuación General de Flujo de Fluidos

El flujo de los fluidos en tuberías está siempre acompañado de rozamiento de las partículas del fluido entre sí y, consecuentemente, por la pérdida de energía disponible; en otras palabras, tiene que existir una pérdida de presión en el sentido del flujo. Si se conectan dos manómetros Bourdon a una tubería por la que pasa un fluido, según se indica en la figura 2, el manómetro P_1 indicaría una presión estática mayor que el manómetro P_2 .

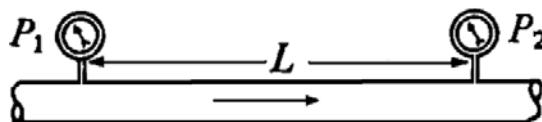


Figura 2. Diagrama de diferencial de presión presente en una tubería

La ecuación general de la pérdida de presión, conocida como la fórmula de Darcy y que se expresa en metros de fluido, es: $h_L = f * L * v^2 / (D * 2g_n)$ (18). Esta ecuación también puede escribirse para obtener la pérdida de presión en newtons por m² (pascales) sustituyendo las unidades correspondientes de la manera siguiente:

$$\Delta p = \frac{\rho^* f^* L^* v^2}{2 * D} \quad (\text{ya que } \Delta p = h_L^* \rho^* g_n) \quad (19)$$

$$\Delta p = \frac{\rho^* f^* L^* v^2}{144 * D * 2g} \quad (20)$$

La ecuación de Darcy es válida tanto para flujo laminar como turbulento de cualquier líquido en una tubería. Sin embargo, puede suceder que debido a velocidades extremas, la presión corriente abajo disminuya de tal manera que llegue a igualar la presión de vapor del líquido, apareciendo el fenómeno conocido como cavitación y los caudales obtenidos por cálculo serán inexactos. Con las restricciones necesarias la ecuación de Darcy puede utilizarse con gases y vapores (fluidos compresibles). Donde se mencionaran más adelante.

Con esta ecuación se obtiene la pérdida de presión debida al rozamiento y se aplica a tubería de diámetro constante por la que pasa un fluido cuya densidad permanece razonablemente constante, a través de una tubería recta, ya sea horizontal, vertical o inclinada. Para tuberías verticales, inclinadas o de diámetro variable, el cambio de presión debido a cambios de elevación, velocidad o densidad del fluido debe hacerse de acuerdo con el teorema de Bernoulli.

1.2.4 Factor de Fricción

La fórmula de Darcy puede deducirse por análisis dimensional con la excepción del factor de fricción, que debe ser determinado experimentalmente. El factor de fricción para condiciones de flujo laminar ($Re < 2000$) es función sólo del número

de Reynolds; mientras que para el flujo turbulento ($Re > 4000$) es también función del tipo de pared de la tubería.

La región que se conoce como la “zona crítica” aparece entre los números de Reynolds de 2000 a 4000. En esta región el flujo puede ser tanto laminar como turbulento, dependiendo de varios factores; éstos incluyen cambios de sección, de dirección del flujo y obstrucciones tales como válvulas corriente arriba de la zona considerada. El factor de fricción en esta región es indeterminado y tiene límites más bajos si el flujo es laminar y más altos si el flujo es turbulento.

Para números de Reynolds superiores a 4000, las condiciones de flujo vuelven a ser más estables y pueden establecerse factores de rozamiento definitivos. Esto es importante, ya que permite al ingeniero determinar las características del flujo de cualquier fluido que se mueva por una tubería, suponiendo conocidas la viscosidad y la densidad en las condiciones del flujo. Por esta razón, la ecuación (21) se recomienda con preferencia sobre algunas de las ecuaciones empíricas usadas normalmente para el agua, petróleo y otros líquidos, así como para el flujo de fluidos compresibles teniendo en cuenta algunas restricciones.

Si el flujo es laminar ($Re < 2000$), el factor de fricción puede determinarse a partir de la ecuación:

$$f = \frac{64}{Re} = \frac{64 * \mu}{\rho * v * d} \quad (21)$$

Sustituyendo esta ecuación en la ecuación de pérdida de presión en newtons por m^2 es:

$$\Delta P = 0.000668 * \frac{\mu * L * v}{d^2} \quad (22)$$

Que es la ley de Poiseuille para flujo laminar.

Cuando el flujo es turbulento ($Re > 4000$) el factor de fricción depende no sólo del número de Reynolds, sino también de la rugosidad relativa de las paredes de la tubería, ϵ/d , es decir, la rugosidad de las paredes de la tubería (E) comparada con el diámetro de la tubería (d). Para tuberías muy lisas, como las de latón extraído o vidrio, el factor de fricción disminuye más rápidamente con el aumento del número de Reynolds, que para tuberías con paredes más rugosas.

Como el tipo de la superficie interna de la tubería comercial es prácticamente independiente del diámetro, la rugosidad de las paredes tiene mayor efecto en el factor de fricción para diámetros pequeños. En consecuencia las tuberías de pequeño diámetro se acercan a la condición de gran rugosidad y en general tienen mayores factores de fricción que tuberías del mismo material pero de mayores diámetros. El factor de fricción f , se grafica en la figura 4 con base a la rugosidad relativa obtenida de la figura 3 y el número de Reynolds. El valor f se determina por la proyección horizontal de la intersección de la curva ϵ/d seguir el número de Reynolds calculado en la escala vertical a la izquierda de la figura 4.

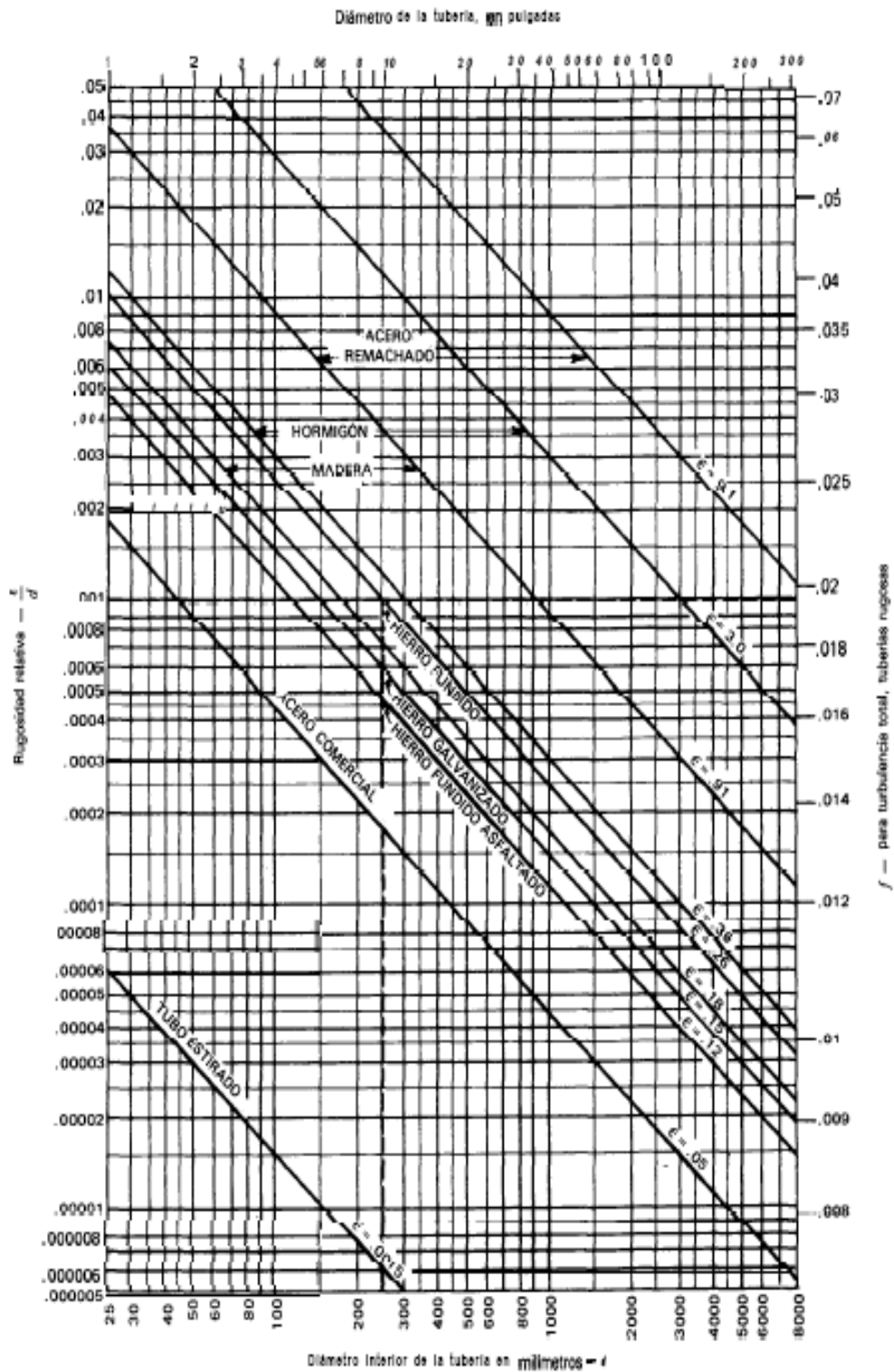


Figura 3. Rugosidad relativa Vs. Diámetro de la tubería

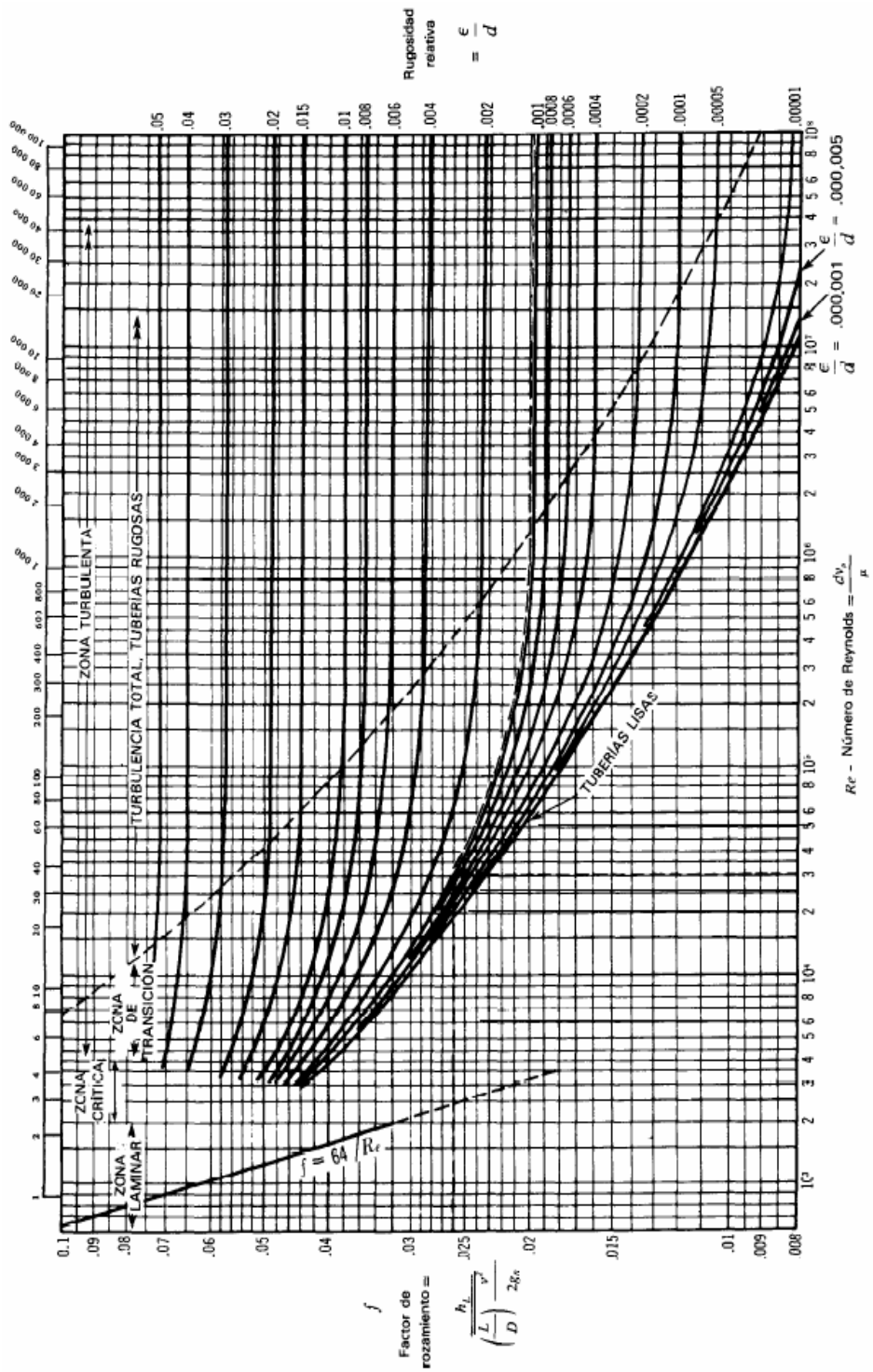


Figura 4. Factor de fricción Vs. Número de Reynolds

1.2.5 Fluidos Newtonianos y Fluidos Plásticos

Como un fluido fluye dentro de un conductor la velocidad aumenta transversalmente desde las paredes del conductor hacia dentro, siendo la velocidad de las partículas que se encuentran en contacto con las paredes prácticamente cero.

El flujo resulta del deslizamiento de unas moléculas sobre otras produciéndose fuerzas de resistencia al corte, que se oponen al flujo cuya intensidad va disminuyendo de las paredes del conductor hacia el centro. Estas fuerzas opuestas al flujo se denominan fuerzas de tracción.

La relación entre la fuerza de atracción y el cambio de la velocidad del fluido al alejarse de las paredes del conductor es muy importante y puede mostrarse gráficamente para tres tipos de fluidos, como se aprecia en la figura 5.

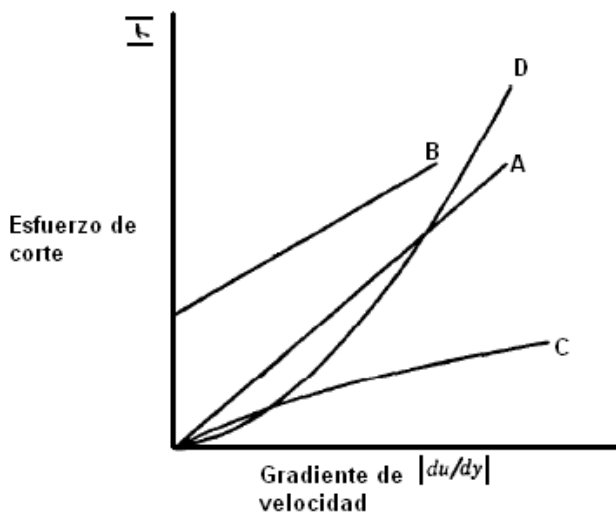


Figura 5. Cambios de velocidad vs. Tracción:

- A**, fluidos Newtonianos. **B**, fluidos plásticos
- C**, fluidos pseudo plásticos. **D**, fluidos diletantes.

La figura representa en coordenadas rectangulares el cambio de la velocidad con la distancia de las paredes del conductor vs. La fuerza de atracción opuesta al movimiento. La línea A es la línea q pasa por el origen de coordenadas. Los fluidos que siguen esta línea se denominan newtonianos. La línea B representa un tipo de fluido que requiere cierta tracción.

1.2.6 Velocidad media de Flujo

El término “velocidad”, a menos que se diga lo contrario, se refiere a la velocidad media o promedio de cierta sección transversal dada por la ecuación de continuidad para un flujo estacionario:

$$v = \frac{Q}{A} = \frac{\dot{m}}{A * \rho} \quad (23)$$

1.2.7 Numero de Reynolds

Las investigaciones de Osborne Reynolds han demostrado que el régimen de flujo en tuberías, es decir, si es laminar o turbulento, depende del diámetro de la tubería, de la densidad y la viscosidad del fluido y de la velocidad del flujo. El valor numérico de una combinación adimensional de estas cuatro variables, conocido como el número de Reynolds, puede considerarse como la relación de las fuerzas dinámicas de la masa del fluido respecto a los esfuerzos de deformación ocasionados por la viscosidad. El número de Reynolds es:

$$R_e = \frac{\rho * v * d}{\mu} \quad (24)$$

Para estudios técnicos, el régimen de flujo en tuberías se considera como laminar si el número de Reynolds es menor que 2 000 y turbulento si el número de Reynolds es superior a 4 000. Entre estos dos valores está la zona denominada “crítica” donde el régimen de flujo es impredecible, pudiendo ser laminar, turbulento o de transición, dependiendo de muchas condiciones con posibilidad de variación. La experimentación cuidadosa ha determinado que la zona laminar puede acabar en números de Reynolds tan bajos como 1 200 o extenderse hasta los 40 000, pero estas condiciones no se presentan en la práctica.

1.2.8 Radio hidráulico

A veces se tienen conductos con sección transversal que no es circular. Para calcular el número de Reynolds en estas condiciones, el diámetro circular es sustituido por el diámetro equivalente (cuatro veces el radio hidráulico).

$$R_H = \frac{\text{su perficie de la seccion transversal de la vena liquida}}{\text{perimetro mojado}} \quad (25)$$

Esto se aplica a cualquier tipo de conducto (conducto circular no completamente lleno, ovalado, cuadrado o rectangular), pero no a formas muy estrechas, como aberturas anulares o alargadas, donde la anchura es pequeña con relación a la longitud. En tales casos, el radio hidráulico es aproximadamente igual a la mitad de la anchura del paso.

1.3 FLUJO DE FLUIDOS EN VÁLVULAS Y ACCESORIOS

Debido a que en la mayoría de las instalaciones industriales están constituidas por válvulas y accesorios, es necesario un conocimiento de su resistencia al paso de fluidos para determinar las características de flujo en un sistema de tuberías completo.

Cuando un fluido se desplaza uniformemente por una tubería recta, larga y de diámetro constante, la configuración del flujo indicada por la distribución de la velocidad sobre el diámetro de la tubería adopta una forma característica. Cualquier obstáculo en la tubería cambia la dirección de la corriente en forma total o parcial, altera la configuración característica de flujo y ocasiona turbulencia, causando una pérdida de energía mayor de la que normalmente se produce en un flujo por una tubería recta. Ya que las válvulas y accesorios en una línea de tuberías alteran la configuración de flujo, producen una pérdida de presión adicional.

La pérdida de presión total producida por una válvula o accesorio consiste en:

1. La pérdida de presión dentro de la válvula.
2. La pérdida de presión en la tubería de entrada es mayor de la que se produce normalmente si no existe válvula en la línea. Este efecto es pequeño.
3. La pérdida de presión en la tubería de salida es superior a la que se produce normalmente si no hubiera válvula en la línea. Este efecto puede ser muy grande.

Desde el punto de vista experimental es difícil medir las tres caídas por separado. Sin embargo, su efecto combinado es la cantidad deseada y puede medirse exactamente con métodos bien conocidos. En donde muchos experimentos han demostrado que la pérdida de presión debida a válvulas y accesorios es proporcional a la velocidad elevada a un exponente constante. Por ello cuando se grafican la velocidad con la caída o pérdida de presión en coordenadas logarítmica la curva que se describe es una línea recta.

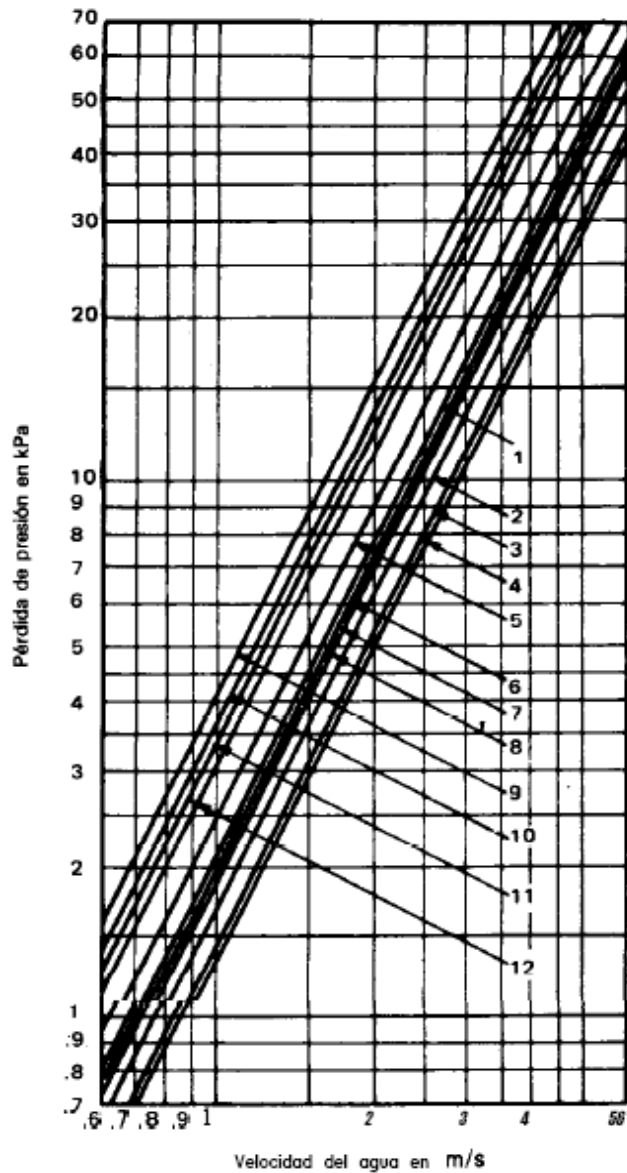


Figura 6 .Efectos de la pérdida de presión Vs velocidad del fluido⁴

1.3.1 Pérdidas de presión debida a válvulas y accesorios

Las pérdidas de presión en un sistema de tuberías se deben a varias características del sistema, que pueden clasificarse como sigue:

⁴ Tomado de CRANE,Flujo de Fluidos en Válvulas, Accesorios y Tuberías. Mc Graw- Hill. 1977.Pag 2-3

1. Rozamiento en las paredes de la tubería, que es función de la rugosidad de la superficie interior de la misma, del diámetro interior de la tubería y de la velocidad, densidad y viscosidad del fluido.
2. Cambios de dirección del flujo.
3. Obstrucciones en el paso del flujo.
4. Cambios repentinos o graduales en la superficie y contorno del paso del flujo.

La velocidad en una tubería se obtiene mediante la presión o altura estática, y el descenso de la altura estática o pérdida de presión debida a la velocidad es:

$$h_L = \frac{v^2}{2g_n} \quad (26)$$

h_L = altura estática o altura de velocidad

v = velocidad del fluido

g = constante de aceleración de la gravedad

El flujo por una válvula o accesorio en una línea de tubería causa también una reducción de la altura estática, que puede expresarse en función de la altura de velocidad.

El flujo en válvulas y accesorios implican caídas de presión adicionales. Esto puede interpretarse por medio de la determinación de coeficientes de resistencia y de flujo, también del concepto de longitudes equivalentes.

$$\Delta P = K_R * \frac{\rho * V^2}{2 * g_c} \quad (27)$$

ρ = densidad del fluido.

V = velocidad del fluido

g_c = aceleración de la gravedad

Donde K_R se define como el coeficiente de resistencia de flujo para accesorios, este coeficiente de resistencia K_R se considera independiente del factor de fricción y del número de Reynolds, que puede tratarse como constante para cualquier obstáculo dado (por ejemplo, válvula o accesorio) en un sistema de tuberías bajo cualquier condición de flujo, incluida la de régimen laminar.

$$K_R = \frac{f * L}{d} \quad (28)$$

Donde L y D corresponde a la geometría del accesorio. Para flujo multifásico las pérdidas de presión en varios tipos de válvulas y accesorios pueden ser aproximadas a cantidades mínimas bajo el concepto de longitudes equivalentes.⁵

⁵ ARNOLD, Ken, y STEWART, Maurice. Surface Production Operations V1 Desing of Oil Handling Systemas and Facilities. Gulf Publishing Company. Houstin Texas. 1986. Pag 279

ACCESORIO	K_R (Ft / in)
Válvula globo	3.0 – 5.0
Válvula compuerta	0.15
Codos	0.2 – 0.3
Válvulas cheque	6.0 – 8.0

Tabla 1⁶. Valores de coeficiente de resistencia de flujo para accesorios en tubería

Una longitud equivalente, $L_e = L / D$ puede ser calculada para cada accesorio usando el factor de fricción calculado para el flujo en la tubería. Todos los valores de longitudes equivalentes pueden ser adicionados a la longitud real de la tubería para realizar los cálculos de caída de presión.

La longitud equivalente puede expresarse como:

$$L_e = \frac{K_R * d}{f} \quad (29)$$

Donde d corresponde al diámetro de la tubería, f el factor de fricción para el flujo.

⁶Tomada de ARNOLD, Ken, y STEWART, Maurice. Surface Production Operations V1 Design of Oil Handling Systems and Facilities. Gulf Publishing Company. Houston Texas. 1986

1.4 FLUJO EROSIONAL

Cuando un fluido fluye a través de una tubería a altas velocidades, puede ocurrir una erosión en las paredes de la tubería. Esto es especialmente cierto para grandes flujos de gas en los cuales la velocidad in situ supera los 60 ft/s. para flujos de liquido no es muy común hablar de este termino sin embargo, en condiciones multifásicas cuando la relación Gas – liquido es significativa puede presentarse este tipo de erosión. La velocidad de flujo a la cual esta erosión es posible, puede definirse como:

$$V_e = \frac{C}{\rho_m^{1/2}} \quad (30)$$

Donde

V_e = Velocidad erosional, ft / s

ρ_m = densidad de la mezcla, lb/ ft³

C = constante empírica en un rango de 75 a 150 (lb/ft²*s)

Arnold y Stewart⁷ expresan la densidad de la mezcla y el diámetro de la tubería como:

⁷ Ibid pag 277

$$\rho_m = \frac{12.049 * SG_L * P + 2.7 * SG_G * RGL * P}{(198.7 * P) + Z * R * T} \quad (31)$$

$$d = \left[\frac{\left(11.9 + \frac{Z * RGL * T}{16.7 * P} \right) * q_L}{1000 * V_e} \right]^{1/2} \quad (32)$$

Donde

P = Presión, psia

T = Temperatura, °R

d = diámetro Interno del tubo, in

SG_L = Gravedad Especifica del liquido relativa al agua

SG_G = Gravedad Especifica del gas relativa al aire @ CS

RGL = Relación Gas –Liquido, ft³/bbl @ CS

q_L = Tasa de flujo de liquido, bbl/d @ CS

Z = Factor de compresibilidad del gas @ PT

V_e = Velocidad erosional, ft/s

De esta manera se puede tener un criterio de partida para obtener un diámetro antes de entrar a realizar el análisis para obtener las condiciones óptimas de operación. Esto puede resumirse en los siguientes pasos:

Determinar la densidad de la mezcla a partir de las ecuaciones 31

Determinar la velocidad erosional a partir de la ecuación 30

Determinar el diámetro interno de la tubería a partir de la ecuación 30.

2. FLUJO MULTIFÁSICO

El flujo multifásico es definido como el flujo concurrente de dos o más fases, líquido, sólido o gas. En la industria del petróleo, el flujo multifásico ocurre en tuberías de superficie y en pozos de gas y aceite, ya que la mayoría de pozos productores de gas, producen cierto porcentaje de líquido y viceversa.

Es de gran interés para la industria petrolera el concepto de flujo multifásico debido a su permanente ocurrencia en pozos, líneas de recolección y facilidades de superficie. La presencia de flujo multifásico está acompañada de grandes caídas de presión a través de tuberías y equipos.

2.1 VARIABLES QUE AFECTAN EL FLUJO MULTIFASICO

Muchas variables en producción pueden cambiar con el tiempo o respecto a su localización. Los efectos de los cambios en los parámetros como tamaño de la línea, Relación Gas- Líquido, las tasas de producción de agua, aceite y gas. Estos efectos deben ser analizados al momento de realizar diseños de tubería o de sistemas de recolección, además en sus modelamientos o análisis de sensibilidad.

Las variables afectadas por estos fenómenos pueden ser las siguientes:

a) Tasa de liquido (q_L)

Un incremento en la tasa de liquido provoca un aumento en la velocidad total del fluido y por lo tanto un aumento en el gradiente de presión. Un error común en el desarrollo de campos es el de conectar nuevos pozos a las líneas de flujo ya existentes y sobrecargadas. Esto por supuesto, incrementa la caída de presión en la línea que conecta estos pozos hasta el colector.

b) Relación Gas Líquido (GRL)

El efecto de la relación gas líquido depende del ángulo de inclinación de la tubería. Cuando las líneas se encuentran sobre terrenos montañosos puede existir acumulación de líquido en las zonas bajas provocando un aumento en la caída de presión.

c) Efecto del corte de agua (BSW)

El efecto del corte de agua no es fácil de analizar, si embargo es notorio que cuando la fracción de agua aumenta, la cantidad de gas en solución decrece. Esto tendría el mismo efecto de la relación Gas-Líquido; aunque, cuando el aceite transportado es bastante viscoso, el aumento del corte de agua puede provocar una disminución en la viscosidad y por lo tanto, la caída de presión disminuirá. Pero por otra parte, si se forman emulsiones, entonces el efecto es muy contrario provocando grandes caídas de presión.

d) Efecto del diámetro de la tubería (d)

Una disminución en el diámetro de la tubería causa un incremento en la velocidad de flujo, y esto incrementa la caída de presión. Sin embargo, cuando la tubería no es horizontal, entonces un diámetro pequeño puede ocasionar un cambio en el nivel de líquido provocando una disminución sobre la caída de presión total.

e) Nivel de líquido o Holdup (H_L)

El nivel de líquido es definido como la fracción de un elemento de tubería que es ocupado por el líquido en el mismo instante.

$$H_L = \frac{\text{Volumen de líquido en un elemento de tubería}}{\text{Volumen del elemento de tubería}} \quad (33)$$

Es necesario determinar el nivel de líquido para calcular densidad de la mezcla, velocidad de gas y líquido, viscosidad efectiva y transferencia de calor. El valor de nivel de líquido no puede ser calculado analíticamente, este debe ser determinado de correlaciones empíricas que están en función de variables tales como propiedades de líquido y gas, patrón de flujo, diámetro de tubería e inclinación de la tubería.

El valor del holdup del líquido varía desde cero para flujo monofásico de gas hasta uno para flujo monofásico de líquido. El holdup del líquido puede ser medido

experimentalmente por algunos métodos, tales como pruebas de resistividad o capacitancia y densímetros nucleares.

f) Nivel de gas (H_g)

El volumen relativo de gas y líquido in-situ es algunas veces expresado en términos de fracción de volumen ocupado por gas, llamado nivel de gas H_g o fracción nula el nivel de gas esta expresado como:

$$H_g = 1 - H_L \quad (34)$$

g) Nivel de líquido no-deslizante (λ_L)

Está definido como la relación de volumen de líquido en un elemento de tubería que podría existir si el gas y el líquido a travessara a la misma velocidad (no deslizante) dividido por el elemento de tubería. Este puede ser calculado de la relación de flujos in-situ:

$$\lambda_L = \frac{q_L}{q_L + q_g} \quad (35)$$

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

$$\lambda_g = 1 - \lambda_L = \frac{q_g}{q_g + q_L} \quad (36)$$

h) Densidad del Líquido (ρ_L)

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

$$\rho_L = \rho_o f_o + \rho_w f_w \quad (37)$$

Donde

$$f_o = \frac{q_o}{q_o + q_w} \quad (38)$$

y

$$f_w = 1 - f_o \quad (39)$$

El cálculo de la densidad de la mezcla gas-líquido requiere conocimiento del nivel de líquido.

$$\rho_s = \rho_L H_L + \rho_g H_g \quad (40)$$

$$\rho_m = \rho_L \lambda_L + \rho_g \lambda_g \quad (41)$$

La primera ecuación se usa para determinar el gradiente de presión debido al cambio de elevación, densidad actual. La segunda ecuación es usada para determinar la densidad no deslizante para las dos fases.

i) Velocidad liquido y gas

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

$$v_{sg} = \frac{q_g}{A} \quad (42)$$

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

$$v_{sg} = \frac{q_g}{AH_g} \quad (43)$$

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

$$v_{sL} = \frac{q_L}{A} \quad (44)$$

$$v_{sL} = \frac{q_L}{AH_L} \quad (45)$$

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

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

$$v_m = \frac{q_L + q_g}{A} = v_{sL} + v_{sg} \quad (46)$$

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

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

$$v_s = v_g - v_g = \frac{v_{sg}}{H_g} - \frac{v_{sL}}{H_L} \quad (47)$$

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

$$\lambda_L = \frac{v_{sL}}{v_m} \quad (48)$$

j) Viscosidad

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

$$\mu_n = \mu_L \lambda_L + \mu_g \lambda_g \quad (49)$$

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

$$\mu_L = \mu_o f_o + \mu_w f_w \quad (50)$$

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

k) Tensión Superficial

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

$$\sigma_L = \sigma_o f_o + \sigma_w f_w \quad (51)$$

Donde

σ_o = tensión superficial del aceite, y

σ_w = tensión superficial del agua.

2.2 PROPIEDADES DEL FLUIDO

Frecuentemente será necesario evaluar varias propiedades y velocidades del fluido in-situ para calcular patrones de flujo, factores de fricción y niveles de líquido y gas. Las variables en la ecuación de gradiente de presión son densidad del fluido, velocidad de la mezcla y factor de fricción. Los cálculos de estas variables para la mezcla gas-liquido requieren valores de los componentes independientes a las condiciones de interés; además la evaluación del factor de fricción requiere un valor para la viscosidad de los componentes individuales a diferentes presiones y temperaturas. La temperatura de los fluidos en los sistemas de tuberías cambia constantemente. En situaciones de diseño, las tasas de producción del fluido se conocerán a condiciones estándar en forma de gravedades específicas. Estas deben convertirse en tasas de flujo o velocidades y densidades a condiciones in-situ.

2.2.1 Densidad del Fluido

Los cálculos para la densidad del fluido en dos fases requieren valores de densidad del gas, aceite y agua.

Para el gas, la gravedad específica está definida como la relación de la densidad del gas y la densidad del aire a condiciones estándar.

$$\gamma_g = \left(\frac{\rho_g}{\rho_{aire}} \right)_{P_{sc}, T_{sc}} = \frac{M_g}{M_{aire}} = \frac{PM_g}{29} \quad (52)$$

Donde

ρ_g = densidad del gas, (Lbm/ft³)

ρ_{aire} = densidad del aire (lbm/ft³)

M_g = peso molecular del gas (lb/lb-mol)

M_{aire} = peso molecular del aire (lb/lb-mol)

P_{sc} = presión estándar (14.7 psia)

T_{sc} = temperatura estándar (60°F o 560°R)

γ_g = gravedad del gas (relativa al aire)

Usando la ecuación de esta para un gas en función de presión y temperatura;

$$\rho_g = \frac{2.7 * \gamma_g * p}{ZT} \quad (53)$$

Donde,

ρ_g = densidad del gas, (Lbm/ft³)

P_{sc} = presión, psia

T_{sc} = temperatura °R

γ_g = gravedad del gas(aire = 1)

Z = factor de compresibilidad

Para el aceite, la gravedad específica de un líquido es definida como la relación de la densidad del líquido a la densidad del agua pura:

$$\gamma_L = \left(\frac{\rho_L}{\rho_w} \right)_{P_{sc}, T_{sc}} \quad (54)$$

En la industria petrolera es común expresar la gravedad en términos de la gravedad API del petróleo, o:

$$\gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + API} \quad (55)$$

Donde

γ_o = gravedad específica del aceite (relativa al agua), y

API = gravedad API del aceite.

La densidad del aceite más algo de gas disuelto en el aceite a la presión y temperatura de interés puede ser calculado por:

$$\rho_o = \frac{350\gamma_o + 0.0764\gamma_g R_s}{5.615B_o} \quad (56)$$

Donde,

ρ_o = densidad del aceite, lbm/ ft³

R_s = solubilidad del gas en el aceite, scf/STB

B_o = factor volumétrico de formación del aceite, bbl / STB

350 = densidad del agua a condiciones estándar, Lbm /STB

0.0764 = densidad del aire a condiciones estándar Lbm /SCF y

5.615 = factor de conversión, ft³ /Bbl

Si la presión está arriba del punto de burbuja a la temperatura de interés; para el caso de $p \geq P_b$ la densidad del aceite es calculada por:

$$\rho_o = \rho_{ob} \text{EXP}[C_o(p - p_b)] \quad (57)$$

Donde

ρ_o = densidad a p y T, (lbm/ ft³)

ρ_{ob} = densidad a p_b y T, (lbm/ ft³)

p = presión, psia

p_b = presión la punto de burbuja a T, psia

C_o = compresibilidad isotérmica del aceite a T, psi⁻¹

EXP(x) = e^x = (2.7183)^x.

Para el agua, la densidad puede ser estimada de:

$$\rho_w = \frac{\rho_{wsc} \gamma_w}{B_w} = \frac{62.4 \gamma_w}{B_w} \quad (58)$$

Donde

ρ_w = densidad del agua a p y T, lbm/ft³

ρ_{wsc} = densidad del agua pura a condiciones estándar. 62.4 lbm/scf

γ_w = gravedad específica del agua.

B_w = factor volumétrico de formación del agua, ft³/scf

El valor de γ_w depende de los sólidos disueltos en el agua.

2.3 PREDICCIÓN DE TEMPERATURA DE FLUJO

Todas las correlación de para propiedades del fluido requieren un valor de temperatura del fluido para calcular la propiedad requerida. Un perfil de temperatura lineal es asumido para cálculos de flujos en superficie. La perdida de calor de un fluido en la tubería está en función de la tasa de flujo másico, aunque cambia con una variación en la tasa de producción.

2.3.1 Temperatura De Flujo En Tuberías

Para el cálculo de la temperatura de flujo en una tubería se asume que la temperatura de los alrededores es constante. Una ecuación para temperatura como función de la longitud fue propuesta por Ramey⁸.

$$T_L = T_s + (T_1 - T_s)EXP^{(-L/A)} \quad (59)$$

Donde

T_L = temperatura a la distancia, (°F)

T_s = temperatura de los alrededores, (°F)

T_1 = temperatura a la entrada del fluido, (L=0), (°F)

L = distancia desde la entrada del fluido, (ft).

A = relación de distancia (ft)

⁸ RAMEY, H.J.: "Wellbore heat Transmision".JPT. Abril. 1962

$$A = \frac{\dot{m} * C_p}{\pi * d U} = C \dot{m} \quad (60)$$

o

$$C = A / \dot{m} \quad (61)$$

Donde,

C = Constante, (ft/lbm/s)

\dot{m} = tasa de flujo másico total, (lbm/s)

C_p = calor específico del fluido fluyendo, $BTU / (h * ft^2 * ^\circ F)$

d = diámetro de la tubería, (ft)

U = coeficiente de transferencia de calor global, $BTU / (h * ft^2 * ^\circ F)$

Rara vez son disponibles los datos para calcular el coeficiente de transferencia global U. un estimativo de temperatura de flujo en tuberías puede ser usado si está disponible al menos una medida de temperatura entrada y salida con una medida de tasa de flujo másico.

2.4 PATRONES DE FLUJO EN TUBERÍA HORIZONTAL

Se definen los patrones de flujo multifásico como una descripción cualitativa de la distribución de las fases en la tubería. Describen la forma con que se distribuyen las fases en un segmento de tubería. El patrón de flujo es influenciado por la

geometría de la tubería, por las propiedades físicas de la mezcla (densidad, tensión superficial, viscosidad) y por las tasas de flujo.

Cuando la tubería posee una inclinación mayor a ± 5 grados, ya sea por la topografía del terreno o por razones de conveniencia, no se puede considerar la tubería como una tubería horizontal. Aunque los patrones de flujo en tubería inclinada se consideran como si fuera una tubería horizontal (los patrones de Beggs y Brill), se tiene que los valores de las caídas de presión y holdup son diferentes y son diferentes y complicados de determinar.

2.4.1 Patrones de Flujo Multifásico en Tubería Horizontal

Se considera flujo en tubería horizontal, el flujo que fluye por una tubería cuya elevación no supera los ± 5 grados.

Los patrones de flujo no afectan la presión significativamente en flujo horizontal como si sucede en el vertical. En el flujo horizontal la energía potencial no influye. De todos modos esto no indica que estos patrones de flujo horizontal no se tengan en cuenta. Pueden afectar las operaciones de producción y algunas correlaciones para caídas de presión los consideran.

Aunque se han realizado muchas descripciones y tipificaciones de los patrones de flujo, actualmente se usan las categorías definidas por Beggs y Brill las cuales son definidas a continuación.

2.4.1.1 Patrón de Flujo Segregado

El flujo segregado es aquel en el que las fases se encuentran, en su mayor parte separadas. Se subdivide en tres regímenes: Flujo estratificado, Flujo ondular y Flujo anular. El primero se caracteriza por que el líquido va fluyendo por la parte baja de la tubería, mientras el gas fluye a lo largo del tope de la tubería, con una interfase lisa entre las fases. Este régimen ocurre cuando las tasas de las fases son relativamente bajas. A tasas más altas la interfase comienza a ondularse, originándose el flujo ondular. Por último el flujo anular ocurre cuando existen tasas altas de gas y tasas relativamente altas de líquido en las paredes de la tubería y una fase gaseosa con pequeñas gotas de líquido fluyendo por la parte central de la tubería.

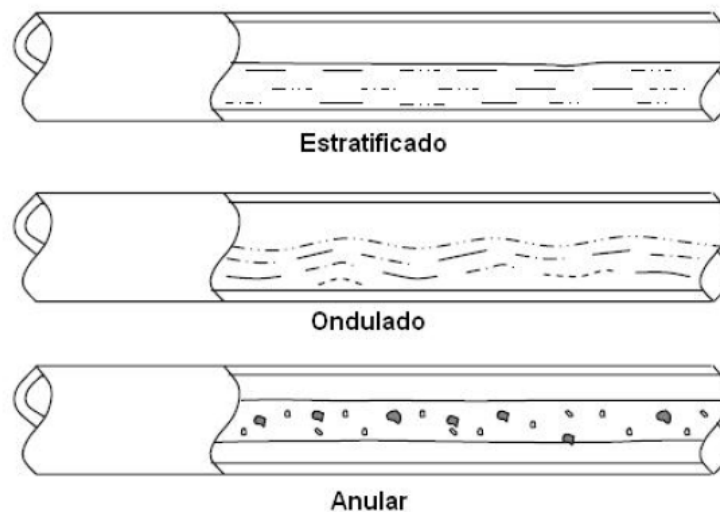


Figura 7. Patrones de flujo segregado

2.4.1.2 Patrón de Flujo Intermitente

En este tipo de patrón el gas y el líquido fluyen alternadamente a través de la tubería. Se divide en dos regímenes de flujo: Flujo Bache y Flujo tapón se distingue por el flujo de grande burbujas de gas a lo largo de toda la tubería.

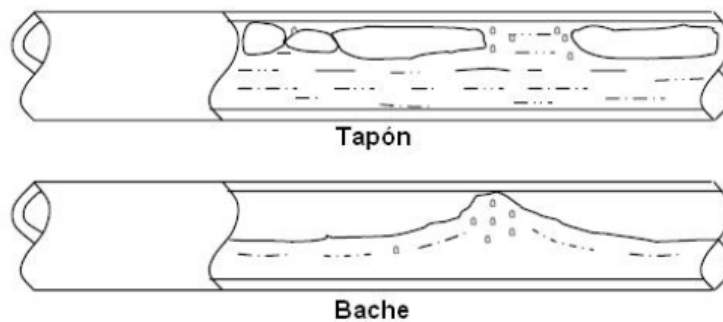


Figura 8. Patrones de Flujo Intermitentes.

2.4.1.3 Patrón de Flujo Distribuido

Este Flujo se caracteriza por una fase que se encuentra dispersa en la otra y se divide en dos regímenes: Flujo tipo burbuja y Flujo tipo niebla o disperso. El Flujo tipo niebla se presenta a altas tasas de gas y bajas tasas de líquido y consiste gas con gotas dispersas de líquido. Este régimen de flujo es considerado semejante al flujo anular, por lo que muchos mapas de patrones de flujo usan el nombre de niebla-anular para denotar estos regímenes.

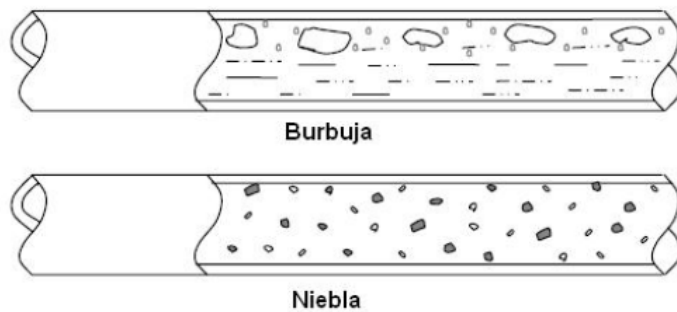


Figura 9. Patrones de flujo distribuido

Beggs & Brill definieron un nuevo patrón denominado Transición debido a que, cuando el patrón cambia de segregado a intermitente en determinada zona, observaron un decrecimiento grande pero lento de la fracción de líquido retenido que no era rápido como lo indicaban las ecuaciones.

2.5 MAPAS DE REGIMENES DE FLUJO PARA PREDICCIÓN DE PATRONES DE FLUJO EN TUBERÍAS HORIZONTALES

2.5.1 Correlación de Baker

Los mapas de regímenes de flujo son usados para predecir los patrones de flujo en una tubería horizontal. Uno de los primeros mapas que se diseñaron fue creado por Baker en 1953, mas tarde modificado por Scoot, mostrado en la figura 10, en la cual los ejes son G_L/λ y $G_L\lambda\phi/G_g\lambda$; y donde G_L y G_g son el flujo másico del líquido y del gas respectivamente y el parámetro λ y ϕ son:

$$\varphi = \frac{73}{\sigma_1} \left[\mu_l \left(\frac{62.4}{\rho_l} \right)^2 \right]^{1/3} \quad (62)$$

$$\lambda = \left\{ \left(\frac{\rho_g}{0.075} \right) \left(\frac{\rho_l}{62.4} \right) \right\}^{1/2} \quad (63)$$

En el siguiente diagrama se muestra el mapa de regímenes de flujo de Baker. En el se puede observar que las transiciones de un patrón de flujo a otro no son abruptas, pero la transición ocurre en todo este rango.

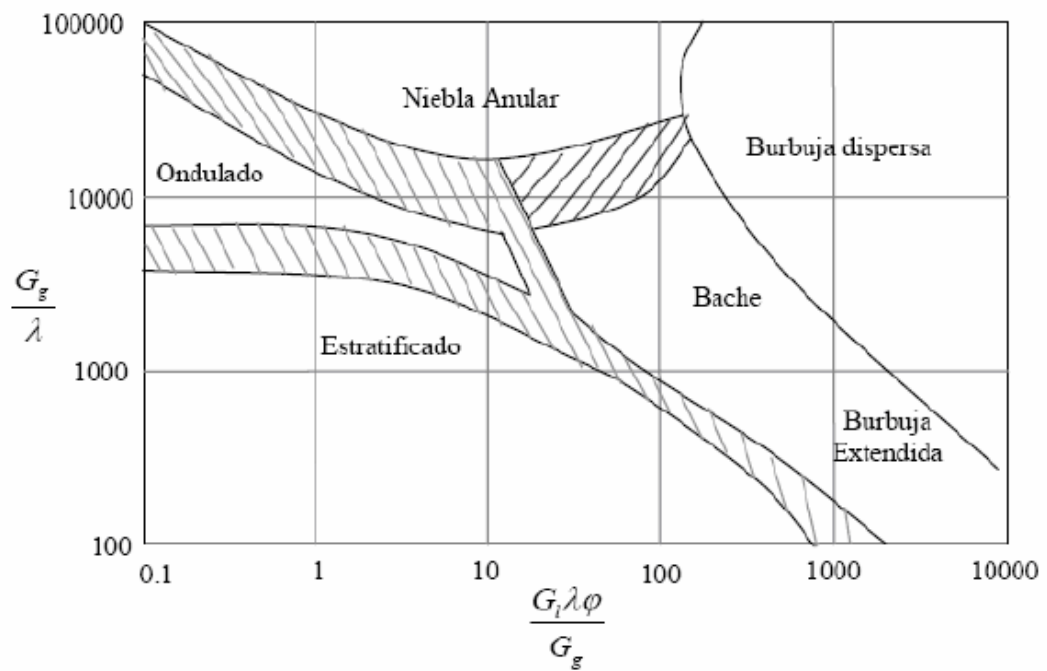


Figura 10. Mapa de regímenes de Flujo, Baker (1953)

2.5.2 Correlación De Govier & Omer

En 1962 Govier & Omer propusieron un mapa de patrones de flujo, mejorándolo mas tarde para ajustarla a modificaciones de diámetro y a las propiedades de los fluidos. Govier & Aziz sugieren una modificación de las coordenadas para aplicarlo a otros tipos de fluido diferentes al aire- agua. Recomiendan los siguientes parámetros de corrección.

$$X = \left(\frac{\rho_g}{0.0808} \right)^{1/3} \quad (64)$$

$$Y = \left\{ \left(\frac{\rho_g}{62.4} \right) \left(\frac{72.4}{\sigma} \right) \right\}^{1/4} \quad (65)$$

Estos parámetros son usados para multiplicar las velocidades superficiales de los fluidos de la siguiente manera:

$$\tilde{V}_{SG} = X V_{SG} \quad (66)$$

$$\tilde{V}_{SL} = Y V_{SL} \quad (67)$$

\tilde{V}_{SG} y \tilde{V}_{SL} son usados en forma normal con el mapa modificado patrones de flujo.

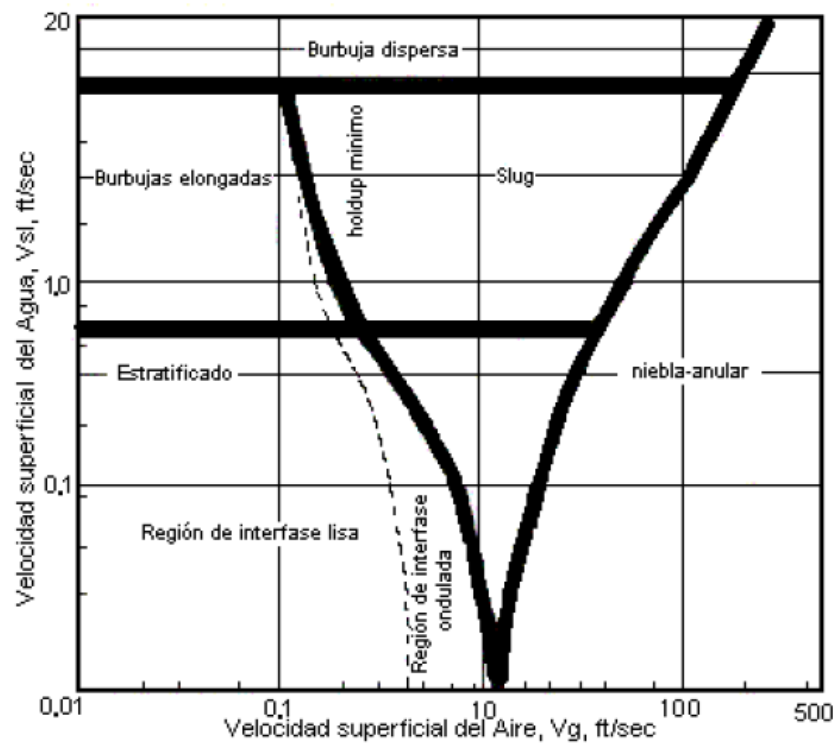


Figura11. Mapa de Patrones de Flujo de Govier & Omer

2.5.3 Correlación De Mandhane

En 1964, Mandhane propone un mapa de patrones de flujo en el cual, con base en las coordenadas de $\text{Log } V_{SL}$ vs $\text{Log } V_{SG}$, se localizan los límites de transición. El mapa diseñado por Mandhane usa como ejes de coordenadas las velocidades superficiales del líquido y del gas (V_{SL} vs. V_{SG}), el cual se muestra en la figura 12

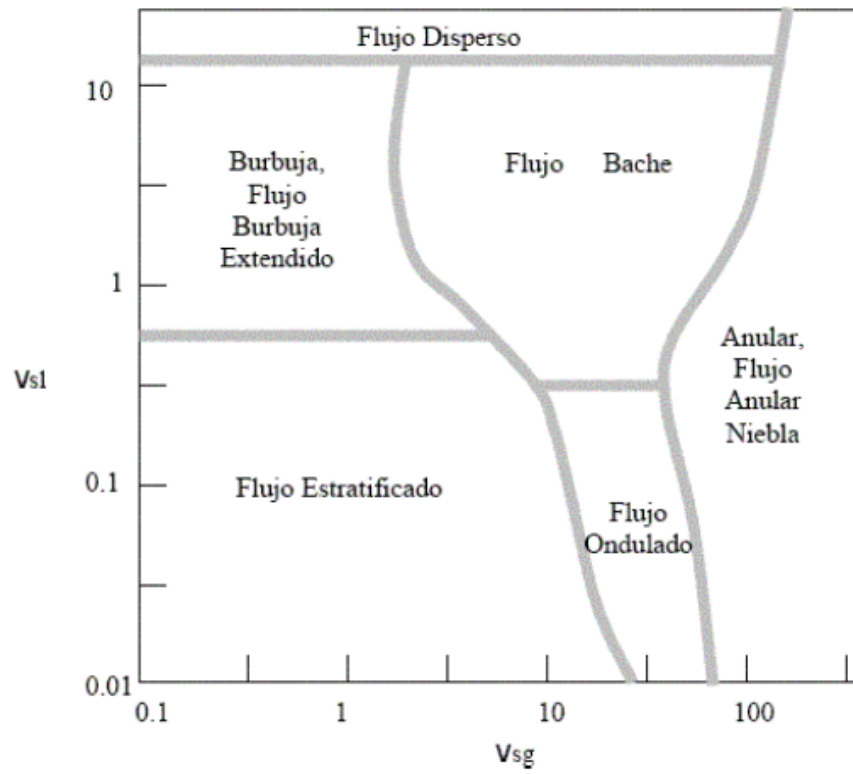


Figura 12. Mapa de Regímenes de Flujo Mandhane (1974)

Mandhane introduce los siguientes factores de corrección para las diferentes propiedades físicas de los fluidos:

$$X' = \left(\frac{\rho_G}{0.0808} \right)^{0.2} \left(\frac{\rho_L}{62.4} \frac{72.4}{\sigma} \right)^{0.25} \left(\frac{\mu_G}{0.018} \right)^{0.2} \quad (68)$$

$$Y' = (\mu_L)^{0.2} \left(\frac{\rho_L}{62.4} \frac{72.4}{\sigma} \right)^{0.25} \quad (69)$$

Donde ρ_G y ρ_L están expresadas en Lbm/ft³ μ_G y μ_L están expresados en centipoises, y σ en dinas/cm. Hay que tener en cuenta que estos factores se aplican a las transiciones individuales, antes que a los ejes del mapa.

2.5.4 Correlación De Taitel & Dukler

En Taitel & Dukler se desarrollo un modelo en el año 1976 para las transiciones de regimenes de flujo horizontal y ligeramente inclinada, iniciando su teoría con los modelos de Navier –Stocks e introduciendo el concepto de modelos mecanísticos, este modelo puede ser usado para elaborar mapas de régimen de flujo con fluidos y diámetro de tuberías particulares, donde sus propiedades son tomadas como un promedio de sus valores; un ejemplo de ello se muestra en la figura 10.

En él se presenta un análisis teórico, la teoría de la inestabilidad de Kelvin-Helmholtz, para predecir las transiciones que ocurren entre los patrones de flujo. Para esto ellos demuestran que cada transición está controlada por un par diferente de grupos adimensionales. Con este modelo generalizado (figura13) se convirtieron en los primeros en la predicción analítica de los patrones de flujo.

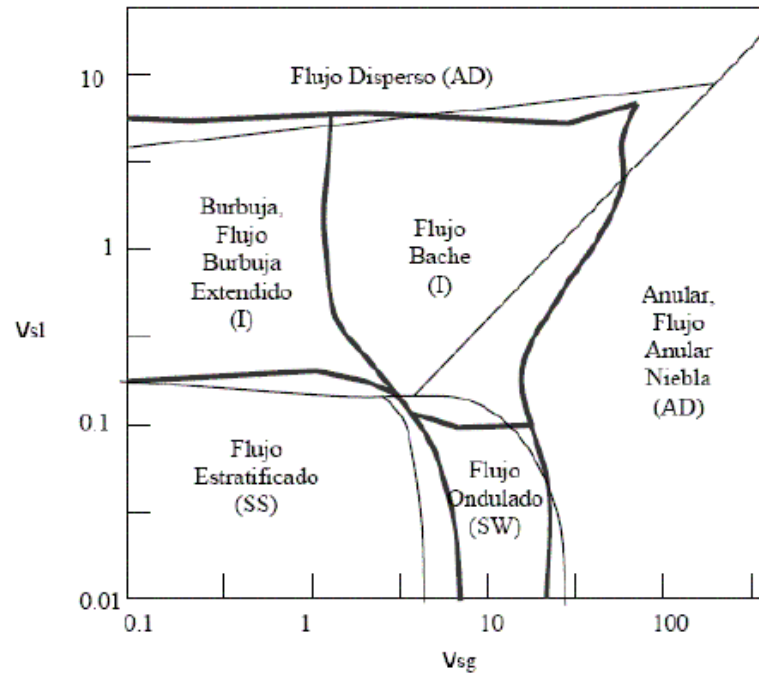


Figura 13. Mapa de regímenes de flujo Taitel & Dukler (1976).

2.5.5 Correlación De Beggs & Brill

En Beggs & Brill se realizó un mapa de patrones de flujo en el cual los ejes de coordenadas son el número de fraude (N_{FR}) contra la fracción de líquido deslizante entrante λ_L . Este mapa se caracteriza por presentar los cuatro patrones de flujo propuestos por ellos, sin tener en cuenta los diferentes regímenes de flujo.

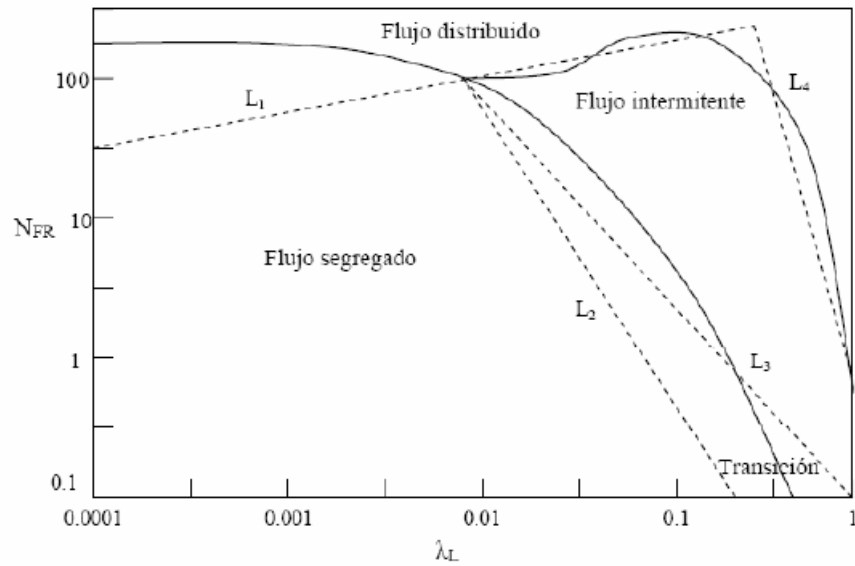


Figura14. Mapa de Patrón de Flujo de Beggs.

2.6 GRADIENTE DE PRESIÓN

Debido a los efectos ocurridos por la gravedad, aceleración y fricción, se pueden producir pérdidas de energía en el sistema, que se ven reflejadas en alguna disminución de la presión. Los procedimientos que se siguen para calcular la presión en una tubería inclinada es el siguiente: se determina el patrón de flujo y el holdup asumiendo que la tubería es horizontal. El holdup hallado se corrige por el efecto de la inclinación con el fin de calcular la caída de presión posteriormente con alguno de los métodos que se plantean a continuación:

2.6.1 Correlación de Lockhart & Martinelli

Ellos basan su correlación en la premisa de que la caída de presión debe ser igual tanto para la fase líquida como para la fase gaseosa sin importar el patrón de flujo, con la condición que haya un delta de presión radial despreciable. Por medio de su trabajo expresan la caída de presión en la fase líquida como sigue:

$$\left(\frac{\Delta p}{L}\right)_{t,p} = 2f_L \left(\frac{\rho_L V_L^2}{D_L g}\right) \quad (70)$$

Donde, D_L es el diámetro hidráulico equivalente de la región del tubo por el cual la fase líquida fluye. Igual ocurre con la fase gaseosa⁹:

$$\left(\frac{\Delta p}{L}\right)_{t,p} = 2f_G \left(\frac{\rho_G V_G^2}{D_G g}\right) \quad (71)$$

Baker ha realizado unas modificaciones a la correlación de Lockhart & Martinelli para tuberías de mayor diámetro, esta nueva correlación es expresada para cada patrón de flujo.

⁹ Amaya, A. Carlos, Pallares Henry. Influencia de los modificadores de tensión superficial en los patrones de flujo en flujo bifásico gas-líquido en tubería horizontal. Tesis de grado. 1996. UIS

Patrón de flujo	Correlación
Estratificado	$\phi_G = \frac{15400X}{G_{SL}^{0.8}}$
Burbujas Elongadas	$\phi_G = \frac{27.315X^{0.855}}{G_{SL}^{0.17}}$
Burbujas Dispersas	$\phi_G = \frac{14.2X^{0.75}}{G_{SL}^{0.1}}$
Bache	$\phi_G = \frac{1190X^{0.815}}{G_{SL}^{0.5}}$
Niebla Anular	$\phi_G = (4.8 - 0.3125D) * X^{0.343-0.021D}$

Tabla 2. Correlaciones para cada patrón de flujo según Baker

Donde G_{SL} es la tasa de flujo másico superficial del líquido en $lb_m/ft^2 \cdot hr$. No existe una ecuación para el flujo ondulado. Por último, hay que tener en cuenta que las relaciones se aplican cuando el número de Reynolds superficial para cada fase supera a 1000.

2.6.2 Correlación de Dukler, Wicks & Cleveland

En 1964 presentaron un estudio estadístico en el que analizaban varias de las correlaciones existentes en el momento, comparando su desempeño y concluyeron que aunque la de Lockart & Martinelli tenía la mayor concordancia de

todas, aun le faltaba para obtener una buena consistencia. Debido a esto se desarrollo una nueva correlación para la caída de presión por fricción en el flujo bifásico. Se parte de la premisa de que en holdup es finito y constante, se supone la mezcla la homogénea de las fases en la que no hay deslizamiento de una sobre otra, y el resultado de esta correlación fue estadísticamente superior a las anteriormente estudios por ellos.

El gradiente de presión debido a la fricción es expresado como:

$$\frac{\Delta P}{L} = \frac{2G_M^2 f_{ip,M}}{g_c D \rho_M} \quad (72)$$

Donde

$$f_{ipM} = F \beta f \quad (73)$$

$$f = 0.0014 + 0.125 \text{Re}_M^{-0.32} \quad (74)$$

$$\text{Re}_M = \frac{DG_M}{\mu_M} \quad (75)$$

$$F = 1 + \frac{\gamma}{1.281 - 0.478\gamma + 0.444\gamma^2 - 0.094\gamma^3 + 0.00843\gamma^4} \quad (76)$$

$$\gamma = -\ln C_L \quad (77)$$

$$G_M = \rho_m * v_m \quad (78)$$

$$\beta = \frac{\rho_L C_L^2}{\rho_M \bar{E}_L} + \frac{\rho_G (1-C_L)^2}{\rho_M \bar{E}_G} \quad (79)$$

En la ecuación de gradiente de presión, F es adimensional y está en función de C_L , la fracción volumétrica del líquido en la corriente de entrada (figura15). El cálculo del factor β requiere conocer el valor de \bar{E}_G la fracción de gas in-situ. Para esto, Dukler uso la correlación de Hughmark ya ilustrada.

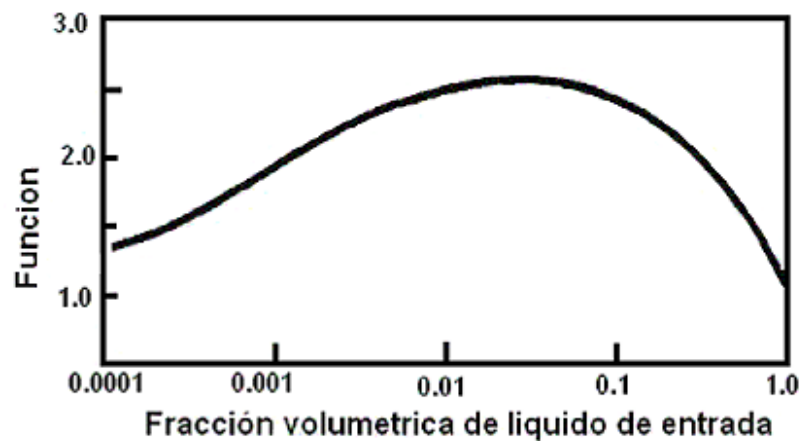


Figura 15. Función de Dukler, Wicks & Cleveland

2.6.3 Método de Beggs & Brill

El método diseñado por Beggs Y Brill es el más aplicado para el cálculo del gradiente de presión, ya sea para pozo vertical, direccional, tubería horizontal o inclina. Para este es necesario conocer dos parámetros iniciales el Holdup y el patrón de flujo. Este fue el primer modelo en proponer un procedimiento matemático para predecir de forma sistemática los patrones de flujo.

Para determinar el patrón de flujo se requiere de algunos cálculos con números adimensionales (como numero de Froude para dos fases) y además establecer límites entre los patrones de flujo.

Es necesario el cálculo de las siguientes variables para determinar cualquier patrón de flujo:

$$N_{FR} = \frac{V_m^2}{gd} \quad (80)$$

$$\lambda_L = \frac{v_{sL}}{v_m} \quad (81)$$

$$L_1 = 316\lambda_L^{0.302} \quad (82)$$

$$L_2 = 0.0009252\lambda_L^{-2.4684} \quad (83)$$

$$L_3 = 0.10\lambda_L^{-1.4516} \quad (84)$$

$$L_3 = 0.5\lambda_L^{-6.738} \quad (85)$$

Los límites de patrones de flujo según Beggs y Brill para flujo horizontal son:

PATRÓN DE FLUJO	LÍMITES
Segregado	$\lambda_L < 0.01$ y $N_{FR} < L_1$ ó $\lambda_L > 0.02$ y $N_{FR} < L_2$
Transición	$\lambda_L > 0.01$ y $L_2 < N_{FR} < L_3$
Intermitente	$0.01 < \lambda_L < 0.4$ y $L_3 < N_{FR} < L_1$ ó $\lambda_L > 0.4$ y $L_3 < N_{FR} < L_4$
Distribuido	$\lambda_L < 0.4$ y $N_{FR} > L_1$ ó $\lambda_L > 0.4$ y $N_{FR} > L_3$

Tabla 3. Límites para los patrones de flujo según Beggs & Brill

Es necesario aclarar que el método de Beggs & Brill permite determinar el patrón de flujo, pero no el régimen de flujo, para lo cual se debe relacionar con otros regímenes de flujo como el de Mandhane, Taitel y Dukler o el de Baker.

Habiendo calculado el patrón de flujo, se utiliza la fórmula correspondiente para el cálculo del holdup. Después se procede a determinar:

$$(\Delta P)_T = (\Delta P)_G + (\Delta P)_F + (\Delta P)_A \quad (86)$$

Perdidas por Fricción:

$$(\Delta P)_F = \frac{f\rho_m v_m^2}{2D} \quad (87)$$

$$\frac{f}{f_N} = e^s \quad (88)$$

$$s = \frac{\text{Ln}(y)}{-0.0523 + 3.182\text{Ln}(y) - 0.8725[\text{Ln}(y)]^2 + 0.01853[\text{Ln}(y)]^4} \quad (89)$$

$$y = \frac{\lambda_L}{H_L^2} \quad (90)$$

si $1 < y < 1.2$ entonces:

$$s = \text{Ln}(2.2y - 1.2) \quad (91)$$

Perdidas por gravedad

$$(\Delta P)_G = \rho_s g \quad (92)$$

$$\rho_s = \rho_1 H_1 + \rho_g H_g \quad (93)$$

Perdidas por aceleración

$$(\Delta P)_A = \frac{\rho_s v_m v_{sg}}{P} \Delta P \quad (94)$$

También se puede definir la caída de presión de la siguiente manera:

$$(\Delta P)_T = \frac{(\Delta P)_F + (\Delta P)_G}{1 - E_K} \quad (95)$$

$$E_K = \frac{\rho_s v_m v_{sg}}{P} \quad (96)$$

Siendo P, la presión de entrada al tramo.

2.7 SISTEMAS DE RECOLECCIÓN DE CRUDO

Un sistema de recolección de crudo se define como el conjunto de tuberías, equipos, accesorios e instalaciones necesarias para el transporte del crudo y gas dentro del campo hacia sus sitios de tratamiento. Para el control de estos fluidos dentro de las tuberías es necesaria la instalación de algunos dispositivos como válvulas, cheques y controles en cabeza de cada uno de los pozos productores.

En superficie, la producción de cada pozo es llevada por el sistema de recolección hasta el sistema de separación de líquido-gas, y de este hacia las diferentes etapas de almacenamiento y tratamiento.

2.7.1 Componentes de un Sistema de Recolección de Crudo

En algunos sistemas de recolección pueden encontrarse algunos de los siguientes componentes:

2.7.1.1 Manifold de producción

También denominado “Múltiple de recolección o de producción” consiste básicamente en una serie de facilidades y válvulas que permiten recibir y controlar adecuadamente la producción de los diferentes pozos que componen un campo petrolero. El manifold de llegada de pozos es un punto de distribución de los fluidos dependiendo del número de pozos en dicho manifold.

Desde allí se pueden enviar fluidos provenientes de los pozos a los separadores de crudo y gas, o a los tanques de almacenamiento y separación de crudo y agua, también permiten poner a prueba la producción de algún pozo en especial y así conocer su potencial productor y características de su fluido y gas.

2.7.1.2 Líneas de Flujo o line pipe

Son tuberías por las cuales se va a transportar los fluidos producidos, desde la cabeza del pozo, hasta el manifold o múltiple de llegada del crudo a las estaciones de recolección y tratamiento que se hayan establecido para este fin. Las tuberías de producción o líneas de flujo se clasifican de acuerdo a parámetros básicos como espesor de pared, tamaño nominal y rangos de trabajo para aplicaciones específicas

Para los sistemas de recolección son usados comúnmente dos tipos de tubería principalmente: líneas de flujo o de disparo y líneas troncales. Las primeras llevan el petróleo de cabeza de pozo a la batería, y los tamaños dependen de las tasas de producción diaria de cada pozo; en Colombia los tamaños más comunes son de dos pulgadas (2') tres pulgadas (3') y cuatro pulgadas (4') de diámetro nominal. Las líneas troncales transportan el crudo de una o de varias estaciones de recolección hasta alguna planta deshidratadora o alguna estación central. Para tuberías tróncales los diámetros más usados en Colombia son de cuatro pulgadas (4') seis pulgadas (6') y ocho pulgadas (8') de diámetro nominal.

Esencialmente una línea de flujo es un oleoducto, sin embargo debido a su corta longitud y a su número limitado de tamaños comúnmente usados, se prefiere seguir un sistema más simplificado de fácil diseño y lo suficientemente preciso. Las especificaciones de las tuberías utilizadas en las líneas de flujo o de disparo de los pozos se encuentran en libros o "Handbooks" especializados. Las tuberías más comunes se indican en la tabla 4.

2.7.1.3 Sistema de Válvulas

Las válvulas son dispositivos mecánicos que permiten iniciar, detener o regular la circulación de un fluido a través de una línea o tubería. Utilizan piezas móviles que obstruyen la circulación normal del fluido, pueden obstruir la línea parcialmente o totalmente según sean los requerimientos necesarios. Existen diferentes tipos de válvulas en el mercado, dentro de las facilidades de superficie es común encontrar válvulas manuales o tipo check.

Tamaño Nominal	Espesor de pared		Diámetros			Peso
	Tamaño	Schedule	Diámetro Externo (in)	Diámetro Interno (in)	Espesor de pared (in)	Peso (lb/ft)
1	STD	40	1.315	1.049	0.133	1.68
	XS	80	1.315	0.957	0.179	2.17
	XXS		1.315	0.599	0.358	3.66
2	STD	40	2.375	2.067	0.154	3.65
	XS	80	2.375	1.939	0.218	5.02
	XXS		2.375	1.503	0.436	9.02
3	STD	40	3.500	3.068	0.216	7.57
	XS	80	3.500	2.900	0.300	10.24
	XXS		3.500	2.300	0.600	18.56
4	STD	40	4.500	4.026	0.237	10.78
	XS	80	4.500	3.826	0.337	14.97
	XXS		4.500	3.152	0.674	27.51
6	STD	40	6.625	6.065	0.280	18.95
	XS	80	6.625	5.761	0.432	28.54
	XXS		6.625	4.897	0.864	53.10
8	STD	40	8.625	7.891	0.322	28.52
	XS	80	8.625	7.625	0.500	43.34
	XXS		8.625	6.875	0.875	72.35
10	STD	40	10.750	10.020	0.365	40.44
	XS	60	10.750	9.750	0.500	54.68
	XXS	140	10.750	8.750	1.000	104.02
12	STD	40	12.750	11.938	0.406	53.47
	XS		12.750	11.750	0.500	65.35
	XXS	120	12.750	10.750	1.000	125.36
14	STD	30	14.000	13.250	0.375	62.51
	XS		14.000	13.000	0.500	82.68
16	STD	30	16.000	15.250	0.375	78.52
	XS	40	16.000	15.000	0.500	104.02
20	STD	20	20.000	19.250	0.375	78.52
	XS	30	20.000	19.000	0.500	104.02
24	STD	20	24.000	23.250	0.375	94.52
	XS		24.000	23.000	0.500	125.36

Tabla 4. Dimensiones y Características principales de line pipe¹⁰.

¹⁰ Tomado de Norma API 5L y ASME B36.10M-2000

2.7.1.4 Medidores de presión

La mayoría de los dispositivos utilizados en la medición de la presión, en realidad miden la diferencia de presión entre la presión absoluta y la presión atmosférica, tal diferencia se denomina presión manométrica.

Los medidores de presión más utilizados en las facilidades de superficie son los manómetros tipo bourdon, debido a su sencillez, bajo precio y eficacia.

Como estos equipos se usan en cualquier parte del sistema que componen las facilidades de superficie, son útiles para monitorear los diferentes procesos cuando la variable presión es de vital importancia; además como medio de alerta para prevenir daños a los equipos y evitar desastres u accidentes a terceros.

2.7.2 Esquemas de Recolección

Para la recolección de fluidos se tiene propuestos varios tipos o esquemas de recolección en donde se disponen de diferentes líneas de flujo provenientes de pozo, para centralizar la producción de fluidos en un solo punto que se denomina "Batería", esto se hace con el fin de recolectar, separar, tratar fiscalizar y bombear los fluidos comerciales que reproduzcan en el campo.

Existen varios factores que afectan la ubicación de las baterías y por lo tanto el esquema a utilizar dentro de algún centro de acopio; algunas de estos son.

- Condiciones del terreno, topografía y estudios de suelos.
- Aproximación o cercanías a los pozos actuales teniendo en cuenta para el futuro, con el fin de evitar pérdidas innecesarias de presión de los pozos.
- Facilidades de acceso, costo de transporte y equipo, materiales, servicios y personal .
- Disponibilidad de agua para lavado, limpieza, sistema contra-incendio, agua de enfriamiento y agua potable.
- Facilidad de eliminación de desechos, evitando la contaminación ambiental.
- Disponibilidad de combustible y energía eléctrica.

Teniendo claro donde se ubican las baterías producción se definen los esquemas de recolección que se pueden implementar en el diseño de las facilidades de superficie para un campo:

2.7.2.1 Esquema No. 1

En este sistema de recolección, cada pozo posee una línea independiente que arranca desde su cabezal hasta el múltiple de entrada en la batería. Por esta línea se produce y se prueba el pozo, para lograr esto en el múltiple de entrada se establece un juego de válvulas para colocar en servicio el pozo para producción general o para prueba. En la figura 17 se puede observar que este esquema de recolección es el más común en campos maduros colombianos en donde se adaptaron a este desde su inicio.

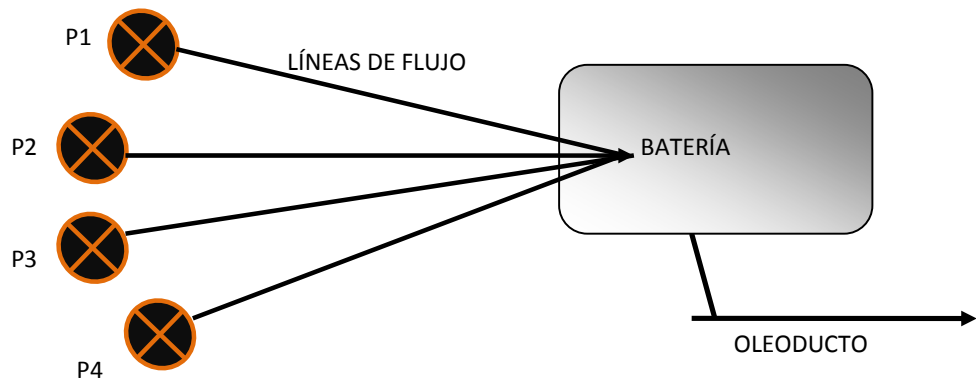


Figura 16. Esquema No.1

2.7.2.2 Esquema No. 2

En este sistema de recolección se usan dos líneas principales: una línea de recolección general donde cada pozo se conecta y donde esta línea general recorre gran parte del campo hasta llegar a la batería de recolección o de producción. La línea de prueba es instalada de forma adicional y es la encargada de llevar la producción de un pozo específico para ser probado, como a la misma vez cada pozo está conectado al colector y a la línea de prueba.

Para controlar la producción del pozo al entrar a la línea general y de prueba se instala un manifold, donde la línea del pozo se desvía por medio o a través de la manipulación de algunas válvulas de compuerta que se abre o cierran de acuerdo al servicio en que se coloque el pozo; adicionalmente se instala un cheque (válvula de no flujo en reversa) en la línea del pozo para evitar el flujo en reversa hacia el cabezal. En la figura 17 se observa esta configuración.

2.7.2.3 Esquema No. 3

En esta configuración se utilizan múltiples líneas de recolección general y de prueba para así encontrar una optimización de la producción del campo, cada pozo se conecta a un subsistema que consiste en una esquema 2 y este subsistema se une a las líneas de entrada (tanto general y de prueba) a la tubería por medio de “nodos”. En la figura 18 los nodos se resaltan por medio de un círculo sombreado y claramente se diferencia las redes de recolección para producción general y de prueba.

Cuando se está diseñando un sistema de recolección de crudo se debe tener en cuenta algunas partes importantes como lo es la distancia existente entre los pozos a la tubería de producción y el número para el número requerido de dichas baterías. En estas situaciones se debe aprovechar al máximo el flujo por gravedad, lo cual ayuda a obtener menores caídas de presión dentro del sistema y por ende una mínima pérdida de producción.

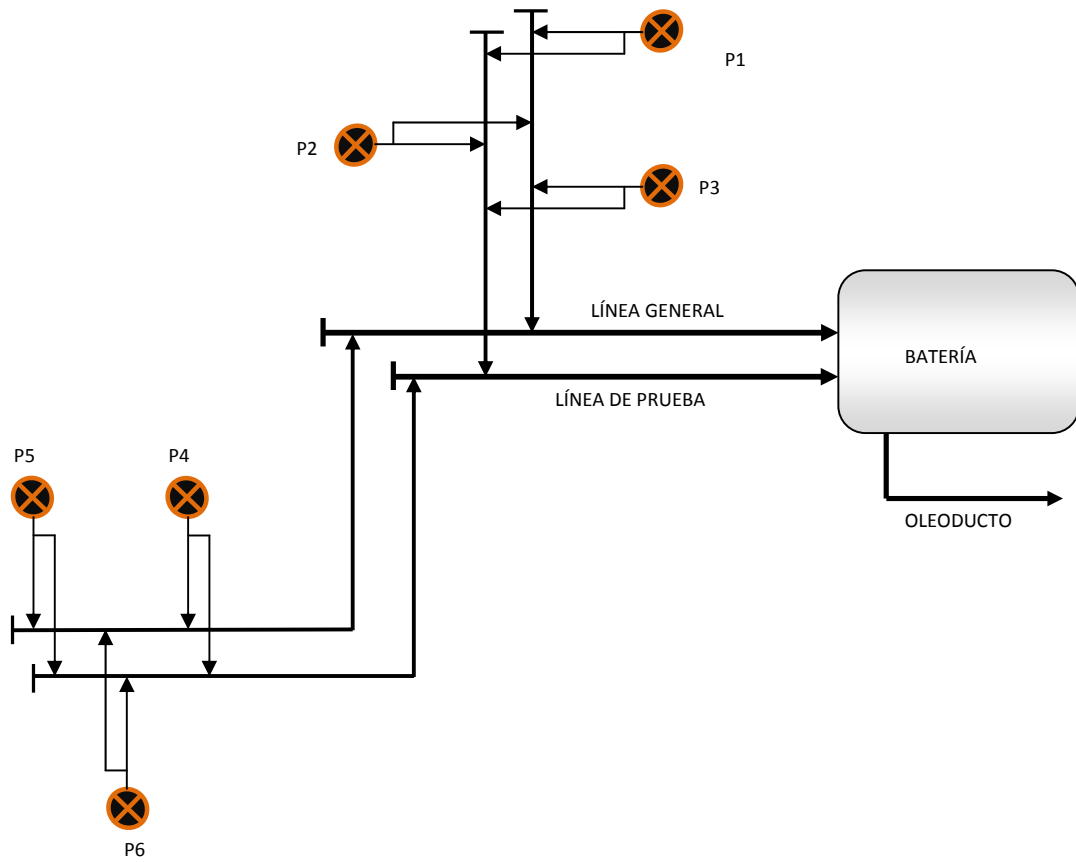


Figura 17. Esquema N° 2 de recolección

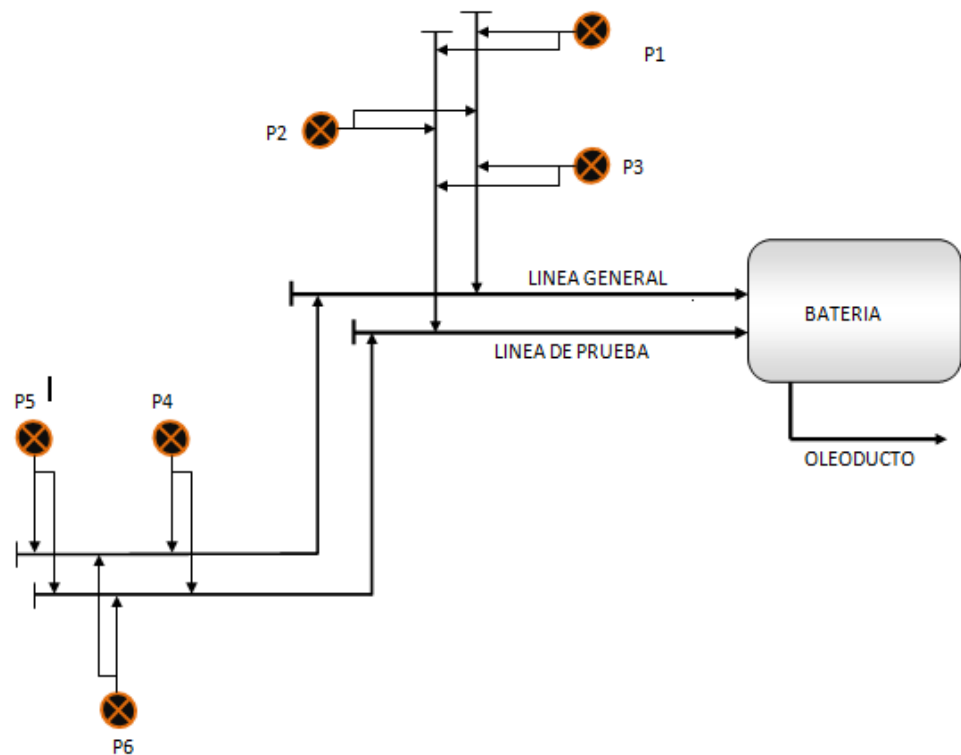


Figura 18. Esquema N° 3 de recolección

En general los sistemas de recolección de crudo pueden ser sencillos o múltiples, esto depende en qué forma se va a manejar un tipo de crudo, o en algunos casos variedades de crudo. Por ejemplo en un campo pueden producirse aceites de diferentes gravedades API o con diferentes tipos de emulsión, sedimentos o sal; lo cual se aconseja recogerlos y tratarlos de manera separada, por conveniencia y economía.

3. GENERALIDADES CAMPO CANTAGALLO

3.1 LOCALIZACIÓN

El Campo Yarigüi-Cantagallo está localizado en la Cuenca Media del río Magdalena, 290 km al Noroeste de Bogotá y 20 km al Noreste de Barrancabermeja, en los límites entre los departamentos de Santander y Bolívar, a la altura de los municipios de Cantagallo y Puerto Wilches (figura 20).

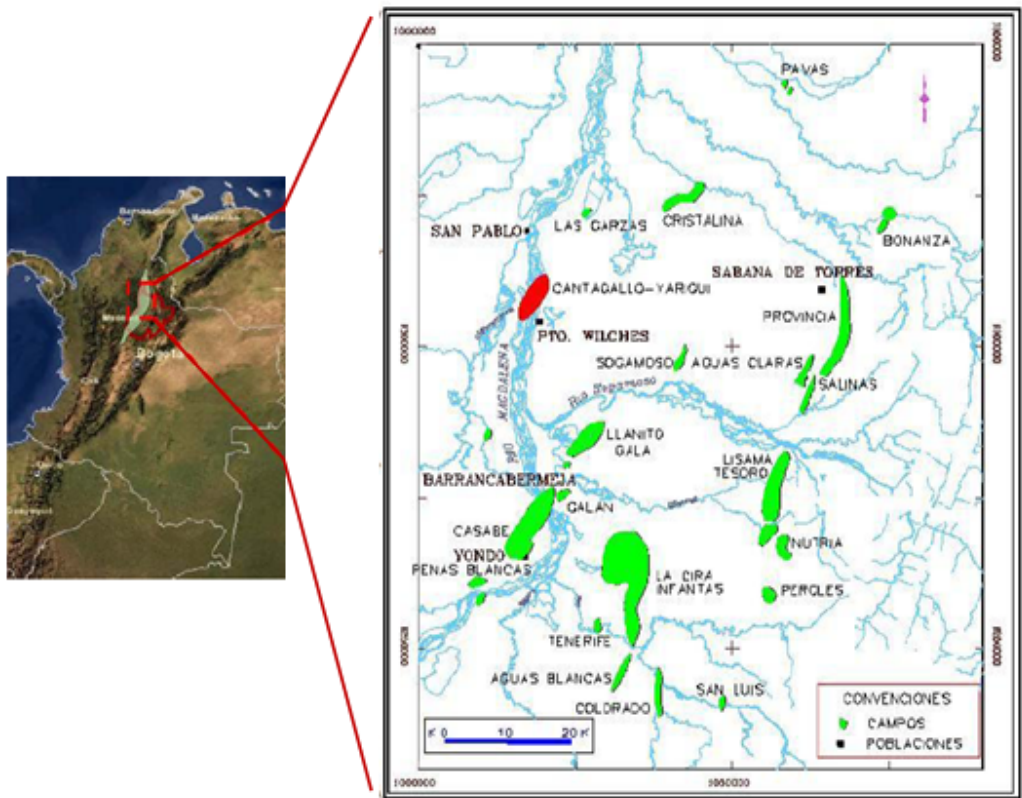


Figura 19. Localización del Campo Cantagallo

La zona industrial del Campo está ubicada en el municipio de Cantagallo al Sur del departamento de Bolívar; el área de influencia son los municipios de Cantagallo, Puerto Wilches y San Pablo.

La principal vía de acceso al Campo es el transporte fluvial sobre el río Magdalena; también se puede acceder vía terrestre a través del municipio de Puerto Wilches al Suroeste del departamento de Santander por medio de dos carreteras, una que lleva a la ciudad de Barrancabermeja y otra que lo comunica con la troncal del Magdalena Medio.

3.2 RESEÑA HISTÓRICA

Los Campos Yarigui-Cantagallo hacen parte de las antiguas concesiones Cantagallo y San Pablo, otorgadas en 1939 a la Compañía de Petróleos del Valle del Magdalena Medio, y en 1953 a la Shell Cóndor, respectivamente.

En la etapa exploratoria del campo, entre 1941 y 1942, la Compañía de Petróleos del Valle del Magdalena, subsidiaria de la Compañía Socony Vacuum, perfora dos pozos, Cimitarra 1 (15 de noviembre de 1941) cuyo nombre se cambió posteriormente por Cantagallo N°1 (CG-1), el cual alcanzó una profundidad de 1494 ft, encontrando rocas del grupo Girón a 1145 ft con manifestaciones de gas y aceite hacia la base de la secuencia terciaria, con lo que se descubrió el yacimiento petrolífero que se denominó Cantagallo, y el Cimitarra 2 (posteriormente cambiado a CG-2) que alcanzó una profundidad de 6170 ft encontrando sedimentos del Cretáceo a 6153 ft; el pozo produjo 286 bls de aceite de 20.1° API del terciaria, considerándolo como el descubridor del Campo.

Entre 1943 y 1949 se perforaron 10 pozos, luego siguió un receso hasta 1951. De los primeros 12 pozos perforados, solo 5 fueron productores comerciales, uno de estos (CG-4) fue abandonado posteriormente por inundación del río Magdalena;

los pozos CG-5, CG-7, CG-11 resultaron secos con manifestaciones de gas y aceite; los pozos CG-1, CG-3 y CG-9 fueron perforados en el lado levantado de la falla de Cantagallo y encontraron rocas del grupo Girón o basamento cristalino relativamente a poca profundidad, los pozos CG-5 y CG-11 fueron de extensión en el extremo meridional de la concesión.

A mediados del año 1951, la concesión Cantagallo fue adquirida por la Compañía Shell Cóndor, la cual reinició la perforación suspendida en agosto de 1949, y hasta diciembre del mismo año perfora 7 pozos nuevos, de los cuales 6 resultaron productores y uno (CG-6) fue perforado en el lado levantado de la falla de Cantagallo.

A partir de 1953 la exploración y explotación de nuevos pozos se incrementa hacia el lado este del Campo Cantagallo. Las perforaciones se llevaron a cabo desde la margen derecha aguas abajo del río Magdalena o desde algunas islas ubicadas entre Cantagallo y Puerto Wilches, como resultado se descubrió el Campo Yarigui el cual resulto en la continuación lateral hacia el este del Campo Cantagallo.

En mayo de 1955 se perfora el pozo CG-20, de avanzada, en el extremo norte de la concesión, quedando en el lado levantado de la Falla Cantagallo. En 1957 se perforan los pozos CG-21 y CG-22 con el fin de reducir espaciamiento.

Entre 1953 y 1962 se perforaron 40 pozos en el Campo Yarigui y 3 en Cantagallo, de los cuales se abandonaron por fallas mecánicas o por no productores comerciales los pozos YR-1, YR-2, YR-6, YR-15, YR-32, YR-33, YR-40 y los pozos YR-7, YR-8 y YR-12 se dejaron como pozos de observación de presión del yacimiento. El pozo YR-15 fue reactivado en octubre de 1975.

En diciembre de 1965, la compañía Shell hace un ensayo de inyección de agua en las arenas Cantagallo (CG) a través del pozo YR-8, obteniendo una rata de inyección promedio de 7000 BWPD a 3500 psi, sin embargo la prueba no se considero lo suficientemente concluyente debido a su corta duración.

En junio de 1971 y después de un receso de 9 años en la perforación, se perfora el pozo YR-41.

El 14 de noviembre de 1975 las concesiones Cantagallo y San Pablo pasaron a administración directa de ECOPETROL (Explotaciones Cóndor) y en el periodo comprendido entre 1976 y 1983 se perforaron 28 pozos en Yarigui (YR-42 a YR-69) y uno en Cantagallo (CG-23), con el fin de disminuir el espaciamiento y remplazar pozos antiguos o con daños mecánicos irreparables.

En 1986 revierte al Estado Colombiano la concesión San Pablo y el 14 de diciembre de 1987 revierte la concesión Cantagallo.

En 1995 ECOPETROL S.A. inicia el proyecto de reinyección de aguas producidas con el cual se buscaba eliminar los vertimientos de esta agua al río Magdalena y de esta manera dar cumplimiento a las políticas gubernamentales y de la empresa sobre conservación ambiental. La reinyección se inicia en 1995 en las arenas Cantagallo de la formación La Paz a través del pozo YR-8.

En el Campo se perforaron 94 pozos de los cuales 7 (CG-4, CG-8, CG-14, CG-15, YR-1, YR-3, YR-66) penetraron la formación La Luna de la secuencia cretácica, siendo el CG-14 el que más espesor perforo -1500 ft- logrando una producción de 150 bls de 23° API en las pruebas iniciales en el miembro Salada.

La explotación de los yacimientos se llevo a cabo cañoneando inicialmente las arenas "CG" sin excluir pequeñas intercalaciones de arcillas, solamente en aquellos pozos que resultaron no comerciales en esas arenas, se cañonearon las arenas "C" y en menor proporción las arenas "B". Posteriormente y debido básicamente a la declinación de los pozos en arenas "CG", el 70% de estos se completaron en las arenas "C" y se han producido conjuntamente las dos zonas.

La producción comercial del Campo se inicio en 1952 y en 1962 después de una agresiva campaña de perforación alcanzo su pico máximo de producción de 20400 BOPD. En 1999 la producción declino a 5000 BOPD.

A diciembre de 2004 la producción promedio del Campo era de 9500 BOPD y 3700 KCFD de gas y se había recobrado 160 MBLS de petróleo y 84,5 GCF de gas.

Para el año 2005 se programo la perforación de varios pozos, la instalación de varios sistemas de bombeo electrosumergible y la realización de un piloto de fracturamiento hidráulico en las arenas productoras “B”, “C” y “CG”, incrementando la producción a 12000 BOPD y 4000 KCFD de gas.

Un futuro pero inmediato proyecto de inyección de agua y perforación de pozos infill permitirán incorporar 35 MMBS de reservas.

Actualmente estos Campos pertenecen a la Gerencia Regional Magdalena Medio (GRMM) y a la Superintendencia del Operaciones del Rio (SAR), siendo el Campo Yarigui-Cantagallo el de mayor producción de la zona.

La figura 21 muestra la curva de producción del Campo hasta el año 2000.

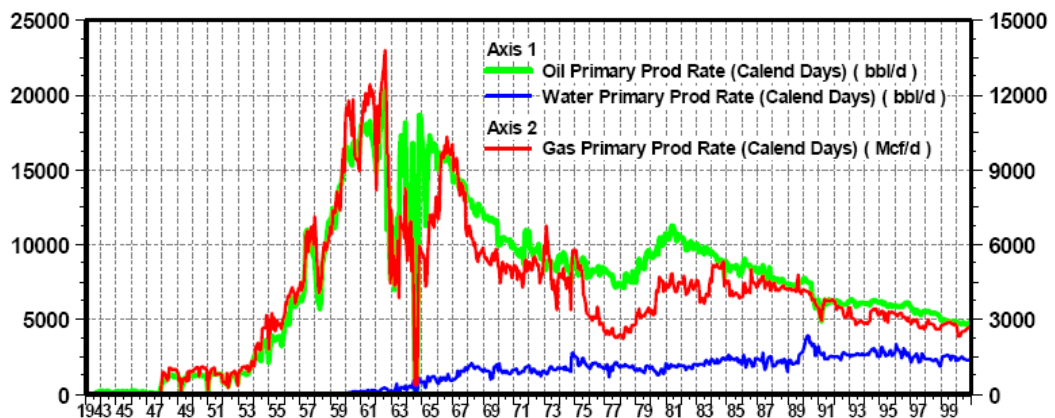


Figura 20. Curva de producción hasta el año 2000.

3.3 CAMPOS ALEDAÑOS

Los Campos Cristalinas, Garzas y Sogamoso están dirigidos técnica y administrativamente por la Coordinación de Producción Cantagallo.

3.3.1 Campo Cristalinas

Está ubicado a 30 km al Norte de Campo Cantagallo y cuenta con un solo pozo activo, el Cristalinas 4 (CR-4). Este pozo actualmente produce 215 BOPD con un Bsw de 20% y GOR de 378. El sistema de producción es por bombeo mecánico. El crudo producido pasa por un separador bifásico y es almacenado en un tanque con capacidad de 1000 bls; posteriormente es bombeado hacia Isla VI por un oleoducto de 4" de diámetro. El gas producido se usa como combustible para el motor de la unidad de bombeo, el restante se suministra como gas domiciliario a la región y el sobrante se quema.

3.3.2 Campo Garzas

Está ubicado a 12 km al Norte del Campo Cantagallo y solo tiene el pozo Garzas 1 (GR-1). Este pozo produce por flujo natural 75 BOPD con un Bsw de 1% y muy poco gas. El pozo se encuentra sobre una plataforma fija igual que las facilidades de superficie, es decir el separador bifásico, tanque de recibo y entrega de crudo con capacidad de 750 bls, y la bomba de transferencia, debido a que el pozo se encuentra sobre la ciénaga Los Colorados. El crudo producido es bombeado todos los días hacia Isla VI por un oleoducto de 4" de diámetro, el cual se pega al de

Cristalinas en el sitio llamado El Filtro, punto distante de la Isla VI unos 6 km aproximadamente.

3.3.3 Campo Sogamoso

Está ubicado a 25 km al Noreste del Campo Cantagallo y cuenta con dos pozos activos, Sogamoso (SG) 2 y 3, los cuales producen por bombeo mecánico 20 BOPD y 35 BOPD, respectivamente; el Bsw para ambos es de 0.5% y muy poco gas. La producción de los pozos pasa por un separador bifásico donde se recibe y se entrega a dos tanques con capacidad de 1000 y 2000 bls. La producción se bombea cada mes hacia la Estación Galán en Barrancabermeja a través de un oleoducto privado de la firma Petrosantander.

Para la operación y mantenimiento de estos campos se cuenta con la asistencia personal y técnica del Campo Cantagallo.

En cada Campo se tiene la custodia de cada uno de los pozos al igual que los equipos con que se operan bajo la modalidad de contrato con personal de la región.

3.4 GEOLOGÍA Y ESTRUCTURA

El Campo Yarigui-Cantagallo, presenta una longitud aproximada de 7 km y 2 km de ancho para un área total de 14 km².

En forma general el Campo Yarigui-Cantagallo es una planicie de inundación, con una altitud que varía entre 220 y 230 ft s.n.m. La región esta regada por los

ríos Cimitarra y Magdalena, este último formando numerosas islas, playones, ciénagas y pequeños caños. Hacia el sector occidental del Campo existe una serranía con elevaciones entre los 1000 y 3000 ft de altura s.n.m. El clima predominante en esta región es el tropical húmedo con periodos de intensa lluvia.

3.4.1 Estratigrafía

El Campo Yarigui-Cantagallo está ubicado en el Noroeste de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena la cual fue un área de depositación de sedimentos no marinos y de agua salobre durante el Terciario; estos sedimentos descansan discordantemente sobre los sedimentos marinos del Cretáceo y algunas veces sobre rocas del basamento pre-Cretáceo (Occidente del Campo). La columna estratigráfica perforada por algunos pozos abarca rocas desde el pre-Cretáceo hasta el Oligoceno. El Mioceno está presente en algunos campos vecinos, y los depósitos del Pleistoceno descansan sobre el Oligoceno hacia el Occidente del Campo La Cira.

En el Campo son de interés las formaciones La Paz y Mugrosa por cuanto ellas constituyen las principales fuentes de producción de hidrocarburos. La formación La Paz contiene los principales yacimientos productores del Campo, siendo estos las arenas "CG" y "C"; en la formación Mugrosa, donde se encuentran las arenas "B", solo es productor en algunos sectores del Campo el miembro inferior "B3".

A continuación se hace una breve descripción de las diferentes unidades, cuya columna estratigráfica generalizada para la Cuenca del Valle Medio del Magdalena se aprecia en la figura 22.

PER.	EPOCA	FORMACION	ZONA	LITOLOGIA
T E R C I A R I O	PLESTOCENO PLIOCENO	GRUPO MESA (Tpm)		
	MIOCENO	GRUPO REAL (Trr)		
			FM CLOREABO (Tcc)	La Cira Shale
				Arenas A0
				Arenas A1
				Arenas A2
				Arenas A3
				Arenas B0
				Arenas B1
				FM MUGROSA (Tmn)
Arenas B3				
Arenas C				
EOCENO	FORMACION LA PAZ (Tep)	Arenas Cantagallo		
C R E T A C E O	CAMPANIANO	FORMACION UWR (Rsu)		
	SANTONIANO	FORMACION LA LUNA (KsL)		
	CONIACIANO			
	TURONIANO			
	APTIANO	FORMACION SMR (Ks)		
	ALBIANO			
	APTIANO	FORMACION TABLAZO (Rt)		
	BARREMIANO	FORMACION PAJA (Hp)		
	HAUTERIVIANO	FORMACION ROSALBA (KsB)		
	VALANGINIANO	FORMACION TABOR (RtB)		
JURASASICO	FORMACION BIRON (Ks)			

Figura 21. Columna Estratigráfica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena

- **Basamento:** aflora en los sectores NW y SW del Campo. Consiste en rocas ígneas Triásicas pertenecientes al Batolito de Anacué, el cual corresponde a un cuerpo de 10 km de ancho con una extensión NS desconocida. Formado por rocas plutónicas de composición variable desde tonalitas t granodioritas, grano grueso y color gris, volviéndose localmente rocas monzoníticas hasta graníticas de color rojizo, causados por la abundancia de fenocristales de

ortoclasa. Se supone que este cuerpo es un satélite de Batolito de Antioquia. Rocas del basamento se han reconocido en los pozos perforados en el lado levantado de la falla Cantagallo (Noroeste del Campo), mostrando gran cantidad de fracturas, las cuales en algunos casos, como en el pozo CG-9, presentan manifestación de aceite.

- **Jurásico:** representado en el área por las rocas sedimentarias de la Formación Girón compuestas principalmente por intercalaciones de areniscas y lodolitas rojizas. Con base en información recopilada durante la perforación de los pozos ubicados en el lado levantado de la Falla Cantagallo, se concluye que los sedimentos terciarios descansan discordantemente sobre esta unidad aproximadamente a 1145 ft de profundidad.

- **Cretácico:** en el Campo solo se han perforado las Formaciones La Luna y Umir correspondientes al Cretácico Superior.
 - **Formación La Luna:** está dividida en tres miembros, Salada (lutitas margosas negras), Pujama (casi en su totalidad compuesta de arcillolitas ligeramente calcáreas) y Galembó (calizas separadas entre si por capas delgadas de arcillolitas y liditas negras). Ha sido reportada en la perforación de los pozos CG-4, CG-8, CG-14, YR-1, YR-3, YR-58 y YR-66; el máximo espesor perforado es de 1500 ft en el pozo CG-14. La mayor importancia de esta unidad radica en la generación de hidrocarburos.
 - **Formación Umir:** consta principalmente de arcillolitas negras carbonáceas y laminadas superpuestas por mas o menos 500 ft de arcillolitas blancas y de color gris azul oscuro. Esta formación marca el cambio en las condiciones de sedimentación marina a continental y ha sido reconocida en la perforación de varios pozos.

- **Terciario:** es principalmente de dominio continental con procesos fluviales que dan origen a litologías variables y espesores cambiantes. Son de interés las Formaciones La Paz y Mugrosa por su potencial de almacenamiento de hidrocarburos y porque constituyen la fuente principal de aceite en el Campo.
- **Formación La Paz:** contiene las principales arenas productoras del Campo. Con base en las propiedades eléctricas se han diferenciado dos miembros denominados “Arenas Cantagallo” y “Arenas C”.

Arenas “C”: constituyen el miembro superior de la Formación La Paz. Litológicamente no se diferencian de las arenas “Cantagallo” y se consideran como el segundo objetivo de producción del Campo Yarigui-Cantagallo. El máximo espesor es de aproximadamente 1500 ft. Estratigráficamente se ubican entre las arenas “Cantagallo” en la base y las arenas “B” de la Formación Mugrosa en el techo. Su contacto con las arenas “Cantagallo” es concordante mientras que con las arenas “B” es discordante, dado por la ausencia de sedimentos de la Formación Esmeraldas que se conoce en otros sectores del Valle Medio del Magdalena.

Arenas “Cantagallo”: principal horizonte productor constituido por areniscas grauváticas, mal seleccionadas, intercaladas con niveles de arcillolitas. En general denotan una gran variación en su composición y en su granulometría, tanto en sentido lateral como en sentido vertical. El máximo espesor es de aproximadamente 2000 ft. Su contacto inferior con la Formación Umir y/o La Luna se caracteriza por una discordancia regional bien marcada, que evidencia la ausencia de sedimentos de la Formación Lisama. Su contacto con las suprayacentes arenas “C” es concordante y esta dado por un incremento en los valores de las curvas de resistividad.

- **Formación Mugrosa:** litológicamente esta formación presenta hacia la parte inferior areniscas de grano fino a medio, de color gris a verde grisáceo con intercalaciones de shale gris y azul. Hacia la parte media predomina el shale varicoloreado de grano fino a grueso localmente guijarrosas de color gris. Hacia el tope la secuencia se hace predominantemente arcillosa. Con base en sus propiedades eléctricas, operacionalmente se ha subdividido en tres miembros informales denominados de base a techo arenas “B2 + B3” (miembro basal) consideradas como el tercer objetivo de producción, arenas “B1 + B0” (miembro intermedio) y la parte inferior de las arenas “A+ B” (horizonte fosilífero de Mugrosa).
- **Formación Colorado:** constituida por shale gris claro compacto y masivo con intercalaciones de arenisca de grano fino a grueso, blanca y con estratificación cruzada. Comprende la parte superior de la zona “A” + “B”, y por la denominada unidad “Arenas “A” y el horizonte de la Cira Shale que es el nombre formal para el miembro superior de la Formación Colorado. Este último miembro en todo el sector del Valle Medio del Magdalena constituye un marcador eléctrico importante. Su contacto infradyacente es concordante con la Formación Mugrosa.
- **Formación Real:** litológicamente conformada por areniscas cuarzosas de grano medio a conglomerática, subangular a subredondeada, con intercalaciones arcillosas de colores gris verdoso, rojizo y violeta, parcialmente limosa; existen pequeños lentes de carbón lignítico y tiene aproximadamente 2600 ft de espesor.

3.4.2 Estructura del yacimiento

El Campo Yarigui-Cantagallo está formado por una estructura monoclinial limitada al norte por la Falla Cantagallo, al sur por la Falla Caño Patico y hacia el este (parte baja de la estructura) por el contacto agua-aceite. Esta estructura se va hundiendo a medida que se avanza hacia el noreste a lo largo de la Falla Cantagallo.

Existen otras fallas transversales que dividen el monoclinial en varios bloques que se pueden considerar como unidades independientes en el análisis del yacimiento (figura 4).

Los estratos o sedimentos localizados cerca a la Falla Cantagallo presentan alto grado de buzamiento del orden de 50° grados. El grado de buzamiento disminuye a medida que se aleja de la Falla Cantagallo en sentido W-E, con fuertes flexiones de los estratos hacia la parte central del monoclinial y finalmente experimentan un aplanamiento en la parte baja de la estructura, cercana al contacto agua-aceite en donde el buzamiento llega a menos de 5°.

En la parte alta de la estructura en donde los estratos presentan los mayores espesores petrolíferos, la producción de los pozos localizados en esta zona no es la mejor por la baja permeabilidad debido a la mayor compactación de los estratos, por las altas relaciones gas-aceite y por la poca extensión de las arenas.

En la parte central del monoclinial, los espesores petrolíferos disminuyen considerablemente (40%), pero es allí donde el yacimiento presenta las mejores

FORMACIONES CAMPO YARIGUI-CANTAGALLO	DIVISIÓN	TIEMPO GEOLÓGICO
Basamento	Basamento Ígneo	Pre-Cretáceo
	Formación Girón	
Formación La Luna	Miembro Salada	Cretáceo
	Miembro Pujama	
	Miembro Galembo	
Formación Umir	Formación Umir	Cretáceo
Formación La Paz	Arenas Cantagallo	Eoceno
	Arenas C	
Formación Mugrosa	Arenas B2 + B3	Oligoceno
	Arenas B1 + B0	
	Zonas A + B	
Formación Colorado	Arenas A	Oligoceno
	La Cira Shale	Mioceno
Formación Real	Formación Real	Mioceno

Tabla 5. Litología del Campo Cantagallo

condiciones físicas de porosidad y permeabilidad, posiblemente porque hacia esta parte se formaron los principales canales de sedimentación.

La principal acumulación de petróleo se originó en la parte inferior del Terciario (Formación La Paz), aunque algunas secciones de arenas superiores son petrolíferas en las zonas "C" y "B" pero de ocurrencia muy irregular en el Campo.

La Falla Cantagallo es sin duda el rasgo estructural más importante del Campo y pone en contacto sedimentos del Triásico-Jurásico (Formación Girón) con sedimentos del Cretáceo y del Terciario. Esta falla tiene un rumbo aproximado de N 33° E con su bloque oriental hundido y su bloque occidental levantado, y presenta variaciones en la inclinación del plano de falla, se considera de tipo normal con un buzamiento casi vertical que oscila entre 82° a 85° con respecto a la horizontal, y presenta desplazamientos variables de hasta 700° ft, que en parte son debidos a un movimiento de rumbo. En cuanto su edad, puede asignársele un lapso de tiempo entre el Jurásico y el Cretáceo, con reactivaciones en su desplazamiento vertical en el Terciario y especialmente con mayor actividad en el Eoceno superior (ausencia de la Formación Esmeraldas) y el Mioceno. Esta Falla ha servido de barrera a la migración y acumulación de hidrocarburos y es la causante principal de su entrapamiento.

Otro de los sistemas de fallas más importantes del Campo es el sistema de Fallas de Caño Patico que se encuentra en la parte más meridional del Campo y además sirve de límite sur. Lleva una dirección SE-E-NE, presentando el bloque norte levantado y el bloque sur hundido. Es de tipo normal con desplazamientos verticales de aproximadamente 200 ft. Este sistema se desprende de la Falla Cantagallo y se le asigna su origen en el Mioceno Medio Superior, puesto que alcanza a afectar la parte basal de las arenas "A" de la Formación Colorado.

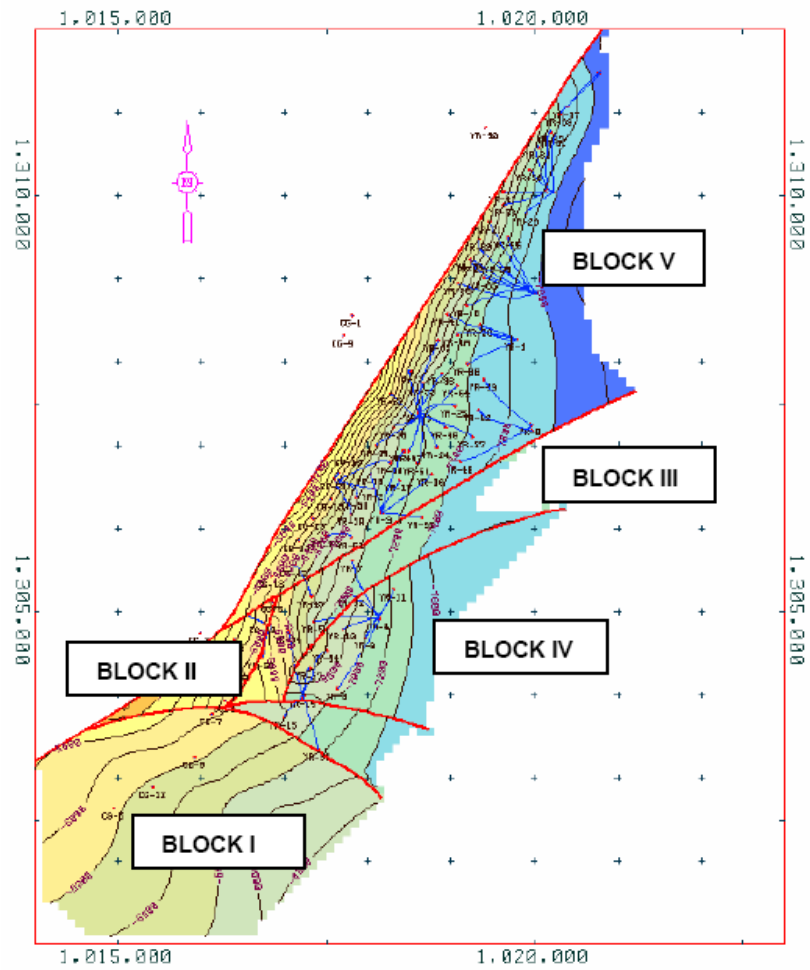


Figura 22. Mapa estructural al tope de las arenas Cantagallo

3.5 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

El desarrollo del Campo comprende tres periodos: el primero desde cuando se inicio la explotación en 1943 hasta cuando se suspendió la perforación en 1951 bajo la administración de la Compañía de Petróleos del Valle del Magdalena, el segundo desde 1951 cuando la concesión Cantagallo fue adquirida por la Compañía Shell Cóndor hasta 1974 y la tercera desde 1974 en adelante cuando las concesiones Cantagallo y San Pablo pasaron a administración de Ecopetrol

mediante la creación de la Compañía Explotaciones Cóndor S.A. y se inicio un programa de reducción de espaciamiento y reemplazo de pozos viejos con daños mecánicos irreparables.

El mecanismo de producción de los yacimientos varía en cada uno de los bloques en los que está dividido el Campo. Los estudios realizados hasta la fecha y el comportamiento de producción indican la presencia de un empuje de agua bastante activo en el Bloque IV y en la parte norte del Bloque V. La liberación de gas en solución es el mecanismo predominante en los demás Bloques.

Los pozos produjeron inicialmente por flujo natural por un periodo relativamente corto debido a la baja relación gas-aceite y en general al escaso empuje hidráulico por lo que fue necesario producir los yacimientos por sistemas artificiales como gas lift, bombeo mecánico y bombeo hidráulico. Actualmente los sistemas de producción en el Campo son bombeo mecánico y bombeo electrosumergible (BES).

Actualmente hay 87 pozos productores activos con una producción promedio de 13800 BOPD de 20° API.

3.6 INFRAESTRUCTURA DE RECOLECCIÓN

La Coordinación de Producción Cantagallo cuenta con cinco estaciones de recolección las cuales corresponden a: Estación Auxiliar, Estación Isla IV, Estación Cristalinas, Estación Garzas y Estación Sogamoso.

Con excepción del crudo del Campo Sogamoso el cual es transportado directamente a la Estación Galán en Barrancabermeja, el crudo recolectado en las estaciones es transportado a través de oleoductos y cruces subfluviales hasta la Planta Deshidratadora localizada en el sector oriental del Campo. La Planta

cuenta con cinco tanques de proceso, tres calentadores y dos tratadores térmicos.

El crudo fiscalizado es almacenado en tres tanques (dos con capacidad de 40000 bls y uno con capacidad de 20000 bls) de donde es bombeado hacia la Estación Ayacucho ubicada en el municipio de La Gloria en el departamento del Cesar, o hacia la refinería de Barrancabermeja.

Las estaciones de Cristalinas y Garzas recogen la producción de los pozos CR-04 y GZ-01 respectivamente, por medio de un separador bifásico que separa el gas en solución, el crudo va a un tanque de almacenamiento de donde es tomado por una bomba para ser enviado a la Planta de tratamiento de crudo.

3.6.1 Estación Auxiliar: Ubicada en el sector Suroriental del Campo, recibe la producción de 37 pozos. Tiene una capacidad de almacenamiento de líquido de 12600 bls, distribuidos en tres tanques soldados de techo cónico de 3000 bls y un tanque de 3600 bls.

El envío de crudo desde la estación hacia la Planta Deshidratadora se realiza con una de las bombas disponibles para realizar este servicio, cada una con capacidad de bombeo de 260 bph y presión de operación de 400 psi. El bombeo se lleva a cabo en forma discontinua para evacuar la producción diaria recolectada en la Estación.

De esta estación se hablara con más detalle en el capítulo 4.

3.6.2. Estación Isla IV: recibe la producción de 25 pozos del Campo Yarigui ubicados en las Islas II, III y IV.

Tiene una capacidad de almacenamiento de 14300 bls, distribuidos en dos tanques soldados de techo cónico, uno con capacidad de 10000 bls y el otro con

capacidad de 4300 bls. La producción de líquido se despacha hacia la Planta Deshidratadora de forma discontinua con una de las bombas disponibles para tal fin, cada una con capacidad de 260 bph y presión de operación de 250 psi.

El despacho de la producción de las estaciones Auxiliar e Isla IV hacia la Planta Deshidratadora se realiza de forma alternada para evitar sobrepresionar el oleoducto.

3.6.3 Planta Deshidratadora: en la misma área de recolección de Isla VI se encuentra ubicada la Planta de tratamiento de crudo, cuyo objetivo es procesar la mezcla de crudos de los Campo Yarigui y Cantagallo para obtener las especificaciones de calidad en cuanto al contenido de Bsw y sal. Una vez tratado el crudo, se cuantifica la producción neta y se transporta hacia la Estación Ayacucho o hacia la refinería de Barrancabermeja.

La Planta de tratamiento de crudo está conformada por cinco tanques de proceso y tres tanques de fiscalización.

3.6.4 Planta Compresora: se encarga de comprimir el gas proveniente de los Campos Yarigui- Cantagallo para enviarlo a la Planta turbo expander en la refinería de Barrancabermeja.

El gas libre que se produce a través de los anulares de los pozos con bombeo mecánico o bombeo electrosumergible, es conducido a unos colectores de donde pasa a un depurador para luego conectarse con los gasoductos troncales y ser conducido, junto con el gas disuelto, a la Planta Compresora.

El gas en solución es recolectado en las estaciones a una presión promedio de 30 psi, la cual es suficiente para que llegue hasta la Planta Compresora.

La Planta tiene una capacidad de compresión de 7.2 Mscfd. El gas comprimido en la Planta también alimenta las redes de gas domiciliario del Municipio de Puerto Wilches y los corregimientos de Puente Sogamoso, El Pedral y Kilómetro Ocho.

3.6.5 Estación de Bombeo: para la operación del bombeo de crudo fiscalizado, se dispone en el Campo Yarigui-Cantagallo de una estación de bombeo la cual tiene una capacidad de despacho de 43200 bpd, por medio de cuatro bombas quintuples, las cuales manejan un volumen de 459 bph cada una, con una presión de operación de 1250 psi y una temperatura de operación de 110° F, accionadas por motores Caterpillar a diesel y gas, con 600 HP de potencia cada uno.

Por el almacenamiento de crudo fiscalizado se dispone de tres tanques soldados de techo cónico, dos de ellos con capacidad de almacenamiento de 400000 bls cada uno y uno con capacidad de 20000 bls. Dichos tanques no poseen instrumentación, su drenaje se hace manual y su fiscalización se hace por medio de cinta métrica.

3.7 Aspectos Petrofísicos

El yacimiento de las arenas “Cantagallo” estuvo inicialmente subsaturado a una presión de 3250 psi, con una relación gas-aceite inicial de 310 scf/stb, una gravedad promedio de 20° API y una viscosidad de 30 cp a condiciones de yacimiento. La presión en el punto de burbuja se estableció aproximadamente a 2970 psi.

3.7.1 Litología

Los horizontes productores de hidrocarburos en el Campo Yarigui-Cantagallo (arenas “Cantagallo”, “C” y “B2 + B3”) presentan características litológicas muy similares. En general están constituidas por areniscas poco consolidadas con un contenido variable de material arcilloso y/o limoso localmente calcáreo; su tamaño de grano varía de fino a grueso, ocasionalmente algo conglomeráticas.

3.7.2 Porosidad

A partir de corazones, el valor promedio de la porosidad de arenas “C” es de 17% y para las arenas “Cantagallo” es de 21.5%. Por registros eléctricos las arenas “C” difieren en su porosidad muy poco de las arenas “Cantagallo” con un valor promedio de 24%.

La porosidad horizontal varía considerablemente de la porosidad vertical en las arenas “C” y “Cantagallo”.

3.7.3 Permeabilidad

Los valores de permeabilidad obtenidos de corazones de algunos pozos normalmente varían de una localidad a otra, tanto en lo vertical como en lo horizontal. Dichas variaciones quizá obedezcan a factores cambiantes y de sedimentación en los horizontes productores, los cuales influyen directamente en la forma, tamaño, redondez y distribución de las arenas. Las permeabilidades bajas se deben al tamaño pequeño de los granos, a la forma como se acomodan los granos y a la presencia de poros pequeños.

3.7.4 Fluidos de formación

- **Aceite:** la gravedad del crudo presenta pequeñas variaciones que oscilan desde 19 a 20.9° API a una temperatura de 60° F.

La viscosidad varía de 90 a 200 centistokes a temperaturas de 160° F y 130° F respectivamente.

- **Agua de formación:** la salinidad de las aguas de formación para las arenas “Cantagallo” determinadas por la Compañía Shell Cóndor, a partir de varias muestras, oscilan de 40000 a 50000 ppm.

La resistividad promedio del agua de formación oscila de 0.1 a 0.18 $\Omega\text{m}^2/\text{m}$.

- **Gas:** de análisis cromatográficos realizados al gas del Campo a muestras tomadas en las diferentes estaciones resulto la composición en un 93.46% metano, 2.2% etano y el resto una mezcla de C3+.

El gas posee una viscosidad del gas a 100° F y 1 atm es de 0.014 cp, gravedad específica de 0.6019 a 60°/60°, peso molecular de 17.61 lb/mol, y un gpm de 0.807.

3.8 GENERALIDADES DE LA ESTACIÓN AUXILIAR

La Estación Auxiliar se encuentra ubicada en el sector Suroriental del Campo y recibe la producción de 37 pozos entre los que se encuentran los pertenecientes al Sector de Cantagallo e Isla I.

3.9 SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE CRUDO Y GAS

El sistema de recolección de crudo y gas en la Estación Auxiliar del Campo Cantagallo está conformado básicamente por dos ramales: Isla I y Cantagallo.

En Isla I se ubica un manifold que corresponde al ordenamiento de las líneas de flujo de los pozos A7, A8, A9, A10, A11 y A12. De este manifold salen cuatro líneas hacia la Estación Auxiliar, una línea de prueba de 4", dos líneas de varios - una de 6" y otra de 8"- y una línea de 3" que conduce el gas.

A estas líneas se conectan las correspondientes a los pozos A1, A2, A3, A4, A5 y A6.

La función principal de este manifold corresponde a la recolección directa de la producción en los pozos previamente mencionados para luego ir a través de la línea general de 8" a la Estación Auxiliar, a la cual se une antes de la entrada al separador la otra línea de varios de 6" que conduce solamente el líquido producido por el pozo A5 debido a que la producción neta de éste es la más alta del sector.

El segundo ramal corresponde al sector de Cantagallo el cual recoge la producción de los pozos B1, B2, B3, B4, C1, C2, C3, C4, C5, E1, E2, E3, E4, E5, E6, E7 y E8 y los correspondientes a Isla IX (D1, D2, D3, D4, D5), dicha producción llega a la Estación Auxiliar a través de una línea de varios de 6" de diámetro y una línea de prueba de 4" de diámetro.

Al anterior ramal se une justo antes de entrar a la Estación la línea correspondiente a la producción de los pozos, E9, E10, E11 ubicados al sur de la Estación.

El gas producido por los pozos de Isla I llega a través de una línea de 3" a un depurador o "scrubber" ubicado en la Estación Auxiliar, y se envía a un gasoducto de 6" que se dirige a la Planta Compresora ubicada en otra parte del Campo. También el gas producido en el área de procesos de la Estación se envía a este depurador. El gas producido por los pozos del sector de Cantagallo se conecta directamente a la línea o gasoducto de 6".

3.10 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA ESTACIÓN AUXILIAR Y DEL PROCESO DE RECOLECCIÓN

La Estación Auxiliar se extiende en un área aproximada de 7000 m² y se encarga de la recolección, almacenamiento y bombeo del crudo. El proceso general en la Estación Auxiliar consiste en el recibo de crudo de 25 pozos del sector de Cantagallo y 12 pozos de Isla I, medición y separación de líquido y gas a través de medios mecánicos y químicos, y almacenamiento y envío de crudo a la Planta Deshidratadora donde se procesa hasta cumplir con las mínimas condiciones de salinidad y BSW exigidas para su venta.

El gas se envía a la Planta Compresora del Campo Yarigui-Cantagallo, y de ahí a la planta de proceso para la obtención de productos blancos y gas seco.

En su interior se encuentran distribuidas las diferentes áreas tales como el área de procesos, el área de las piscinas, y el área de contra incendios. Dichas áreas con su respectiva ubicación se pueden observar en la figura 24.

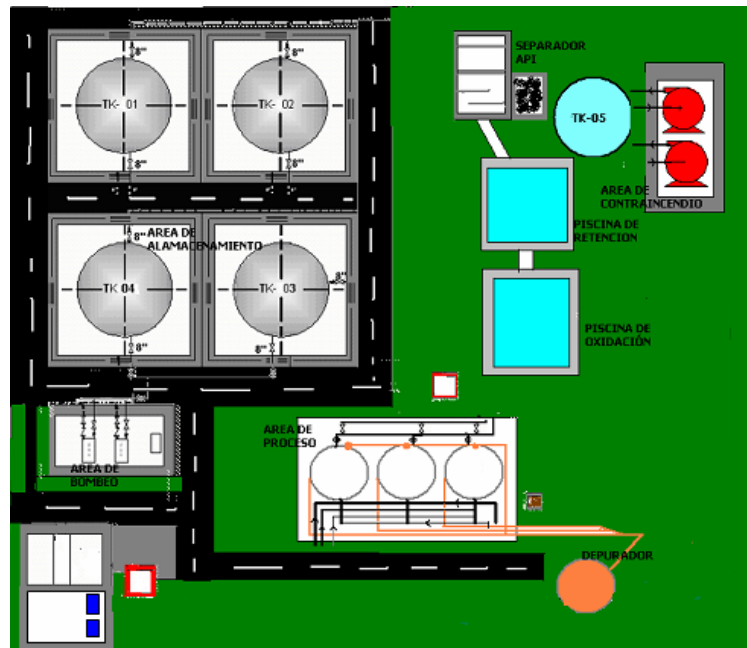


Figura 23. Esquema de las facilidades de superficie dentro de la Estación Auxiliar¹¹

El proceso dentro de la Estación Auxiliar se lleva a cabo por tres sistemas, los cuales se encuentran clasificados de acuerdo a la función que cada uno de ellos cumple. Dichos sistemas son:

- Sistema de Proceso General.
- Sistemas de Servicios Auxiliares.
- Sistemas de Servicios Industriales.

¹¹ Fuente ECOPELROL.

3.10.1 Sistema de Proceso General

Es el encargado de la separación de líquido (aceite-agua) y gas. El sistema de proceso general para la Estación está conformado por los siguientes equipos y/o dispositivos:

3.10.1.1 Múltiples Generales

Cabezales de recolección de crudo de seis pulgadas (6”), que reciben las redes provenientes del manifold que pertenece a la Isla I y a las redes provenientes de los pozos del sector de Cantagallo.

La llegada a cada red cuenta con los siguientes accesorios:

- Un manómetro utilizado para medir la presión en cada red.
- Una válvula de retención tipo “cheque”, usada para evitar el contraflujo del crudo en la tubería cuando no se presente una entrada de este a una presión constante.
- Una válvula de compuerta que funciona manualmente para permitir o restringir el flujo de aceite hacia el colector general del múltiple.

La producción proveniente de las tres líneas de Isla I se recoge por dos colectores generales de producción y un colector de prueba para un pozo en específico, de igual forma la línea de producción de varios de Cantagallo se recoge en el colector de producción general. La producción de varios se envía hacia los separadores

generales de producción o por “by-pass” a los tanques de almacenamiento cuando los separadores se encuentran fuera de servicio o cuando el nivel de líquido dentro de ellos es superior al normal.

3.10.1.2 Múltiple de prueba

Cabezal de recolección o colector de crudo de cuatro pulgadas (4”) que recibe dos líneas de medida o de prueba provenientes de Isla I y del sector de Cantagallo de tres pulgadas (3”) cada una. Las líneas de prueba están conformadas por los siguientes accesorios:

- Un manómetro utilizado para medir la presión en cada red.
- Una válvula de retención tipo “cheque”, usada para evitar el contraflujo del crudo en la tubería cuando no se presente una entrada de este a una presión constante.
- Una válvula de compuerta que funciona manualmente para permitir o restringir el flujo de aceite en las posiciones totalmente abierta o cerrada respectivamente situada antes del colector de prueba del múltiple.

Las líneas de prueba de cada red permiten la colocación de un pozo en medida, para conocer y controlar variables específicas como presión, caudal, etc.

La figura 25 muestra el múltiple de varios y el múltiple de prueba con su respectiva entrada a los separadores.



Figura 24. Múltiples de prueba y varios en la entrada a los separadores

3.10.1.3 Separador general o de varios Isla I y separador de varios Cantagallo.

Son separadores bifásicos verticales cilíndricos, que cumplen la función de separar el líquido y el gas proveniente de los pozos de Isla I y del sector de Cantagallo, mediante la utilización de medios mecánicos.

El fluido que llega a los múltiplos generales, entra a los separadores por la parte lateral media del recipiente. En el interior se produce una primera separación de fases debido a la reducción de la energía cinética. La fase líquido se precipita y se acumula en el fondo del separador hasta un nivel determinado, el cual se regula por un control de nivel y una válvula de control automática. El volumen de líquido desplazado del separador se envía a los tanques de almacenamiento.

Esta área de proceso se diseñó de tal forma que en cualquier momento uno de los tres separadores funcione como separador de prueba y los otros dos como separadores generales.

En cada separador general se encuentran las siguientes entradas:

- Una línea de crudo de cuatro pulgadas (4") con una válvula tipo compuerta de cuatro pulgadas (4") a la entrada, proveniente de un colector de seis pulgadas (6").
- Un "by-pass" de seis pulgadas (6") para pasar el crudo en forma directa a los tanques de almacenamiento en caso de que los separadores estén por fuera de servicio.

Además se pueden identificar las siguientes salidas:

- Un drenaje manual ubicado en parte inferior del separador, con línea de salida de tres pulgadas (3") hacia el separador API.
- Una salida de crudo con línea de cuatro pulgadas (4"). Cuenta con una válvula de control automático (ON-OFF) tipo canasta encargada de permitir la salida de crudo. Esta salida se conecta a otra de ocho pulgadas (8") que tiene como destino los tanques TK-01, TK-02, además presenta "un by-pass" de cuatro pulgadas (4") para enviar el crudo a otra línea de ocho pulgadas (8") en caso de que se requiera enviar la producción a los tanques TK-03, TK-04.
- Una salida para gas en la parte superior en la línea de cuatro pulgadas (4"). Este gas se recoge en un colector de cuatro pulgadas (4"), donde se mide presión y cantidad a través de una válvula diferencial. Después pasa a una línea de ocho pulgadas (8") con destino al depurador. Una válvula de control

automático, instalada en el colector de cuatro pulgadas (4") se encarga de regular la presión de operación del separador de prueba.

- Un sistema de seguridad en la línea de dos pulgadas (2") se instaló en la parte superior para proteger los separadores de sobrepresiones. La válvula PSV se dispara automáticamente cuando la presión en el separador supera ligeramente la presión de asentamiento de la válvula. Las válvulas de seguridad (PSV), montadas en el separador de prueba y separadores generales de producción, operan con una presión de asentamiento de 80 psi. El gas producido, una vez se dispara la válvula se envía por un colector general de cuatro pulgadas (4") para posteriormente ser quemado en la Tea.

- Una salida de venteo con válvula de venteo de una pulgada (1") se puede observar en la parte superior del separador. Esta línea se utiliza para aliviar el equipo, cuando se saque de servicio.

3.10.1.4 Separador de prueba

Separador tipo bifásico vertical. Está dimensionado de tal forma que en condiciones críticas de operación (separador general fuera de servicio), la carga total de fluido en la Estación, pueda ser manejada por dicho separador.

El flujo del líquido junto con el gas en este separador es el siguiente:

El fluido proveniente del múltiple de prueba, entra al separador por la parte lateral media del recipiente. En el interior se produce una primera separación de fases debido a la reducción de la energía cinética de fluido. El separador está

provisto en su parte alta de un filtro o cámara de niebla que selecciona el tamaño de partícula de gas y así permite la salida de este con menos cantidad de condensados hacia el colector y de éste hasta el depurador.

La fase líquida (aceite + agua) se precipita y se acumula en el fondo del separador hasta un nivel determinado, el cual es regulado por un control de nivel y una válvula de control. El volumen de líquido desplazado del separador se contabiliza por medio de los “flow meter” o “Flocos” instalados en las salidas de los separadores y en los tanques de almacenamiento.

En el separador de prueba se encuentran las siguientes entradas:

- Una línea de crudo proveniente del múltiple de prueba y colector de cuatro pulgadas, con una válvula tipo compuerta de cuatro pulgadas (4”) a la entrada.
- Un “by-pass” de cuatro pulgadas (4”) para enviar la producción directamente a los tanques de almacenamiento en caso de que el separador esté por fuera de servicio.

Las líneas de salida de líquido y gas, sistema de control y seguridad, sistemas de venteo controladores de presión etc., son idénticos al separador general.

El diagrama de un separador con sus respectivas entradas, salidas y accesorios se muestra en la figura 26.

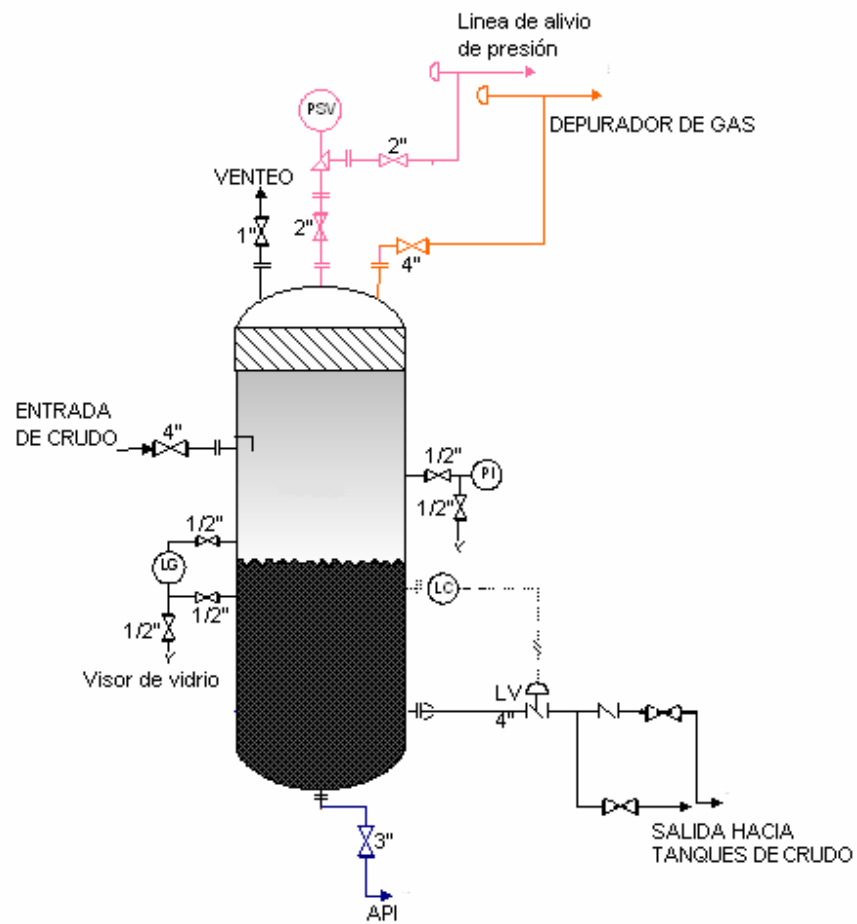


Figura 25. Esquema de un separador vertical bifásico.

La figura 27 muestra los separadores generales y el separador de prueba de la Estación Auxiliar.



Figura 26. Separadores de prueba y varios de la Estación Auxiliar.

3.10.1.5 Sistema de Gas Producido

El gas que se produce en el área de procesamiento se lleva a un depurador de gas o “scrubber” a través de un línea de ocho pulgadas (8”), el cual se encarga de retirar los condensados para finalmente enviar el gas a la Planta Compresora Yarigui-Cantagallo. Internamente, el depurador posee un filtro o cámara de niebla que es la encargada de seleccionar el tamaño de las partículas de gas reteniendo los condensados.

La figura 28 muestra el depurador o scrubber de la Estación Auxiliar



Figura 27. Scrubber de la Estación Auxiliar

Como elemento primario de medición se encuentra, en el colector de cuatro pulgadas (4") hacia el depurador, un sistema de medición diferencial con platina de orificios (FE) y una carta registradora de diferenciales que registra los continuos cambios de presión; con este valor de diferencial de presión, la presión estática y una constante calibrada del sistema de medición, se puede evaluar la cantidad de gas producido.

Inmediatamente después de abandonar el sistema de medición, el gas pasa por una válvula autorreguladora de presión o “Fisher”, que se encarga de aliviar presión antes de entrar al depurador, enviando el fluido a una tea que sale del manifold para este gas. Las entradas, salidas, instrumentos y dispositivos de control existentes en el depurador se relacionan a continuación:

- El gas entra por la parte media del depurador en la línea de ocho pulgadas (8”).
- Un drenaje automático con destino a los tanques de almacenamiento de crudo en línea de dos pulgadas (2”). Un interruptor automático de dos posiciones (ON-OFF, LC) operado por un flotador, se encarga de suministrar o cortar el gas requerido para operar la válvula de control de diafragma.
- El gas producido sale por la parte superior de la línea de ocho pulgadas (8”) con destino al gasoducto.
- Válvula de seguridad (PSV) de una pulgada (1”) por dos pulgadas (2”), la cual se dispara cuando la presión en el depurador supera la presión de asentamiento de la válvula (80 psi).
- Una válvula de venteo de una y media pulgada (1 ½”) para aliviar al recipiente cuando se saca de servicio.
- Un visor de vidrio (LG) para observar el nivel de fluido en el recipiente.
- Un manómetro (PI) para medir la presión interna en el depurador.

3.10.1.6 Sistema de almacenamiento

En ella se recibe el aceite separado del gas en el área de proceso para luego ser bombeado a la Planta Deshidratadora ubicada en otra parte del Campo. Este sistema está compuesto principalmente por:

- Cuatro tanques circulares, de techo cónico fijo de los cuales tres tanques K-01, K-02, K-03 tienen una capacidad de 3000 barriles y uno, K-04, con capacidad de 3600 barriles. Los tanques K-01 y K-02 reciben la producción del separador de prueba mientras que los tanques K-03 y K-04 reciben la producción proveniente de los separadores generales.
- Diques con piso en emulsión asfáltica para cada tanque de almacenamiento.
- Válvulas de globo para cada tanque de almacenamiento que permiten la salida y entrada de crudo de los mismos.

Cada tanque está dotado con válvulas de presión y vacío con el objeto de prevenir deformación estructural, debido al desequilibrio de presiones durante las operaciones de llenado y vaciado de los mismos.

La figura 29 muestra el sistema de tanques de almacenamiento de la Estación Auxiliar.



Figura 28. Tanques de almacenamiento de la Estación Auxiliar

El sistema de medición de los tanques está constituido por medidores tipo flotador, los cuales poseen indicación local de nivel. Una boya o flotador interno sobre la superficie del líquido se encarga de mover una reglilla metálica indicadora, que se desliza a través de una regla calibrada en metros, ubicada verticalmente en el exterior del tanque. Este sistema está por fuera de servicio en la Estación por tal razón se utiliza una cinta metálica para realizar las mediciones de líquido en los tanques.

El sistema de drenaje de los tanques está diseñado para drenar la mayor cantidad de agua libre, pero esta operación no se realiza por no contar con los permisos ambientales correspondientes. En el interior de los tanques las boquillas de drenaje y succión de bombas están provistas de baffles anti-vórtices para evitar la salida de aceite a través de las líneas de drenaje y cavitación por presencia de gas.

Alrededor de los tanques de almacenamiento, se encuentran un sistema de diques, con piso en emulsión asfáltica, para separarlo y aislarlo de las demás áreas en caso de conflagración.

Cada tanque de almacenamiento posee las siguientes entradas y salidas:

- Una entrada de crudo en la línea de ocho pulgadas (8") proveniente de los separadores generales y de prueba, internamente el crudo se bifurca por una tubería perforada en forma de U, para permitir una dispersión homogénea y suave del líquido en el tanque.

- Para la salida del crudo, se usa una línea de ocho pulgadas (8"). Cabe anotar que cuando se tienen válvulas operadas manualmente en las líneas de entrada y salida de crudo en los tanques, por razones de seguridad se instalan válvulas en las mismas líneas pero por fuera de los diques. Las válvulas dentro de los diques permanecen abiertas, y las ubicadas en el exterior correspondientes a las líneas de succión de la bomba permanecen cerradas.
- Como línea de salida de los drenajes se tiene un ducto de cuatro pulgadas (4"), que cae a un colector de aguas aceitosas, el cual debe permanecer abierto.
- En la parte externa de cada dique se encuentra un juego de válvulas de seis pulgadas (6"), para drenajes de aguas lluvias o en caso de derrames de los tanques en los diques, con la opción de enviar las diferentes corrientes al API o a la piscina de oxidación.

3.10.1.7 Sistema de bombeo

Corresponde al área a donde llega el crudo después de ser almacenado en los tanques para ser bombeado por un oleoducto de 6" hacia la Planta Deshidratadora del Campo Yarigui-Cantagallo.

Para el sistema de bombeo de crudo se utilizan dos bombas de 330 GPM cada una, las cuales han sido seleccionadas por su versatilidad en el manejo de líquidos viscosos. Estas bombas mantienen un flujo de crudo constante y uniforme a través de la línea de descarga, lo que evita la formación de picos o crestas que generan cavitación y fluctuaciones en la tubería.

La figura 30 muestra el área de bombeo de la Estación Auxiliar.



Figura 29. Área de bombeo de la Estación Auxiliar.

Las bombas están conectadas en paralelo al cabezal general de succión lo que permite al sistema utilizar las dos bombas en forma alternada para mantener y satisfacer siempre las necesidades de bombeo. Cada bomba succiona el crudo del tanque de almacenamiento a través de una línea de ocho pulgadas (8”), y se recoge a un colector de doce pulgadas (12”) para transferirlo a la carcasa de la bomba y allí, mediante la utilización de impulsores rotatorios, le proporciona velocidad al fluido para convertirlo en cabeza de presión y descargarlo por otra línea de ocho pulgadas (8”) hacia el oleoducto.

En la línea de succión se cuenta con un indicador de presión o manómetro (PI), de esta manera se controlan las sobrepresiones en el sistema y se protegen las bombas.

Las líneas de descarga, tienen instalado un árbol de seguridad acondicionado con válvula de seguridad (PSV), que se dispara automáticamente cuando la presión supera ligeramente la presión de asentamiento de la válvula. Posteriormente se encuentra un indicador de presión (PI), que mide la presión existente en la línea de descarga y un termómetro (TI) para medir la temperatura.

3.10.1.8 Sistema de tratamiento de aguas aceitosas y drenajes

Este sistema es el encargado de procesar el agua aceitosa proveniente de los drenajes de los tanques, diques y el agua lluvia. Está conformado por:

➤ Separador API.

Ampliamente utilizado en la industria petrolera para la recuperación del aceite en el agua a través de desnatadores o “skimmer”. El aceite se separa del agua por medio de segregación gravitacional y se bombea al tanque de almacenamiento TK-03 por medio de una bomba centrífuga vertical de 60 GPM constituyendo el tratamiento inicial de agua en la Estación Auxiliar, permitiendo separar partículas de aceite mayores a 150 micrones.

Este separador consta de dos secciones básicas:

- La sección de entrada, correspondiente a la zona de reducción de velocidad del fluido y de turbulencia, retención de materiales sólidos de gran tamaño como palos, piedras etc., y distribución de la carga de las cámaras de separación.
- Una sección de separación conformada por los conductos de entrada de las cámaras, los dispositivos de distribución de flujo, el desnatador, el baffle de retención de aceite, el vertedero de salida y el sistema colector de aceite recuperado.

La figura 31 muestra el separador API de la Estación Auxiliar.



Figura 30. Separador API de la Estación Auxiliar.

➤ **Piscina de retención**

Después de transportar las aguas aceitosas desde el área de proceso hasta el separador API, el agua recuperada pasa a una piscina de retención, la cual posee

un lecho de grava que actúa como filtro reteniendo partículas sólidas. Además también llega el agua lluvia proveniente de la red hidráulica de agua no contaminada. El agua que atraviesa el lecho sale a un sumidero y por desnivel pasa a la piscina de oxidación. El tiempo mínimo de retención de esta piscina es de 24 horas; esta tiene una capacidad e 4500 bls.

➤ **Piscina de oxidación**

Es la encargada de recibir toda el agua proveniente de la piscina de retención a la cual se le da un tiempo mínimo de oxidación de 72 horas permitiendo un tratamiento final al agua mediante aireación para luego ser usada en el sistema contraincendios o vertida al ambiente. Ésta piscina tiene una capacidad de 6000 barriles.

También existe un sistema de servicios auxiliares en la estación el cual hace referencia a aquellos servicios que de una u otra forma, directa o indirectamente, están relacionados con el sistema del proceso principal (recibo, proceso de separación y envío). Todos y cada uno de ellos hacen posible que se lleve a cabo la operación, ya que sin al menos uno de estos no sería posible su adecuado funcionamiento.

El sistema de servicios auxiliares se conforma a su vez por tres sistemas más:

- Sistema contraincendios.
- Sistema de gas a tea cuya función es quemar el gas que se libera por sobrepresiones.

- Sistema de inyección de químico rompedor de emulsión a la entrada de los separadores

3.11 SISTEMAS DE MEDICIÓN Y CONTROL

En la Estación Auxiliar, los dispositivos o mecanismos usados para la regulación, medición y control de las variables de proceso se consideran instrumentos de planta, y su función principal corresponde a medir y controlar las condiciones específicas de las variables de proceso. Los sistemas de medición y control son:

3.11.1 Medidores

El conocimiento de la cantidad de fluidos que pasan a través del sistema de procesos y tanques de almacenamiento resulta de vital importancia para controlar las cantidades de aceite, agua y gas producidos. En la Estación Auxiliar la cantidad de crudo se mide en los tanques de almacenamiento y el gas es medido por un medidor tipo diferencial en la línea que sale de los separadores y va hacia el depurador.

3.11.1.1 Medidor tipo diferencial o Daniels

Los medidores de flujo tipo diferencial, sencillamente miden el cambio de presión debido a la restricción (presión diferencial) y la presión estática en la línea, las cuales se registran en una carta circular. La pérdida de presión causada por la

restricción es proporcional al cuadrado de la velocidad del fluido. En la Estación, este sistema se encuentra instalado en la línea de salida de los separadores generales y de prueba.



Figura 31. Medidor de gas *Daniels*

3.11.1.2 Indicadores de presión

Son manómetros tipo tubo “Bourdon”, donde la presión actúa sobre un extremo del tubo transmitiendo éste movimiento proporcional a la presión a través de las palancas, eslabones y piñones, para finalmente registrarse en una escala determinada en rango de presión. Estos indicadores de presión están en capacidad de soportar hasta 1.3 veces la presión máxima de medida (rata de sobrepresión) sin requerir calibración.

3.11.1.3 Indicadores de nivel

Se utilizan como sistema de alarma para controlar el contenido de líquido en los separadores, tanques de almacenamiento, depurador etc. En la Estación Auxiliar podemos encontrar los siguientes:

- *Visor de vidrio:* dispositivo conectado al recipiente que utiliza el principio de vasos comunicantes, y que permite distinguir niveles de líquido e interface agua-aceite. El nivel observado externamente en el visor representa el nivel exacto de fluido dentro del recipiente.

- *Visor reglilla:* usado en los tanques de almacenamiento de agua y crudo. Un flotador interno sobre la superficie del líquido dentro del tanque mueve una reglilla indicadora al aumentar su nivel, la cual se desliza a través de una regla calibrada en metros ubicada verticalmente en la parte externa del tanque. Actualmente este sistema está por fuera de servicio en los tanques de almacenamiento de crudo de la Estación, y se utiliza una cinta metálica para medir de forma manual la cantidad de líquido en los tanques previamente aforados.

3.11.2 Sistemas de Control

La parte más importante y crítica en el proceso que se desarrolla en una Estación, resulta ser el control, la regulación y el ajuste de las variables, tales como la presión, temperatura, niveles, flujo, etc. Los sistemas de control son los

encargados de mantener bajo ciertas condiciones específicas todas las variables del proceso.

Los sistemas de control dependiendo de su operación o funcionamiento, se pueden dividir en manuales, automáticos o de seguridad. En la Estación Auxiliar el sistema de control se realiza por lo general en forma manual.

3.11.2.1 Sistemas de control manual

Son válvulas operadas de forma manual. La mayoría de las válvulas manuales en la Estación Auxiliar son tipo compuerta y de bola.

- *Válvulas de compuerta*: en este tipo de válvula el flujo pasa directamente en forma axial. Son usadas para operar completamente abiertas o cerradas, lo cual ocasiona una escasa turbulencia y por lo tanto una baja caída de presión. La válvula está abierta si la espiga está arriba y está cerrada si la espiga está abajo.



Figura 32. Válvulas tipo compuerta.

- *Válvulas de bola*: cumplen con las mismas condiciones de operación que las de compuerta, sólo que su operación es más rápida y generalmente se utilizan para tamaños inferiores a 2". Estas se accionan por medio de una perilla que gira 90°, y se encuentran abiertas cuando esta perilla es paralela a la línea de flujo.

3.11.2.2 Sistemas de control automático

Corresponde a válvulas que operan solas y que permiten controlar variables a medir y mantener el sistema en óptimas condiciones de trabajo. Un sistema de control automático consta básicamente de tres (3) elementos:

- Un elemento de medición (LE), comúnmente llamado sensor que esta en contacto con la variable a medir (nivel, presión) y que suministra una idea del estado o condiciones internas de dicha variable.
- Un elemento de control (LC) que recibe la señal del sensor y envía señales de corrección a un elemento final de control.
- Un elemento final de válvula (LV) que recibe la señal del elemento de control y actúa regulando la variable medida.

En la Estación Auxiliar, los elementos de control son neumáticos y toman una señal de los sensores o elementos de nivel y de acuerdo con un suministro constante de gas envían un porcentaje de este suministro para accionar la válvula o elemento final de control.

Los elementos finales de control son válvulas de diafragma, las cuales se componen de dos elementos esenciales: un actuador, en cuyo interior se encuentra un diafragma que recibe la señal neumática y acciona un vástago conectado al tapón de la válvula, y el cuerpo de la válvula, en cuyo interior se encuentra el tapón que se encarga de regular parcial o totalmente el paso del fluido a través de la línea de flujo.

Las válvulas de control de diafragma son tipo globo, las cuales son utilizadas como reguladoras de flujo, para abrir o cerrar parcialmente o totalmente la línea de flujo. Este tipo de sistema se utiliza en el drenaje automático de los separadores generales, separador de prueba, manifold de gas y depurador.



Figura 33. Válvula neumática tipo globo.

El sistema de control automático, sencillamente utiliza o cumple con el principio de retroalimentación, de manera que el sistema de control automático y el proceso donde se controla la variable, forman un ciclo cerrado.

La siguiente tabla muestra los diferentes dispositivos neumáticos en la Estación Auxiliar.

3.11.2.3 Sistemas de seguridad y regulación

Agrupar todas las válvulas de seguridad y autorreguladoras. Aunque operan automáticamente y cumplen con los mecanismos de control automáticos, su uso en la Estación está destinado a cubrir emergencias de sobrepresiones y regulaciones de flujo en el sistema. Aquí se incluye todas las válvulas PSV (Pressure Safety Valve), ubicados en los diferentes separadores en el área de proceso, las cuales envían el fluido sobrepresionado al depurador y de éste a la tea.

4. APLICACIÓN EN SOFTWARE ESPECIALIZADO

De acuerdo a las necesidades de ECOPETROL S.A. para mantener o ampliar la capacidad de tratamiento de crudo en las facilidades de superficie del campo de producción Cantagallo, se hace necesario evaluar, mejorar y actualizar el sistema de recolección de fluidos desde los pozos hasta las estaciones. Se busca lograr mayores eficiencias, reducir las pérdidas por caídas de presión y aumentar el beneficio económico, teniendo en cuenta que se están adelantando proyectos que han permitido incrementar la producción del campo.

Para cumplir con lo anterior un análisis del sistema de recolección de líquidos de la Estación Auxiliar del Campo Cantagallo mediante la aplicación de un software especializado.

El trabajo realizado consistió en la evaluación del comportamiento real de las variables de flujo y condiciones de operación dentro del sistema y su comparación con el comportamiento ideal de estas mismas calculadas con la herramienta software.

4.1 TRABAJO DE CAMPO

Para llevar a cabo el presente trabajo se hizo necesario evaluar el sistema de recolección de la Estación Auxiliar del Campo Cantagallo, para lo cual se realizó un estudio de las condiciones de operación del sistema en campo.

Dicho estudio consistió en:

- Reconocimiento del Campo Cantagallo y Estación Auxiliar
- Toma de datos de presión en cabeza de pozos y separadores.
- Recolección de información de históricos de presiones y producción del área.
- Observación detallada de dispositivos y accesorios de flujo dentro del sistema tales como válvulas, cheques, choques, codos, tees, reducciones, contracciones, conexiones y pegas de tuberías.
- Observación de diámetros de líneas de recolección, de prueba y generales.
- Análisis de múltiples de recolección.
- Observación de la distribución de las líneas de recolección, sentidos y direcciones de flujo dentro del sistema.
- Registro fotográfico y de video de los componentes del sistema.

4.1.1 Metodología empleada para la toma de presión en cabeza de pozo con levantamiento artificial por bombeo mecánico (FORMATO A.T.S)

4.1.1.1 Toma de presiones en Tubing

Recomendación: Antes de cualquier trabajo, la persona se debe encontrar dotada de los implementos de seguridad tales como:

- Guantes de seguridad
- Casco
- Botas con punta de acero

- Braga o camisa de algodón y Jean (por seguridad la camisa se debe utilizar dentro del pantalón)
1. Apagar la unidad de caja de control siguiendo el procedimiento adecuado de seguridad. Antes de ejecutar dicho procedimiento se debe verificar manualmente si existe corto en la caja de control, esto se hace tocando la caja con la parte externa de la mano (con el guante puesto) en un movimiento rápido.
 2. Cerrar válvula de salida del Tubing. Esta válvula puede ser, válvula de bola o de manija.
 3. Abrir la válvula de descargue lentamente. La válvula de descarga se debe abrir lentamente para evitar la posible contaminación que pueda existir, debido a la presión que posee el pozo..
 4. Retirar el tapón de salida del tubing. Para esto se requiere una llave de tubo de 24"
 5. Instalar el manómetro con muñeco. Cerciorarse que el manómetro tenga la válvula de descarga del muñeco cerrada.
 6. Cerrar la válvula de descargue.

7. Abrir válvula de producción de tubing. Esta válvula se debe abrir lentamente, y cerciorarse que la presión no llegue a exceder la presión máxima del manómetro.
8. Revisar estado de las válvulas.
9. Encender la unidad
10. Toma de registro de presión del manómetro. Para esta toma de presión se debe esperar un tiempo prudencial de aproximadamente 5 minutos, en donde al cabo de este tiempo la presión en el manómetro se debe estabilizar. Es caso de que la presión no se estabilice con el pasar del tiempo se debe para la unidad y se reporta este inconveniente. Este problema generalmente puede existir debido a un taponamiento de la línea, y por ende no se estaría tomando un THP real.
11. Apagar la unidad
12. Cerrar la válvula de producción de tubing.
13. Abrir válvula de descargue lentamente. La válvula de descargue se debe abrir lentamente para evitar una posible contaminación que pueda existir, debido a la presión que posee el pozo.
14. Retirar el manómetro

15. Colocar el tapón de salida del Tubing.

16. Cerrar válvula de descarga del tubing.

17. Abrir válvula de producción del tubing.

18. Revisar el estado de las válvulas.

19. Encender la unidad.

4.1.1.2 Toma de presiones en el Casing

A continuación se mostrara cual es el procedimiento a seguir para la toma de presiones en el anular.

Recomendación: Antes de cualquier trabajo, la persona se debe encontrar dotada de los implementos de seguridad tales como:

- Guantes de seguridad
- Casco
- Botas con punta de acero
- Braga o camisa de algodón y Jean (por seguridad la camisa se debe utilizar dentro del pantalón)

A continuación se mostrara cual es el procedimiento a seguir para la toma de presiones en el anular:

1. Apagar la unidad de caja de control siguiendo el procedimiento adecuado de seguridad. Antes de ejecutar dicho procedimiento se debe verificar manualmente si existe corto en la caja de control, esto se hace tocando la caja con la parte externa de la mano (con el guante puesto) en un movimiento rápido.
2. Cerrar la válvula de salida del anular. Esta válvula puede ser, válvula bola o válvula de manija.
3. Retirar el tapón de salida del anular lentamente. Debido a que no existe válvula de seguridad de descarga en la línea de salida del anular, el tapón se debe retirar muy lentamente. Por seguridad no puede existir nada al frente del tapón debido a que este puede salir disparado, se debe trabajar de lado; además, el tapón se debe retirar agitándolo lentamente para que la línea se despresurice.
4. Instalación del manómetro. Cerciorarse que el manómetro tenga la válvula de descarga cerrada.
5. Abrir la válvula del anular. Esta válvula se debe abrir lentamente, y cerciorarse que la presión no llegue a exceder la presión máxima del manómetro.
6. Rectificar estado de las válvulas.
7. Encender la unidad.

8. Tomar registro de la presión en el manómetro. Para esta toma de presión se debe esperar un tiempo prudencial de aproximadamente 5 minutos, en donde al cabo de este tiempo la presión en el manómetro se debe estabilizar. Es caso de que la presión no se estabilice con el pasar del tiempo se debe para la unidad y se reporta este inconveniente. Este problema generalmente puede existir debido a un taponamiento de la línea, y por ende no se estaría tomando un THP real”
9. Apagar la unidad.
10. Cerrar válvula del anular
11. Retirar el manómetro, aliviando con la válvula de presión del manómetro. Para despresurizar la línea de salida del anular y poder retirar el manómetro se debe retirar lentamente la válvula de seguridad que posee el manómetro.
12. Colocar el tapón en la salida del anular.
13. Abrir válvula del anular.
14. Rectificar el estado de las válvulas.
15. Encender la unidad de Bombeo.

4.2 GENERALIDADES DE LA HERRAMIENTA SOFTWARE

El software especializado utilizado en el presente trabajo para el análisis del sistema de recolección de líquido de la Estación Auxiliar del Campo Cantagallo es un simulador de flujo multifásico en estado estable utilizado para el modelamiento de sistemas de recolección y transporte de aceite y gas.

Este software tiene amplias aplicaciones las cuales pueden ser categorizadas en tres clases:

- Diseño y análisis de líneas de flujo monofásico y multifásico, incluyendo cálculos de capacidades volumétricas de líneas, pérdidas de presión, inyección de vapor y calentamiento de tuberías de aceite.
- Análisis wellbore para pozos de producción y/o inyección, incluyendo caracterización del Índice de Productividad (IPR), operaciones de inyección de gas y gas lift, y modelamiento de facilidades y líneas de flujo en superficie.
- Análisis y modelamiento de la interactividad entre los diferentes elementos que componen un campo de aceite y/o gas, incluyendo pozos, líneas de recolección e inyección, facilidades de superficie, así como la simulación elemento a elemento.

4.2.1 Tipos de fluidos

Para crear una aplicación dentro del software es necesario definir el tipo de simulación y el tipo y fase del fluido a tratar.

Existen tres tipos de simulación utilizadas para la aplicación:

- Network Model: utilizado si el sistema a simular es un sistema de recolección, distribución o un diagrama de flujo con una o más uniones.
- Análisis Gas Lift: si se desea analizar un solo pozo gas lift.
- Generación de tablas PVT: si se quiere crear un archivo con datos PVT.

El tipo de fluido escogido para la aplicación controla la capacidad del software para obtener las propiedades físicas necesarias para los cálculos de caída de presión y la transferencia de calor, ya sea desde la base de datos del programa, de correlaciones empíricas o desde los datos introducidos por el usuario.

El fluido puede ser composicional o no-composicional.

- Fluido no-composicional: un modelo de fluido es no-composicional cuando puede ser definido con las gravedades promedio a condiciones de superficie.

Puede ser definido como Blackoil, Gas condensado, Líquido, Gas o Vapor. El Blackoil y el Gas condensado son modelos bifásicos pero con una fase dominante. El Gas y el Líquido son modelos monofásicos. El Vapor puede ser bifásico o monofásico.

Cuando se trabaja con modelos multifásicos se debe especificar una gravedad específica o densidad de referencia para las fases de gas, aceite y agua. En el caso de modelos monofásicos (líquido o gas), se necesita especificar la densidad de referencia de la única fase existente en ese caso.

- Fluido composicional: un modelo de fluido es composicional cuando puede ser definido en términos de sus componentes individuales o directamente por la curva de Assay. Hay tres métodos para definir los componentes en la herramienta software:
- Seleccionarlos individualmente desde la base de datos del software, la cual contiene cerca de 2000 componentes con sus respectivas propiedades necesarias para cálculos de equilibrio.
 - Definirlos como seudocomponentes especificando por lo menos dos de las siguientes propiedades: punto de ebullición, gravedad y peso molecular.
 - Definirlos en la curva de Assay, para lo cual debe conocerse datos de destilación, gravedad, y un análisis de los componentes con puntos de burbuja más bajos.

Si se cree que la fase del fluido no cambiara a través de la simulación, se puede especificar entonces el tipo de fase del fluido, así el software pasara por alto los cálculos de flash e incrementara la velocidad de la simulación. Para lo anterior se debe estar seguro de que el fluido no cambiara su fase debido a que si ocurre perdida de líquido o vaporización los cálculos serán erróneos.

4.2.2 Unidades de medida

Hay cuatro estándares de medición predefinidos dentro del sistema:

- Sistema “Petroleum”
- Sistema Ingles
- Sistema Métrico
- Sistema S.I.

El sistema de medición puede ser escogido de acuerdo a las necesidades de la simulación y llevar unidades predefinidas para cada tipo de variable, por ejemplo para el sistema métrico se puede seleccionar grados *Celsius* o grados *Kelvin* para la *temperatura*.

Las unidades de medición utilizadas por el software se muestran en la tabla 6.

4.2.3 Datos PVT

Los datos termodinámicos o de PVT requeridos por la herramienta software dependen del tipo de fluido definido previamente en la simulación, ya sea para composicional o para no-composicional.

4.2.4 Datos PVT para fluidos no-composicionales

- **Modelo Blackoil.**

Es necesario conocer el valor de las gravedades o densidades para cada uno de las tres fases del fluido-aceite, gas y agua.

También se pueden introducir datos opcionales tales como: porcentaje molar de los compuestos contaminantes (nitrógeno, dióxido de carbono y sulfuro de hidrogeno) que pueden causar un cambio en el factor de compresibilidad para el gas; datos de temperatura y viscosidad para definir una viscosidad constante.

	Petroleum	Ingles	Métrico	S.I.
Temperatura	°F	°F	°C	K
Presión	psig	psia	bar	kPa
Flujo molar	lb-mol/hr	lb-mol/hr	kg-mol/hr	kg-mol/hr
Flujo másico	lb/hr	lb/hr	kg/hr	kg/hr
Caudal volumétrico	bbl/hr	ft ³ /hr	m ³ /hr	m ³ /hr
Caudal de gas	10 ⁶ ft ³ /hr	10 ⁶ ft ³ /hr	10 ⁶ m ³ /hr	10 ⁶ m ³ /hr
Conductividad	Btu/hr-ft-°F	Btu/hr-ft-°F	kcal/hr-m-°C	W/m-K
Coefficiente de transferencia de calor	Btu/hr-ft ² -°F	Btu/hr-ft ² -°F	kcal/hr-m ² -°C	kW/m ² -K
Longitud de tubería	ft	ft	m	m
Densidad del agua	sp gr	sp gr	kg/m ³	kg/m ³
Densidad del aceite	API	API	Kg/m ³	Kg/m ³
Densidad del gas	sp gr	sp gr	kg/m ³	kg/m ³
Potencia	hp	hp	kW	kW
Calor Duty	10 ⁶ Btu/hr	10 ⁶ Btu/hr	10 ⁶ kcal/hr	10 ⁶ kJ/hr
Viscosidad	cp	cp	cp	Pa-seg
Velocidad	mph	ft/s	km/hr	m/s

Tabla 6. Unidades de medición utilizadas por la herramienta software

4.2.5 Plataforma de trabajo

La plataforma de trabajo tiene una apariencia similar a un diagrama de flujo; cada componente requiere un dato especificado por el usuario del sistema antes de que la simulación sea corrida; cada dato introducido es exportado automáticamente a un archivo clave que funcionara como la base de la cada simulación.

La plataforma de trabajo consiste básicamente de *Nodos* y *Links* o enlaces. Los *nodos* están conectados por *links*. Cada *link* comienza en un *nodo* y termina en otro.

Un *nodo* puede ser un *Source* o fuente, un *Sink* o destino, o un *Junction*.

4.2.5.1 Sources o fuentes

Un source o fuente es un punto en el cual el fluido entra. La herramienta software requiere las propiedades del fluido para calcular las pérdidas de presión, transferencia de calor y separación de fases. El software soporta todos los métodos empíricos conocidos para determinar las propiedades del aceite, agua, gas y emulsiones de aceite-agua.

Se debe definir la tasa de flujo total y la presión para cada source. Si estos valores son condiciones de operación, entonces se debe indicar que son valores *fijos*. Si por el contrario varían para encontrar los valores de producción especificados, entonces deben introducirse como valores *estimados*. El valor introducido como estimado, en este caso presión o caudal de flujo, es usado como valor inicial y el software calcula el valor correcto para el source.

Para fluidos no-composicionales, los datos que deben ser introducidos dentro del source o fuente son:

- Nombre del source (opcional).
- Presión (estimada o fija).
- Caudal de flujo (estimado o fijo).
- Relación gas/aceite o GOR.
- Corte de agua o %Bsw.
- Temperatura para el cálculo de los cambios de entalpía en el sistema

Para el caso de vapor, se debe especificar además, la presión y calidad de la corriente saturada y la temperatura si la corriente es sobrecalentada (calidad de 100%) o subsaturada (calidad de 0%).

Para fluidos composicionales además de lo anterior, debe especificarse la composición de la corriente.

4.2.5.2 Junction

Es un punto es en el cual por lo menos tres links o líneas de enlaces se encuentran. El software permite un máximo de 20 líneas de flujo para unirse a un solo junction.

Se puede introducir datos de presión para cada junction, pero si no se hace, el programa estimara y calculara la presión de cada junction, la cual es usada para determinar la rata de flujo estimada basada en la caída de presión para cada link o línea de flujo.

Para un junction ubicado en subsuelo, puede especificarse la temperatura de formación de la roca.

4.2.5.3 Sinks o puntos de llegada

Es un punto donde el fluido abandona el sistema de líneas. Es usado para remover el fluido del diagrama de flujo. Requiere que se especifiquen solo dos parámetros: presión y caudal de flujo. Al igual que en el source estos valores pueden ser fijos o estimados. El valor fijo será utilizado como base de cálculo, y el estimado como medida inicial para el cálculo iterativo del valor real.

La temperatura es generalmente calculada por el sistema, sin embargo para simulaciones con gas lift es solicitada.

4.2.5.4 Links o líneas de flujo

Está definido como una conexión entre dos nodos. Cada link consiste de una serie de dispositivos de flujo como tuberías, accesorios, equipos de proceso y unidades de operación.

Cada dispositivo de flujo es caracterizado por su estructura, caída de presión, y parámetros de transferencia de calor. Ejemplos de dispositivos de flujo son tuberías, válvulas, anulares, tubing, codos e IPR's; todos excepto el último tienen longitud, pueden ser horizontales, verticales, con cambio de elevación, y tener diferentes diámetros.

Cada dispositivo de flujo se somete a una caída de presión, la cual depende del tipo de flujo, rugosidad, y eficiencia de flujo de cada dispositivo. Para transferencia de calor, el sistema por defecto, utiliza el coeficiente de transferencia de calor, U , igual a 1.

Dentro de los equipos y unidades de proceso, se encuentran bombas, compresores, calentadores, enfriadores, separadores, tuberías de inyección, válvulas cheque, válvulas de inyección, reguladores de presión, choques, bombas electrosumergibles, boquillas, venturis, tees y codos.

Cada source, sink, junction o link pueden ser desactivados dentro de la plataforma de trabajo en cualquier momento.

La siguiente figura muestra el esquema de diagrama de flujo que presenta la plataforma de trabajo de la herramienta software.

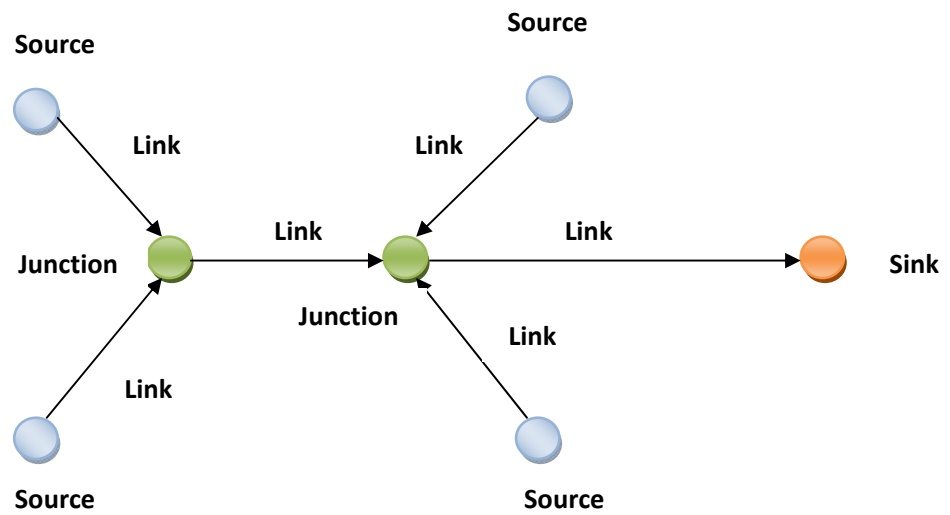


Figura 34. Diagrama de flujo para la herramienta software

4.2.6 Dispositivos de flujo utilizados en la herramienta

Los accesorios utilizados dentro de la herramienta están ubicados en cada link, y a continuación se describen los pertinentes al presente trabajo:

➤ Pipe o tubería

Permite el flujo de fluidos de un punto a otro; puede tener cualquier orientación (horizontal, vertical o inclinada), presentar cambio de elevaciones y estar expuesta a medios como aire, agua o tierra. Pueden además estar aisladas o desnudas.

Dentro de la herramienta se debe especificar diámetro, longitud, cambio de elevación (si los tiene), rugosidad y coeficiente de transferencia de calor.

➤ **Válvula cheque**

Previene el contraflujo en un determinado link. Debe especificarse el diámetro.

➤ **Codos**

Permiten cambiar la dirección de flujo del fluido. Debe especificarse diámetro, rugosidad y ángulo de desviación.

➤ **Tees**

Permiten dividir el flujo en dos direcciones o unir dos flujos en uno solo. Debe estar situado al final de cada link que se une a un junction. El junction debe tener dos otros link que entran o que salen de el. Se debe especificar diámetro, rugosidad y dirección de flujo.

➤ **Válvulas**

Las más comunes son de compuerta, mariposa, bola. Restringen o permiten el paso del fluido a través de una tubería. Se debe especificar diámetro y tipo de válvula.

➤ **Expansiones**

Como su nombre lo indica permite la expansión del diámetro de la tubería. Se debe especificar el diámetro de entrada y de salida.

➤ **Reducciones**

Permiten la reducción del diámetro de la tubería. Se debe especificar el diámetro de salida y el diámetro de entrada.

4.2.7 Metodología de la Simulación

La herramienta software utiliza un algoritmo de solución fácilmente empleado para resolver cualquier tipo de problema de tubería. Internamente, el programa genera un grupo de ecuaciones de balance de presiones a partir de los datos de entrada, y las resuelve simultáneamente. El programa utiliza una combinación de flujo y presión en cada nodo del sistema, para lo cual tiene en cuenta las dos siguientes consideraciones:

1. Cada nodo límite dentro del sistema debe tener una variable con valor fijo y una variable con valor estimado.
2. Al menos uno de los nodos límites debe tener un valor fijo de presión.

4.2.7.1 Balance de presiones

La metodología para determinar la presión y la distribución de flujo en una tubería está basada en una solución algorítmica para el balance de presiones.

A partir del balance de flujo, la solución algorítmica identifica el grupo de links que fluyen primero, el cual es el grupo mínimo necesario para definir la distribución de flujo. Seguido de esto identifica y resuelve las secciones alejadas que no afectan el resto de la solución.

Las variables principales para la solución son los caudales de los links que fluyen primero y todas las presiones desconocidas en los source.

Los balances de presión son calculados en todas las presiones fijas de los sinks y junctions límites del sistema, al igual que en los nodos con dos o más flujos entrantes.

4.2.7.2 Balance de masa

La metodología para el balance de masa es usada para proveer a la solución algorítmica de presiones, una buena estimación inicial de la distribución de flujo y presiones en el sistema. El algoritmo está basado en el principio de que la suma de todos los flujos entrantes y salientes para todos los nodos debe ser igual a cero en estado estable.

4.2.8 Métodos de cálculo

Para los cálculos de caída de presión y transferencia de calor, el sistema divide cada dispositivo de flujo en segmentos. El cálculo por segmentos tiene en cuenta la pérdida de presión debida a la fricción, elevación y aceleración. La pérdida de presión por fricción es debida a las fuerzas de arrastre entre las paredes de la tubería y el fluido. Las pérdidas por elevación es el resultado de la conversión de la energía potencial del fluido en presión hidrostática, y los cambios por aceleración son la ganancia o pérdida de presión debido a los cambios en la velocidad del fluido.

Adicionalmente al balance de presiones de los segmentos de tubería se lleva a cabo un balance de energía. Debe haber un balance entre la energía entrante en el segmento y la energía saliente del mismo. La energía puede entrar o salir con el fluido a través de las paredes de los dispositivos de flujo. La transferencia a través de las paredes es gobernada por la diferencia de temperatura entre la temperatura promedio del fluido y la temperatura ambiente y por el coeficiente de transferencia de calor.

Las ecuaciones para los segmentos de cálculo, las caídas de presión y los cambios de temperatura son la base de la capacidad de cálculo de la herramienta. Para los dispositivos de flujo, tanto los segmentos para el cálculo como los procedimientos de solución son secuenciales.

El cálculo comienza en la corriente de entrada cuyas condiciones son conocidas. Las ecuaciones de balance de calor y momentum son resueltas de forma iterativa en ese primer segmento y se hallan así las condiciones al final del mismo.

Estas condiciones calculadas se convierten en las condiciones conocidas para la corriente de entrada del próximo segmento. El procedimiento continúa secuencialmente hasta el final de los dispositivos, lo que se conoce como método de cálculo progresivo, lo cual significa que los cálculos se hacen en la dirección del flujo.

4.2.9 Convergencia de la simulación

La mejor manera de que los cálculos de la herramienta software converjan es asegurarse de que el modelo construido este estructurado apropiadamente antes de correr la simulación. Las siguientes recomendaciones ayudan a evitar la presencia de problemas durante los procedimientos de la solución:

1. Si se especifica un flujo desde un nodo de baja presión a otro de mayor presión, la herramienta no será capaz de calcular la solución, a menos que esta reverse el flujo. Hay casos donde el sink tendrá una mayor presión que el source después que se alcance la solución, como en el caso de una bomba dentro del sistema. En caso de flujo descendente, si las fuerzas gravitacionales son dominantes, el flujo podría estar en dirección contraria al gradiente de presión. Generalmente, se deben poner presiones estimadas solamente en nodos donde un valor puede ser fácilmente predicho.
2. Cada junction debe tener por lo menos un link saliente y uno entrante. Generalmente un junction es usado cuando uno o más links se unen o se dividen en un mismo punto.

3. Añadir nodos innecesarios en el sistema provoca solamente el incremento del tamaño de la matriz y el tiempo de cómputo.
4. Algunas soluciones podrían oscilar ampliamente debido al flujo en reversa. Para prevenir el flujo en reversa, se debe implementar un regular dentro del sistema. Los reguladores pueden ser usados como dispositivos de caída de presión igual a cero que fuerzan el flujo en una dirección específica. Si un determinado link experimenta múltiple flujo en reversa, se debe usar un regulador para estabilizar esas oscilaciones. En caso de que el flujo en reversa se presente en links interconectados, se debe usar una válvula cheque solamente en el link que causa el primer flujo en reversa. Generalmente, se debe evitar el uso de válvulas cheques.

4.3 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO EN LA HERRAMIENTA SOFTWARE

La Estación Auxiliar del Campo Cantagallo recibe la producción de 37 pozos distribuidos a lo largo de la parte suroeste del campo. La producción de líquido de estos pozos es recolectada a través de dos sistemas independientes uno del otro cuyo trayecto para nuestro interés inicia en cabeza de cada uno de los pozos y finaliza en el separador de procesos de la estación.

Para la construcción del modelo en la herramienta software se construyeron estos dos sistemas y fueron tratados independientemente; se decidió llamar a dichos sistemas de recolección: *Sistema 1* y *Sistema 2*.

El Sistema 1 está compuesto por 12 pozos ubicados todos en un mismo sector del campo. A su vez estos pozos están distribuidos en dos cluster, el primero conformado por los pozos A1, A2, A3, A4, A5 y A6 y el segundo conformado por los pozos A7, A8, A9, A10, A11 y A12. Existe un manifold o múltiple de recolección para cada cluster.

El sistema 2 está compuesto por 25 pozos distribuidos en 3 clouster; el primero conformado por los pozos B1, B2, B3 y B4, el segundo conformado por los pozos C1, C2, C3 y C4, y el tercero conformado por los pozos D1, D2, D3, D4 y D5. Además de estos clouster, el sistema recolecta la producción de los pozos restantes, es decir los pozos E1, E2, E3, E4, E5, E6, E7, E8, E9, E10 y E11. Cada cluster cuenta con un múltiple de producción mientras que los demás pozos se van uniendo al sistema por medio de pegas a tuberías debido a que se encuentran alejados unos de otros.

4.3.1 Descripción de los sistemas de recolección

Tanto el Sistema 1 como el Sistema 2 tienen configuraciones similares desde su inicio en cabeza de pozo hasta el final antes de la entrada al separador de procesos de la estación. Cada sistema está conformado por una línea de recolección principal de varios y una línea de recolección de prueba.

El sistema de recolección de líquido para nuestro interés comienza con línea de tubing en cabeza de pozo con diámetro comercial de dos pulgadas (2") precedida por una válvula cheque del mismo diámetro que evita flujo en reversa, y seguida de una expansión a línea de tres pulgadas (3") hasta el múltiple de recolección si

el pozo está ubicado dentro de un cluster, o hasta la pega a tubería si el pozo esta apartado o alejado.

La línea de flujo desde cabeza de pozo hasta el múltiple de recolección está compuesta por tubería en acero y accesorios de flujo como válvulas, codos, cheques, tees, expansiones y/o contracciones.

Cada múltiple de recolección está conformado por válvulas tipo compuerta que permiten enviar el flujo según la necesidad del sistema, válvulas cheques, codos de 45° y 90° que permiten el desvío de flujo horizontal o verticalmente y tees que permiten dividir el flujo en dos direcciones.

Los pozos alejados de los clouster se unen a la línea principal por medio de una pega a tubería conformada al igual que los múltiples de recolección por válvulas cheque, válvulas tipo compuerta, codos y tees.

Cada sistema de recolección finaliza en un separador de producción general y/o en un separador de prueba dependiendo de la operación llevada a cabo; estos separadores son bifásicos verticales. Antes de entrar al separador, las líneas de flujo convergen en un último múltiple de recolección conformado por los mismos accesorios que los anteriormente mencionados. Este múltiple permite manejar el flujo proveniente de las líneas de recolección enviándolas al separador general, o al separador de prueba si algún pozo dentro del sistema está siendo probado.

4.3.2 Sistema 1

Como se menciono anteriormente, este sistema está conformado por 12 pozos. El sistema de recolección consta de una línea principal cuyo diámetro es de ocho pulgadas (8"), la cual recolecta la producción general de todos los pozos, excepto del pozo A5, para el cual se provee de una línea de diámetro de seis pulgadas (6") debido a que dicho pozo presenta la mayor producción de liquido dentro del Campo Cantagallo y una línea de diámetro de cuatro pulgadas (4") utilizada como línea de prueba. Además, lo constituyen los diferentes accesorios y dispositivos de flujo también mencionados anteriormente.

El gas de la zona se recolecta a través de una línea de tres pulgadas (3"), pero no es de interés para nuestro estudio.

4.3.3 Sistema 2

Constituido por 25 pozos previamente mencionados, este sistema se conforma por una línea principal de recolección general cuyo diámetro es de ocho pulgadas (8), y una línea de prueba cuyo diámetro es de cuatro pulgadas (4"). Inicialmente la línea de recolección general tiene un diámetro de 4 pulgadas (4"), posteriormente cambia a seis pulgadas (6") y finalmente a ocho pulgadas (8"). La línea de recolección de prueba solo tiene un cambio, de tres pulgadas (3") a cuatro pulgadas (4"). Igualmente está constituido por accesorios y dispositivos de flujo.

El gas se recolecta a través de una línea de cuatro pulgadas (4") la cual viene del proceso de depuración en la Estación Auxiliar y se dirige hacia la Estación Compresora.

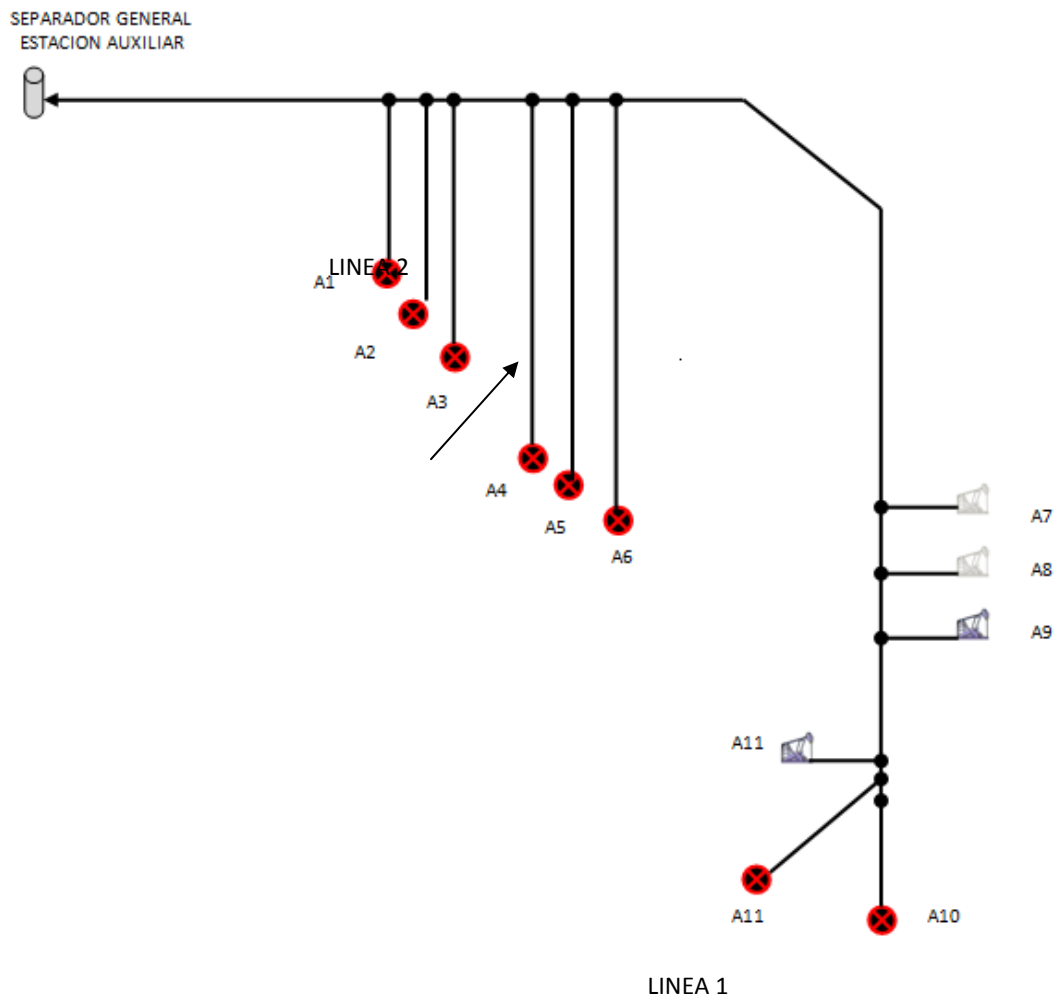


Figura 35. Esquema del Sistema 1

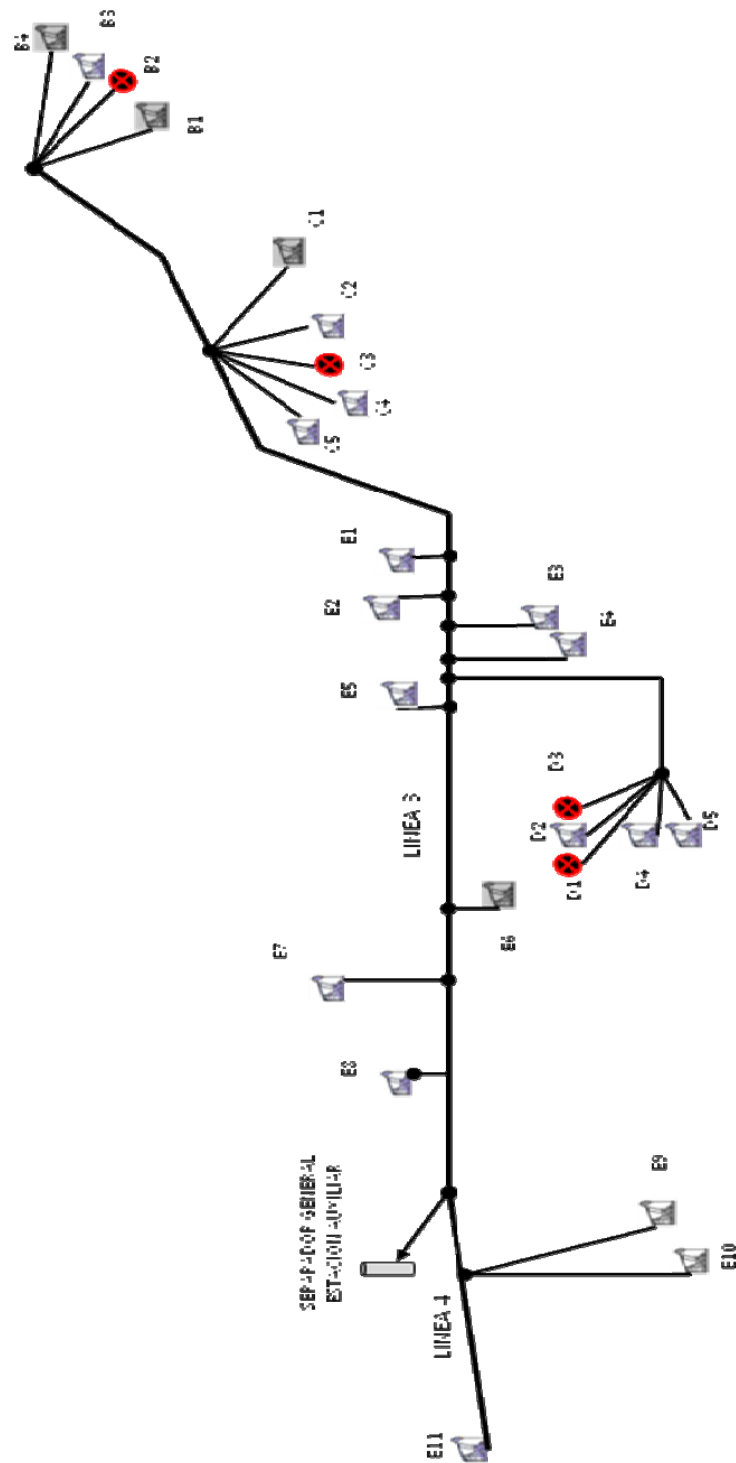


Figura 36. Esquema del Sistema 2.

4.3.4 Estructura de los sistemas dentro de la herramienta software

Para la construcción del modelo de cada sistema de recolección (Sistema 1 y Sistema 2), se dispuso del siguiente arreglo:

- Se definió el tipo de fluido como *no-composicional*, en este caso *Blackoil*.
- Se utilizó como sistema de medida el sistema "*Petroleum*".
- Cada pozo, sin importar el tipo de levantamiento artificial, fue representado por medio de un *source* o *fuentes*.
- Cada línea de flujo incluyendo los diferentes accesorios o dispositivos, tales como válvulas, cheques, codos, tees, expansiones y contracciones, fueron representados por *links*.
- Para cada dispositivo o accesorio de flujo se requirió introducir los valores de diámetros, longitudes, grados de desviación y direcciones de flujo, dependiendo del tipo de dispositivo a utilizar.
- Cada línea de flujo fue unida a otra a través de *junctions*.
- Cada separador fue representado por medio de un *sink*.
- Dentro de los *sink* y *source* se hizo indispensable definir caudales de flujo, presiones y temperaturas, los cuales fueron datos tomados en campo.

Para los dos sistemas se tuvieron en cuenta las siguientes consideraciones:

- Los cambios de elevación del terreno son mínimos, lo que causa pérdidas despreciables de presión, debido a esto los sistemas se consideraron horizontales.

- La temperatura dentro de los sistemas de recolección fue 100°F para pozos con bombeo mecánico y 120°F para pozos con bombeo electrosumergible. Estos valores son un promedio de los datos tomados en campo.
- En el Sistema 1 los pozos A7 y A8 se encuentran inactivos, al igual que los pozos E2 y E3 en el Sistema 2, por lo tanto dentro de la simulación se manejaron de igual manera.
- En el sistema 1 los pozos A4 y A5 producen “gas a la estación”, es decir todo el gas es producido por tubing y no por la línea casing, lo que hace que las relación gas/aceite o GOR para estos pozos se incremente y la línea de aceite u oleoducto disminuya la capacidad de transporte de liquido.

La tabla muestra la longitud de la principales líneas dentro de los sistemas (las líneas pueden apreciarse en los esquemas mostrados anteriormente)

LÍNEA	ORIGEN-LLEGADA	LONGITUD (ft)	DIÁMETRO
Línea 1	Sistema 1 - Estación Auxiliar	3192	4" 6" y 8"
Línea 2	Pozo A5-manifold de recolección	342	2" y 3"
Línea 3	Sistema 2- Estación	8195	3", 4", 6" y 8"

Tabla 7. Dimensiones de las principales líneas del sistema

Se muestran solo los datos de estas líneas debido a que son las que sufren las mayores caídas de presión dentro del sistema.

Los datos utilizados para la corrida de la herramienta son presentados en la siguiente tabla para cada sistema, los datos corresponden a los datos tomados en campo.

SISTEMA 1					
POZO	PRODUCCIÓN NETA (BOPD)	PRESIÓN (psi)	CORTE DE AGUA (%BSW)	RELACIÓN GAS/ACEITE GOR (ft ³ /Bbl)	TEMPERATURA (°F)
A1	640	86	55%	210	120
A2	220	70	60	96.84	120
A3	284	78	55	144.38	120
A4	440	110	60	300	120
A5	1050	120	50	290	120
A6	275	110	45	88.97	120
A7	36	Inactivo	10	24.7	100
A8	14	Inactivo	9	8.34	100
A9	49	76	30	60.9	100
A10	440	80	60	74.5	120
A11	200	93	60	48.9	120
A12	433	110	25	106.53	120

Tabla 8. Sistema 1

SISTEMA 2					
POZO	PRODUCCIÓN NETA (BOPD)	PRESIÓN (psi)	CORTE DE AGUA (%BSW)	RELACIÓN GAS/ACEITE GOR (ft ³ /Bbl)	TEMPERATURA (°F)
B1	44	Inactivo	1	28.7	100
B2	238	130	5	38.965	100
B3	490	128	2	126.76	120
B4	128	No perforado	20	16.34	100
C1	40	Inactivo	20	59.11	100
C2	129	80	32	61.45	120
C3	206	72	2	42.47	100
C4	33	80	65	8.672	100
C5	45	75	10	56.086	100
D1	124	65	1	25.83	120
D2	98	78	7	25.87	100
D3	228	85	1	51.50	120
D4	68	74	25	17.822	100
D5	240	86	0.1	38.425	100
E1	72	68	15	50.68	100
E2	108	72	10	23.69	100
E3	183	72	17	67.317	100
E4	267	66	1	40.24	100
E5	65	80	0.5	8.342	100
E6	91	73	35	17.676	100
E7	64	82	2	17.93	100
E8	29	60	5	22.831	100
E9	27	Inactivo	10	60.87	100
E10	8	Inactivo	1	10.19	100
E11	26	75	26	18.725	100

Tabla 9. Sistema 2.

4.3.5 Ajuste del modelo

Cada parte del modelo construido para cada sistema requiere algunos datos necesarios e indispensables para que la simulación sea corrida.

Los principales datos requeridos por el modelo son:

- Presiones.
- Caudales de flujo.
- Temperaturas.
- Relaciones gas/aceite o GOR.
- Cortes de agua o %Bsw.
- Diámetros.
- Longitudes.

Estos datos son introducidos en la correspondiente parte del sistema que los requiera, es decir, sources, sinks, links y/o accesorios.

Inicialmente los datos de presión y caudales de flujo introducidos, fueron los datos medidos en campo.

Los datos de longitud y diámetros de líneas fueron suministrados por Ecopetrol S.A.

Los valores de %Bsw y GOR fueron obtenidos a partir de pruebas de laboratorio y pruebas de pozos.

Los datos de presión y caudales de flujo en los source y en los sink son las variables que determinan la ejecución y los resultados de la simulación. Estas variables deben ser establecidas como fijas o estimadas para la adecuada corrida de la herramienta. El número de variables fijas (conocidas) y estimadas (desconocidas) dentro del sistema debe ser igual, y por cada *source* y/o *sink* existe una de ellas.

El valor de las anteriores variables ayudan a que el modelo tenga una mejor convergencia, si el valor es inadecuado (muy alto o muy bajo de acuerdo a lo requerido) el sistema no converge y la simulación no puede ser resuelta.

Para el ajuste de cada modelo se llevo a cabo el siguiente procedimiento:

1. Se introdujeron los datos requeridos por la herramienta.
2. Se definió la presión como variable estimada y el caudal de flujo como variable fija; esto debido a que las presiones según los históricos, presentan un amplio rango de variación.
3. Se hizo la primera corrida del modelo.
4. Se analizaron los resultados arrojados por la herramienta con los resultados reales en campo. Para este caso la variable analizada fue la presión debido a que era la variable estimada.
5. Generalmente durante las primeras corridas el valor de estas variables fueron incoherentes respecto a los datos reales, esto provoco que la simulación no fuese resuelta.

6. Para arreglar tal falencia, el ajuste de los sistemas se hizo pozo a pozo, es decir, se empezó a activar cada pozo existente (cada source, sink, junction y link que lo componían), lo que arrojaba diferentes resultados a los obtenidos inicialmente. Estos resultados permitían una convergencia coherente del sistema, lo que indico que la mejor manera de lograr la solución completa era iterativamente pozo a pozo.
7. Para cada pozo activado, la variable fija era la presión cuyo valor fue el tomado en campo, y la variable estimada era el caudal de flujo cuyo resultado era comparado con el real.
8. Si el caudal obtenido era menor, se procedía a aumentar el valor de presión. Dicho caudal indicaba que el source tratado presentaba flujo en reversa lo que no permitía que se alcanzara la producción deseada.
9. Si el caudal obtenido era mayor, se procedía a disminuir el valor de presión. Valores de presión muy altos para determinados sources restringían el flujo en otros.
10. Después de haber activado los pozos en su totalidad se corrió nuevamente el modelo para verificar la solución alcanzada por la simulación.
11. Se analizaron los resultados obtenidos de esta forma, es decir los caudales, y se compararon con los reales; dichos resultados eran mayores o menores de lo que debían ser. Lo anterior permitió decidir si los valores de presiones para cada source era el adecuado para obtener el caudal necesario.
12. Esto se hizo consecutivamente hasta que los valores de presión suministrados en el sistema arrojaran los valores de caudal de flujo igual o muy cercano a los reales.
13. Cuando esto se logró el ajuste del sistema termino.

En el Sistema 1, el sink (separador general), se trabajo con la variable presión como fija para alcanzar una mejor convergencia del sistema.

En el Sistema 2, uno de los source (pozo E4), se trabajo con ambas variables como fijas y el sink (separador general) con ambas variables estimadas para alcanzar una mejor convergencia debido a que este sistema fue más complicado que el anterior.

Los resultados del ajuste para los dos sistemas se muestran en las siguientes tablas:

➤ **Sistema 1**

SOURCE O FUENTE	PRESIÓN REAL DE OPERACIÓN (psi)	PRESIÓN CALCULADA POR LA HERRAMIENTA (psi)	% E
A1	86	84,81	1,38
A2	70	75,21	7,44
A3	78	76,57	1,8
A4	110	83,97	23,66
A5	120	106,5	11,25
A6	110	75,53	31,33
A7	Inactivo	Inactivo	----
A8	Inactivo	Inactivo	----
A9	76	74,31	2,22
A10	80	76,46	4,42
A11	93	74,27	20,13
A12	110	75,59	31,28
Separador de varios	54	54	0

Tabla 10. Resultados del ajuste del caso base para Sistema 1

➤ Sistema 2

SOURCE O FUENTE	PRESIÓN REAL DE OPERACIÓN(psi)	PRESIÓN CALCULADA POR LA HERRAMIENTA (psi)	% E
B1	Inactivo	Inactivo	----
B2	130	71.40	45
B3	128	72.25	43.55
B4	No perforado	No perforado	----
C1	Inactivo	Inactivo	----
C2	80	67.56	15.55
C3	72	67.74	5.91
C4	80	65.83	17.71
C5	75	68.30	8.93
D1	65	69.99	7.67
D2	78	71.14	8.79
D3	85	70.63	11.71
D4	74	70.51	4.71
D5	86	70.94	17.51
E1	68	67.34	0.97
E2	72	67.34	6.47
E3	72	67.07	6.84
E4	66	67.42	2.15
E5	80	66.46	16.92
E6	Inactivo	Inactivo	----
E7	82	67.50	15.62
E8	60	66	10.00
E9	Inactivo	----	----
E10	Inactivo	----	----
E11	75	65.30	12.93
Separador de Varios	54	58.97	9.20

Tabla 11. Resultados del ajuste del caso base para Sistema 2

El error calculado (%E) entre el valor de las variables tomadas en campo y las calculadas por la herramienta software es relativamente alto para algunos puntos, esto debido a que la presión de la mayoría de los pozos tiene un rango de variación entre 0-20 psi, por lo que este valor de %E puede igualmente disminuir o aumentar.

5. ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES Y RESULTADOS

Después de ajustar el modelo de cada sistema dentro de la herramienta software, y de tener representadas así las condiciones de operación de los pozos de la Estación Auxiliar, el trabajo consistió en mejorar dichas condiciones de operación, para lo cual se hizo necesario realizar una serie de sensibilidades dentro de cada sistema que permitieron variar algunas condiciones en cuanto al sistema físico de recolección, lo que a su vez llevó a que los valores estimados de presión calculados por la herramienta disminuyeran o aumentaran según fuera el tipo de cambio realizado en el modelo.

Se buscaron las mejores condiciones de operación para cada modelo, que permitieran un aumento en la capacidad de las líneas de flujo, una reducción en las presiones en cabeza de pozo y una mínima pérdida de presión a través del sistema.

Lo anterior se logró analizando en el modelo original de cada sistema, las partes que mostraban las presiones más altas y las mayores pérdidas de presión.

En algunas simulaciones, se analizaron los tramos de tubería en los cuales las caídas de presión eran bastante altas especialmente para el pozo A5 (YR81), y se inspeccionaron las líneas y accesorios que componían el modelo; al igual se simuló una de las operaciones más comunes en campo como lo es la prueba de pozos. Todos los análisis realizados del modelo fueron se hicieron a partir de los datos arrojados por la herramienta software después de cada corrida y se compararon con los datos iniciales del “caso base” el cual sirvió como punto de referencia.

Se realizaron varias sensibilidades para los dos modelos, planteando diferentes casos de solución y realizando pruebas por medio de las diferentes líneas que presentan, no todas fueron útiles, por lo que a continuación se muestran las sensibilidades que mejor permitieron obtener el objetivo del trabajo propuesto.

5.1 ENTRADA DE POZOS TEMPORALMENTE INACTIVOS Y/O NUEVOS AL SISTEMA

5.1.1 Sistema 1

Para iniciar una adecuada sensibilidad del modelo se tomó en cuenta la influencia de algunos pozos, los cuales a la hora del trabajo de campo se encontraban inactivos a causa de problemas mecánicos, o porque su perforación estaba en proceso.

Estos casos son los presentados por el pozo A11 el cual se encontraba inactivo por operaciones de fracturamiento y el pozo A12, el cual estaba siendo perforado. Esta sensibilidad consistió en el análisis del comportamiento de las variables operacionales cuando estos pozos entraban al sistema teniendo como referencia el caso base construido.

En la tabla 12 se presentan los resultados obtenidos

ACTIVACIÓN POZO A11			
POZO	POTENCIAL NETO (BOPD)	PRESIONES ANTES DE ACTIVACIÓN (psi)	PRESIONES DESPUÉS DE ACTIVACIÓN (psi)
A1	640	81,27	82,6
A2	220	71,45	72,86
A3	284	72,82	74,23
A4	440	80,42	81,76
A5	1050	104,97	105,5
A6	275	71,77	73,19
A7	36	Inactivo	Inactivo
A8	14	Inactivo	Inactivo
A9	49	70,53	71,95
A10	440	72,69	74,11
A11	200	Inactivo	71,91
Separador de Varios		54	54

Tabla 12. Activación pozo A11.

Para las corridas del nuevo modelo en el simulador se realizó la activación de estos pozos, lo que causó un aumento de la producción de líquido dentro de las tuberías de recolección de varios. Para la inclusión del nuevo pozo perforado A12 se obtuvieron los siguientes resultados:

ACTIVACIÓN POZO NUEVO A12			
POZO	POTENCIAL NETO (BOPD)	PRESIONES ANTES DE ACTIVACIÓN (psi)	PRESIONES DESPUÉS DE ACTIVACIÓN (psi)
A1	640	82,6	84,81
A2	220	72,86	75,21
A3	284	74,23	76,57
A4	440	81,76	83,97
A5	1050	105,5	106,5
A6	275	73,19	75,53
A7	36	Inactivo	Inactivo
A8	14	Inactivo	Inactivo
A9	49	71,95	74,31
A10	440	74,11	76,46
A11	200	71,91	74,27
A12	433	No perforado	75,59
Separador de Varios		54	54

Tabla 13. Activación pozo A12

Con la entrada al sistema de la producción del pozo A12, se revisaron los resultados de la sensibilidad tramo a tramo en el sistema, para así encontrar más fácilmente cualquier cambio abrupto en su comportamiento dentro de las líneas o accesorios que la componen, comparado a la vez con el caso inicial.

Una de los principales resultados en esta simulación fue la de asignar y/o establecer como nuevo caso base el obtenido después de activar los anteriores pozos (inicio de producción del pozo A12 y reactivación del A11), esto debido a que las diferencias entre las caídas de presión fueron despreciables comparadas con el caso base inicial.

5.1.2 Sistema 2

El análisis del ajuste inicial con la herramienta software del sistema 2 arrojó como resultado las siguientes observaciones:

- Los pozos B1, B2, B3 y B4 mostraron una menor presión en cabeza (representada por la presión estimada calculada por el programa en cada source) que la presión real de operación en el campo. Esto indica que existen restricciones de flujo en dicha zona cuyo resultado es el aumento de la presión para el sistema. Dicha zona presenta los más altos valores de presión real de operación.
- Las pérdidas de presión a través del sistema fueron normales, de aproximadamente 0.50 psi/ft.
- Las velocidades de flujo dentro del sistema alcanzaron un rango entre 0.5 ft/seg a 7 ft/seg, no sobrepasando la velocidad crítica para un fluido composicional cuyo valor aproximado es de 15 ft/seg.
- Se hizo necesario colocar válvulas cheques al inicio de cada link que salía de un source para evitar flujo en reversa.

- Se escogió un source (pozo E4) con un valor de presión fijo, lo cual llevo a una mejor convergencia dentro del sistema, en los demás sources y en el sink los valores de presión fueron estimados.

Los siguientes son los trabajos de sensibilidad realizados para este sistema:

Inicialmente el Sistema 2 estaba conformado por 24 pozos, de los cuales 5 estaban inactivos; posteriormente se complemento con un pozo recientemente perforado por lo que el sistema quedo con 25 pozos.

Este tipo de sensibilidad consistió en activar los pozos que se encontraban inactivos dentro del modelo para analizar el comportamiento de las variables cuando esto sucedía en el sistema. Este caso se presenta muy a menudo cuando un pozo es puesto en trabajos de workover tales como cambio de bomba, limpiezas, estimulaciones orgánicas, acidificaciones, fracturamientos hidráulicos, reparación de revestimiento, cambio de sistema de levantamiento, etc., o simplemente por situaciones no planeadas como daño del equipo mismo de levantamiento o subsuelo.

De los cinco pozos inactivos (B1, C5, E6, E9, E10) solo se activaron dos de ellos (pozos B1 y E6); los otros tres no tenían programas de reactivación cercanos por lo que no fueron tenidos en cuenta para las sensibilidades.

El pozo E6 se encontraba inactivo debido a un daño en su revestimiento y el pozo B1 por daño en el sistema de levantamiento.

Igualmente se activo un pozo recientemente perforado (pozo B4), lo que permitió analizar el comportamiento de las variables de operación cuando se pone en línea un nuevo pozo dentro del sistema. Se tuvo en cuenta el potencial del pozo en sus primeros días de flujo. Actualmente el potencial del pozo es mayor en un 80% al utilizado en este trabajo.

A continuación se presenta una tabla que relaciona el estado del sistema calculado por la herramienta antes y después de la activación de los pozos tratados en este caso:

ACTIVACIÓN POZO E6			
POZO	POTENCIAL NETO (BOPD)	PRESIONES ANTES DE ACTIVACIÓN (psi)	PRESIONES DESPUES DE ACTIVACIÓN (psi)
B2	238	71.40	71,42
B3	490	72.25	72,27
C1	45	68.30	68,32
C2	33	65.83	65,85
C3	129	67.56	67,58
C4	206	67.74	67,76
D1	124	69.99	70,02
D2	98	71.14	71,16
D3	228	70.63	70,66
D4	68	70.51	70,53
D5	240	70.94	70,97
E1	72	67.34	67,37
E2	108	66.63	66,65
E3	183	67.07	67,1
E4	267	67.42	67,45
E5	65	66.46	66,48
E6	91	Inactivo	66,76
E7	64	67.50	67,51
E8	29	66 (fija)	66
E11	26	65.30	65,29
Separador de Varios		58.97	58,92

Tabla 14. Activación pozo E6.

ACTIVACIÓN POZO B1			
POZO	POTENCIAL NETO (BOPD)	PRESIONES ANTES DE ACTIVACIÓN (psi)	PRESIONES DESPUES DE ACTIVACIÓN (psi)
B1	44	Inactivo	70,59
B2	238	71,42	71,86
B3	490	72,27	72,71
C1	45	68,32	68,45
C2	33	65,85	65,97
C3	129	67,58	67,71
C4	206	67,76	67,89
D1	124	70,02	70,06
D2	98	71,16	71,2
D3	228	70,66	70,7
D4	68	70,53	70,57
D5	240	70,97	71,01
E1	72	67,37	67,47
E2	108	66,65	66,7
E3	183	67,1	67,14
E4	267	67,45	67,49
E5	65	66,48	66,52
E6	91	66,76	66,79
E7	64	67,51	67,53
E8	29	66	66
E11	26	65,29	65,28
Separador de Varios		58,92	58,87

Tabla 15. Activación pozo B1.

ACTIVACIÓN POZO NUEVO B4			
POZO	POTENCIAL NETO (BOPD)	PRESIONES ANTES DE ACTIVACIÓN (psi)	PRESIONES DESPUÉS DE ACTIVACIÓN (psi)
B1	44	70,59	71,51
B2	238	71,86	72,78
B3	490	72,71	73,64
C1	45	68,45	68,67
C2	33	65,97	66,2
C3	129	67,71	67,93
C4	206	67,89	68,12
D1	124	70,06	70,13
D2	98	71,2	71,27
D3	228	70,7	70,77
D4	68	70,57	70,64
D5	240	71,01	71,07
E1	72	67,47	67,65
E2	108	66,7	66,78
E3	183	67,14	67,21
E4	267	67,49	67,56
E5	65	66,52	66,58
E6	91	66,79	66,83
E7	64	67,53	67,56
E8	29	66	66
E11	26	65,28	65,26
B4	128	No perforado	71,06
Separador de Varios		58,87	58,8

Tabla 16. Activación pozo B4.

Lo anterior indica que:

- Los pozos del Sistema 1 aumentaron la presión en cabeza cuando los pozos B1 y E6 fueron activados. Lo mismo sucedió cuando entro el nuevo pozo perforado B4.

- La presión en el separador de recolección de varios disminuyó cada vez que un pozo entraba al sistema debido a que la restricción del flujo en el sistema aumento al ser activado un nuevo pozo, lo que hace que el fluido dentro de la tubería sufra una mayor pérdida de presión y llegue al final del sistema (separador) con menor presión.
- Si las restricciones dentro del sistema aumentan significa que la capacidad de flujo dentro de la tubería disminuye debido al aumento del diferencial de presión entre nodo y nodo del sistema.
- La entrada de un pozo nuevo al sistema podría causar una mayor restricción de flujo dentro del mismo y un aumento de presiones mayor al causado por la entrada de pozos inactivos. En este tres caso el comportamiento de las variables dentro del sistema fue igual al mostrado cuando se activaron los pozos inactivos.

5.2 POZOS EN PRUEBA

Por norma fundamental del ministerio de minas, un pozo debe ser probado una vez cada tres meses. Esta operación se lleva a cabo para determinar las características de un pozo, tales como potencial, propiedades y estado de los fluidos, condiciones físicas aledañas al pozo, etc.

Para poner a los pozos en prueba dentro del sistema, se activaron los links y junctions de la línea de prueba (diámetro 4") que hasta el momento estaba inactiva y se desactivaron los links y junctions de los pozos correspondientes a la línea de recolección general.

5.2.1 Sistema 1

En esta caso se seleccionaron pozos cuyos caudales de producción presentan más de 500 barriles de líquido brutos y obteniendo resultados favorables debido a la reducción de presión o alivio de la línea que recibe la producción de pozos aledaños; así se dispone de unas caídas de presión menores, beneficiando el flujo de las dos líneas y demostrando un buen dimensionamiento de esta línea en el diseño del sistema de recolección.

Algunos de los datos arrojados por el simulador son presentados en la siguiente tabla:

POZO A4 EN LINEA DE PRUEBA			
POZO	POTENCIAL NETO (BOPD)	PRESIONES DE PRUEBA (psi)	PRESIONES DURANTE PRUEBA(psi)
A1	640	84,81	80,3
A2	220	75,21	70,41
A3	284	76,57	71,78
A4	440	83,97	70,1
A5	1050	106,5	104,4
A6	275	75,53	70,73
A7	36	Inactivo	Inactivo
A8	14	Inactivo	Inactivo
A9	49	74,31	69,52
A10	440	76,46	71,69
A11	200	74,27	69,48
A12	433	75,59	70,83
Separador de Varios		54	54
Separador de Prueba			45

Tabla 17. Pozo A4 en prueba.

POZO A5 EN LÍNEA DE PRUEBA			
POZO	POTENCIAL NETO (BOPD)	PRESIONES DE PRUEBA (psi)	PRESIONES DURANTE PRUEBA (psi)
A1	640	84,81	79,76
A2	220	75,21	69,83
A3	284	76,57	71,21
A4	440	83,97	78,9
A5	1050	106,5	106,5
A6	275	75,53	70,16
A7	36	Inactivo	Inactivo
A8	14	Inactivo	Inactivo
A9	49	74,31	68,95
A10	440	76,46	71,12
A11	200	74,27	68,9
A12	433	75,59	70,25

Separador de Varios	54	54
Separador de Prueba		23,15

Tabla 18. Pozo A5 en prueba.

POZO A11 EN LÍNEA DE PRUEBA			
POZO	POTENCIAL NETO (BOPD)	PRESIONES DE PRUEBA (psi)	PRESIONES DURANTE PRUEBA (psi)
A1	640	84,81	83,39
A2	220	75,21	73,7
A3	284	76,57	75,07
A4	440	83,97	82,55
A5	1050	106,5	105,9
A6	275	75,53	74,02
A7	36	Inactivo	Inactivo
A8	14	Inactivo	Inactivo
A9	49	74,31	72,79
A10	440	76,46	74,95
A11	200	74,27	50,5
A12	433	75,59	74,11
Separador de Varios		54	54
Separador de Prueba			45

Tabla 19. Pozo A11 en prueba.

5.2.2 Sistema 2

Se colocaron dos pozos en prueba, el pozo B3 con un alto potencial dentro del sistema y el pozo E7 con bajo potencial. Esto se hizo con el fin de analizar el cambio en las variables cuando esta operación es llevada a cabo, debido a que es una de las operaciones más frecuentes dentro de un sistema de recolección de líquido en un campo.

POZO B3 EN PRUEBA			
POZO	POTENCIAL NETO (BOPD)	PRESIONES ANTES DE PRUEBA (psi)	PRESIONES DURANTE LA PRUEBA (psi)
B1	44	71,51	70,11
B2	238	72,78	71,38
B3	490	73,64	70,42
C1	45	68,67	68,25
C2	33	66,2	65,78
C3	129	67,93	67,32
C4	206	68,12	67,51
D1	124	70,13	69,98
D2	98	71,27	71,12
D3	228	70,77	70,62
D4	68	70,64	70,49
D5	240	71,07	70,93
E1	72	67,65	67,3
E2	108	66,78	66,61
E3	183	67,21	67,05
E4	267	67,56	67,4
E5	65	66,58	66,44
E6	91	66,83	66,73
E7	64	67,56	67,49
E8	29	66	66
E11	26	65,26	65,31
B4	128	71,06	70,04
Separador de Varios		58,8	58,96
Separador de Prueba			50

Tabla 20. Pozo B3 en prueba.

POZO E7 EN PRUEBA			
POZO	POTENCIAL NETO (BOPD)	PRESIONES ANTES DE PRUEBA (psi)	PRESIONES DURANTE LA PRUEBA (psi)
B1	44	71,51	71,50
B2	238	72,78	72,71
B3	490	73,64	73,54
C1	45	68,67	68,58
C2	33	66,2	66,2
C3	129	67,93	67,85
C4	206	68,12	68,00
D1	124	70,13	70,10
D2	98	71,27	71,15
D3	228	70,77	70,65
D4	68	70,64	70,60
D5	240	71,07	71,04
E1	72	67,65	67,59
E2	108	66,78	66,71
E3	183	67,21	67,18
E4	267	67,56	67,49
E5	65	66,58	66,52
E6	91	66,83	66,76
E7	64	67,56	57,56
E8	29	66	66
E11	26	65,26	65,26
B4	128	71,06	70,98
Separador Varios		58,8	58,87
Separador Prueba			50

Tabla 21. Pozo E7 en prueba.

Ambos pozos fueron puestos a prueba manejando una presión en el separador de prueba (sink) de 50 psi debido a que este es un valor típico de operación del equipo dentro de la Estación Auxiliar.

Los resultados obtenidos muestran que los pozos probados presentan en cabeza una menor presión durante la prueba a la que presentaban cuando fluían por la línea de recolección general.

Al colocar los pozos en prueba dentro del modelo, las presiones para los demás pozos disminuyen debido a la salida de estos pozos de la línea de recolección. Los pozos que no son probados presentan una restricción menor al momento de empezar a fluir y su presión disminuye.

La presión en el separador de varios aumenta debido a que la pérdida de presión dentro del sistema es menor a causa de la salida del sistema de un pozo en cada caso.

Se puede ver que la caída de presión dentro del sistema fue menor cuando se puso a prueba el pozo B3 esto debido a que dicho pozo presentaba un potencial de flujo mucho mayor que el pozo E7 y al salir del sistema las restricciones al flujo se hicieron menores lo que se identifica de igual manera para el sistema 1 con los pozos (A4 y A5). Este resultado se puede observar en los valores de presión para el separador de varios en cada caso. Por el contrario cuando se sacó a prueba los pozos E7 y A11 de los sistemas, permaneció un poco más estable la presión en el separador debido a que estos pozos tienen un bajo potencial de flujo y las restricciones que aportan dentro de cada sistema es menor que la que aporta el pozo B3 para el sistema 2 y A4 para el sistema 1.

Además también es debido a que el pozo E7 está más cercano a la Estación Auxiliar y por lo tanto al separador, mientras que el pozo B3 está muy alejado y por ende tiene mayores restricciones al flujo que el pozo E7.

5.3 CAMBIOS DE DIÁMETROS

Este tipo de sensibilidad se hizo después de activar los pozos inactivos y/o nuevos dentro del sistema, para lo cual se hizo necesario tomar como caso base el resultado obtenido en la última simulación hecha previa a esta.

Se propuso reducir la presión de entrada al sistema (presión en cabeza de pozo), por lo que se desarrollo una nueva configuración del sistema para el análisis de dicha situación.

5.3.1 Sistema 1

Un notorio problema en la caída de presión dentro de este sistema, llevó a plantear un cambio en las líneas de cabeza de pozo para pozos con producción de líquido mayores a 500 barriles (producción bruta), para disminuir un poco la restricción de flujo en cabeza de pozo y así obtener una mayor capacidad de flujo dentro de las líneas.

Con los resultados obtenidos a partir de la simulación del caso base, se pudo determinar que la mayor caída de presión en el sistema estaba en la línea de flujo desde cabeza de pozo hasta el múltiple de recolección del pozo A5, el cual presenta valores de presión altos comparados con el resto de los pozos del sistema. Lo anterior permitió proponer un cambio en dicha líneas así: se cambió el diámetro de 2" a 3" en cabeza de pozo y de 3" a 4" en la línea de recolección hasta el múltiple. Así mismo se hizo cambio del diámetro en cabeza para todos los pozos de 2" a 3", esto debido a la consideración de la existencia de una gran restricción a causa de dicho diámetro.

Los resultados que sustenta esta alternativa están representados en los siguientes datos:

CAMBIO DE DIÁMETRO DE 2" A 3" EN CABEZA DE POZO PARA CADA POZO Y DE 3" A 4" EN POZO A5			
POZO	POTENCIAL NETO (BOPD)	PRESIONES ANTES DEL CAMBIO (psi)	PRESIONES DESPUÉS DEL CAMBIO (psi)
A1	640	84,81	80,21
A2	220	75,21	74,58
A3	284	76,57	75,58
A4	440	83,97	80,49
A5	1050	106,5	82,02
A6	275	75,53	74,88
A7	36	Inactivo	Inactivo
A8	14	Inactivo	Inactivo
A9	49	74,31	74,29
A10	440	76,46	75,29
A11	200	74,27	73,88
A12	433	75,59	74,72
Separador de Varios		54	54

Tabla 22. Cambio de diámetro de 2" a 3" en cabeza de pozo para cada pozo y de 3" a 4" en pozo A5

Lo anterior muestra una considerable reducción de presión en cabeza para el pozo A5 considerando que es el más productor del área y así mismo el que tiene las mayores presiones. Esto también indica un aumento en la capacidad de flujo para estas líneas.

5.3.2 Sistema 2

5.3.2.1 Cambios de diámetros en cabeza de pozo

Se realizaron dos tipos de sensibilidades para el cambio de diámetro dentro del modelo. Debido a que el fluido abandona la cabeza de pozo a través de línea de diámetro de dos pulgadas (2"), se consideró que esto era una restricción importante dentro del sistema, por lo tanto se cambio dicha línea a un diámetro de tres pulgadas (3") que continua igual hasta el múltiple o pega de tubería que llega a la línea de recolección. Los resultados fueron los siguientes:

CAMBIO DE DIÁMETRO EN CABEZA DE POZO DE 2" A 3"			
POZO	POTENCIAL NETO (BOPD)	PRESIONES ANTES DEL CAMBIO (psi)	PRESIONES DESPUÉS DEL CAMBIO (psi)
B1	44	71,51	71,54
B2	238	72,78	72,76
B3	490	73,64	73,62
C1	45	68,67	68,63
C2	33	66,2	66,14
C3	129	67,93	67,91
C4	206	68,12	68,1
D1	124	70,13	70,03
D2	98	71,27	71,13
D3	228	70,77	70,45
D4	68	70,64	70,56
D5	240	71,07	70,61
E1	72	67,65	67,63
E2	108	66,78	66,76
E3	183	67,21	66,9
E4	267	67,56	67,01
E5	65	66,58	66,49
E6	91	66,83	66,68
E7	64	67,56	67,46
E8	29	66	66
E11	26	65,26	65,25
B4	128	71,06	71,04
Separador Varios		58,8	58,77

Tabla 23. Cambio de diámetro de 2" a 3" en cabeza de pozo

Inicialmente se habían propuesto varias sensibilidades respecto a cambios de diámetros de las líneas, pero solo este dio como resultado una disminución en las presiones dentro del sistema, que era lo que se estaba buscando. Otros cambios establecían más restricción dentro del sistema y las presiones aumentaban.

El anterior resultado de cambio de diámetros en líneas de flujo permite observar que el actual diámetro en cabeza de dos pulgadas (2") si es una restricción importante como se había pensado, y que un aumento en su tamaño resultaría en un alivio de presiones para el modelo.

5.4 CAMBIOS DE DIRECCIÓN DE FLUJO

Este caso solo fue tenido en cuenta para el Sistema 1

En todas las alternativas hechas para este caso se usaron cambios de diámetro en cabeza de pozo y en tramos de tubería largos tales como las líneas que llegan a los múltiples; dichos diámetros fueron ampliados para optimizar la capacidad de flujo de las líneas. Cada configuración diferente fue combinada a su vez con el direccionamiento de la producción de ciertos pozos por la línea de seis pulgadas (6") junto a la producción del pozo A5.

Se realizó una revisión detallada de los datos arrojados por la herramienta, especialmente de las caídas de presión y las velocidades críticas de flujo, para encontrar los mayores valores de estas variables. El análisis también sirvió para determinar ciertas falencias del sistema.

Para el manejo de estos problemas dentro de las dos líneas principales de flujo (tubería de seis pulgadas (6") y tubería de ocho pulgadas (8")) se tomó la decisión

de colocar la producción de algunos pozos a la misma vez con la producción del pozo A5, con la finalidad de reducir las caídas de presión y mitigar las pérdidas de flujo, en términos generales, aliviar un poco la línea de ocho pulgadas (8") sin llegar a perder capacidad de flujo de las líneas de los otros pozos.

En este proceso se realizaron varios casos particulares para analizar las respuestas de presión en cada pozo incluyendo su producción. Algunos de estos casos son:

5.4.1 Flujo a través de la línea de seis pulgadas (6") de los pozos A1 y A5.

Los resultados arrojados por la herramienta software para este caso son:

CAMBIO DE DIÁMETRO EN CABEZA DE 2" A 3" PARA TODOS LOS POZOS Y CAMBIO DE 3" A 4" EN POZOS A1 Y A5			
POZO	POTENCIAL NETO (BOPD)	PRESIONES ANTES DEL CAMBIO (psi)	PRESIONES DESPUÉS DEL CAMBIO (psi)
A1	640	84,81	82,54
A2	220	75,21	72,12
A3	284	76,57	73,15
A4	440	83,97	78,15
A5	1050	106,5	88,25
A6	275	75,53	72,45
A7	36	Inactivo	Inactivo
A8	14	Inactivo	Inactivo
A9	49	74,31	71,88
A10	440	76,46	72,87
A11	200	74,27	71,46
A12	433	75,59	72,27
Separador de Varios		54	54

Tabla 24. Cambio de diámetro de 2" a 3" en cabeza de pozo para cada pozo y de 3" a 4" en pozos A1 y A5.

Algunas de las deducciones luego de las corridas de esta configuración con la herramienta software, es el aumento de la caída de presión o aumento de la restricción de flujo por parte del pozo A1 en la línea del pozo A5. Teniendo en cuenta los cambios de diámetros realizados en el caso anterior y la puesta en marcha del modelo propuesto, adquiriendo caídas de presión menores hasta el punto de pasar nuestro caso base visto en la siguiente tabla:

Los cambios anteriores fueron realizados a todos los casos siguientes para manejar y disminuir la caída de presión que presenta el modelo originalmente sin ninguna modificación.

5.4.2 Flujo a través de la línea de seis pulgadas (6") de los pozos A4 y A5.

Los resultados de esta configuración no son igual de satisfactorios debido a el potencial y caudal de liquido que presenta el pozo; comparado con el anterior se logra una notoria disminución de las presiones mostradas en cabeza aunque son menores que la obtenidas en el caso anterior, además de ser comparadas con el caso base. Estos resultados dependientes principalmente por el cambio de diámetros en cabeza de pozos y por presentar una menor restricción en el flujo de líquidos a través de las líneas. Para la corrida de esta configuración con el modelo base se obtuvieron los siguientes resultados calculados con la herramienta software:

CAMBIO DE DIÁMETRO EN CABEZA DE 2" A 3" PARA TODOS LOS POZOS Y CAMBIO DE 3" A 4" EN POZOS A4 Y A5			
POZO	POTENCIAL NETO (BOPD)	PRESIONES ANTES DEL CAMBIO (psi)	PRESIONES DESPUES DEL CAMBIO (psi)
A1	640	84,81	78,16
A2	220	75,21	72,46
A3	284	76,57	73,46
A4	440	83,97	81,1
A5	1050	106,5	87,1
A6	275	75,53	72,76
A7	36	Inactivo	Inactivo
A8	14	Inactivo	Inactivo
A9	49	74,31	72,19
A10	440	76,46	73,18
A11	200	74,27	71,77
A12	433	75,59	72,59
Separador de Varios		54	54

Tabla 25. Cambio de diámetro de 2" a 3" en cabeza de pozo para cada pozo y de 3" a 4" en pozos A4 y A5

5.4.3 Flujo a través de la línea de seis pulgadas (6") de los pozos A3 y A5.

Continuando con el proceso de simulación y sensibilidad del Sistema 1 y ahora con el caso específico de envío de flujo de líquido del pozo A3 en conjunto con el pozo A5 por su línea individual y cambiando los respectivos diámetros dentro del modelo, los resultados de esta sensibilidad muestran datos similares que el caso anterior e igualmente un poco más bajos que nuestro caso base, pero no mejores

que la combinación del primer caso realizado en esta sensibilidad donde se incluye al pozo A1 en la línea del pozo A5.

Los resultados mostrados en la tabla 25 son el producto de la simulación hecha por la herramienta software especializada, con una comparación de nuestro caso base.

CAMBIO DE DIÁMETRO EN CABEZA DE 2" A 3" PARA TODOS LOS POZOS Y CAMBIO DE 3" A 4" EN POZOS A3 Y A5			
POZO	POTENCIAL NETO (BOPD)	PRESIONES ANTES DEL CAMBIO (psi)	PRESIONES DESPUES DEL CAMBIO (psi)
A1	640	84,81	79,18
A2	220	75,21	73,51
A3	284	76,57	76,25
A4	440	83,97	79,49
A5	1050	106,5	84,28
A6	275	75,53	73,81
A7	36	Inactivo	Inactivo
A8	14	Inactivo	Inactivo
A9	49	74,31	73,24
A10	440	76,46	74,23
A11	200	74,27	72,82,
A12	433	75,59	73,65
Separador de Varios		54	54

Tabla 26. Cambio de diámetro de 2" a 3" en cabeza de pozo para cada pozo y de 3" a 4" en pozos A3 y A5

Al mismo tiempo se trabajaron simultáneamente los siguientes casos los cuales para el objetivo de este trabajo no muestran resultados relevantes solo se quisieron nombrar para que no se tengan en cuenta para próximos estudios u operaciones relativas a estos procesos.

- Flujo a través de la línea de seis pulgadas (6") de los pozos A5 y pozo A12.

- Flujo a través de la línea de seis pulgadas (6") de los pozos A5 y pozo A2.
- Flujo a través de la línea de seis pulgadas (6") de los pozos A1 y pozo A6.

5.5 Líneas nuevas

Este caso solo fue tenido en cuenta para el Sistema 2.

El Cluster I conformado por los pozos B1, B2, B3 y B4, concentra un alto porcentaje entre el total de producción de la zona (30%) considerando que solo existen cuatro pozos allí, y que las presiones que maneja son las más altas del modelo. Por lo tanto se propuso construir una nueva línea de diámetro de seis pulgadas (6") que recolectara la producción de estos pozos y la transportara hasta la Estación Auxiliar; para lo anterior se tuvo en cuenta las distancias reales desde la zona hasta la estación, los accesorios y dispositivos de flujo necesarios y las uniones correspondientes con la otra línea de recolección ya existente en el modelo. Se propuso unir estas dos líneas antes de la entrada a los separadores.

Los resultados que se obtuvieron se muestran en la siguiente tabla:

IMPLEMENTACIÓN DE LÍNEA NUEVA DE 6"			
POZO	POTENCIAL NETO (BOPD)	PRESIONES ANTES DE LÍNEA NUEVA (psi)	PRESIONES CON LÍNEA NUEVA (psi)
B1	44	71,51	66,14
B2	238	72,78	71,63
B3	490	73,64	72,48
B4	128	71,06	69,88
C1	45	68,67	67,08
C2	33	66,2	64,71
C3	129	67,93	66,41
C4	206	68,12	66,78
D1	124	70,13	68,4
D2	98	71,27	69,54
D3	228	70,77	69,03
D4	68	70,64	68,94
D5	240	71,07	69,55
E1	72	67,65	66,42
E2	108	66,78	66,24
E3	183	67,21	66,73
E4	267	67,56	67,08
E5	65	66,58	66,17
E6	91	66,83	66,54
E7	64	67,56	67,36
E8	29	66	66
E11	26	65,26	65,38
Separador Varios		58,8	58,61

Tabla 27. Implementación de línea nueva para los pozos B2, B3 y B4.

De los resultados anteriores, la línea nueva aumentaría de un 9% a un 12% la capacidad de flujo del Sistema 2; debido a esto y a que la disminución de las

presiones no fueron las que se esperaban, esta disposición de una línea nueva no se hace viable para el sistema de recolección aunque las presiones disminuyan.

Las sensibilidades anteriores permitieron observar que la disminución y/o aumento de presiones dentro del modelo eran del orden de 2 a 5 psi; por lo tanto se pudo establecer que el Sistema 2 es un sistema estable cuyas condiciones de operación varían poco siempre y cuando funcione con total normalidad.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Para optimizar la capacidad de flujo a través de las líneas de recolección de líquido de la Estación Auxiliar del Campo Cantagallo se debe cambiar los diámetros en cabeza de pozo de 2" a 3" para cada uno de los pozos del sistema, lo cual disminuye la restricción al flujo en dicha zona y por consiguiente las caídas de presión dentro del sistema. Se recomienda tomar como prioridad aquellos pozos con producción de líquido (aceite + agua) mayor a 500 barriles por día.
2. Dentro de los resultados obtenidos a partir de la simulación con la herramienta software, se observaron valores de presión menores en un rango de 30 a 40 psi respecto a los valores de presión reales registrados en campo, especialmente en sectores de alta producción tales como en los pozos "A4", "A6", "B1", "B2", "B3" y "B4". Lo anterior indica que estos pozos están sujetos a restricciones de flujo causadas posiblemente por depositación de asfaltenos o presencia de scales en las líneas de flujo, lo cual reduce el diámetro efectivo de la tubería y aumenta la caída de presión en el sistema.
3. Es indispensable el cambio de diámetro de 3" a 4" en la línea que va desde cabeza de pozo hasta el manifold de recolección para el pozo "A5" con el objetivo de disminuir las pérdidas de presión presentadas en este tramo y con ello en todo su recorrido, y aumentando así la capacidad de flujo de esta línea.

4. Para los pozos "A", se recomienda el direccionamiento de la producción de un solo pozo de estos junto al pozo "A5", de mayor producción, a través de la línea de 6", debido a que un mayor número a este restringiría el flujo de los mismos. Para tal fin se debe realizar el mismo cambio mencionado en el numeral 3 en la línea de flujo del pozo direccionado.
5. Se recomienda no direccionar la producción de los pozos "A7" a "A12" por la línea de 6" junto al pozo "A5", ya que se encuentran más lejos a este y su caída de presión es tal que no podrían fluir.
6. El sistema de recolección conformado por los pozos "B", "C", "D" y "E" no presentó variaciones notables de presión en cabeza de pozo ni de caídas de presión a través de las líneas cuando fue sometido a diversos cambios físicos dentro de la simulación, tales como cambios de diámetros de tubería y en cabeza de pozo, lo cual indica que este sistema es estable y el diseño de las facilidades de recolección es adecuado.
7. La nueva línea de recolección propuesta para los pozos "B" no mostró los resultados esperados respecto a la disminución de presiones en cabeza de pozo ni en las pérdidas de presión a través de las líneas, pero si se recomienda su construcción debido al desarrollo y perforación de nuevos pozos y al proceso de estimulación que se está llevando a cabo dentro del campo. Esto debido a que las condiciones actuales del sistema se harían ineficientes para la recolección de nuevos caudales, y al mismo tiempo serviría para optimizar el diseño de las facilidades del sector.
8. La simulación de los procesos de prueba de pozos, en cualquiera de los dos sistemas planteados, permitió confirmar el buen diseño de la línea de

recolección de prueba; lo anterior evidenciado en los valores mínimos de caída de presión observados en los resultados arrojados por la herramienta.

9. Se recomienda la inspección, limpieza y mantenimiento de las líneas de recolección de líquido de la estación debido a que existe una restricción de flujo apreciable causada por la disminución del diámetro efectivo de las tuberías.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. División de Ingeniería de CRANE. Flujo de fluidos en válvulas, accesorios y tuberías. McGraw Hill.
2. Gas Processors Suppliers Association. Engineering (GPSA). Data Book. Volumen II, 2ª ed. Tulsa, Oklahoma. 1998.
3. ARNOLD, Ken y STEWART Maurice. Surface Production Operations V I: Design of Oil-Handling System and Facilities. Gula Publishing Company, 2ª ed. Houston, Texas. 1999.
4. BIRD, Byron R., STEWART, Warren E. y LIGHTFOOT, Edwin N. Fenómenos de Transporte: Estudio Sistemático de los Fundamentos del Transporte de Materia, Energía y Cantidad de Movimiento. Ed Reverté. España. 1978.
5. McCAIN, William D. The Properties of Petroleum Fluids. 2ª ed. Penn Well Books. Tulsa, Oklahoma. 1990.
6. WALLIS, Graham B. One-dimensional Two-phase Flow. McGraw-Hill. USA. 1969.

7. BRILL, J. P. y BEGGS, H. D. Two Phase Flow in Pipes. The University of Oklahoma. USA. 1978.
8. GRIFFITH, Peter. Multiphase Flow in Pipes. SPE 12895
9. Manual de Recolección Estación Auxiliar SAR-Cantagallo, 2007.