EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE LÍQUIDO DE LA ESTACIÓN ISLA 6 DEL CAMPO CANTAGALLO POR MEDIO DE APLICACIÓN EN SOFTWARE ESPECIALIZADO.

MANUEL GUSTAVO CELIS RODRIGUEZ

RODRIGO EDEL MENDOZA BALLESTAS

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS

ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

BUCARAMANGA

2009.

EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE LÍQUIDO DE LA ESTACIÓN ISLA 6 DEL CAMPO CANTAGALLO POR MEDIO DE APLICACIÓN EN SOFTWARE ESPECIALIZADO.

MANUEL GUSTAVO CELIS RODRIGUEZ

RODRIGO EDEL MENDOZA BALLESTAS

Trabajo de Grado para obtener el título de Ingeniero de Petróleos

Director:

FREDY ABELARDO NARIÑO REMOLINA

INGENIERO DE PETRÓLEOS – ECOPETROL S.A.

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS

ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

BUCARAMANGA

2009.

DEDICATORIA

A la mujer más hermosa del mundo, mi ***madre*** *por estar siempre conmigo, darme siempre los mejores consejos y por creer en mis capacidades y aptitudes como persona.*

A mi ***padre*** *por apoyarme siempre y por creer en mí.*

A mis ***hermanas*** *por ser mis amigas y por estar siempre conmigo.*

A mi ***familia*** *porque siempre me han brindado lo mejor de sí, sobre todo tu* ***Magno****.*

A mi ***enanita*** *por aguantarme todo este tiempo, por brindarme mucho amor, por estar siempre conmigo, por ser siempre mi apoyo.*

A todos mis ***amigos*** *que siempre estuvieron conmigo y ayudaron a matar el aburrimiento y a hacer que mi instancia en la universidad fuese mucho más agradable y placentera.*

A todas esas personas que de una u otra manera colaboraron para que esta meta se cumpliera.

RODRIGO EDEL MENDOZA BALLESTAS.

DEDICATORIA

A DIOS PADRE TODO PODEROSO, por ser mi guía en todo momento, por permitirme alcanzar un logro más en mi vida y regalarme día a día todas sus bendiciones.

A MI MADRE, a quien le debo todo lo que soy, que con su infinito amor, cariño, apoyo, consejos, comprensión e inigualable compañía me dio fuerzas para no desfallecer con mis metas y cumplir uno de sus mayores sueños, de que tu hijo fuera un profesional. Gracias mamita por confiar y creer en mí y que Dios me permita disfrutar mucho más tiempo con tu compañía. TE AMO MAMITA LINDA.

A MIS HERMANITAS, María Isabel por brindarme su amor, comprensión y verdadero apoyo en los momentos difíciles de mi vida. Sharick Mariana aunque eres muy niña, tú llenas de alegría nuestro hogar. Mis hermanas ustedes son una razón más para luchar en esta vida.

A MI FAMILIA, quienes de una forma u otra me brindaron su apoyo en todo momento, Papá, tía Ruth, Nelson y tío Fredy. Tío Edgar, gracias por su apoyo incondicional en todo momento, por sus consejos, usted es un ejemplo a seguir.

A MI ESPOSA QUERIDA, *quien con su amor, comprensión y apoyo incondicional, hizo posible que se lograra esta meta. Te amo mucho mi amor lindo.*

A MI HIJO LINDO, *bebe hermoso aunque no has nacido, eres la ilusión de nuestras vidas, y tú serás el principal motivo para luchar en esta vida.*

A MIS AMIGOS, *por brindarme su verdadera amistad, acompañarme en los momentos difíciles de la vida y compartir muchos momentos felices, Yerly, El padre, Renzo, William, el Rolo, Jeissen, Eusebio, Julián, Rodrigo, Jimmy, Anderson, Mauricio y Zarate. Gracias por todo.*

"Todo lo puedo en Cristo que me fortalece"

Filipenses 4-13.

MANUEL GUSTAVO CELIS RODRIGUEZ.

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus más grandes agradecimientos al Ingeniero ***Fredy Abelardo Nariño Remolina****, 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.*

A la ***Universidad Industrial de Santander*** *por ayudar en nuestra formación integral.*

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

1.2.5 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 18

1.4 FLUJO EROSIONAL 24

2. FLUJO MULTIFÁSICO 27

2.1 VARIABLES QUE AFECTAN EL FLUJO MULTIFASICO 27

2.1.1 Tasa de liquido (q_L) 28

2.1.2 Relación gas-líquido (GRL) 28

2.1.3 Efecto del corte de agua (BSW) 28

2.1.4 Efecto del diámetro de la tubería (d) 28

2.1.5 Nivel de líquido o holdup (H_L) 29

2.1.6 Nivel de gas (Hg) 29

2.1.7 Nivel de líquido no-deslizante (λ_L) 30

2.1.8 Densidad del liquido (ρ_L) 30

2.1.9 Velocidad liquido y gas 31

2.1.10 Viscosidad 33

2.1.11 Tensión superficial 34

2.2 PROPIEDADES DEL FLUIDO 34

2.2.1 Densidad del fluido 35

2.3 PREDICCIÓN DE TEMPERATURA DE FLUJO 39

2.3.1 Temperatura de flujo en tuberías 39

2.4 PATRONES DE FLUJO EN TUBERÍA HORIZONTAL 40

2.4.1 Patrones de flujo multifásico en tubería horizontal 41

2.5 MAPAS DE REGIMENES DE FLUJO PARA PREDICCIÓN DE PATRONES DE FLUJO EN TUBERÍAS HORIZONTALES 44

2.5.1 Correlación de Baker 44

2.5.2 Correlación De Govier & Omer 45

2.5.3 Correlación De Mandhane 47

2.5.4 Correlación De Taitel & Dukler 48

2.5.5 Correlación De Beggs & Brill 49

2.6 GRADIENTE DE PRESIÓN 50

2.6.1 Correlación de Lockhart & Martinelli 50

2.6.2 Correlación de Dukler, Wicks & Cleveland 52

2.6.3 Método de Beggs & Brill 55

2.7 SISTEMAS DE RECOLECCIÓN DE CRUDO 58

2.7.1 Componentes de un sistema de recolección de crudo 59

2.7.2 Esquemas de recolección 62

3. GENERALIDADES CAMPO CANTAGALLO.....68

3.1 LOCALIZACIÓN 68

3.2 RESEÑA HISTÓRICA 69

3.3 CAMPOS ALEDAÑOS 74

3.3.1 Campo Cristalinas 74

3.3.2 Campo Garzas 74

3.3.3 Campo Sogamoso 74

3.4 GEOLOGÍA Y ESTRUCTURA.....75

3.4.1 Estratigrafía 75

3.4.2 Estructura del yacimiento 81

3.5 HISTORIA DE PRODUCCIÓN 86

3.6 INFRAESTRUCTURA DE RECOLECCIÓN 87

3.6.1 Estación Auxiliar. 87

3.6.2 Estación Isla IV.....88

3.6.3 Estación Isla VI. 88

3.6.4 Planta Deshidratadora. 89

3.6.5 Planta Compresora:. 89

3.6.6 Estación de Bombeo.....90

3.7 ASPECTOS PETROFÍSICOS.....91

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 ISLA VI……93

3.9 SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE CRUDO Y GAS……93

3.10 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA ESTACIÓN ISLA VI Y DEL PROCESO DE RECOLECCIÓN…… 94

3.10.1 Recolección……96

3.10.2 Múltiple……96

3.10.3 Válvulas……96

3.10.4 Separador general y de prueba……98

3.10.5 Accesorios de control externos del separador……99

3.10.6 Tanque de Inyección de desemulsificantes……100

3.10.7 Área contra incendios……101

3.10.8 Dispositivos de control……102

3.10.9 Scrubber (depurador de gas)……102

3.10.10 Gun barrel……103

4. APLICACIÓN EN SOFTWARE ESPECIALIZADO……105

4.1 TRABAJO DE CAMPO……105

4.1.1 Metodología empleada para la toma de presión en cabeza de pozo con levantamiento artificial por bombeo mecánico (formato A.T.S) ……106

4.2 GENERALIDADES DE LA HERRAMIENTA SOFTWARE……111

4.2.1 Tipos de fluidos……112

4.2.2 Unidades de medida……114

4.2.3 Datos PVT……115

4.2.4 Datos PVT para fluidos no-composicionales……115

4.2.5 Plataforma de trabajo……116

4.2.6 Dispositivos de flujo utilizados en la herramienta……121

4.2.7 Metodología de la simulación……..122

4.2.8 Métodos de cálculo……123

4.2.9 Convergencia de la simulación……..124

4.3 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO EN LA HERRAMIENTA SOFTWARE…126

4.3.1 Descripción del sistema general de recolección……..…127

4.3.2 Estructura del sistema general dentro de la herramienta software….131

4.3.3 Ajuste del modelo……..…134

5. ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES Y RESULTADOS……..……..……..141

5.1 CAMBIO DE DIAMETRO DE LA LINEA PRINCIPAL DE RECOLECCION..142

5.2 DISPARO EN POZOS……144

5.3 ENTRADA DE LA PRODUCCION DE CAMPOS ALEDAÑOS PERIODICAMENTE AL SISTEMA GENERAL DE RECOLECCION……150

5.4 LINEA DE PRUEBA……154

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES……157

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS……..160

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 20

Figura 7. Patrones de flujo segregado 42

Figura 8. Patrones de Flujo Intermitentes. 43

Figura 9. Patrones de flujo distribuido 43

Figura 10. Mapa de regímenes de Flujo, Baker (1953) 45

Figura11. Mapa de Patrones de Flujo de Govier & Omer 46

Figura 12. Mapa de Regímenes de Flujo Mandhane (1974) 47

Figura 13. Mapa de regímenes de flujo Taitel & Dukler (1976). 49

Figura 14. Mapa de Patrón de Flujo de Beggs 50

Figura 15. Función de Dukler,Wicks & Cleveland 54

Figura 16. Esquema No.1 63

Figura 17. Esquema Nº 2 65

Figura 18. Esquema Nº 3 66

Figura 19. Localización del Campo Cantagallo 68

Figura 20. Curva de producción hasta el año 2000 73

Figura 21. Columna Estratigráfica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena…….77

Figura 22. Mapa estructural al tope de las arenas Cantagallo……..…..…85

Figura 23. Esquema de las facilidades de superficie dentro de la Estación Isla VI……..……..….95

Figura 24. Múltiples de producción…..……..96

Figura 25. Válvulas de compuerta a nivel externo e interno..…… 97

Figura 26. Válvula cheque…..…….……..97

Figura 27. Separador general y de prueba……..….98

Figura 28. Controlador de nivel……..……99

Figura 29. Válvula de control……....…….…..100

Figura 30. Sistema de inyección de químicos…….…..101

Figura 31. Sistema contra incendios……..……101

Figura 32.Scrubber……..……..…….……103

Figura 33. Gun Barrel……..……104

Figura 34. Diagrama de flujo para la herramienta software……...120

Figura 35. Diagrama del Sistema 1……..……128

Figura 36. Diagrama del Sistema 2……..……129

Figura 37. Diagrama del Sistema 3……..……130

Figura 38. Diagrama del Sistema 4…….……..131

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Valores de coeficiente de resistencia de flujo para accesorios en Tubería…….39

Tabla 2. Correlaciones para cada patrón de flujo según Baker……..….52

Tabla 3. Limites para los patrones de flujo según Beggs & Brill……..……56

Tabla 4. Dimensiones y Características principales de line pipe……..…..61

Tabla 5. Litología del Campo Cantagallo……..……83

Tabla 6. Unidades de medición utilizadas por la herramienta software…...116

Tabla 7. Longitudes y diámetros de las líneas entre los principales sistemas……..…133

Tabla 8. Datos de campo…….....134

Tabla 9. Resultados del para el sistema general……..138

Tabla 10. Diámetro de campo y ajustado de la línea 4……140

Tabla 11. Resultados del cambio de diámetro de la línea principal de recolección……..……...143

Tabla 12. Resultados sensibilidad del disparo en el pozo D9……..145

Tabla 13. Resultados sensibilidad del disparo en el pozo B4..……147

Tabla 14. Resultados sensibilidad del disparo en el pozo B4 con diámetro en la línea principal de 6 pulgadas…….……...……149

Tabla 15. Resultados sensibilidad sin el caudal de Garzas……..…151

Tabla 16. Resultados sensibilidad sin el caudal de Cristalinas……..152

Tabla 17. Resultados sensibilidad sin el caudal de Cristalinas y Garzas…153

Tabla 18. Resultados del pozo D6 en prueba ……..……..…155

Tabla 19. Resultados del pozo A1 en prueba……....155

Tabla 20. Resultados del pozo A1 en prueba, con diametro ajustado…..…156

RESUMEN

TITULO:
EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE LÍQUIDO DE LA ESTACIÓN ISLA 6 DEL CAMPO CANTAGALLO POR MEDIO DE APLICACIÓN EN SOFTWARE ESPECIALIZADO.*

AUTORES:

MANUEL GUSTAVO CELIS RODRIGUEZ**
RODRIGO EDEL MENDOZA BALLESTAS**

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, de sus condiciones físicas y de sus condiciones de flujo. Para tal fin es adecuado el uso de herramientas computacionales que permitan evaluar variables operacionales y dimensionamientos de las 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 Isla VI 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 y transporte de aceite y gas.
Además se complementa la teoría con la descripción de flujo de fluidos, flujo multifásico, funcionamiento y manejo de la herramienta software.

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 a dichos dispositivos, que logren la optimización operacional del sistema.

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

---

*TRABAJO DE GRADO.
**FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS, ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS, ING. FREDDY ABELARDO NARIÑO REMOLINA.

SUMMARY

TITLE:
EVALUATION OF THE LIQUID GATHERING SYSTEM OF THE FIELD CANTAGALLO´S ISLAND VI STATION THROUGH APLICATION IN SPECIALIZED SOFTWARE.*

AUTHORS:
MANUEL GUSTAVO CELIS RODRIGUEZ**
RODRIGO EDEL MENDOZA BALLESTAS**

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 Island VI 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 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, esto con el fin de obtener alta calidad, eficiencia y buen 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 del flujo de fluidos a través del sistema de recolección de líquidos de la Estación Isla VI 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 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 una presión dada todo fluido tiene una densidad definida. Variaciones en la temperatura y en la 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 el flujo en sistemas de tuberías 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, la teoría básica y de las ecuaciones que describen estos fenómenos. Estas ecuaciones se presentan detalladamente en este capítulo, al igual que las correlaciones empíricas para calcular las pérdidas de presión en tubería para algunas condiciones particulares.

1.2 ECUACIONES BÁSICAS Y CONCEPTOS

La ecuación básica de gradiente de presión se dedujo para describir el flujo de fluidos en un sistema de tuberías específico, pero esta puede ser adaptada para cualquier sistema de tuberías 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 desarrollada usando primero principios termodinámicos y es modificada para formar la ecuación de gradiente de presión. Considerando un sistema en estado estable, el balance de energía puede ser escrito como[1]:

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

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 1 por (m) para obtener un balance de energía por unidad de masa, escribiéndola en forma diferencial se tiene:

[1] BEGGS,H.D. Production Optimization Using Nodal Análisis.OGCI Publications. Tulsa, Oklahoma.1991. Capitulo 3 Pag. 57 – 131.

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

Esta ecuación de balance de energía (2) es difícil de aplicar, porque el término de energía interna es usualmente convertido a balance de energía mecánica usando relaciones termodinámicas conocidas. De esta manera:

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

y

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

o

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

Donde:

h = entalpía.

S = entropía.

T = temperatura.

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

$$TdS + \frac{dp}{\rho} + \frac{vdv}{g_c} + \frac{g}{g_c} dZ + dq + dW_s = 0 \tag{6}$$

Para un proceso irreversible, la desigualdad de Clausius[2]

$$dS \geq \frac{-dq}{T} \tag{7}$$

o

$$TdS = -dq + dL_w \tag{8}$$

Donde dL_w es la perdida debido a irreversibilidades, tales como fricción. Usando la relación 8 y asumiendo no trabajo en o por el fluido, de la ecuación 6 se llega a:

$$\frac{dp}{\rho} + \frac{vdv}{g_c} + \frac{g}{g_c} dZ + dL_w = 0 \tag{9}$$

[2] BEGGS,H.D. Production Optimization Using Nodal Análisis.OGCI Publications. Tulsa, Oklahoma.1991.

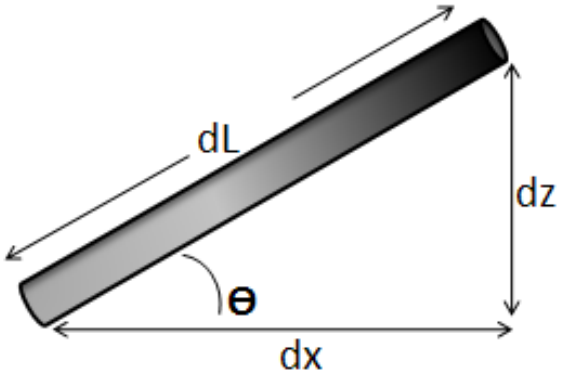
Si consideramos una tubería inclinada un ángulo θ con respecto a la horizontal, como en la figura 1, entonces:

$$dZ = dL * sen\theta \tag{10}$$

Y sustituyendo en la ecuación 9 se tiene:

$$\frac{dp}{\rho} + \frac{vdv}{g_c} + \frac{g}{g_c} * dL * sen\theta + dL_w = 0 \tag{11}$$

Figura 1. Geométrica del flujo[3]



Multiplicando la ecuación anterior por (ρ/dL) tenemos:

$$\frac{dp}{dL} + \frac{\rho vdv}{g_c dL} + \frac{g}{g_c} * \rho * sen\theta + \rho \frac{dL_w}{dL} = 0 \tag{12}$$

[3] Tomado de CRANE, Flujo de Fluidos en Válvulas, Accesorios y Tuberías. Mc Graw - Hiil. 1977.

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

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

Donde:

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

Este es el gradiente de presión debido 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 que lo hacen en corrientes cruzadas y remolinos; las moléculas también se mueven en direcciones diferentes a 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 ducto en forma laminar o turbulenta depende de varios factores principales como son: velocidad, diámetro del ducto, viscosidad y densidad de los fluidos.

Cuando un fluido ha alcanzado en un ducto 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 del 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 tasa másica en lugar de la velocidad, debido a que esta 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 ducto en la dirección del flujo.

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

$$dW = \rho_a U_a ds_a = \rho_b U_b ds_b \tag{15}$$

De donde:

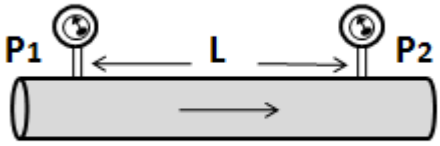
$$W = \rho \int_0^s U ds \tag{16}$$

La densidad se considera constante.

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

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[3]



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 m^2 (pascales) sustituyendo las unidades correspondientes de la manera siguiente:

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

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

La ecuación de Darcy es válida tanto para flujo laminar como para flujo 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). Estas restricciones serán mencionadas más adelante.

Con esta ecuación se obtiene la perdida de presión debida al rozamiento y es aplicable 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 a 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 (R_e < 2000), el factor de fricción puede determinarse a partir de la ecuación:

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

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

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

La ecuación anterior 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[3]

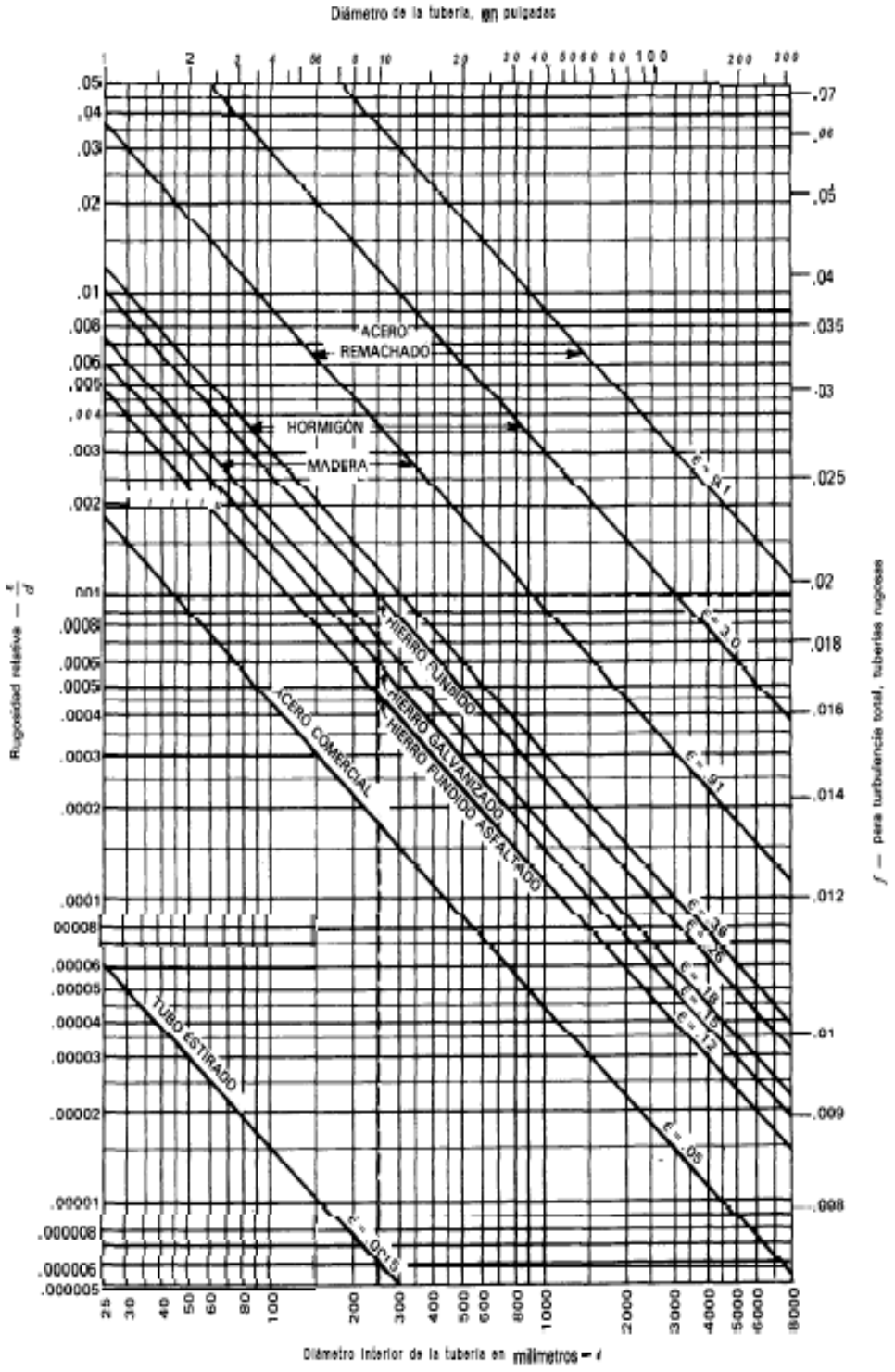
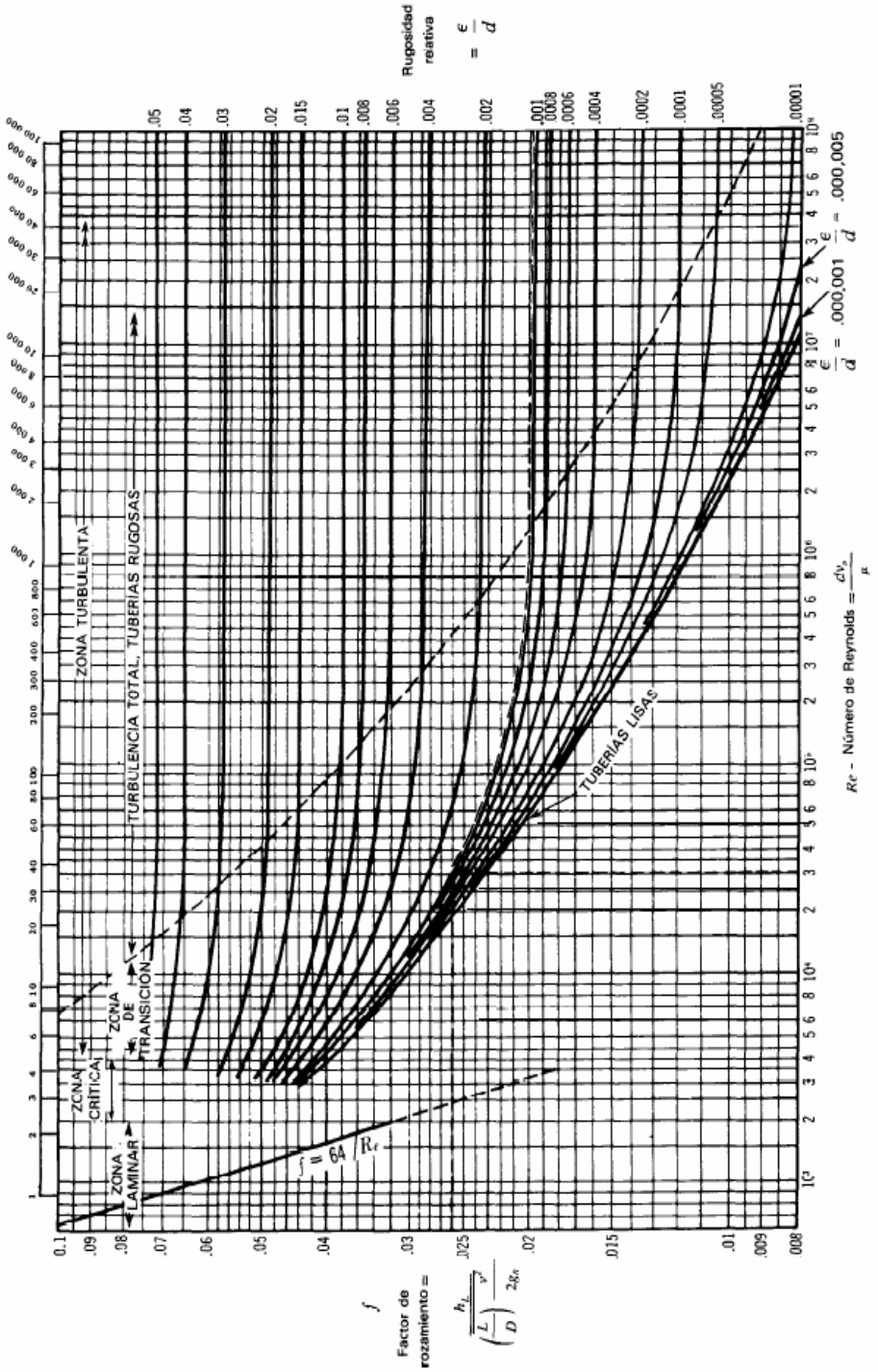


Figura 4. Factor de fricción Vs. Número de Reynoldsgg[3]



1.2.5 Fluidos newtonianos y fluidos plásticos. Cuando 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.

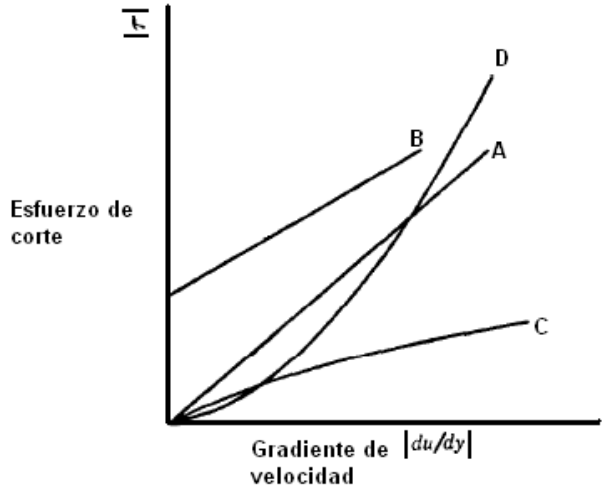
El flujo resulta del deslizamiento de unas moléculas sobre otras produciéndose fuerzas de resistencia al corte, que se oponen al flujo cuya intensidad va disminuyendo de las paredes del conductor hacia el centro. Estas fuerzas opuestas al flujo se denominan fuerzas de tracción.

La relación entre la fuerza de atracción y el cambio de la velocidad del fluido al alejarse de las paredes del conductor son 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[3]:

A, fluidos Newtonianos. **B**, fluidos plásticos

C, fluidos pseudo plásticos. **D,** fluidos dilatantes.



La figura 5 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 que 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:

$$v = \frac{Q}{A} = \frac{\dot{m}}{A * \rho} \tag{23}$$

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 esta dado por:

$$R_e = \frac{\rho * v * d}{\mu} \tag{24}$$

Para estudios técnicos, el régimen de flujo en tuberías se considera como laminar si el número de Reynolds es menor que 2000 y turbulento si el número de Reynolds es superior a 4000. 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 1200 o extenderse hasta los 40000, 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).

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

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, lo cual produce una pérdida de presión adicional.

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

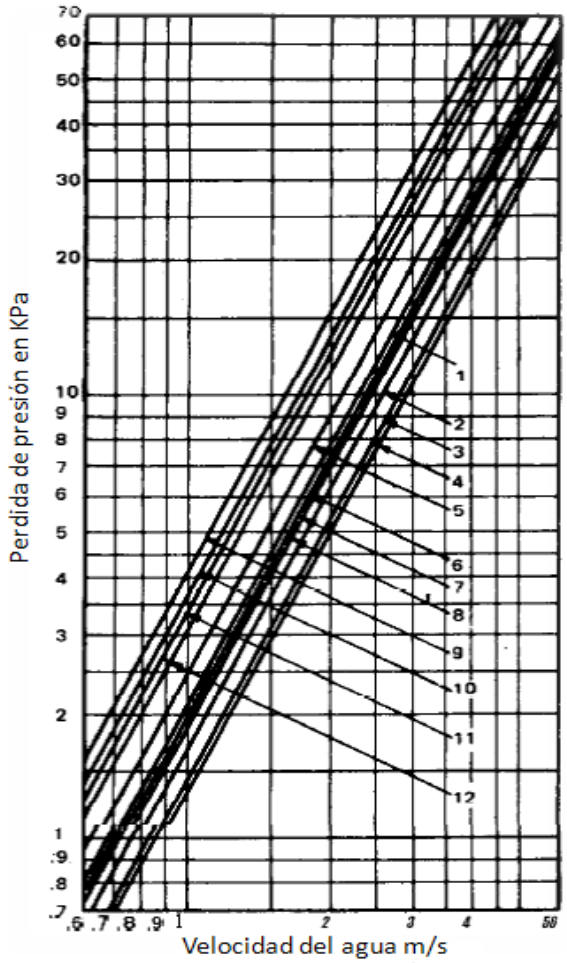
1) La pérdida de presión dentro de la válvula.

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 perdida 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 fluido[3]



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

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, 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:

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

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, de flujo y del concepto de longitudes equivalentes.

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

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, 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.

$$K_R = \frac{f * L}{D} \tag{28}$$

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[4].

Tabla 1[5]. Valores de coeficiente de resistencia de flujo para accesorios en tubería

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

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:

$$L_e = \frac{K_R * d}{f} \tag{29}$$

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

[4] ARNOLD, Ken, y STEWART, Maurice. Surface Production Operations V1 Desing of Oil Handing Systemas and Facilities. Gulf Publishing Company.Houstin Texas.1986. Pag 279
[5] Tomada de ARNOLD, Ken, y STEWART, Maurice. Surface Production Operations V1 Desing of Oil Handing Systemas and Facilities. Gulf Publishing Company.Houstin 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 líquido no es muy común hablar de este término sin embargo, en condiciones multifásicas cuando la relación gas – líquido es significativa puede presentarse este tipo de erosión. La velocidad de flujo a la cual esta erosión es posible, puede definirse como:

$$V_e = \frac{C}{\rho_m^{1/2}} \tag{30}$$

Donde:

V_e = Velocidad erosional, ft / s

ρ_m = densidad de la mezcla, lb/ ft^3

C = constante empírica en un rango de 75 a 150 (lb/ft^2*s)

Arnold y Stewart[6] expresan la densidad de la mezcla y el diámetro de la tubería como:

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

[6] Ibid pag 277

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

Donde:

P = Presión, psia

T = Temperatura, ºR

d = diámetro Interno del tubo, in

SG_L = Gravedad Especifica del líquido relativa al agua

SG_G = Gravedad Especifica del gas relativa al aire @ CS

RGL = Relación Gas –Líquido, ft^3/bbl @ CS

q_L = Tasa de flujo de líquido, 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:

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

2) Determinar la velocidad erosional a partir de la ecuación 30

3) 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, 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:

2.1.1 Tasa de líquido (q_L). Un incremento en la tasa de líquido 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 conectar nuevos pozos a las líneas de flujo ya existentes y sobrecargarlas. Esto por supuesto, incrementa la caída de presión en la línea que conecta estos pozos hasta el colector.

2.1.2 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.

2.1.3 Efecto del corte de agua (BSW). El efecto del corte de agua no es fácil de analizar, sin 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.

2.1.4 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, un diámetro pequeño puede ocasionar un cambio en el nivel de líquido provocando una disminución sobre la caída de presión total.

2.1.5 Nivel de líquido o holdup (HL). El nivel de líquido es definido como la fracción de un elemento de tubería que es ocupado por el líquido en el mismo instante.

$$H_L = \frac{Volumen\ de\ liquido\ en\ un\ elemento\ de\ tuberia}{Volumen\ del\ elemento\ de\ tuberia} \tag{33}$$

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 del líquido y del 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.

2.1.6 Nivel de gas (Hg). 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 Hg o fracción nula; el nivel de gas esta expresado como:

$$H_g = 1 - H_L \tag{34}$$

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

$$\lambda_L = \frac{q_L}{q_L + q_g} \tag{35}$$

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:

$$\lambda_g = 1 - \lambda_L = \frac{q_g}{q_g + q_L} \tag{36}$$

2.1.8 Densidad del líquido (ρL). 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 de evaluar, debido a 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 que no hay deslizamiento entre el agua y el aceite se tiene:

$$\rho_L = \rho_o f_o + \rho_w f_w \tag{37}$$

Donde:

$$f_o = \frac{q_o}{q_o + q_w} \tag{38}$$

y

$$f_w = 1 - f_o \tag{39}$$

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

$$\rho_s = \rho_L H_L + \rho_g H_g \tag{40}$$

$$\rho_m = \rho_L \lambda_L + \rho_g \lambda_g \tag{41}$$

La ecuación 40 se usa para determinar el gradiente de presión debido al cambio de elevación (a la densidad actual). La ecuación 41 es usada para determinar la densidad no deslizante para las dos fases.

2.1.9 Velocidad líquido 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:

$$v_{sg} = \frac{q_g}{A} \tag{42}$$

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

$$v_{sg} = \frac{q_g}{AH_g} \tag{43}$$

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

$$v_{sL} = \frac{q_L}{A} \tag{44}$$

$$v_{sL} = \frac{q_L}{AH_L} \tag{45}$$

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 con la ecuación siguiente:

$$v_m = \frac{q_L + q_g}{A} = v_{sL} + v_{sg} \tag{46}$$

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

La velocidad de deslizamiento está definida como la diferencia entre las velocidades actuales del gas y del líquido, como se muestra a continuación:

$$v_s = v_g - v_g = \frac{v_{sg}}{H_g} - \frac{v_{sL}}{H_L} \tag{47}$$

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

$$\lambda_L = \frac{v_{sL}}{v_m} \tag{48}$$

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

$$\mu_n = \mu_L \lambda_L + \mu_g \lambda_g \tag{49}$$

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 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.

2.1.11 Tensión superficial. La tensión superficial depende de las propiedades del fluido, tales como gravedad del aceite, gravedad del gas y gas disuelto. Cuando la fase líquida contiene agua y aceite, los mismos factores que influyen en el cálculo de la 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-líquido 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.

$$\gamma_g = \left(\frac{\rho_g}{\rho_{aire}} \right)_{Psc,Tsc} = \frac{M_g}{M_{aire}} = \frac{PM_g}{29} \qquad (52)$$

Donde:

ρ_g = densidad del gas, (lbm/ft^3)

ρ_{aire} = densidad del aire (lbm/ft^3)

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 (60ºF o 560ºR)

γ_g = gravedad del gas (relativa al aire)

Usando la ecuación 52, para un gas en función de presión y temperatura; se tiene:

$$\rho_g = \frac{2.7 * \gamma_g * p}{ZT} \tag{53}$$

Donde:

ρ_g = densidad del gas, (lbm/ft^3)

P_{sc} = presión, psia

T_{sc} = temperatura ºR

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:

$$\gamma_L = \left(\frac{\rho_L}{\rho_w} \right)_{Psc,Tsc} \tag{54}$$

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

$$\gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + API} \tag{55}$$

Donde:

γ_o = gravedad especifica 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:

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

Donde:

ρ_o = densidad del aceite, lbm/ ft^3

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, ft^3 /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:

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

Donde:

ρ_o = densidad a p y T, (lbm/ ft^3)

ρ_{ob} = densidad a p_b y T, (lbm/ ft^3)

p = presión, psia

p_b = presión al 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/ft^3

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

γ_w = gravedad especifica del agua.

B_w = factor volumétrico de formación del agua, ft^3/scf

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

2.3 PREDICCIÓN DE LA TEMPERATURA DE FLUJO

Todas las correlaciones para calcular las propiedades del fluido requieren un valor de temperatura del fluido como dato de entrada. 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 la temperatura como una función de la longitud fue propuesta por Ramey[7].

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

Donde:

T_L = temperatura a la distancia, (ºF)

T_s = temperatura de los alrededores, (ºF)

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

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

A = relación de distancia (ft)

[7] RAMEY, H.J.: "Wellbore heat Transmision".JPT. Abril. 1962

$$A = \frac{\dot{m} * C_p}{\pi * dU} = C\dot{m} \tag{60}$$

o

$$C = A/\dot{m} \tag{61}$$

Donde:

C = Constante, (ft/lbm/s)

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

C_p = calor especifico del fluido fluyendo, $BTU/(h * ft^2 * {}^oF)$

d = diámetro de la tubería, (ft)

U = coeficiente de transferencia de calor global, $BTU/(h * ft^2 * {}^oF)$

Rara vez están disponibles los datos para calcular el coeficiente de transferencia de calor global U. Un estimativo de la temperatura del flujo en tuberías puede ser usado, si está disponible al menos una medida de temperatura a la entrada y a la 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, además son 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.

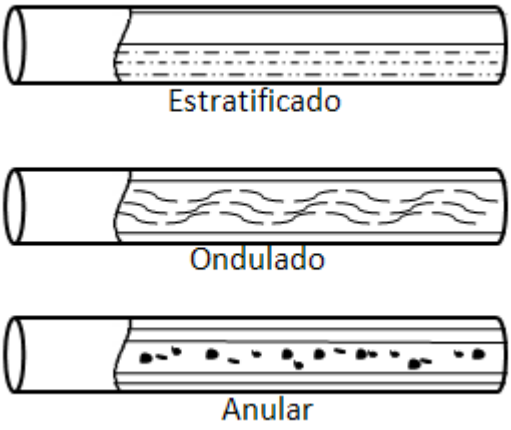
Los patrones de flujo no afectan la presión significativamente en flujo horizontal como si sucede en el vertical. En el flujo horizontal la energía potencial no influye. De todos modos esto no indica que estos patrones de flujo horizontal no se tengan en cuenta. Pueden afectar las operaciones de producción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

- **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

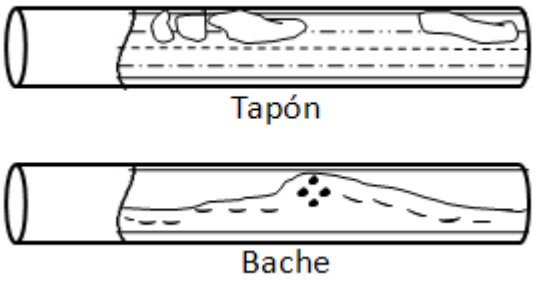
caracteriza por que el líquido va fluyendo por la parte baja de la tubería, mientras el gas fluye a lo largo del tope de la tubería, con una interfase lisa entre las fases. Este régimen ocurre cuando las tasas de las fases son relativamente bajas. A tasas más altas la interfase comienza a ondularse, 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[3]



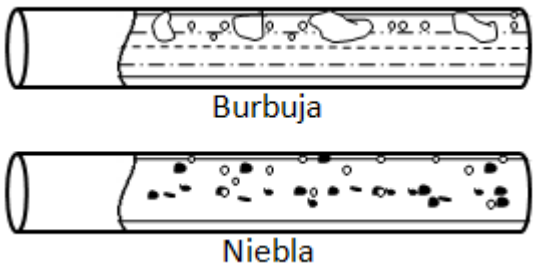
- **Patrón de flujo intermitente.** En este tipo de patrón el gas y el líquido fluyen alternadamente a través de la tubería. Se divide en dos regímenes de flujo: Flujo bache y Flujo tapón, este último se distingue por el flujo de grandes burbujas de gas a lo largo de toda la tubería.

Figura 8. Patrones de Flujo Intermitentes[3]



- **Patrón de flujo distribuido.** Este flujo se caracteriza porque una fase se encuentra dispersa en la otra, 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 en 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[3]



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 LA PREDICCIÓN DE PATRONES DE FLUJO EN TUBERÍAS HORIZONTALES

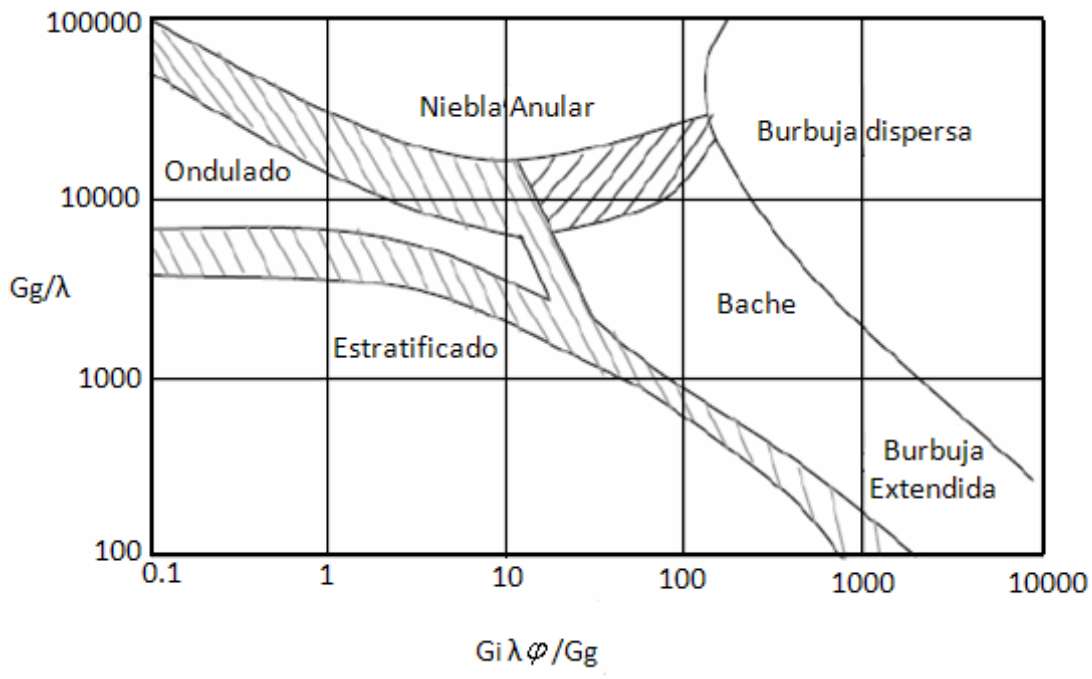
2.5.1 Correlación de Baker. Los mapas de regímenes de flujo son usados para predecir los patrones de flujo en una tubería horizontal. Uno de los primeros mapas que se diseñaron fue creado por Baker en 1953, más tarde fue modificado por Scoot, este mapa es mostrado en la figura 10, en la cual los ejes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

$$\varphi = \frac{73}{\sigma_1}\left[\mu_l\left(\frac{62.4}{\rho_1}\right)^2\right]^{1/3} \tag{62}$$

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

En el siguiente diagrama se muestra el mapa de regímenes de flujo de Baker. En él 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)[3]



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 fluidos diferentes al aire- agua. Recomiendan los siguientes parámetros de corrección.

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

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

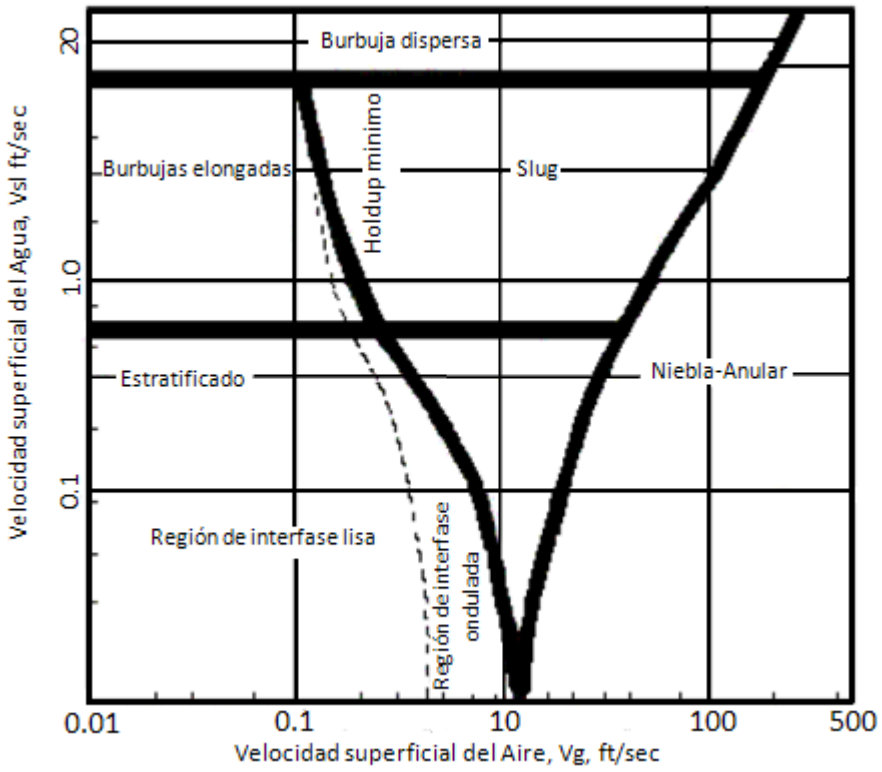
Estos parámetros son usados para multiplicar las velocidades superficiales de los fluidos de la siguiente manera:

$$\tilde{V}_{SG} = XV_{SG} \tag{66}$$

$$\tilde{V}_{SL} = YV_{SL} \tag{67}$$

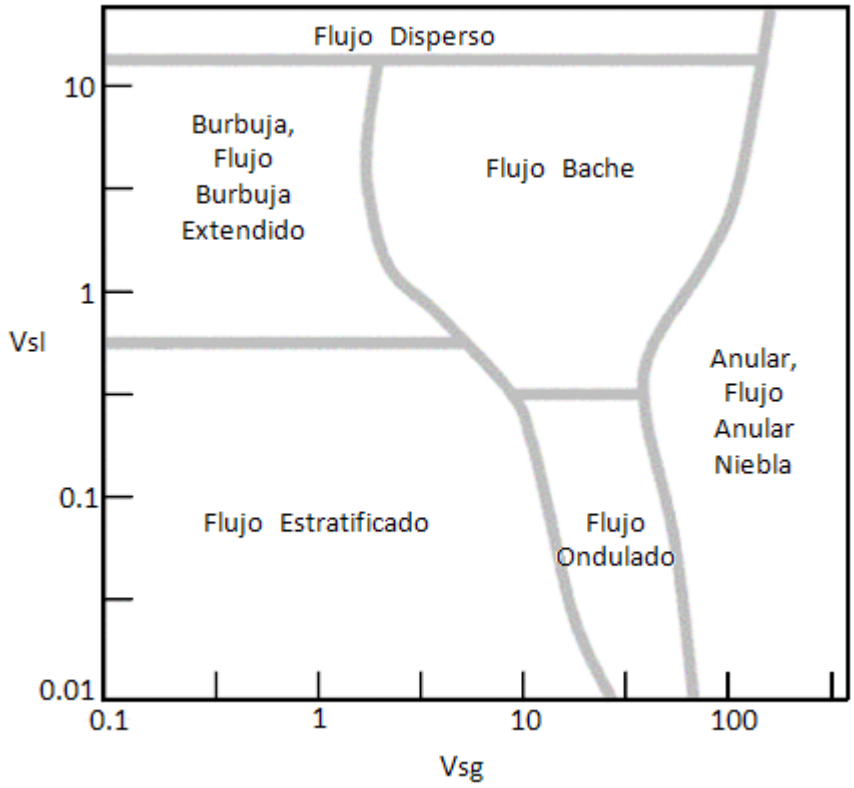
$\tilde{V}_{SG}$ y $\tilde{V}_{SL}$ son usados en forma normal con el mapa modificado de patrones de flujo.

Figura11. Mapa de patrones de flujo de Govier & Omer[3]



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 Log V_{SL} vs Log V_{SG}, se localizan los limites 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)[3]



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

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

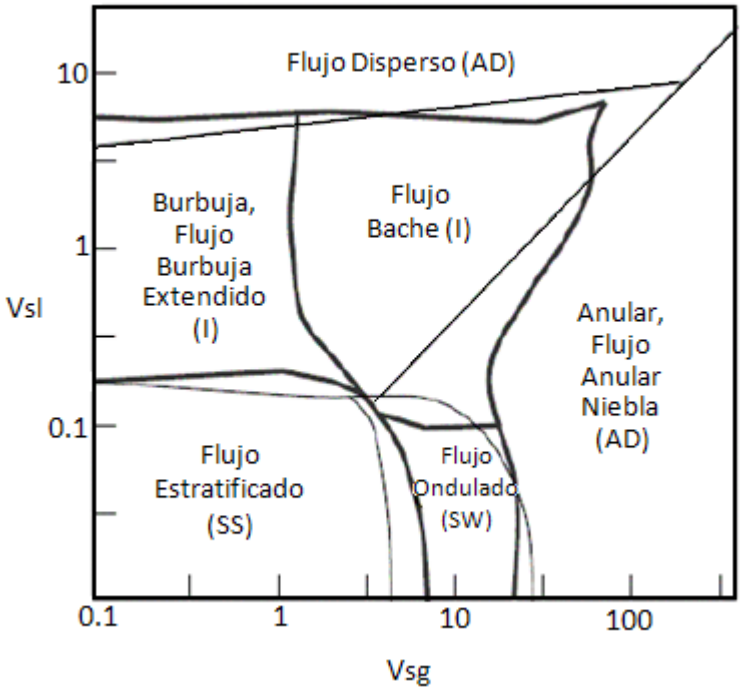
$$Y' = (\mu_L)^{0.2}\left(\frac{\rho_L}{62.4}\frac{72.4}{\sigma}\right)^{0.25} \quad (69)$$

Donde ρ_G y ρ_L están expresadas en lbm/ft^3 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. Taitel & Dukler desarrollaron un modelo en el año 1976 para las transiciones de regímenes 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 13.

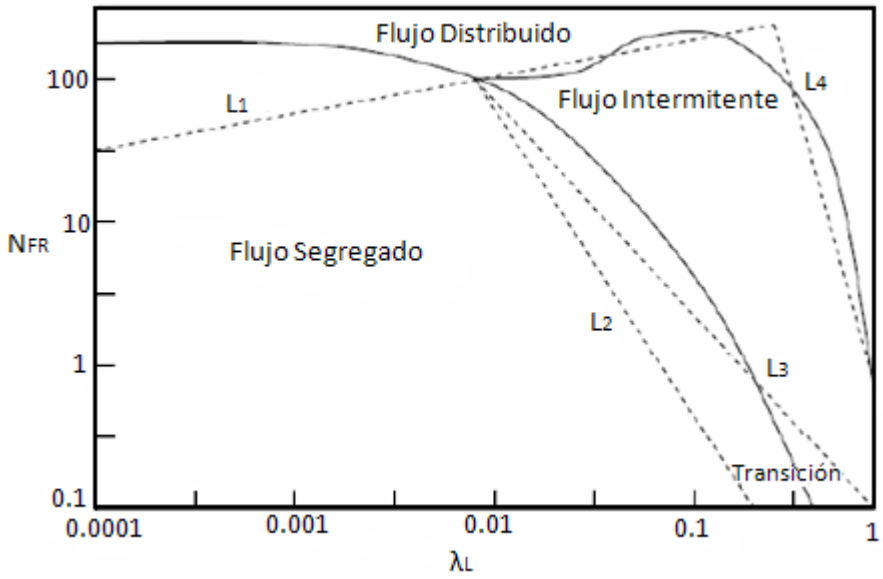
En él se presenta un análisis teórico, la teoría de la inestabilidad de Kelvin-Helmholtz, para predecir las transiciones que ocurren entre los patrones de flujo. Para esto ellos demuestran que cada transición está controlada por un par diferente de grupos adimensionales. Con este modelo generalizado (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)[3]



2.5.5 Correlación de Beggs & Brill. Beggs & Brill desarrollaron un mapa de patrones de flujo en el cual los ejes de coordenadas son el numero 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[3]



2.6 GRADIENTE DE PRESIÓN.

Debido a los efectos ocurridos por la gravedad, aceleración y fricción, se pueden producir perdidas 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, esto 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:

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

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 gaseosa[8]:

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

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.

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

Tabla 2. Correlaciones para cada patrón de flujo según Baker[3]

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

Donde G_{SL} es la tasa de flujo másico superficial del líquido en $lb_m/ft^2.hr$. 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 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 estudias por ellos.

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

$$\frac{\Delta P}{L} = \frac{2G_M^2 f_{tp,M}}{g_c D \rho_M} \tag{72}$$

Donde:

$$f_{tpM} = F\beta f \tag{73}$$

$$f = 0.0014 + 0.125\,\mathrm{Re}_M^{-0.32} \tag{74}$$

$$\mathrm{Re}_M = \frac{DG_M}{\mu_M} \tag{75}$$

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

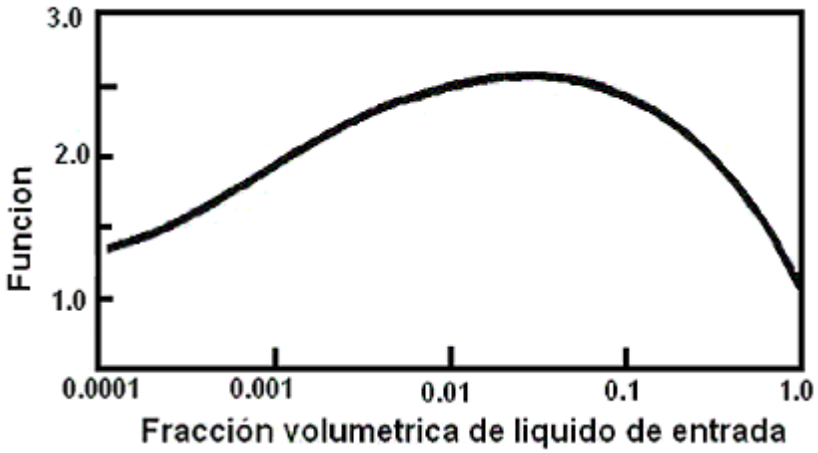
$$\gamma = -\ln C_L \tag{77}$$

$$G_M = \rho_m * v_m \tag{78}$$

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

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 $\overline{E}_G$ la fracción de gas in-situ. Para esto, Dukler uso la correlación de Hughmark ya ilustrada.

Figura 15. Función de Dukler,Wicks & Cleveland[3]



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 iníciales, 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 número 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:

$$N_{FR} = \frac{V_m^2}{gd} \tag{80}$$

$$\lambda_L = \frac{v_{sL}}{v_m} \tag{81}$$

$$L_1 = 316\lambda_L^{0.302} \tag{82}$$

$$L_2 = 0.0009252\lambda_L^{-2.4684} \tag{83}$$

$$L_3 = 0.10\lambda_L^{-1.4516} \tag{84}$$

$$L_3 = 0.5\lambda_L^{-6.738} \tag{85}$$

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

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

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

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 formula correspondiente para el cálculo del holdup. Después se procede a determinar:

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

Perdidas por fricción:

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

$$\frac{f}{f_N} = e^s \tag{88}$$

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

$$y = \frac{\lambda_L}{H_L^2} \tag{90}$$

Si 1< y < 1.2 entonces:

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

Perdidas por gravedad:

$$(\Delta P)_G = \rho_s g \tag{92}$$

$$\rho_s = \rho_1 H_1 + \rho_g H_g \tag{93}$$

Perdidas por aceleración:

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

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

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

$$E_K = \frac{\rho_s v_m v_{sg}}{P} \tag{96}$$

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:

- **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, y tanques de almacenamiento; también permiten poner a prueba la producción de algún pozo en especial y así conocer su potencial productor y características de su fluido.

- **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 especificas

  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.

- **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.

Tabla 4. Dimensiones y Características principales de line pipe[9]

	Espesor de pared		Diámetros			Peso
Tamaño Nominal	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

- **Medidores de presión.** La mayoría de los dispositivos utilizados en la medición de la presión, en realidad miden la diferencia de presión entre la

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

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:

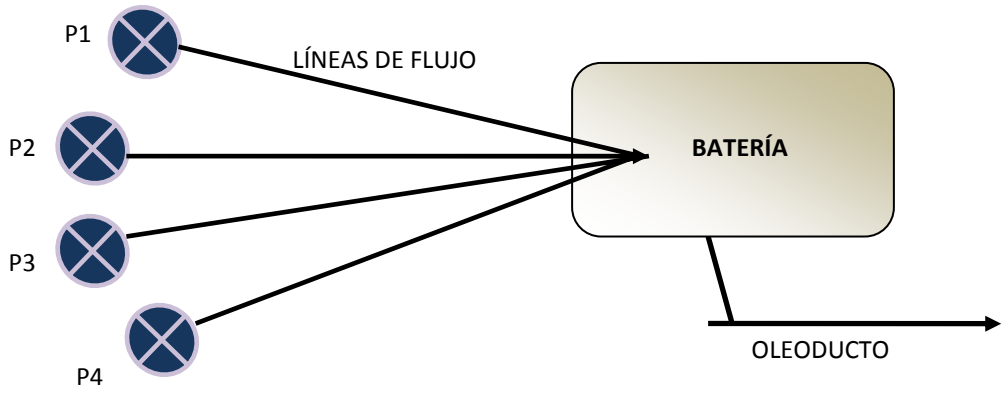
- Condiciones del terreno, topografía y estudios de suelos.
- Aproximación o cercanías a los pozos actuales teniendo en cuenta para el futuro, con el fin de evitar pérdidas innecesarias de presión de los pozos.
- Facilidades de acceso, costo de transporte y equipo, materiales, servicios y personal.

- 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:

- **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

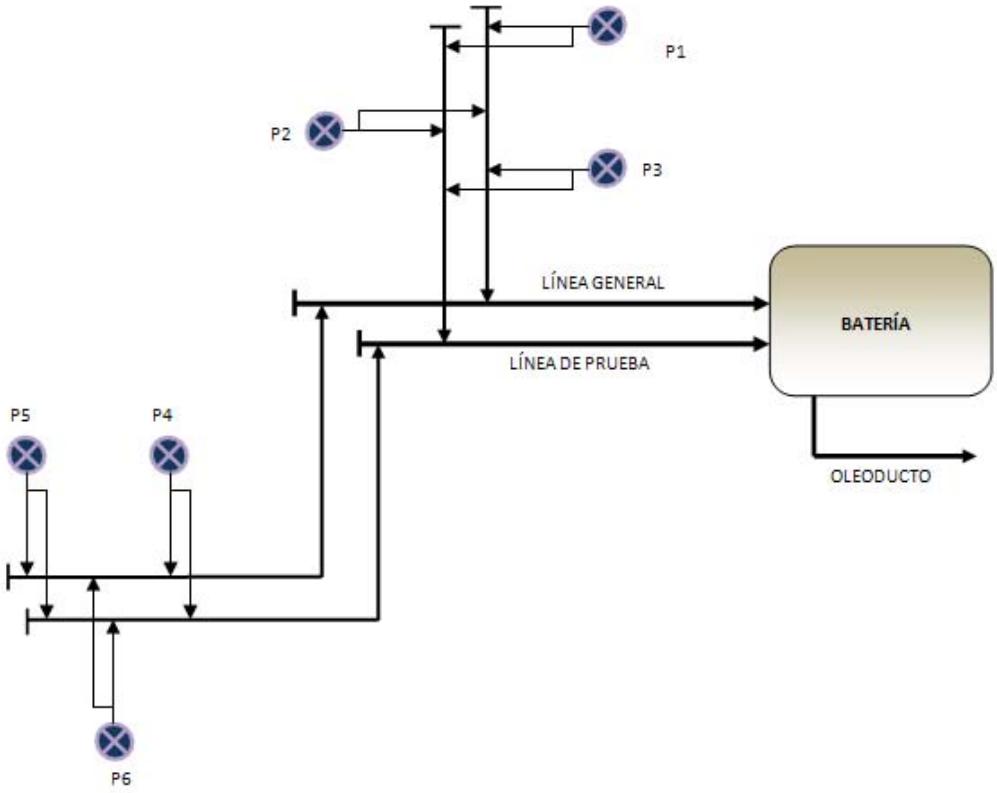


Fuente: Ecopetrol S.A.

- **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.

Figura 17. Esquema Nº 2

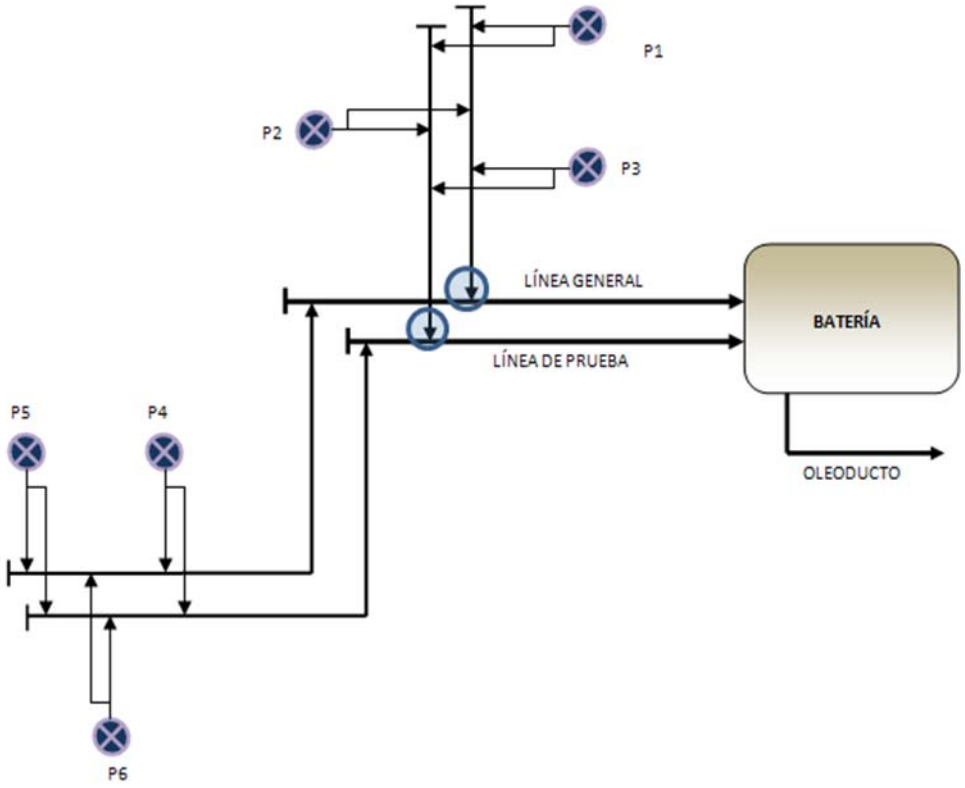


Fuente: Ecopetrol S.A.

- **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, tales como la distancia existente entre los pozos y tubería de producción, el número de baterías requeridas, etc. 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 perdida de producción.

Figura 18. Esquema Nº 3



Fuente: Ecopetrol S.A.

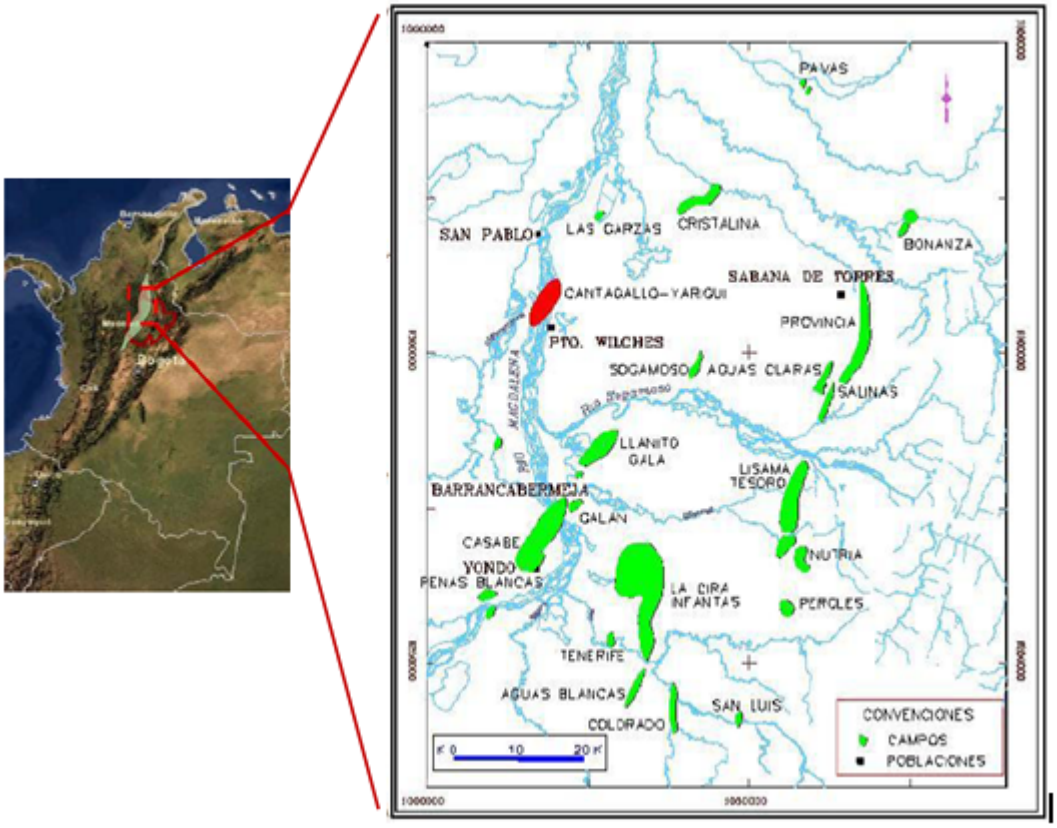
En general los sistemas de recolección de crudo pueden ser sencillos o múltiples, esto depende en qué forma se va a manejar un tipo de crudo, o en algunos casos variedades de crudo. Por ejemplo en un campo pueden producirse aceites de diferentes gravedades API o con diferentes tipos de emulsión, sedimentos 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 19).

Figura 19. Localización del Campo Cantagallo.



Fuente: Ecopetrol S.A.

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 rio 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

El Campo Yariguí-Cantagallo hace 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 cambio 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 denomino 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 terciario, 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 rio 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 reinicio 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 Yariguí 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 Yariguí y 3 en Cantagallo, de los cuales se abandonaron por fallas mecánicas o por no ser 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 tasa 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 Yariguí (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 rio 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 iníciales 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.

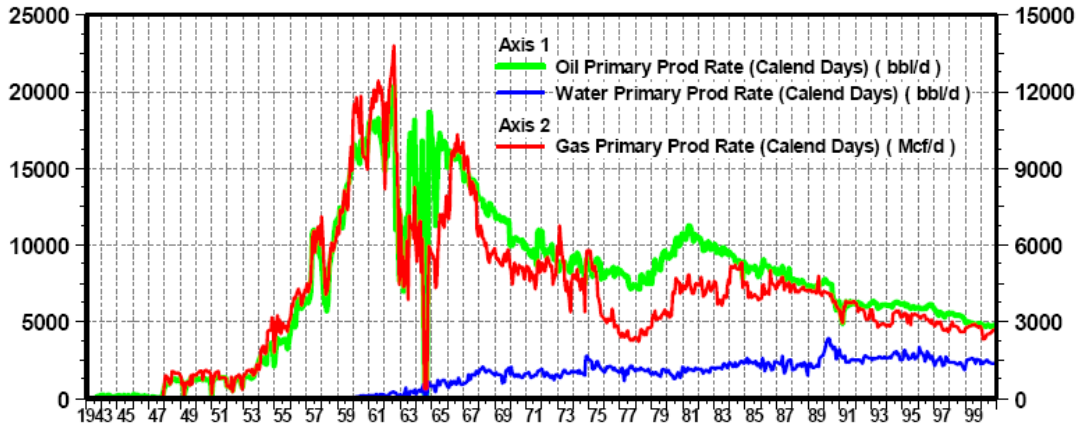
Para el año 2005 se programó la perforación de varios pozos, la instalación de varios sistemas de bombeo electrosumergible y la realización de un piloto de fracturamiento hidráulico en las arenas productoras “B”, “C” y “CG”, incrementando la producción a 12000 BOPD y 4000 KCFD de gas.

Un futuro pero inmediato proyecto de inyección de agua y perforación de pozos infill permitirán incorporar 35 MMBLS 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 Yariguí-Cantagallo el de mayor producción de la zona.

La figura 20 muestra la curva de producción del Campo hasta el año 2000.

Figura 20. Curva de producción hasta el año 2000



Fuente: Ecopetrol S.A.

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 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 cuenta con 6 pozos actualmente en producción. La gran mayoría de los pozos se encuentran 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 los pozos se encuentran 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 Yariguí-Cantagallo, presenta una longitud aproximada de 7 km y 2 km de ancho para un área total de 14 km^2.

En forma general el Campo Yariguí-Cantagallo es una plenillanura 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 ultimo 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.

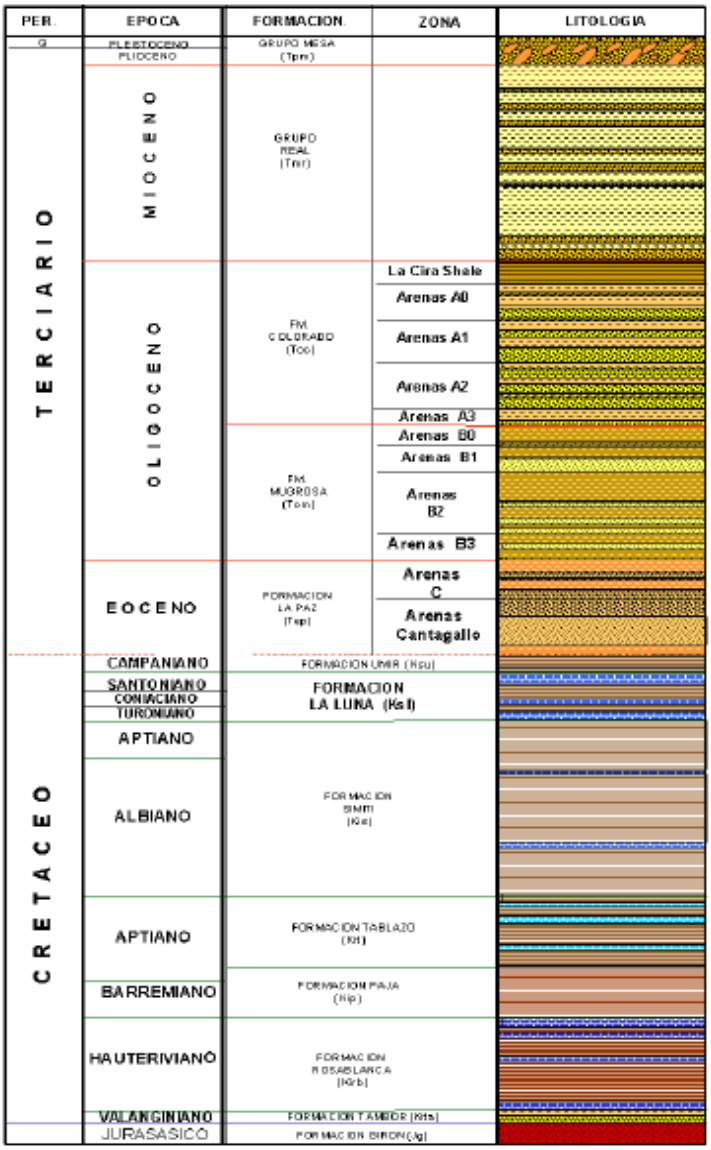
3.4.1 Estratigrafía. El Campo Yariguí-Cantagallo está ubicado en el Noroeste de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena la cual fue un área de depositación de

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 21.

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



Fuente: Ecopetrol S.A.

- **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 monzoniticas 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 Galembo (calizas separadas entre sí 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 Yariguí-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 grauvaticas, 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 Yariguí-Cantagallo está formado por una estructura monoclinal 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 monoclinal en varios bloques que se pueden considerar como unidades independientes en el análisis del yacimiento.

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 monoclinal 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 monoclinal, los espesores petrolíferos disminuyen considerablemente (40%), pero es allí donde el yacimiento presenta las mejores condiciones físicas de porosidad y permeabilidad, posiblemente porque hacia esta parte se formaron los principales canales de sedimentación.

Tabla 5. Litología del Campo Cantagallo.

Formaciones campo Yariguí-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

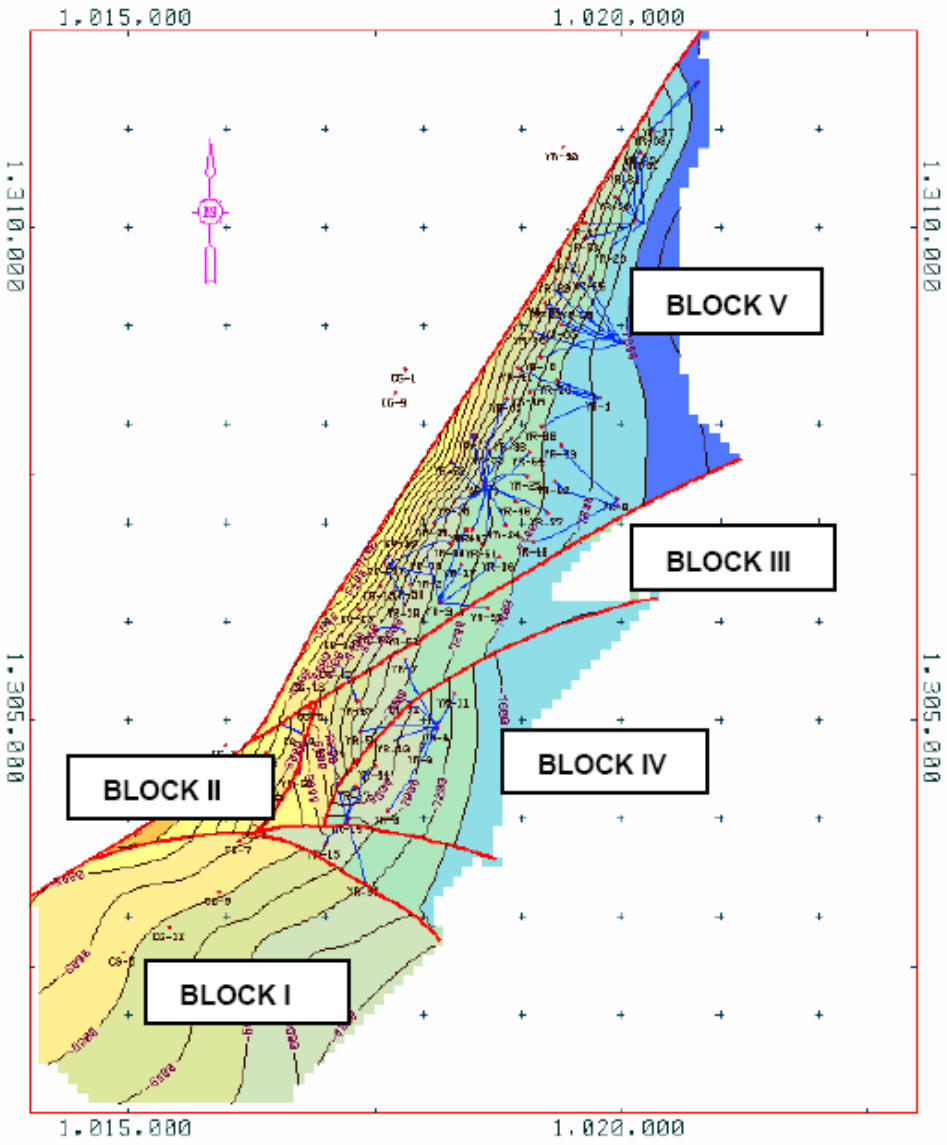
Fuente: Ecopetrol S.A.

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-Jurasico (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 Jurasico 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 entrampamiento.

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



Fuente: Ecopetrol S.A.

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.

3.6.2 Estación Isla IV: recibe la producción de 25 pozos del Campo Yariguí 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 Estación Isla VI: La estación cuenta con 31 pozos distribuidos entre las estaciones isla IA, V, VI y VIII y algunos pozos del sector de garzas y cristalina.

La estación isla VI corresponde a una de las tres baterías existentes en el campo encargadas de recolectar, separar, tratar el crudo y el gas provenientes de las estación es auxiliar, isla IV y la producción de la misma isla VI.

Esta estación se zonifica en dos áreas. Un sector realiza el proceso de separación y el otro sector realiza el tratamiento a los fluidos producidos en todo el campo.

La Estación Isla VI (zona de separación) transfiere los líquidos (crudo/agua) a la planta deshidratadora mediante la presión que tienen a la salida del separador bifásico. El gas que sale del separador bifásico pasa a un depurador de gas y de este va al gasoducto de 6" entre esta estación y la estación compresora de gas. Una parte del gas producido en esta Estación es utilizado como combustible de los calentadores de crudo y tratadores térmicos electrostático (TTE) de la planta deshidratadora y de los motores de algunas bombas de la estación de bombeo.

De esta estación se hablará con más detalle en el apartado 3.8.

3.6.4 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 Yariguí 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.

3.6.5 Planta Compresora: se encarga de comprimir el gas proveniente de los Campos Yariguí-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 en recolectado en las estaciones a una presión promedia 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.

3.6.6 Estación de bombeo: para la operación del bombeo de crudo fiscalizado, se dispone en el Campo Yariguí-Cantagallo de una estación de bombeo la cual tiene una capacidad de despacho de 43200 bpd, por medio de cuatro bombas quíntuples, 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 Yariguí-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 $\Omega m^2/m$.

- **Gas:** de análisis cromatográficos realizados al gas del Campo, 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 de 0.014 cp a 100° F y 1 atm, una gravedad especifica de 0.6019 a 60°/60°, u peso molecular de 17.61 lb/mol, y un gpm de 0.807.

3.8 GENERALIDADES DE LA ESTACIÓN ISLA VI

La estación isla seis cuenta con 31 pozos distribuidos entre las estaciones isla IA, V, VI y VIII y algunos pozos del sector de garzas y cristalina. Varios de estos pozos se encuentran cerrados y otros en producción continúan. Los pozos activos que contribuyen a la producción de la estación isla VI, cuentan con instalaciones de sistemas de levantamiento artificial de dos tipos: bombas BES y sistemas de bombeo mecánico BM.

La estación isla VI corresponde a una de las tres baterías existentes en el campo encargada de recolectar, separar, tratar el crudo y el gas provenientes de las estaciones auxiliar, isla IV y la producción de la misma isla VI. Esta estación se zonifica en dos áreas. Un sector realiza el proceso de separación y el otro sector realiza el tratamiento a los fluidos producidos en todo el campo.

3.9 SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE CRUDO Y GAS

El sistema de recolección de crudo y gas para la estación isla VI está conformado por 31 pozos, los cuales están distribuidos en tres islas. En la isla VIII se encuentran los pozos A1, A2, A3 y A4, cuya producción es dirigida hacia la estación isla VI. De igual forma, en la isla IA se encuentran los pozos B1, B2, B3, B4, B5, B6 y B7. En la isla V se encuentran los pozos C1, C2, C3, C4, C5, C6, C6, C7, C8 y C9. Y por último en la isla VI se encuentran los pozos D1, D2, D3, D4, D5, D6, D7, D8, D9, D10 y D11.

La producción de cada uno de los pozos tiene dos formas de llegar a la estación, por una línea de prueba y una línea general.

3.10 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA ESTACIÓN ISLA VI Y DEL PROCESO DE RECOLECCIÓN

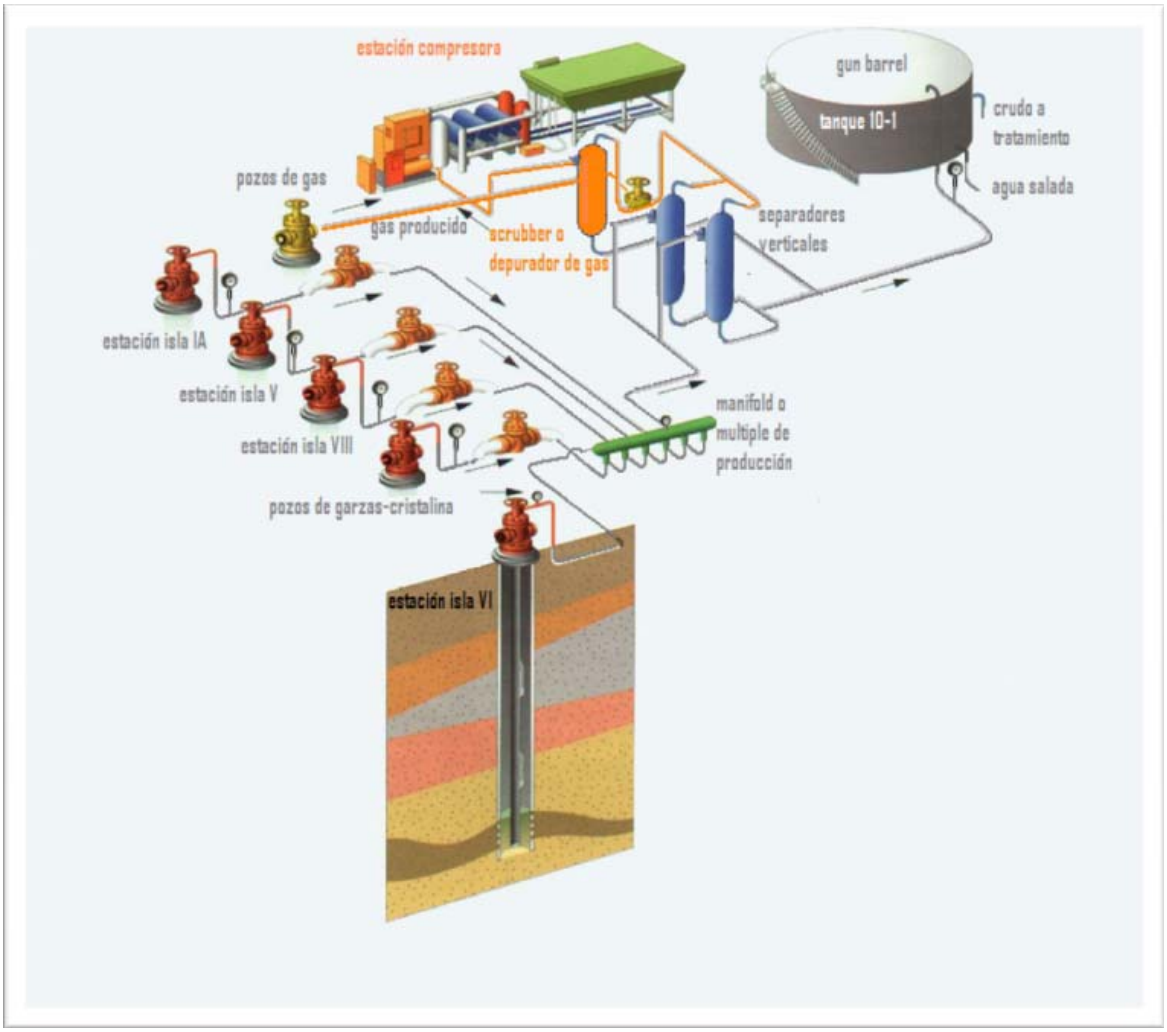
En la batería, estación isla VI se realizan los procesos de recolección, separación, almacenamiento y el proceso de tratamiento.

La zona de separación de la estación isla VI ocupa aproximadamente una cuarta parte del área total, donde se encuentran los accesorios y equipos que hacen parte del proceso tales como:

- Múltiples.
- Válvulas.
- Líneas de transporte.
- Separadores.
- Scrubber.
- Tanque que desemulsificante.

Dichos equipos con su respectiva ubicación se pueden observar en la Figura 23.

Figura 23. Esquema de las facilidades de superficie dentro de la Estación isla VI.



Fuente: Ecopetrol S.A.

La estación es básicamente una unidad de recolección, almacenamiento y bombeo de crudo. El proceso general, consiste en el recibo de crudo de 31 pozos del campo Yariguí, medición y separación de las fases líquida y gas, por medios mecánicos y químicos, almacenamiento y envío de crudo a la planta deshidratadora Isla VI, donde se procesa hasta cumplir con las mínimas condiciones de salinidad y BSW exigidas por el Complejo Industrial de

Barrancabermeja (CIB) para ser recibido por éste. El gas se envía a la Planta Compresora Yariguí, de donde se envía al Complejo Industrial Barrancabermeja a través de una línea de 4” y se le suministra gas al municipio de Puerto Wilches, y a los corregimientos Sogamoso y kilómetro 8 del mismo municipio.

3.10.1 Recolección. La estación isla VI recibe la producción de la islas IA, V, VI y VIII y pozos del sector de garzas y cristalina a través de múltiples ubicados en cada una de las subestaciones. Dentro de la isla se tiene el múltiple que recibe la producción de los pozos ubicados dentro de la misma isla.

3.10.2 Múltiple. Este tipo de equipos reciben la producción de los pozos y la unen en un solo flujo para enviar la producción a través de una sola línea. Es importante saber que tanto la línea principal como la línea de prueba tienen su respectivo múltiple (cada línea por separado).

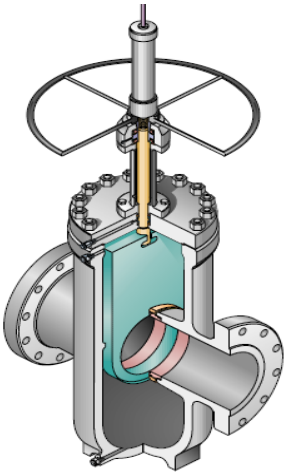
Figura 24. Múltiple de producción

Fuente: Ecopetrol S.A.

3.10.3 Válvulas. Este tipo de accesorios tiene como función regular los flujos que circulan a través de las tuberías. Existen dos tipos de válvulas: las válvulas de retención o cheque que se ubican en las líneas principales usadas para evitar

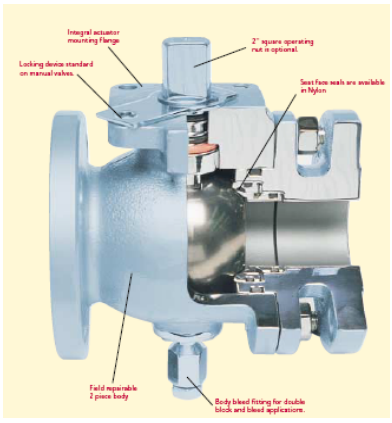
contraflujos dentro de la tubería en el momento de haber fuertes variaciones en la presión, y las válvulas de compuerta, las cuales funcionan manualmente y tienen la misma función de restricción de flujo.

Figura 25. Válvulas de compuerta a nivel externo e interno



Fuente: Ecopetrol S.A.

Figura 26. Válvulas cheque.



Fuente: Ecopetrol S.A.

3.10.4 Separador general y de prueba. Actualmente en la estación isla VI se cuenta con un separador de prueba y un separador general, ambos verticales bifásicos de color blanco con igual capacidad. El fluido proveniente del múltiple, entra al separador por la parte lateral alta-media del recipiente. Para ambos separadores las dimensiones son 48 pulgadas de diámetro por 13 pies de alto.

Los separadores tienen dos corrientes de salida:

- Una salida en la parte superior la cual es dirigida hacia el scrubber para terminar de remover el crudo remanente de la línea de gas.

- Una salida en la parte inferior la cual es dirigida hacia tanque gun barrel 10-1 para la decantación de las fases líquidas, el cual tiene capacidad de 10.000 barriles y maneja un tiempo de residencia de 11.5 min.

Figura 27. Separador general y de prueba**.**

Fuente: Ecopetrol S.A.

3.10.5 Accesorios de control externos del separador. Por medio de un arreglo de dispositivos interconectados neumáticamente, se controla las ventanas operativas determinadas en el diseño del separador. Mediante un arreglo sensor válvula de control se garantiza que el funcionamiento del equipo se mantenga dentro de condiciones óptimas de funcionamiento del separador. El controlador de nivel mantiene el nivel de líquido en cierto rango de operación, cuando se tienen corrientes anómalas, los caudales variantes causan en el funcionamiento del separador ya sea un incremento el fluido o lo contrario, este comportamiento interno es detectado por el controlador de nivel, el cual envía una señal neumática a la válvula de alivio de líquido para realizar el respectivo control.

- Controlador de nivel: envía señales neumáticas a la válvula de control de nivel de líquido.

Figura 28. Controlador de nivel.

Fuente: Ecopetrol S.A.

- Válvula de control de líquido: la válvula de control de líquido tiene paralelamente una línea de Bypass, la cual garantiza un flujo continuo, ya sea por arreglos a la válvula o por otras razones.

Figura 29. Válvula de control.

Fuente: Ecopetrol S.A.

3.10.6 Tanque de Inyección de desemulsificantes. Como su nombre lo indica, este tanque inyecta material desemulsificante en la línea de entrada al separador por medio de una bomba dosificadora con el propósito de mezclase homogéneamente con la fase líquida para que la separación líquido-líquido llegue a ser más eficiente dentro del gun barrel. La inyección del químico se da de manera dosificada.

Figura 30. Sistema de inyección de químicos

Fuente: Ecopetrol S.A.

3.10.7 Área contra incendios. La estación también cuenta con un sistema contra incendios el cual tiene capacidad para controlar cualquier incendio que se forme a partir de alguna de las unidades que se encuentren en la estación. Todo el sistema está conformado por un arreglo de propulsores a presión, los cuales se encuentran ubicados estratégicamente para mantener bajo control cualquier situación imprevista.

Figura 31. Sistema contra incendios

Fuente: Ecopetrol S.A.

3.10.8 Dispositivos de control. Además de los accesorios ya mencionados tales como sensores, válvulas entre otros, también se deben contar con otro tipo de accesorios de control que mantienen regulados los equipos bajo ciertos márgenes operativos normales, en el momento en que esta condición de normalidad se rompa, ellos permiten tomar medidas preventivas con el fin de conservar la integridad de los recursos físicos así como los recursos humanos.

Dentro de estos accesorios se encuentran:

- Manómetros
- Medidores de presión
- Controladores de nivel.

3.10.9 Scrubber (depurador de gas). El gas que se produce en los separadores general y de prueba de la estación, se lleva a un depurador de gas a través de una línea de gas, donde este equipo se encarga de retirar los condensados, para finalmente enviar el gas a la planta compresora.

Figura 32. Scrubber

Fuente: Ecopetrol S.A.

3.10.10 Gun barrel. Este equipo corresponde al tanque de almacenamiento de los líquidos producidos del proceso de separación. La transferencia de la mezcla crudo-agua del separador bifásico de producción al Gun Barrel se realiza por medio de la presión con que sale esta mezcla del separador; la presión de salida de la mezcla se estima que debe ser de 30 psi. Además, para que la transferencia, a las nuevas condiciones de proceso, no presente limitaciones se deben cumplir las siguientes condiciones:

- La línea entre el separador bifásico de producción y el Gun Barrel, de 200 metros. De longitud aproximadamente, no debe generar una caída de presión superior a 3 psi por lo tanto, su diámetro debe ser de mínimo 10.

- La caída de presión generada por la válvula de control de nivel del separador bifásico no debe ser superior a los 15 psi.

Figura 33. Gun barrel

Fuente: Ecopetrol S.A.

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 de tratamiento. Se busca lograr mayores eficiencias de flujo, reducir las caídas de presión en las líneas de flujo 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 fue necesario realizar un análisis del sistema de recolección de líquido de la estación isla VI del campo Cantagallo, por medio de aplicación en 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 isla VI 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 Isla VI
- 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)

- **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).

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

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. En 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.

- **Toma de presiones en el casing.** 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. En 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 Isla VI 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, perdidas 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, 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, Liquido, 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.

Tabla 6. Unidades de medición utilizadas por la herramienta software

	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
Coeficiente 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

Fuente: Los Autores.

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 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*.

- **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 la 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 entalpia en el sistema.

Para el caso de vapor, se debe especificar además, la presión, 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.

- **Junction.** Es un punto 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 estimará y calculará la presión de cada junction, la cual es usada para determinar la tasa 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.

- **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.

- **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

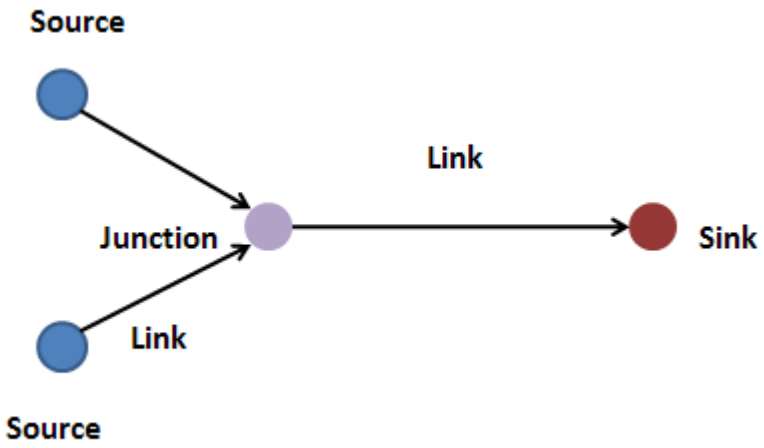
transferencia de calor, el sistema por defecto, utiliza el coeficiente de transferencia de calor U igual a 1.

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 figura 34 muestra el esquema del diagrama de flujo que presenta la plataforma de trabajo de la herramienta software.

Figura 34. Diagrama de flujo para la herramienta software



Fuente*:* Los Autores.

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 otros dos links que entran o que salen de él. 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.

- **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 limites del sistema, al igual que en los nodos con dos o más flujos entrantes.

- **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 perdida de presión debida a la fricción, elevación y aceleración. La perdida de presión por fricción es debida a las fuerzas de arrastre entre las paredes de la tubería y el fluido. Las perdidas por elevación es el resultado de la conversión de la energía potencial del fluido en presión hidrostática, y las cambios por aceleración son la ganancia o perdida 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

promedia del fluido y la temperatura ambiente; además 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:

- 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.

- 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.

- Añadir nodos innecesarios en el sistema provoca solamente el incremento del tamaño de la matriz y el tiempo de cómputo.

- Algunas soluciones podrían oscilar ampliamente debido al flujo en reversa. Para prevenir el flujo en reversa, se debe implementar un regulador 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 CONSTRUCCION DEL MODELO EN LA HERRAMIENTA SOFTWARE

La estación isla VI recibe la producción de 31 pozos, los cuales están situados en la Isla VIII, Isla 1A, Isla V e Isla VI. Para efectos de la simulación estas Islas fueron denominadas como Sistema 1, Sistema 2, Sistema 3 y Sistema 4, respectivamente. El Sistema 1 y el Sistema 2 se encuentran unidos por medio de la "Línea 1", la cual tiene un diámetro de 3"; El Sistema 2 y el Sistema 3 se encuentran unidos por medio de la "Línea 2", la cual sale del Sistema 2 con un diámetro de 3" hasta el pozo B7, después del mismo el diámetro de la línea cambia a 4" antes de entrar al sistema siguiente; El Sistema 3 y el Sistema 4 se encuentran unidos por medio de la "Línea 3", la cual tiene un diámetro de 6". La recolección de líquido finaliza en el separador general de la estación por medio de la "Línea 4", con un diámetro de 8".

Para la construcción del modelo en la herramienta software se tomaron los cuatro sistemas como uno solo, el cual fue denominado sistema general; por otra parte las Líneas 1, 2, 3 y 4 conforma la línea principal de recolección.

El sistema 1 está conformado por 4 pozos A1, A2, A3, A4, los cuales se encuentran ubicados en un cluster en la isla VIII, la cual tiene un manifold que se une a la línea principal.

El sistema 2 está conformado por 6 pozos B1, B2, B3, B4, B6 y B7, los cuales se encuentran ubicados en un cluster en la isla 1A. Cada uno de los pozos se une a la línea principal por separado.

El sistema 3 está conformado por 9 pozos C1, C2, C3, C4, C5, C6, C7, C8 y C9, los cuales se encuentran ubicados en un cluster en la isla V, en la cual hay un manifold que se une a la línea principal.

El sistema 4 está conformado por 11 pozos D1, D2, D3, D4, D5, D6, D7, D8, D9, D10, D11. Los pozos D10 y D11 se unen a la línea principal y los demás llegan a un manifold ubicado en la isla VI.

4.3.1 Descripción del sistema general de recolección. 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, 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.

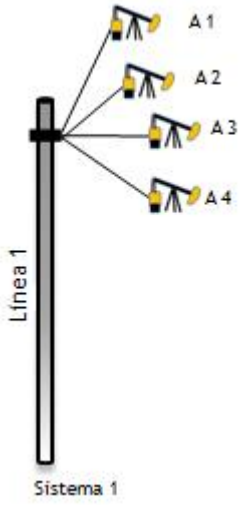
Los pozos alejados de los cluster se unen a la línea principal por medio de una pega a tubería conformada al igual que los múltiples de recolección por válvulas cheque, válvulas tipo compuerta, codos y tees.

El sistema general 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.

- **Sistema 1.** El sistema cuenta con 4 pozos en total los cuales tiene una configuración que 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, seguida de una expansión a línea de tres pulgadas (3”) hasta el múltiple de recolección. Se une a la línea principal llamada línea general (línea 1) que posee un diámetro de 3”, la cual recolecta la producción general de todos los pozos, tiene una línea de prueba de 3” que va paralela a la línea general, además lo constituyen los accesorios y elementos anteriormente descritos.

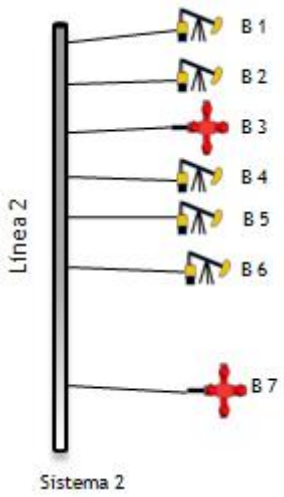
Figura 35. Diagrama del sistema 1



Fuente*:* Los Autores.

- **Sistema 2.** El sistema cuenta con 7 pozos en total los cuales tiene una configuración que 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, seguida de una expansión a línea de tres pulgadas (3”) hasta que se une a la línea principal llamada línea general (línea 2) de 3” de diámetro, la cual recolecta la producción general de todos los pozos, tiene una línea de prueba de 3” que va paralela a la línea general.

Figura 36. Diagrama del sistema 2

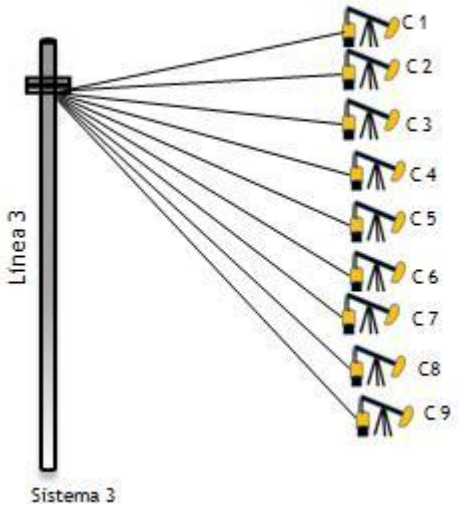


Fuente*:* Los Autores.

- **Sistema 3.** El sistema cuenta con 9 pozos en total los cuales tiene una configuración que 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, seguida de una expansión a línea de tres pulgadas (3”) hasta el múltiple de recolección, en el cual hay una expansión a seis pulgadas (6”), llevando la producción a la línea general (línea

3) la cual posee un diámetro de seis pulgadas (6”); además tiene una línea de prueba de (4”) que va paralela a la línea general.

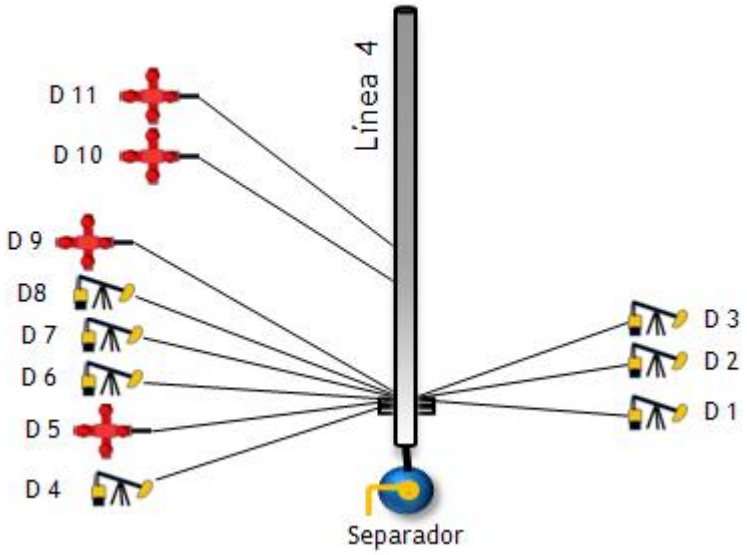
Figura 37. Diagrama del sistema 3



Fuente*:* Los Autores.

- **Sistema 4.** El sistema cuenta con 11 pozos en total los cuales tiene una configuración que 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, seguida de una expansión a línea de tres pulgadas (3”) hasta el múltiple de recolección excepto los pozos D10 y D11 los cuales se unen a la línea principal llamada línea general (línea 3), tiene una línea de prueba de 4” que va paralela a la línea general. La línea principal y la línea prueba llegan al separador general de producción y al separador general de prueba respectivamente.

Figura 38. Diagrama del sistema 4



Fuente*:* Los Autores.

4.3.2 Estructura del sistema general dentro de la herramienta software. Para la construcción del modelo del sistema general se dispuso de los siguientes arreglos.

- Se definió el tipo de fluido como *no-composicional*, en este caso *Blackoil*.

- El sistema de medida utilizado fue el sistema *"Petroleum"*.

- Cada pozo, sin importar el tipo de levantamiento artificial, fue representado por medio de un *source* o *fuente*.

- 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 utilizado.

- Cada línea de flujo fue unida a otra a través de *junctions*.

- El 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.

- Los cambios de elevación del terreno son mínimos, lo que causa perdidas 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.

- Para manejar el porcentaje de gas que se trasportaba por tubing se tomó el Rs a la PIP como el GOR lo que hace que la línea de aceite u oleoducto disminuya la capacidad de transporte de líquido y produzca un incremento en el diferencial de presión del sistema.

La tabla 7 muestra la longitud de la principales líneas dentro de los sistemas (las líneas pueden apreciase en los esquemas mostrados anteriormente).

Tabla 7. Longitudes y diámetros de las líneas entre los principales sistemas

Línea	Inicio - Llegada	Longitud (ft)	Diámetro (in)
LINEA 1	ISLA VIII - ISLA 1A	3322,28	3
LINEA 2	ISLA 1A - ISLA V	1600	4
LINEA 3	ISLA V - ISLA VI	1753,58	6
LINEA 4	ISLA VI - SEPARADOR	20	8

Fuente: Ecopetrol S.A.

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

Los datos utilizados en la herramienta para la corrida del sistema general, son presentados en la siguiente tabla, estos datos fueron tomados en campo.

Tabla 8. Datos de campo

SISTEMA GENERAL					
POZO	PRODUCCIÓN BRUTA (BOPD)	PRESIÓN (psi)	CORTE DE AGUA (%BSW)	RELACIÓN GAS/ACEITE GOR (ft^3/Bbl)	TEMPERATURA (°F)
A1	140	227,83	5	65,97	100
A2	90	224,55	7	65,69	100
A3	100	232,68	13	66,39	100
A4	15	228,95	45	66,07	100
B1	100	132,455	18	10	100
B2	210	136	3	10	100
B3	190	142,95	2	400	120
B4	20	136,12	17	10	100
B5	40	131,55	6	10	100
B6	112	137,65	5	400	100
B7	225	134,20	3	400	120
C1	170	117,22	52	56,49	100
C2	270	105,91	15	55,52	100
C3	200	116,96	15	56,47	100
C4	205	103,82	60	55,34	100
C5	446	107,14	32	55,63	100
C6	285	100,26	2	12	100
C7	170	87,41	60	10	100
C8	70	89,16	16	58	100
C9	220	90,38	30	10	100
D1	342	54,73	50	80	100
D2	270	51,93	65	67	100
D3	200	48,05	30	75	100
D4	540	2231,01	46	10	100
D5	250	54	10	79	100
D6	540	56,63	20	350	120
D7	75	45,74	5	50,37	100
D8	70	45,02	14	50,31	100
D9	400	64,94	9	400	120
D10	280	56	10	78	120
D11	290	77,34	5	400	120

Fuente: Ecopetrol S.A.

4.3.3 Ajuste del modelo. La construcción del modelo 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 s*ource* 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 del modelo se llevó a cabo el siguiente procedimiento:

1. Se introdujeron los datos requeridos por la herramienta.

2. Se definió el caudal de flujo como variable estimada y las presiones como variable fija.

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 el caudal de flujo 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 (ajuste del sistema general), se definió las presiones como variable estimada y el caudal de flujo como variable fija, 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 era trabajar las presiones y los caudales de flujo de la manera descrita anteriormente.

7. Después de haber cambiado el orden de las variables de presión y caudales de flujo, se corrió nuevamente el modelo para verificar la solución alcanzada por la simulación.

8. En algunos pozos la presión en cabeza no se ajustaba a la presión en campo, por lo cual fue necesario cambiar el diámetro de sus líneas.

9. Se analizaron los resultados obtenidos de esta forma, es decir las presiones se compararon con los reales; dichos resultados eran mayores o menores de lo que debían ser.

10. Cuando esto se logró el ajuste del sistema termino.

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

Los resultados del ajuste para el sistema se muestran en la siguiente tabla:

Tabla.9. Resultados del ajuste para el Sistema General

Pozo	Diámetro Línea de Pozo (in)	Presión Simulador (psig)	Presión Campo (psig)	Diferencial de presión (psig)	%E
A1	3	235,3	227,837778	-7,462222	-3,275235
A2	3	234,6	224,553333	-10,046667	-4,474067
A3	3	234,7	232,684444	-2,015556	-0,866219
A4	3	233,3	228,9511111	-4,34888889	-1,899484
B1	3	138,4	132,455795	-5,944205	-4,48769
B2	3	139,3	136	-3,3	-2,426471
B3	3	140,5	142,95	2,45	1,713886
B4	3	136,2	136,12	-0,08	-0,058772
B5	3	136	131,555556	-4,444444	-3,378378
B6	3	138,2	137,6555556	-0,5444444	-0,395512
B7	3	131,5	134,204829	2,704829	2,0154483
C1	2,2	114,2	117,228938	3,028938	2,5837801
C2	2,5	104,8	105,913919	1,113919	1,0517211
C3	2,2	113,3	116,967033	3,667033	3,1350996
C4	2,5	99,6	103,824176	4,224176	4,0685861
C5	2,8	104	107,144689	3,144689	2,9349929
C6	2,3	95,9	100,266667	4,366667	4,3550535
C7	3	90	87,4139194	-2,5860806	-2,958431
C8	3	89,4	89,1630037	-0,2369963	-0,265801
C9	3	90,7	90,3851852	-0,3148148	-0,348304
D1	3	54,1	54,7362637	0,6362637	1,1624171
D2	3	52,4	51,9316239	-0,4683761	-0,901909
D3	3	48,4	48,0512821	-0,3487179	-0,72572
D4	2,5	218,5	223,011111	4,511111	2,0228189
D5	3	52,9	54	1,1	2,037037
D6	3	55,3	56,6318681	1,3318681	2,3517997
D7	2,8	46,5	45,7435897	-0,7564103	-1,653588
D8	3	45,5	45,0246914	-0,4753086	-1,055662
D9	2,5	63,4	64,9413919	1,5413919	2,3735123
D10	3	56,4	56	-0,4	-0,714286
D11	2	74,4	77,3443223	2,9443223	3,8067724

Fuente: Ecopetrol S.A.

Como se puede observar en la tabla 9, fue necesario ajustar 9 pozos. Los pozos ajustados fueron los siguientes: C1, C2, C3, C4, C5, C6, D4, D7 Y D11.

Las líneas de los pozos C2, C3, C6, D4 y D7 presentan una restricción de flujo, posiblemente causada por depositación de carbolita, material utilizado en el proceso de fracturamiento, provocando que la línea pierda su diámetro efectivo, dando como resultado un aumento en la presión en cabeza de los pozos.

Como se puede ver en los pozos C1, C4, y C6 presentan una restricción de flujo, posiblemente porque son líneas antiguas y al parecer por el alto corte de agua (%BSW), están presentando corrosión interna e incrustaciones, los cual conlleva a la restricción de flujo en las líneas de los pozos.

En la línea del pozo D11, se presenta una restricción de flujo, causada posiblemente por un taponamiento generado por objetos extraños dejados al interior durante la construcción ó posiblemente por una restricción en la interconexión entra la línea del pozo y la línea general.

De igual forma el pozo D4, también presenta una restricción de flujo, debido a una falla mecánica, porque en la recorrida de la línea se observó un aplastamiento de la tubería, debido a un accidente de un automóvil contra la línea, provocando cambios drásticos en el diámetro de la línea.

Como ultima acotación la línea 4, la cual inicia en el múltiple de la isla VI y termina en el separador general del sistema de recolección, presenta una restricción de flujo, ya que de acuerdo a lo investigado esa línea presenta sedimentos depositados. Esto fue evidenciado porque desde que entro en servicio la línea de

garzas, en los separadores, líneas de los tanques y tanques, se encontraron piedras, sedimentos y otro materiales; aunque ya se realizó el mantenimiento de los equipos anteriormente mencionados, a la línea que llega al separador no se le ha realizado ningún mantenimiento.

Tabla 10. Diámetro de campo y ajustado de la línea 4

		Dato real (campo)	Dato ajustado
Línea	**Inicio - Llegada**	**Diámetro (ft)**	**Diámetro (ft)**
LINEA 4	ISLA VI - SEPARADOR	8	5

Fuente: Los Autores.

5 ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES Y RESULTADOS.

Después de ajustar el modelo del sistema general dentro de la herramienta software y de tener representadas así las condiciones de operación de los pozos Y línea de recolección de la Estación Isla VI, el trabajo consistió en mejorar las condiciones de operación, para lo cual se hizo necesario realizar una serie de sensibilidades dentro del sistema general, 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 el sistema, como cambiar el diámetro de la línea principal de recolección desde la isla VIII hasta el múltiple de recolección de la isla VI por un diámetro de 6 pulgadas (6”), también se realizo una prueba, que fue la simulación de un disparo de pozo para valorar los posibles riesgos y puntos débiles del sistema, el ingreso de la producción de los campos aledaños, Gazas y Cristalina a la línea principal de recolección, debido a que la producción de estos campos es llevada periódicamente al sistema de recolección principal y por último se realizo una sensibilidad de la línea de prueba para el pozo de mayor potencial y una para el pozo de mayor distancia respecto al separador general, dentro del sistema.

Todos los análisis realizados del modelo se hicieron a partir de los datos arrojados por la herramienta software después de cada corrida y se compararon con los datos de presión arrojados por el simulador después del ajuste, los cuales fueron usados como punto de referencia.

5.1 CAMBIO DE DIAMETRO DE LA LINEA PRINCIPAL DE RECOLECCION

Se realizó este tipo de sensibilidad debido de que a través de la línea principal de recolección el diámetro varía entre islas, el objetivo fue buscar las mejores condiciones de operación, que permitan un aumento en la capacidad de flujo de la línea; una reducción en las presiones en cabeza de pozo y una mínima pérdida de presión a través del sistema, por lo tanto se cambio el diámetro de la Línea 1 y la Línea 2 a 6 pulgadas (6”). Los resultados arrojados por la herramienta se muestran en la tabla 11.

Tabla.11. Resultados del cambio de diámetro de la línea principal de recolección

Pozo	Presión Simulador (psig)	Presión Sensibilidad (psig)	Diferencial de Presión (psig)
A1	235,3	83	-144,837778
A2	234,6	82,1	-142,453333
A3	234,7	82,2	-150,484444
A4	233,3	80,1	-148,8511111
B1	138,4	75,3	-57,155795
B2	139,3	76,6	-59,4
B3	140,5	77,7	-65,25
B4	136,2	72,6	-63,52
B5	136	72,6	-58,955556
B6	138,2	74,9	-62,7555556
B7	131,5	74,6	-59,604829
C1	114,2	73,4	-43,828938
C2	104,8	73,9	-32,013919
C3	113,3	74,1	-42,867033
C4	99,6	71,6	-32,224176
C5	104	79,3	-27,844689
C6	95,9	69,8	-30,466667
C7	90	66,5	-20,9139194
C8	89,4	65,7	-23,4630037
C9	90,7	67,4	-22,9851852
D1	54,1	48,9	-5,8362637
D2	52,4	47,1	-4,8316239
D3	48,4	43	-5,0512821
D4	218,5	130,5	-92,511111
D5	52,9	44,2	-9,8
D6	55,3	50	-6,6318681
D7	46,5	40,6	-5,1435897
D8	45,5	40,2	-4,8246914
D9	63,4	50	-14,9413919
D10	56,4	51,4	-4,6
D11	74,4	54,1	-23,2443223

Fuente: Los Autores

Los resultados mostrados por la herramienta, permite observar que el actual diámetro que poseen las Línea 1 y Línea 2, los cuales poseen diámetro de 3 pulgadas (3”) y 4 pulgadas (4”) respectivamente, poseen una restricción de flujo importante para el sistema general como se había pensado y que un aumento en el diámetro de estas líneas a 6 pulgadas (6”), resultaría en un alivio considerable en las presiones para del sistema.

5.2 DISPARO EN POZOS

Esta sensibilidad se realizó con el objetivo de valorar los posibles riesgos y puntos débiles del sistema general de recolección de la estación isla VI. La sensibilidad consistió en simular un disparo de pozo con 3 MMSCF de gas.

Los pozos escogidos para hacer el disparo fueron aquellos que poseen mayor probabilidad de tener un evento como el simulado, por sus características en el estado mecánico de los pozos y sus datos históricos de producción.

La siguiente tabla muestra las presiones obtenidas en el pozo D9.

Tabla.12. Resultados sensibilidad del disparo en el pozo D9

Pozo	Presión Simulador (psig)	Presión Sensibilidad (psig)	Diferencial de Presión (psig)
A1	235,3	248,8	13,5
A2	234,6	248,1	13,5
A3	234,7	248,2	13,5
A4	233,3	246,8	13,5
B1	138,4	157,3	18,9
B2	139,3	158,3	19
B3	140,5	159,4	18,9
B4	136,2	155,2	19
B5	136	155	19
B6	138,2	157,1	18,9
B7	133,1	150,4	17,3
C1	114,2	133,7	19,5
C2	104,8	124,5	19,7
C3	113,3	132,8	19,5
C4	99,6	119,5	19,9
C5	104	123,6	19,6
C6	95,9	115,5	19,6
C7	90	110,4	20,4
C8	89,4	109,7	20,3
C9	90,7	110,8	20,1
D1	54,1	75,4	21,3
D2	52,4	73,8	21,4
D3	48,4	70,1	21,7
D4	218,5	236,1	17,6
D5	52,9	74,3	21,4
D6	55,3	76,8	21,5
D7	46,5	68,3	21,8
D8	45,5	67,4	21,9
D9	63,4	217,7	154,3
D10	56,4	78	21,6
D11	74,4	95,3	20,9

Fuente: Los Autores.

Al analizar las presiones obtenidas después de simular el disparo en el pozo D9, se observó que el diferencial de presión de los pozos no tiene una variación superior a los 25 psi, lo cual indica que el sistema no se ve muy afectado por este suceso.

La siguiente tabla muestra las presiones obtenidas en el pozo B4.

Tabla.13. Resultados sensibilidad del disparo en el pozo B4

Pozo	Presión Simulador (psig)	Presión Sensibilidad (psig)	Diferencial de Presión (psig)
A1	235,3	342,3	107
A2	234,6	341,7	107,1
A3	234,7	341,8	107,1
A4	233,3	340,7	107,4
B1	138,4	268,5	130,1
B2	139,3	269,6	130,3
B3	140,5	270,2	129,7
B4	136,2	268,3	132,1
B5	136	265,8	129,8
B6	138,2	266,5	128,3
B7	131,5	256,9	125,4
C1	114,2	200,5	86,3
C2	104,8	190,1	85,3
C3	113,3	166,9	53,6
C4	99,6	177,6	78
C5	104	190,8	86,8
C6	95,9	184,4	88,5
C7	90	179,9	89,9
C8	89,4	178,9	89,5
C9	90,7	180,4	89,7
D1	54,1	76,7	22,6
D2	52,4	75,2	22,8
D3	48,4	71,4	23
D4	218,5	236,9	18,4
D5	52,9	75,6	22,7
D6	55,3	78,2	22,9
D7	46,5	69,7	23,2
D8	45,5	68,7	23,2
D9	63,4	86,1	22,7
D10	56,4	97,6	41,2
D11	74,4	114,6	40,2

Fuente: Los Autores.

Al analizar las presiones obtenidas después de simular el disparo del pozo B4, se observó que el diferencial de presión en los pozos alcanza los 130 psi, esto indica que el disparo para este pozo afecta negativamente el sistema general de recolección y por lo tanto podría presentar problemas si llegara ocurrir esta situación crítica.

Debido a este diferencial de presión en los pozos, se simuló otro disparo en el mismo pozo (B4); con la misma cantidad de gas, pero con un diámetro de 6 pulgadas (6”) en la línea principal, para observar cómo se comportaría el sistema general de recolección con ese nuevo diámetro en la línea principal.

La siguiente tabla muestra las presiones obtenidas.

Tabla.14. Resultados sensibilidad del disparo en el pozo B4 con diámetro en la línea principal de 6 pulgadas.

Pozo	Presión Simulador (psig)	Presión Sensibilidad (psig)	Diferencial de Presión (psig)
A1	235,3	144,4	-90,9
A2	234,6	143,6	-91
A3	234,7	143,6	-91,1
A4	233,3	141,9	-91,4
B1	138,4	137,4	-1
B2	139,3	138,3	-1
B3	140,5	139,5	-1
B4	136,2	137,8	1,6
B5	136	133,3	-2,7
B6	138,2	133,7	-4,5
B7	131,5	133,2	1,7
C1	114,2	138,8	24,6
C2	104,8	129	24,2
C3	113,3	137,4	24,1
C4	99,6	124,2	24,6
C5	104	128,2	24,2
C6	95,9	120,2	24,3
C7	90	115,2	25,2
C8	89,4	114,5	25,1
C9	90,7	115,6	24,9
D1	54,1	44	-10,1
D2	52,4	42,3	-10,1
D3	48,4	38	-10,4
D4	218,5	213,1	-5,4
D5	52,9	42,5	-10,4
D6	55,3	45	-10,3
D7	46,5	36,1	-10,4
D8	45,5	35,1	-10,4
D9	63,4	53,3	-10,1
D10	56,4	74,8	18,4
D11	74,4	92,3	17,9

Fuente: Los Autores.

En el caso que el pozo B4 sufriera un disparo de gas y toda la línea de 6 pulgadas (6”), el sistema general de recolección reaccionaria de una mejor manera, por esta razón ratifica la necesidad de cambiar esta línea a un diámetro de 6 pulgadas (6”), para no restringir el flujo a través del sistema.

5.3 ENTRADA DE LA PRODUCCION DE CAMPOS ALEDAÑOS PERIODICAMENTE AL SISTEMA GENERAL DE RECOLECCION

Para iniciar una adecuada sensibilidad del modelo se tomó en cuenta la influencia de algunos campos aledaños, como son Garzas y Cristalinas, los cuales su caudal no es continuamente enviado al sistema principal. Por lo tanto se realizaron sensibilidades en las cuales se pueda ver algún cambio notable en el sistema general de recolección en ausencia de la producción de los campos Garzas y Cristalinas o de alguno de ellos.

Tabla.15. Resultados sensibilidad sin el caudal de Garzas

Pozo	Presión Simulador (psig)	Presión Sensibilidad (psig)	Diferencial de Presión (psig)
A1	235,3	231,6	-3,7
A2	234,6	230,9	-3,7
A3	234,7	231	-3,7
A4	233,3	229,6	-3,7
B1	138,4	132,9	-5,5
B2	139,3	133,9	-5,4
B3	140,5	135	-5,5
B4	136,2	130,7	-5,5
B5	136	130,5	-5,5
B6	138,2	132,7	-5,5
B7	133,1	126	-7,1
C1	114,2	108,4	-5,8
C2	104,8	99	-5,8
C3	113,3	107,6	-5,7
C4	99,6	93,7	-5,9
C5	104	98,3	-5,7
C6	95,9	90,2	-5,7
C7	90	84,1	-5,9
C8	89,4	83,4	-6
C9	90,7	84,9	-5,8
D1	54,1	47,9	-6,2
D2	52,4	46,2	-6,2
D3	48,4	42	-6,4
D4	218,5	215,3	-3,2
D5	52,9	46,6	-6,3
D6	55,3	49	-6,3
D7	46,5	40,1	-6,4
D8	45,5	39,1	-6,4
D9	63,4	57,2	-6,2
D10	56,4	50,2	-6,2
D11	74,4	68,3	-6,1

Fuente: Los Autores.

Tabla.16. Resultados sensibilidad sin el caudal de Cristalinas.

Pozo	Presión Simulador (psig)	Presión Sensibilidad (psig)	Diferencial de Presión (psig)
A1	235,3	234,4	-0,9
A2	234,6	233,8	-0,8
A3	234,7	233,8	-0,9
A4	233,3	232,4	-0,9
B1	138,4	137,1	-1,3
B2	139,3	138	-1,3
B3	140,5	139,2	-1,3
B4	136,2	134,9	-1,3
B5	136	134,7	-1,3
B6	138,2	136,9	-1,3
B7	133,1	130,2	-2,9
C1	114,2	112,8	-1,4
C2	104,8	103,4	-1,4
C3	113,3	111,9	-1,4
C4	99,6	98,1	-1,5
C5	104	102,6	-1,4
C6	95,9	94,5	-1,4
C7	90	88,6	-1,4
C8	89,4	87,9	-1,5
C9	90,7	89,3	-1,4
D1	54,1	52,6	-1,5
D2	52,4	50,9	-1,5
D3	48,4	46,9	-1,5
D4	218,5	217,7	-0,8
D5	52,9	51,3	-1,6
D6	55,3	53,7	-1,6
D7	46,5	45	-1,5
D8	45,5	44	-1,5
D9	63,4	61,9	-1,5
D10	56,4	54,9	-1,5
D11	74,4	72,9	-1,5

Fuente: Los Autores.

Tabla.17. Resultados sensibilidad sin el caudal de Cristalinas y Garzas.

Pozo	Presión Simulador (psig)	Presión Sensibilidad (psig)	Diferencial de Presión (psig)
A1	235,3	230,9	-4,4
A2	234,6	230,2	-4,4
A3	234,7	230,3	-4,4
A4	233,3	228,9	-4,4
B1	138,4	131,9	-6,5
B2	139,3	132,9	-6,4
B3	140,5	134	-6,5
B4	136,2	129,7	-6,5
B5	136	129,5	-6,5
B6	138,2	131,7	-6,5
B7	133,1	125	-8,1
C1	114,2	107,4	-6,8
C2	104,8	98	-6,8
C3	113,3	106,5	-6,8
C4	99,6	92,7	-6,9
C5	104	97,2	-6,8
C6	95,9	89,2	-6,7
C7	90	83	-7
C8	89,4	82,3	-7,1
C9	90,7	83,8	-6,9
D1	54,1	46,7	-7,4
D2	52,4	45	-7,4
D3	48,4	40,9	-7,5
D4	218,5	214,7	-3,8
D5	52,9	45,4	-7,5
D6	55,3	47,9	-7,4
D7	46,5	39	-7,5
D8	45,5	38	-7,5
D9	63,4	56,1	-7,3
D10	56,4	49,1	-7,3
D11	74,4	67,2	-7,2

Fuente: Los Autores.

Como se puede observar en las tablas 15, 16 y 17, la ausencia del caudal de los campos Garzas y Cristalinas no afecta al sistema considerablemente, ya que con ninguna de las sensibilidades realizadas al sistema no se presentan cambios de presión representativos.

5.4 LINEA DE PRUEBA

Por norma fundamental del ministerio de minas, un pozo debe ser probado una vez por mes. 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.

La línea de prueba de la estación isla VI, consta igualmente de 4 líneas, la línea 1 y línea 2 con un diámetro de 3 pulgadas (3”), y la línea 3 y línea 4 con un diámetro de 4 pulgadas (4”).

Se simuló la línea de prueba para dos pozos, el pozo D6 con el mayor potencial de flujo dentro del sistema general y el pozo A1 el más lejos a la estación de recolección principal. Esto se realizo 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.

Los datos arrojados por el simulador con el pozo D6 en prueba son presentados en la siguiente tabla.

Tabla.18. Resultados del pozo D6 en prueba

Pozo	Presión Simulador (psig)
D6	43,2

Fuente: Los Autores.

Al analizar la presión obtenida después de simular la línea de prueba con el pozo de mayor producción, se puede observar que la presión de la línea es muy cercana a la presión de operación del pozo, lo cual indica que la línea está trabajando de manera optima, por lo tanto no se tendría ningún problema cuando se llegase a presentar tal situación.

Los datos arrojados por el simulador con el pozo A1 en prueba son presentados en la siguiente tabla.

Tabla.19. Resultados del pozo A1 en prueba

Pozo	Presión Simulador (psig)
A1	107,9

Fuente: Los Autores.

Al analizar la presión obtenida después de simular la línea de prueba con el pozo que se encuentra más lejos a la estación de recolección principal, se puedo observar que la presión de la línea es mucho mayor a la presión de operación,

cabe anotar que la presión del pozo A1 es de 83 psig con un diámetro de 6 pulgadas en toda la línea, anotando que el cambio de diámetro ya es una recomendación para el sistema general de recolección, demostrando que la diferencia es muy alta entre la presión de operación y la presión de la línea de prueba del pozo.

Debido a la alta diferencia entre la presión de operación y la presión en la línea de prueba del pozo arrojada por la simulación, se ajusto la línea de prueba, cambiando el diámetro de la Línea 1, el cual estaba en 3 pulgadas (3") y se paso a 4 pulgadas (4").

El dato de presión arrojado por el simulador con el pozo D6 en prueba, pero ajustando el diámetro es presentado en la siguiente tabla.

Tabla.20. Resultados del pozo A1 en prueba con diámetro ajustado

	Diámetro de campo	Diámetro ajustado
Pozo	Presión Simulador (psig)	Presión Simulador (psig)
A1	107,9	64,2

Fuente: Los Autores.

Como se puede observar en la tabla 20, la presión del pozo en la línea de prueba disminuye notablemente ajustándose a la realidad, ya que la presión de la línea de prueba debe estar por debajo de la presión de operación del pozo.

6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Las líneas de los pozos C2, C3, C6, D4 y D7 presentan una restricción de flujo, posiblemente causada por depositación de carbolita, material utilizado en el proceso de fracturamiento, provocando que la línea pierda su diámetro efectivo, dando como resultado un aumento en la presión en cabeza de los pozos. De igual forma el pozo D4, presenta una falla mecánica porque en el recorrido realizado a la línea se observó un aplastamiento de la tubería, debido a un accidente de un automóvil contra la línea, provocando cambios drásticos en el diámetro de la línea. Por lo anterior se recomienda el cambio de esas líneas con el objetivo de disminuir las pérdidas de presión presentadas y así aumentar la capacidad de flujo.

2. Las líneas de los pozos C1, C4, y C6 presentan una restricción de flujo, posiblemente porque son líneas antiguas y al parecer por el alto corte de agua (%BSW), están presentando corrosión interna e incrustaciones. Por lo tanto se recomienda el cambio de esas líneas con el objetivo de disminuir las pérdidas de presión presentadas.

3. En la línea del pozo D11, se presenta una restricción de flujo, causada posiblemente por un taponamiento generado por objetos extraños dejados al interior durante la construcción ó posiblemente por una restricción en la

interconexión entra la línea del pozo y la línea general. Por lo tanto se recomienda revisar las dos situaciones anteriormente descritas.

4. La línea 4, la cual inicia en el múltiple de la isla VI y termina en el separador general del sistema de recolección, presenta una restricción de flujo, ya que de acuerdo a lo investigado esa línea presenta sedimentos depositados. Esto fue evidenciado porque desde que entro en servicio la línea de garza, en los separadores, líneas de los tanques y en los tanques, se encontraron piedras, sedimentos y otros materiales; aunque ya se realizó el mantenimiento de los equipos anteriormente mencionados, a la línea que llega al separador no se le ha realizado ningún mantenimiento. Por lo tanto se recomienda la inspección, mantenimiento y limpieza de esa línea para mejorar su funcionamiento.

5. Para optimizar la capacidad de flujo a través de la línea general de recolección de líquido de la Estación Isla VI del Campo Cantagallo se recomienda cambiar el diámetro de las Líneas 1 y 2 a 6 pulgadas (6”), lo cual disminuiría la restricción al flujo y por consiguiente las caídas de presión dentro del sistema. Adicionalmente, con la sensibilidad realizada simulando un disparo de pozo, se observó que se reduce las caídas de presión cuando el sistema es en su totalidad es de 6 pulgadas (6”).

6. El sistema general de recolección no presentó variaciones notables de presión en cabeza de pozo, cuando fue sometido a diversos cambios como la inclusión o no del caudal de los campos Garzas y Cristalinas, lo cual indica que este sistema es estable y el diseño de las facilidades de recolección es adecuado, tanto para el flujo como para él no flujo de dichos campos.

7. Para optimizar la capacidad de flujo a través de la línea de prueba se recomienda cambiar el diámetro de la Línea 1 a 4 pulgadas (4”), ya que el objetivo es mejorar su funcionamiento; contribuyendo a que los resultados obtenidos en las pruebas a pozos sean los mejores.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFÍCAS

1. División de Ingeniería de CRANE. Flujo de fluidos en válvulas, accesorios y tuberías. McGraw Hill.

2. Gas Processors Supliers Association.Engineering (GPSA). Data Book. Volumen II, 2ª ed. Tulsa, Oklahoma. 1998.

3. ARNOLD, Ken y STEWART Maurice. Surface Production Operations V I: Desingn 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 Isla VI SAR-Cantagallo, 2007.