

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

**WILLIAN FERNANDO CARO RODRIGUEZ
JULIAN LEORNARDO ROA BECERRA**

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

2008

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

**WILLIAN FERNANDO CARO RODRIGUEZ
JULIAN LEONARDO ROA BECERRA**

Trabajo de Grado para obtener el título de Ingeniero de Petróleos

**Director:
FREDDY ABELARDO NARIÑO REMOLINA
INGENIERO DE PETRÓLEOS – ECOPETROL S.A.**

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

2008

AGRADECIMIENTOS

A mi Familia que a pesar de la distancia fue un apoyo incondicional en las buenas y en las malas.

A mi Papa gracias a él soy lo que soy, como persona, como ser humano y como profesional. Por ser mi guía en cada uno de mis logros, por brindarme ese apoyo incondicional, por creer y confiar en mí. Dios te bendiga, y te de muchas alegrías, te lo mereces.

A mi Mama por su gran apoyo, palabras de aliento, porque tu madre eres para mí un ejemplo a seguir, de superación, tus logros los siento míos, y espero que los míos los sientas tuyos, me llena de orgullo tenerte como madre, eres una verraca. Gracias por todo.

A mis Hermanitos a mis hermanitos los 5 niños que para mí son por lo voy a luchar para que salgan adelante. Meli, Kevin, Juané, Andrés y Junior

A una gran amiga: Viviana, doy gracias a dios por ponerte en nuestras vidas, tu eres un gran apoyo a mi papa, para mis hermanos y para mí. Gracias por tu compañía, amistad, comprensión, dedicación y gran esmero. Ojala Dios te de muchas bendiciones de corazón te lo mereces.

A mi Segunda Familia Mis grandes amigos en Bucaramanga, los vagos del apartamento, amigos incondicionales que en las buenas y en las malas siempre estuvieron a mi lado, compañeros de bebida, de juegos, de carrera, que gracias a su compañía mi estadía en esta bella ciudad fuese más placentera (Jimmy, Julián, Nana, Renzo, Eusebio, Jeissen, el Rolo, machero killer, Anderson, Manuel, Natalie, Calaña). Gracias a todos. Los quiero mucho.

William Fernando Caro Rodriguez

AGRADECIMIENTOS

A mi madre que por su gran amor incondicional siempre estuvo a mi lado para Apoyarme, Guiarme, y darme fortalezas en los momentos más indispensables de mi vida a ella le debo mi vida y mi formación que dios te bendiga y me permita disfrutar de su compañía por mucho tiempo.

A mi padre que siempre estuvo hay en las buenos y malos momentos sin nunca desfallecer para sacarnos adelante por su amor, cariño, comprensión, consejos y guiarme el este proyecto de vida que dios te bendiga por ser el mejor pa del mundo.

A mis hermanos Francis por acompañarme, tenerme paciencia, aconsejarme, lo extraño mucho chino no se vaya a perder, Jonathan mi hermanito menor mi niño así tenga 12 siempre serás mi niño. Gracias por hacerme reír por alegrar mi vida con tu presencia dios te bendiga.

A mi familia que siempre estuvo hay para apoyarme en momentos tan difíciles y tenderme la mano cuando más los necesite, por ofrecerme su hospitalidad familiar su amistad. Gracias por todos esos buenos momentos en los cuales nos reunimos para compartir.

A mis amigos por permitirme compartir y convivir, por acompañarme en esos momentos de alegría y por no dejarme desfallecer en esos momentos de tristezas, por las bebetas, juagdas, peleas en fin sin todo esto mi estadia en la UIS no Valeria la pena. Gracia (Jimmy, Willian, machero, loco Eusebio, Jeep, Anderson, Roló (Andrés), Nataly, Manuel, Renzo) nunca se alejen siempre cuenten con migo.

A dos grandes amigos que en ningún momento me dijeron no por estar hay siempre que los necesite por compartir y convivir como si

*fuéramos hermanos de sangre siempre los llevere en mi corazón
gracias Willi y Jimmy.*

*A mi preciosa por soportarme estos 4 años por hacerme ver lo mejor
de las cosas, por su amor y compañía te amo mi amor.*

*A la escuela de petróleos sus profesores y compañeros sin ellos no
existiría esto gracias por la formación recibida será bien aplicada.*

GILIAN LEONARDO ROA BECERRA

AGRADECIMIENTOS

Nosotros Willian y Julián queremos expresar nuestros más inmensos agradecimientos al ingeniero Freddy Nariño por su incondicional apoyo, asesoría, colaboración en la realización de este proyecto por su amistad gracias profe.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	18
1. FLUJO DE FLUIDOS	19
1.1 FLUJO EN TUBERÍAS	19
1.2 ECUACIONES BÁSICAS Y CONCEPTOS	20
1.2.1 Ecuación General de Energía	20
1.2.2 Flujo Laminar y Flujo Turbulento	24
1.2.3 Ecuación General de Flujo de Fluidos	26
1.2.4 Factor de Fricción	27
1.2.5 Fluidos Newtonianos y Fluidos Plásticos	32
1.2.6 Velocidad media de Flujo	33
1.2.7 Numero de Reynolds	33
1.2.8 Radio hidráulico	34
1.3 FLUJO DE FLUIDOS EN VÁLVULAS Y ACCESORIOS	35
1.3.1. Pérdidas de presión debida a válvulas y accesorios	37
1.4. FLUJO EROSIONAL	40
2. FLUJO MULTIFÁSICO	42
2.1 VARIABLES QUE AFECTAN EL FLUJO MULTIFASICO	42
2.2 PROPIEDADES DEL FLUIDO	49
2.2.1 Densidad del Fluido	50
2.3 PREDICCIÓN DE TEMPERATURA DE FLUJO	53
2.3.1 Temperatura De Flujo En Tuberías	54
2.4 PATRONES DE FLUJO EN TUBERÍA HORIZONTAL	55
2.4.1 Patrones de Flujo Multifásico en Tubería Horizontal	55
2.5 MAPAS DE REGIMENES DE FLUJO PARA PREDICCIÓN DE PATRONES DE FLUJO EN TUBERÍAS HORIZONTALES	59
2.5.1 Correlación de Baker	59

2.5.2 Correlación De Govier & Omer	60
2.5.3 Correlación De Mandhane	62
2.5.4 Correlación De Taitel & Dukler	63
2.5.5 Correlación De Beggs & Brill	64
2.6 GRADIENTE DE PRESIÓN	65
2.6.1 Correlación de Lockhart & Martinelli	65
2.6.2 Correlación de Dukler, Wicks & Cleveland	67
2.6.3. Método de Beggs & Brill	69
2.7. SISTEMAS DE RECOLECCIÓN DE CRUDO	72
2.7.1 Componentes de un Sistema de Recolección de Crudo	72
2.7.2 Esquemas de Recolección	76
3. GENERALIDADES CAMPO CANTAGALLO	81
3.1 LOCALIZACIÓN	81
3.2 RESEÑA HISTÓRICA	82
3.3 CAMPOS ALEDAÑOS	86
3.3.1 Campo Cristalinas	86
3.3.2 Campo Garzas	87
3.3.3 Campo Sogamoso	87
3.4 GEOLOGÍA Y ESTRUCTURA	88
3.4.1 Estratigrafía	88
3.4.2 Estructura del yacimiento	93
3.5 HISTORIA DE PRODUCCIÓN	96
3.6 INFRAESTRUCTURA DE RECOLECCIÓN	97
3.6.1. Estación Auxiliar	98
3.6.2. Estación Isla IV	99
3.6.3 Planta Deshidratadora	99
3.6.4 Planta Compresora	99
3.6.5 Estación de Bombeo	100
3.7. ASPECTOS PETROFÍSICOS	101
3.7.1 Litología	101

3.7.2 Porosidad	101
3.7.3 Permeabilidad	102
3.7.4 Fluidos de formación	102
3.8 GENERALIDADES DE LA ESTACIÓN ISLA IV	103
3.9 SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE CRUDO Y GAS	103
3.10 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA ESTACIÓN ISLA IV Y DEL PROCESO DE RECOLECCIÓN	104
3.10.1 Sistema de Proceso Principal	106
3.11 SISTEMAS DE MEDICIÓN Y CONTROL	127
3.11.1 Medidores	127
3.11.2 Indicadores	129
3.11.3 Sistemas de Control	130
4. APLICACIÓN EN SOFTWARE ESPECIALIZADO	135
4.1 TRABAJO DE CAMPO	135
4.1.1 Metodología empleada para la toma de presión en cabeza de pozo con levantamiento artificial por bombeo mecánico (FORMATO A.T.S)	136
4.2 GENERALIDADES DE LA HERRAMIENTA SOFTWARE	141
4.2.1 Tipos de fluidos	142
4.2.2 Unidades de medida	143
4.2.3 Datos PVT	144
4.2.4 Datos PVT para fluidos no-composicionales	144
4.2.5 Plataforma de trabajo	146
4.2.6 Dispositivos de flujo utilizados en la herramienta	150
4.2.7 Metodología de la Simulación	151
4.2.8 Métodos de cálculo	153
4.2.9 Convergencia de la simulación	154
4.3 CONSTRUCCION DEL MODELO EN LA HERRAMIENTA SOFTWARE	155
4.3.1 Descripción del sistema general de recolección	156
4.3.2 Sistema 1	157
4.3.3 Sistema 2	158

4.3.4 Sistema 3	158
4.3.5 Estructura del sistema general dentro de la herramienta software	160
4.3.6 Ajuste del modelo	162
5. ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES Y RESULTADOS	168
5.1. CAMBIOS DE DIÁMETROS	168
5.2. DISPARO EN POZOS	170
6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	175
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	177

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Geométrica del flujo	23
Figura 2. Diagrama de diferencial de presión presente en una tubería	26
Figura 3. Rugosidad relativa Vs. Diámetro de la tubería	30
Figura 4. Factor de fricción Vs. Número de Reynolds	31
Figura 5. Cambios de velocidad vs. Tracción	32
Figura 6 .Efectos de la pérdida de presión Vs velocidad del fluido	36
Figura 7. Patrones de flujo segregado	57
Figura 8. Patrones de Flujo Intermitentes	57
Figura 9. Patrones de flujo distribuido	58
Figura 10. Mapa de regímenes de Flujo, Baker (1953)	60
Figura11. Mapa de Patrones de Flujo de Govier & Omer	61
Figura 12. Mapa de Regímenes de Flujo Mandhane (1974)	62
Figura 13. Mapa de regímenes de flujo Taitel & Dukler (1976)	64
Figura14. Mapa de Patrón de Flujo de Beggs	65
Figura 15. Función de Dukler,Wicks & Cleveland	68
Figura 16. Esquema No.1	77
Figura 17. Esquema N° 2 de recolección	79
Figura 18. Esquema N° 3 de recolección	80
Figura 19. Localización del Campo Cantagallo	81
Figura 20. Curva de producción hasta el año 2000	86
Figura 21. Columna Estratigráfica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena	89
Figura 22. Mapa estructural al tope de las arenas Cantagallo	96
Figura 23. Esquema de las facilidades de superficie dentro de la Estación isla IV	105
Figura 24. Múltiples de prueba y varios en la entrada a los separadores	107
Figura 25. Separador General de Producción	108
Figura 26. Válvulas de Compuerta	110
Figura 27. Separador de Prueba	111

Figura 28. Medidor de Flujo - FQI	112
Figura 29. Tanques de Almacenamiento K 4-01 y K 4-02	115
Figura 30. Depurador de Gas	117
Figura 31. Sistema de Limpieza del Gasoducto	119
Figura 32. Sistema de Bombeo	120
Figura 33. Tanque de Contraincendios K 4-03	121
Figura 34. Tanque de Contraincendios K 4-03	122
Figura 35. Sistema Contraincendios Bomba Eléctrica	123
Figura 36. Sistema Contraincendio del Motor Diesel	123
Figura 37. Tanque de Almacenamiento de Químico	124
Figura 38. Bomba de Trasiego Sistema Contraincendio	124
Figura 39. BullDrum Tambor de Almacenamiento de Químico	125
Figura 40. Sistema de Piscina Para Aguas	127
Figura 41. Medidor de Tipo Diferencial Para Cuantificar el Gas Producido	128
Figura 42. Válvulas de Compuerta	131
Figura 43. Válvula de Control Neumática	133
Figura 44. Válvulas de Seguridad de Sobrepresión – PSV	134
Figura 45.. Diagrama de flujo para la herramienta software	149
Figura.46. Sistema general de recolección	159
Figura 47 Presión Vs. Tiempo Pozo C-20	167

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Valores de coeficiente de resistencia de flujo para accesorios en tubería	39
Tabla 2. Correlaciones para cada patrón de flujo según Baker	66
Tabla 3. Límites para los patrones de flujo según Beggs & Brill	70
Tabla 4. Dimensiones y Características principales de line pipe	74
Tabla 5. Litología del Campo Cantagallo	94
Tabla 6. Unidades de medición utilizadas por la herramienta software	145
Tabla 7 Longitud de líneas principales	161
Tabla 8. Datos de campo	162
Tabla.9. Resultados del ajuste del caso base para Sistema General	165
Tabla.10. Resultados del ajuste Cambio de diámetro	169
Tabla.11. Resultados sensibilidad del pozo C-11	171
Tabla.12. Resultados sensibilidad del pozo A-1	172
Tabla.13. Resultados sensibilidad del pozo C-11	173

RESUMEN

TITULO:*

EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE LIQUIDO DE LA ESTACIÓN ISLA IV DEL CAMPO CANTAGALLO POR MEDIO DE APLICACIÓN EN SOFTWARE ESPECIALIZADO.*

AUTORES:

WILLIAN FERNANDO CARO RODRIGUEZ
JULIAN LEONARDO ROA BECERRA**

PALABRAS CLAVES:

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

DESCRIPCIÓN:

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

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

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

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

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

* Trabajo de Grado.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Ing. Freddy Abelardo Nariño Remolina.

SUMMARY

TITLE:

EVALUATION OF THE LIQUID GATHERING SYSTEM OF THE FIELD CANTAGALLO'S ISLAND IV STATION THROUGH APLICATION IN SPECIALIZED SOFTWARE.*

AUTHORS:

WILLIAM FERNANDO CARO RODRIGUEZ

JULIAN LEONARDO ROA BECERRA**

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 IV station in cantagallo field. Secondly hereby we present the evaluation of that system by means of specialized gathering systems of a multiphase in steady state for the modeling of transportation and recollection system of oil and gas. Furthermore the theory is complemented by the description of fluids flow, multiphase flow, and the functioning and managing of the tool.

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

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

* Trabajo de Grado.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Ing. Freddy Abelardo Nariño Remolina.

INTRODUCCIÓN

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

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

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

1. FLUJO DE FLUIDOS

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

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

1. 1 FLUJO EN TUBERÍAS

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

Esto causa variación en densidades, velocidades, volúmenes de cada fase y propiedades del fluido. También ocurren cambios de temperatura para flujo en sistemas de tubería y restricciones. Esto no sería un problema en cálculos de comportamiento del yacimiento, debido que la temperatura de este permanece constante.

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

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

1.2 ECUACIONES BÁSICAS Y CONCEPTOS

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

1.2.1 Ecuación General de Energía

La base teórica para la mayoría de ecuaciones de flujo de fluidos es la ecuación general de energía y una expresión para el balance o conservación de energía entre dos puntos en un sistema. La ecuación de energía es primero desarrollada usando principios termodinámicos y es modificada para formar la ecuación de gradiente de presión. Considerando un sistema de estado estable, el balance de energía puede ser escrito como¹:

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

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

Donde:

U'_1 = energía interna

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

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

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

q' = energía calórica adicionada al fluido.

W'_s = trabajo hecho en el fluido por los alrededores.

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

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

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

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

y

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

o

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

Donde

h = entalpía

S = entropía

T = temperatura

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

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

Para un proceso irreversible, la desigualdad de Clausius²

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

o

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

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

² BEGGS, H.D. Production Optimization Using Nodal Analysis. OGCI Publications. Tulsa, Oklahoma. 1991.

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

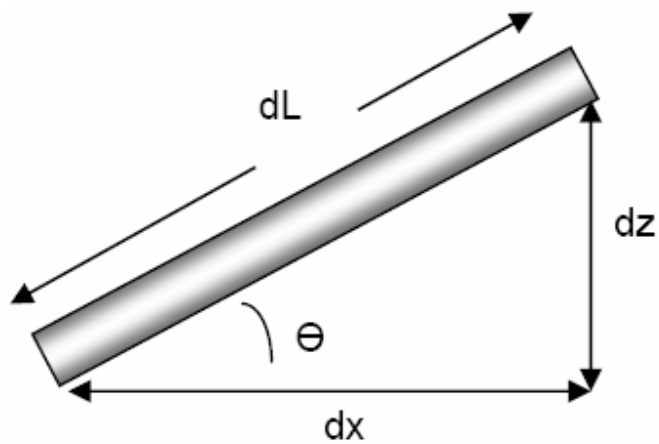
Si consideramos una tubería inclinada a un ángulo θ de la horizontal como en la figura 1, entonces:

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

y sustituyendo en la ecuación (9)

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

Figura 1. Geométrica del flujo



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

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

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

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

Donde

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

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

1.2.2 Flujo Laminar y Flujo Turbulento

En una línea de flujo, según las condiciones un fluido puede fluir dentro de un ducto dentro de dos tipos de flujo denominados *laminar* y *turbulento* cuya distinción fue demostrada por el científico Reynolds con uno de sus experimentos. En el flujo laminar, las moléculas de un fluido avanzan en forma de capas paralelas en la dirección del flujo. En flujo turbulento las moléculas no avanzan en la dirección del flujo de forma semejante al flujo laminar, sino q lo hacen en corrientes cruzadas y remolinos; las moléculas también se mueven en direcciones diferentes que las del flujo principal. Entre los dos flujos antes presentados existe un tipo de flujo intermedio llamado de transición. Que un flujo se desplace dentro de un conductor en forma laminar o turbulenta depende de

varios factores principales como son: velocidad, diámetro del conductor, viscosidad y densidad de los fluidos.

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

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

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

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

De donde:

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

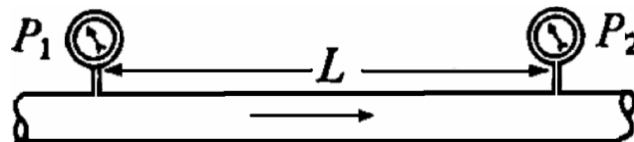
La densidad se considera constante.

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

1.2.3 Ecuación General de Flujo de Fluidos

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

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



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

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

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

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

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

1.2.4 Factor de Fricción

La fórmula de Darcy puede deducirse por análisis dimensional con la excepción del factor de fricción, que debe ser determinado experimentalmente. El factor de fricción para condiciones de flujo laminar ($Re < 2000$) es función sólo del número de Reynolds; mientras que para el flujo turbulento ($Re > 4000$) es también función del tipo de pared de la tubería.

La región que se conoce como la “zona crítica” aparece entre los números de Reynolds de 2000 a 4000. En esta región el flujo puede ser tanto laminar como turbulento, dependiendo de varios factores; éstos incluyen cambios de sección,

de dirección del flujo y obstrucciones tales como válvulas corriente arriba de la zona considerada. El factor de fricción en esta región es indeterminado y tiene límites más bajos si el flujo es laminar y más altos si el flujo es turbulento.

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

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

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

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

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

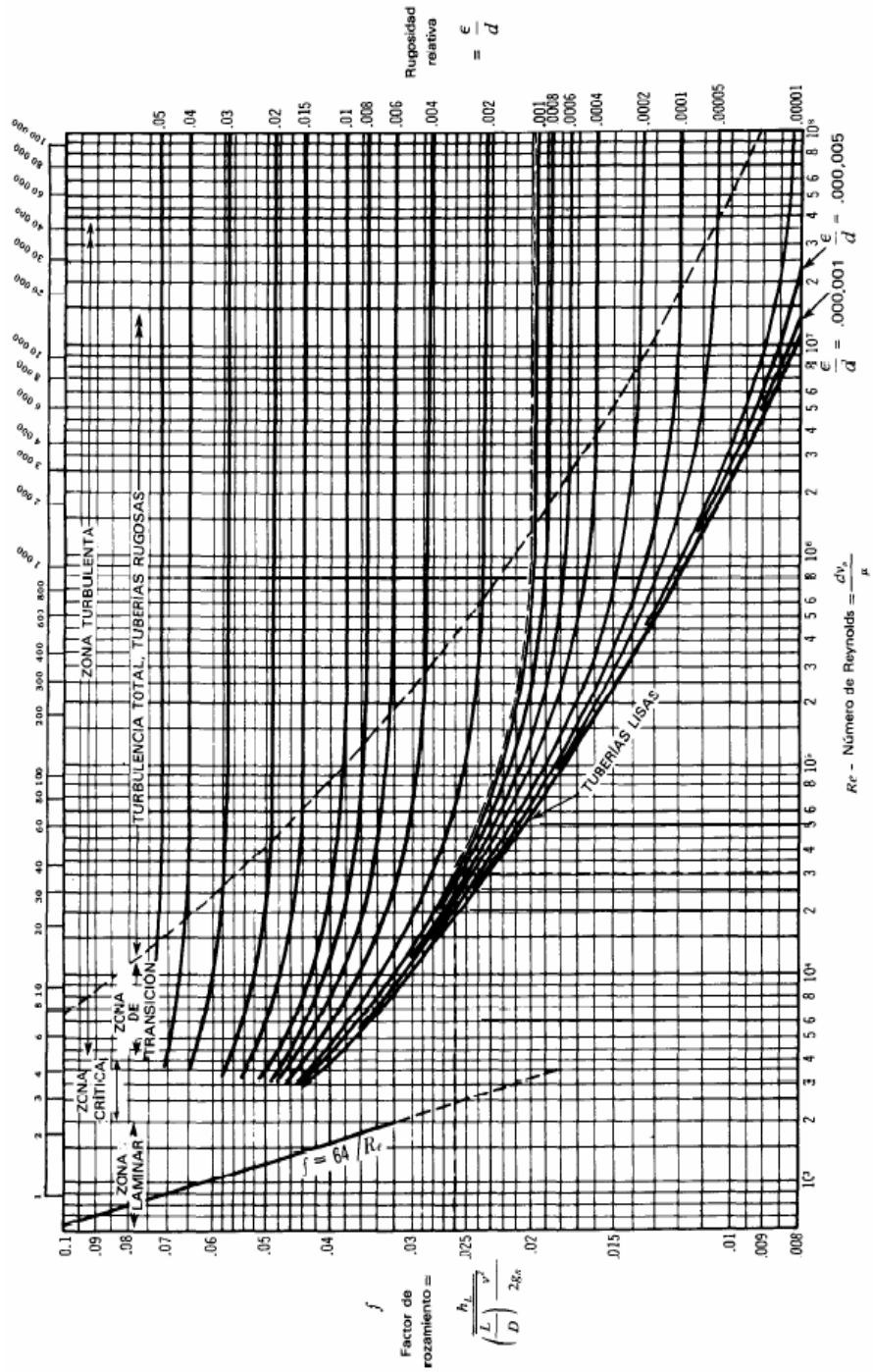
Que es la ley de Poiseuille para flujo laminar.

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

vidrio, el factor de fricción disminuye más rápidamente con el aumento del número de Reynolds, que para tuberías con paredes más rugosas.

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

Figura 4. Factor de fricción Vs. Número de Reynolds



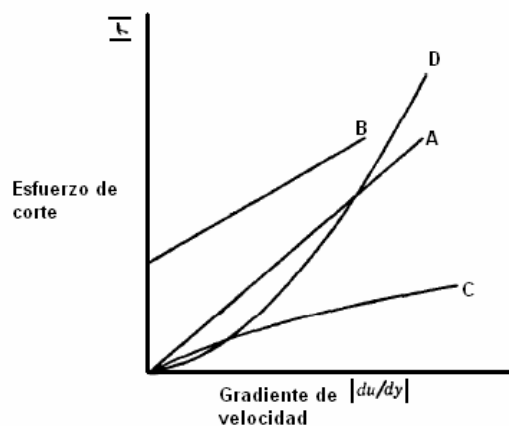
1.2.5 Fluidos Newtonianos y Fluidos Plásticos

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

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

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

Figura 5. Cambios de velocidad vs. Tracción:



A, fluidos Newtonianos. **B**, fluidos plásticos
C, fluidos pseudo plásticos. **D**, fluidos dilatantes.

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

1.2.6 Velocidad media de Flujo

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

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

1.2.7 Numero de Reynolds

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

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

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

1.2.8 Radio hidráulico

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

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

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

1.3 FLUJO DE FLUIDOS EN VÁLVULAS Y ACCESORIOS

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

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

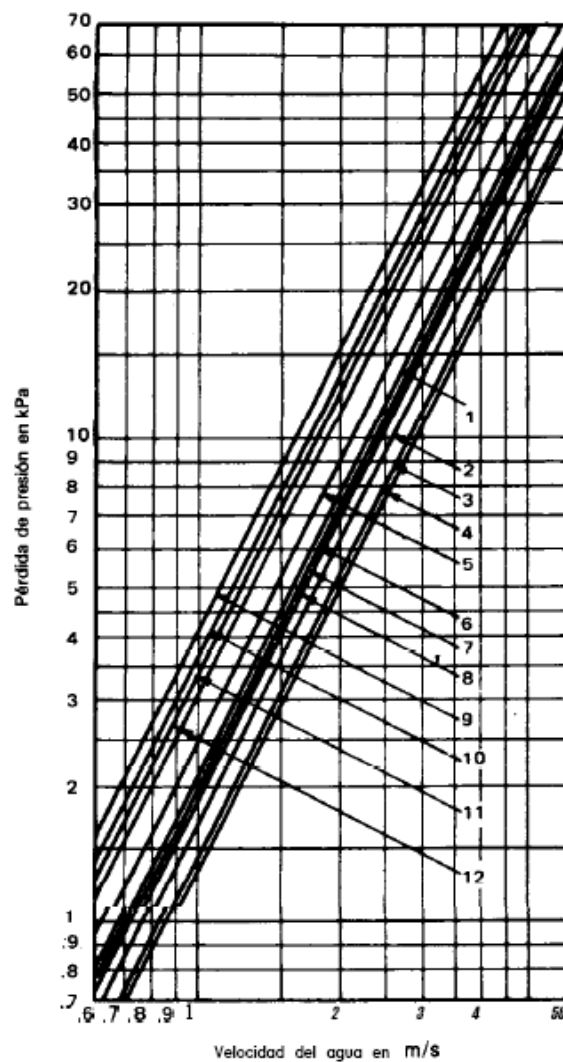
La pérdida de presión total producida por una válvula o accesorio consiste en:

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

Desde el punto de vista experimental es difícil medir las tres caídas por separado. Sin embargo, su efecto combinado es la cantidad deseada y puede medirse

exactamente con métodos bien conocidos. En donde muchos experimentos han demostrado que la pérdida de presión debida a válvulas y accesorios es proporcional a la velocidad elevada a un exponente constante. Por ello cuando se grafican la velocidad con la caída o pérdida de presión en coordenadas logarítmica la curva que se describe es una línea recta.

Figura 6 .Efectos de la pérdida de presión Vs velocidad del fluido³



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

1.3.1. Pérdidas de presión debida a válvulas y accesorios

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

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

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

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

h_L = altura estática o altura de velocidad

v = velocidad del fluido

g = constante de aceleración de la gravedad

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

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

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

ρ = densidad del fluido.

V = velocidad del fluido

g_c = aceleración de la gravedad

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

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

Donde L y D corresponde a la geometría del accesorio. Para flujo multifásico las pérdidas de presión en varios tipos de válvulas y accesorios pueden ser aproximadas a cantidades mínimas bajo el concepto de longitudes equivalentes.⁴

⁴ ARNOLD, Ken, y STEWART, Maurice. Surface Production Operations V1 Design of Oil Handling Systems and Facilities. Gulf Publishing Company. Houston Texas. 1986. Pag 279

Tabla 1⁵. 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:

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

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

⁵Tomada 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 liquido no es muy común hablar de este termino sin embargo, en condiciones multifásicas cuando la relación Gas – liquido es significativa puede presentarse este tipo de erosión. La velocidad de flujo a la cual esta erosión es posible, puede definirse como:

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

Donde

V_e = Velocidad erosional, ft / s

ρ_m = densidad de la mezcla, lb/ ft³

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

Arnold y Stewart⁶ expresan la densidad de la mezcla y el diámetro de la tubería como:

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

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

⁶ Ibid pag 277

Donde

P = Presión, psia

T = Temperatura, °R

d = diámetro Interno del tubo, in

SG_L = Gravedad Especifica del liquido relativa al agua

SG_G = Gravedad Especifica del gas relativa al aire @ CS

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

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

Z = Factor de compresibilidad del gas @ PT

V_e = Velocidad erosional, ft/s

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

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

Determinar la velocidad erosional a partir de la ecuación 30

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

2. FLUJO MULTIFÁSICO

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

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

2.1 VARIABLES QUE AFECTAN EL FLUJO MULTIFASICO

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

Las variables afectadas por estos fenómenos pueden ser las siguientes:

a) Tasa de 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 el de conectar nuevos pozos a las líneas de flujo ya

existentes y sobrecargadas. Esto por supuesto, incrementa la caída de presión en la línea que conecta estos pozos hasta el colector.

b) Relación Gas Líquido (GRL)

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

c) Efecto del corte de agua (BSW)

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

d) Efecto del diámetro de la tubería (d)

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

3

e) Nivel de líquido o Holdup (H_L)

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

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

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

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

f) Nivel de gas (H_g)

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

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

g) Nivel de líquido no-deslizante (λ_L)

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

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

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

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

h) Densidad del Líquido (ρ_L)

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

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

Donde

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

y

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

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

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

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

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

i) Velocidad liquido y gas

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

j) Viscosidad

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

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

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

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

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

k) Tensión Superficial

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

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

Donde

σ_o = tensión superficial del aceite, y

σ_w = tensión superficial del agua.

2.2 PROPIEDADES DEL FLUIDO

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

2.2.1 Densidad del Fluido

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

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

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

Donde

ρ_g = densidad del gas, (Lbm/ft³)

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

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

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

P_{sc} = presión estándar (14.7 psia)

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

γ_g = gravedad del gas (relativa al aire)

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

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

Donde,

ρ_g = densidad del gas, (Lbm/ft³)

P_{sc} = presión, psia

T_{sc} = temperatura °R

γ_g = gravedad del gas(aire = 1)

Z = factor de compresibilidad

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

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

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

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

Donde

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

API = gravedad API del aceite.

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

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

Donde,

ρ_o = densidad del aceite, lbm/ ft³

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

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

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

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

5.615 = factor de conversión, ft³ /Bbl

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

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

Donde

ρ_o = densidad a p y T, (lbm/ ft³)

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

p = presión, psia

p_b = presión la punto de burbuja a T, psia

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

$\text{EXP}(x) = e^x = (2.7183)^x$.

Para el agua, la densidad puede ser estimada de:

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

Donde

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

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

γ_w = gravedad específica del agua.

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

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

2.3 PREDICCIÓN DE TEMPERATURA DE FLUJO

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

2.3.1 Temperatura De Flujo En Tuberías

Para el cálculo de la temperatura de flujo en una tubería se asume que la temperatura de los alrededores es constante. Una ecuación para temperatura como función de la longitud fue propuesta por Ramey⁷.

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

Donde

T_L = temperatura a la distancia, (°F)

T_s = temperatura de los alrededores, (°F)

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

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

A = relación de distancia (ft)

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

o

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

Donde,

C = Constante,(ft/lbm/s)

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

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

d = diámetro de la tubería, (ft)

⁷ RAMEY, H.J.: "Wellbore heat Transmission".JPT. Abril. 1962

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

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

2.4 PATRONES DE FLUJO EN TUBERÍA HORIZONTAL

Se definen los patrones de flujo multifásico como una descripción cualitativa de la distribución de las fases en la tubería. Describen la forma con que se distribuyen las fases en un segmento de tubería. El patrón de flujo es influenciado por la geometría de la tubería, por las propiedades físicas de la mezcla (densidad, tensión superficial, viscosidad) y por las tasas de flujo.

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

2.4.1 Patrones de Flujo Multifásico en Tubería Horizontal

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

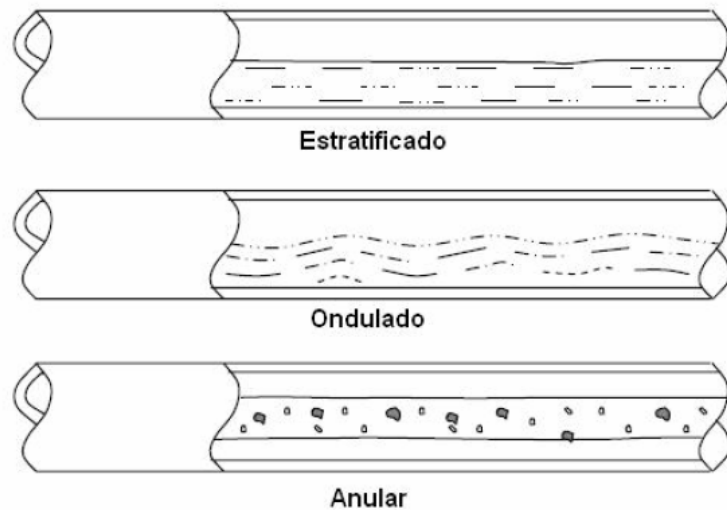
Los patrones de flujo no afectan la presión significativamente en flujo horizontal como si sucede en el vertical. En el flujo horizontal la energía potencial no influye. De todos modos esto no indica que estos patrones de flujo horizontal no se tengan en cuenta. Pueden afectar las operaciones de producción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

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

2.4.1.1 Patrón de Flujo Segregado

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

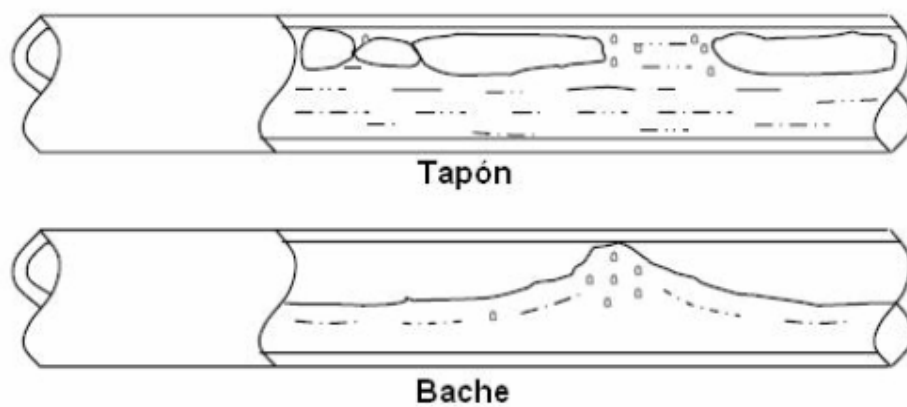
Figura 7. Patrones de flujo segregado



2.4.1.2 Patrón de Flujo Intermitente

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

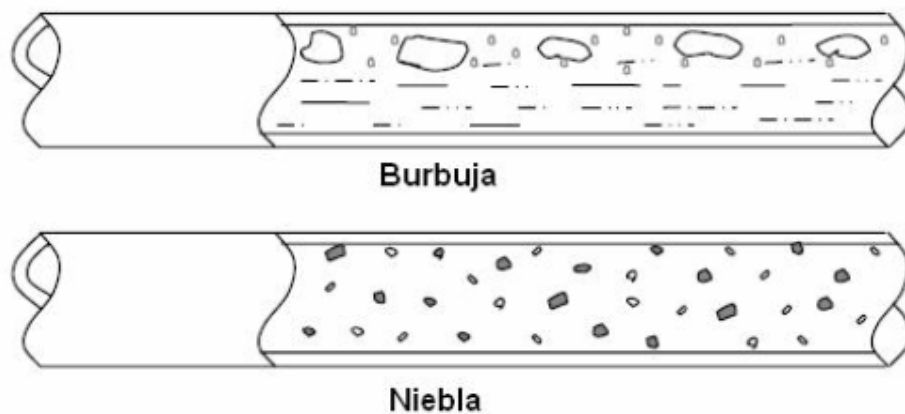
Figura 8. Patrones de Flujo Intermitentes.



2.4.1.3 Patrón de Flujo Distribuido

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

Figura 9. Patrones de flujo distribuido



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

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

2.5.1 Correlación de Baker

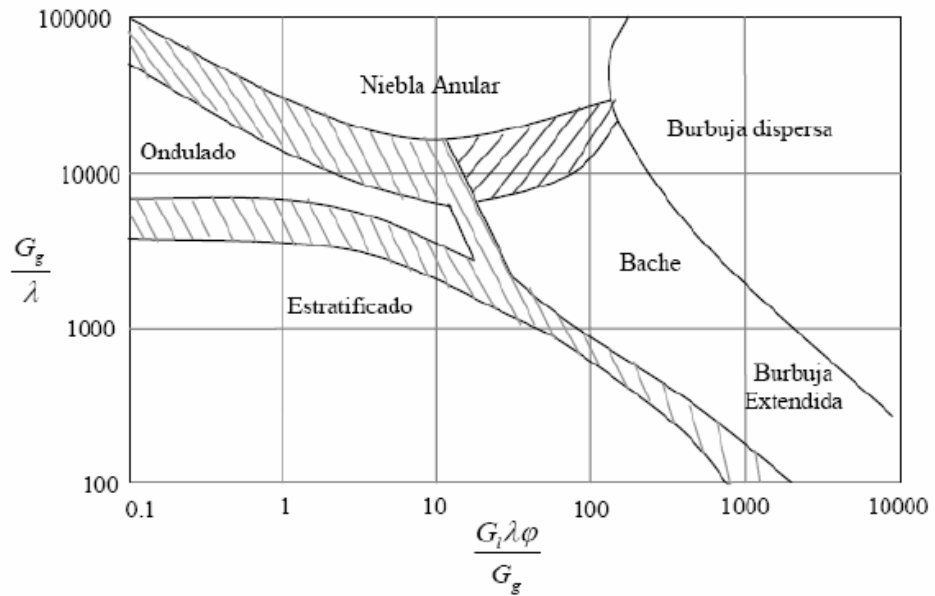
Los mapas de regímenes de flujo son usados para predecir los patrones de flujo en una tubería horizontal. Uno de los primeros mapas que se diseñaron fue creado por Baker en 1953, mas tarde modificado por Scoot, mostrado en la figura 10, en la cual los ejes son G_L/λ y $G_L\lambda\varphi/G_g\lambda$;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

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

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

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

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



2.5.2 Correlación De Govier & Omer

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

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

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

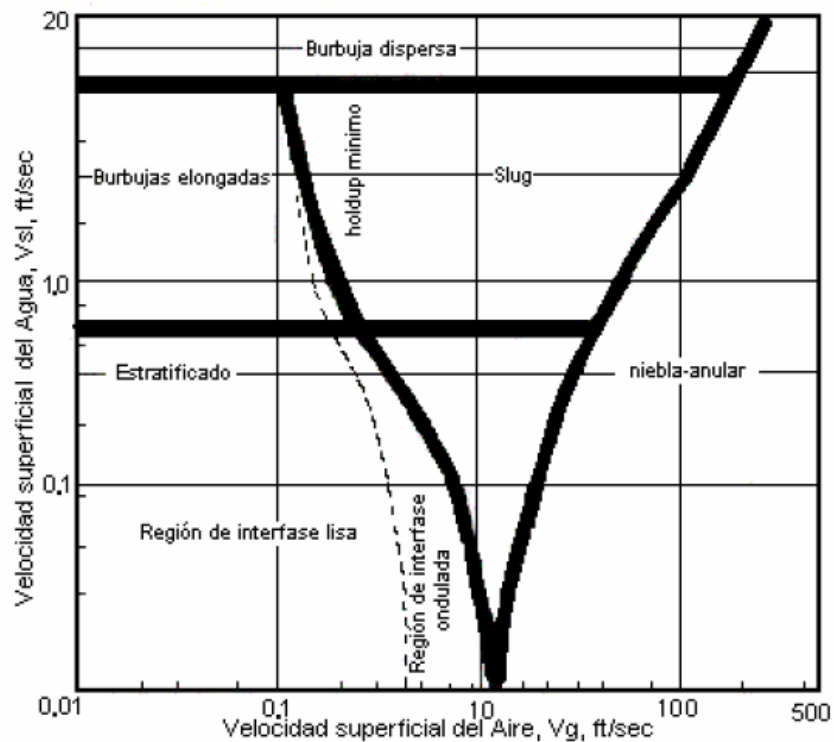
Estos parámetros son usados para multiplicar las velocidades superficiales de los fluidos de la siguiente manera:

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

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

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

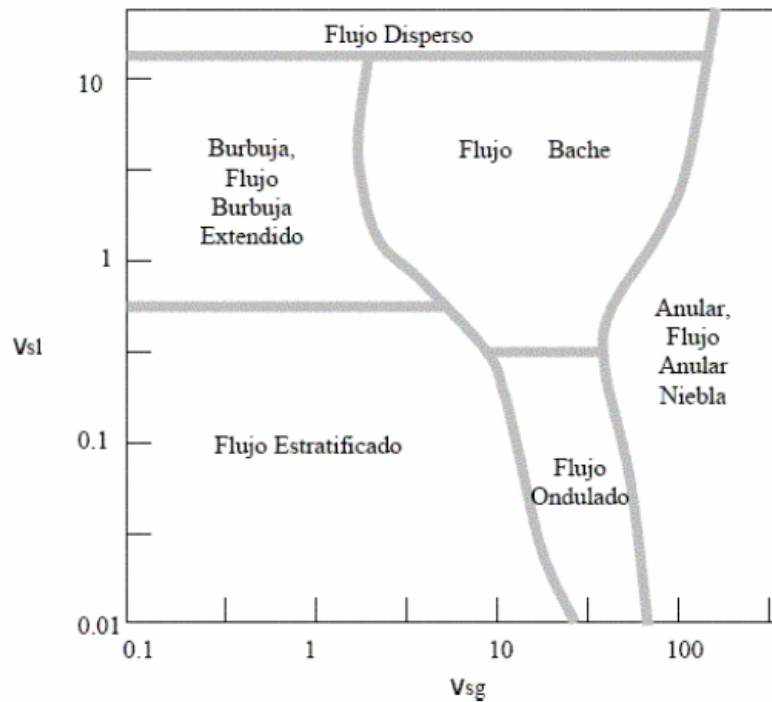
Figura11. Mapa de Patrones de Flujo de Govier & Omer



2.5.3 Correlación De Mandhane

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

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



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

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

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

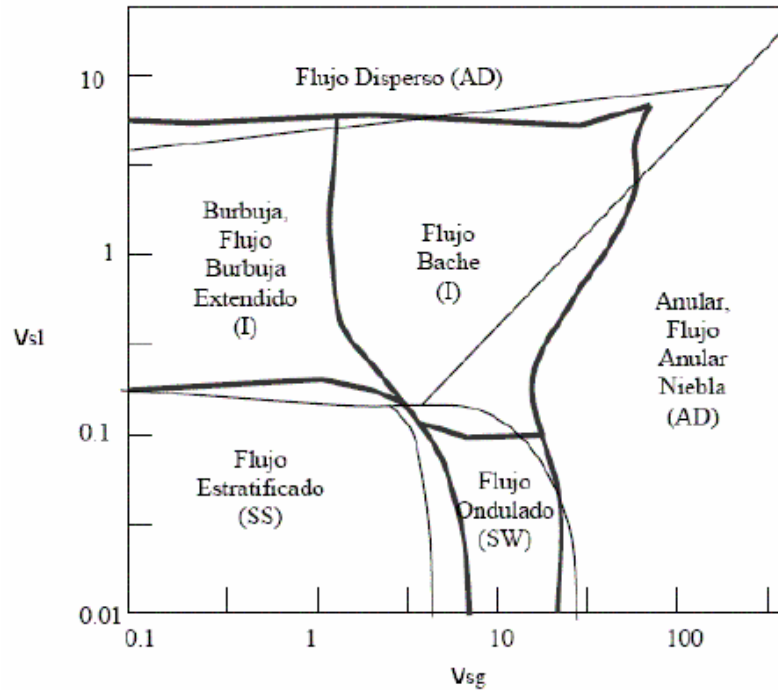
Donde ρ_G y ρ_L están expresadas en Lbm/ft³ μ_G y μ_L están expresados en centipoises, y σ en dinas/cm. Hay que tener en cuenta que estos factores se aplican a las transiciones individuales, antes que a los ejes del mapa.

2.5.4 Correlación De Taitel & Dukler

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

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

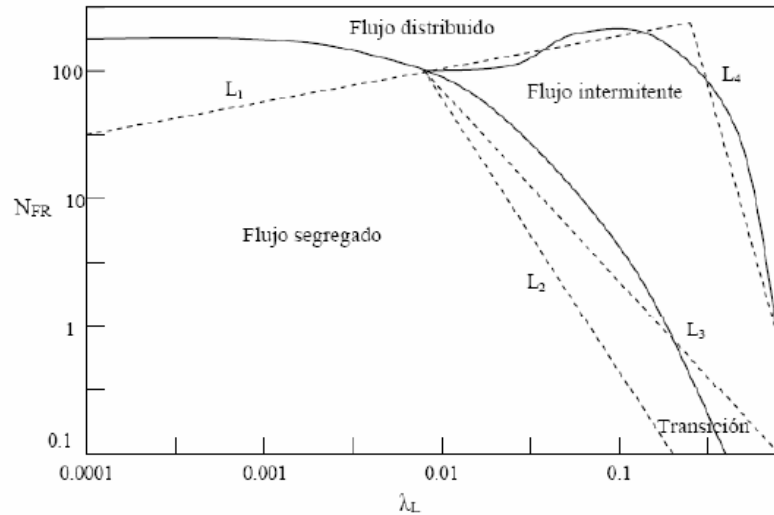
Figura 13. Mapa de regímenes de flujo Taitel & Dukler (1976).



2.5.5 Correlación De Beggs & Brill

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

Figura14. Mapa de Patrón de Flujo de Beggs.



2.6 GRADIENTE DE PRESIÓN

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

2.6.1 Correlación de Lockhart & Martinelli

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

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

Donde, D_L es el diámetro hidráulico equivalente de la región del tubo por el cual la fase líquida fluye. Igual ocurre con la fase gaseosa⁸:

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

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

Tabla 2. Correlaciones para cada patrón de flujo según Baker

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

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

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

2.6.2 Correlación de Dukler, Wicks & Cleveland

En 1964 presentaron un estudio estadístico en el que analizaban varias de las correlaciones existentes en el momento, comparando su desempeño y concluyeron que aunque la de Lockart & Martinelli tenía la mayor concordancia de todas, aun le faltaba para obtener una buena consistencia. Debido a esto se desarrolló una nueva correlación para la caída de presión por fricción en el flujo bifásico. Se parte de la premisa de que el holdup es finito y constante, se supone la mezcla 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 estudiadas por ellos.

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

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

Donde

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

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

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

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

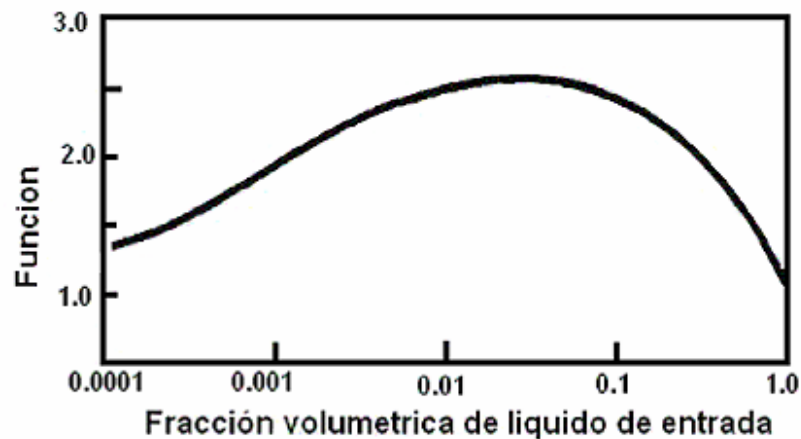
$$\gamma = -\ln C_L \quad (77)$$

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

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

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

Figura 15. Función de Dukler,Wicks & Cleveland



2.6.3. Método de Beggs & Brill

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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:

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

Perdidas por Fricción:

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

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

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

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

si $1 < y < 1.2$ entonces:

$$s = \ln(2.2y - 1.2) \quad (91)$$

Perdidas por gravedad

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

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

Perdidas por aceleración

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

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

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

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

Siendo P, la presión de entrada al tramo.

2.7. SISTEMAS DE RECOLECCIÓN DE CRUDO

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

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

2.7.1 Componentes de un Sistema de Recolección de Crudo

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

2.7.1.1 Manifold de producción

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

Desde allí se pueden enviar fluidos provenientes de los pozos a los separadores de crudo y gas, o a los tanques de almacenamiento y separación de crudo y

agua, también permiten poner a prueba la producción de algún pozo en especial y así conocer su potencial productor y características de su fluido y gas.

2.7.1.2 Líneas de Flujo o line pipe

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

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

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

2.7.1.3 Sistema de Válvulas

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

Tabla 4. Dimensiones y Características principales de line pipe⁹.

Tamaño Nominal	Espesor de pared		Diámetros			Peso
	Tamaño	Schedule	Diámetro Externo (in)	Diámetro Interno (in)	Espesor de pared (in)	Peso (lb/ft)
1	STD	40	1.315	1.049	0.133	1.68
	XS	80	1.315	0.957	0.179	2.17
	XXS		1.315	0.599	0.358	3.66
2	STD	40	2.375	2.067	0.154	3.65
	XS	80	2.375	1.939	0.218	5.02
	XXS		2.375	1.503	0.436	9.02
3	STD	40	3.500	3.068	0.216	7.57
	XS	80	3.500	2.900	0.300	10.24
	XXS		3.500	2.300	0.600	18.56
4	STD	40	4.500	4.026	0.237	10.78
	XS	80	4.500	3.826	0.337	14.97

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

	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

2.7.1.4 Medidores de presión

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

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

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

2.7.2 Esquemas de Recolección

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

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

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

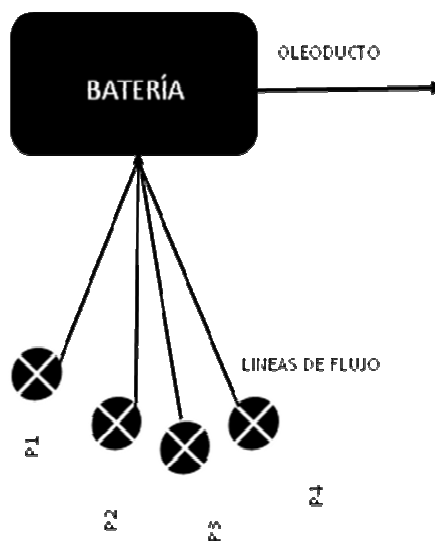
- Disponibilidad de combustible y energía eléctrica.

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

2.7.2.1 Esquema No. 1

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

Figura 16. Esquema No.1



2.7.2.2 Esquema No. 2

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

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

2.7.2.3 Esquema No. 3

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

Cuando se está diseñando un sistema de recolección de crudo se debe tener en cuenta algunas partes importantes como lo es la distancia existente entre los pozos a la tubería de producción y el número para el número requerido de dichas

baterías. En estas situaciones se debe aprovechar al máximo el flujo por gravedad, lo cual ayuda a obtener menores caídas de presión dentro del sistema y por ende una mínima pérdida de producción.

Figura 17. Esquema N° 2 de recolección

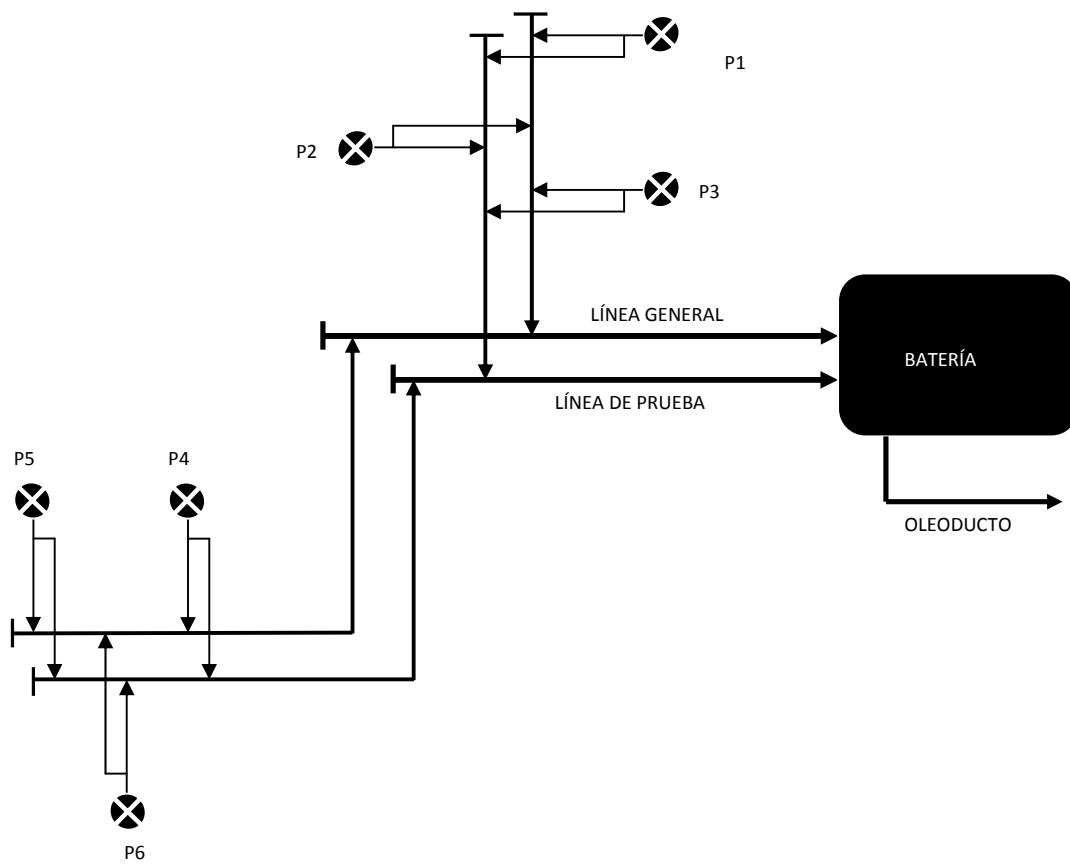
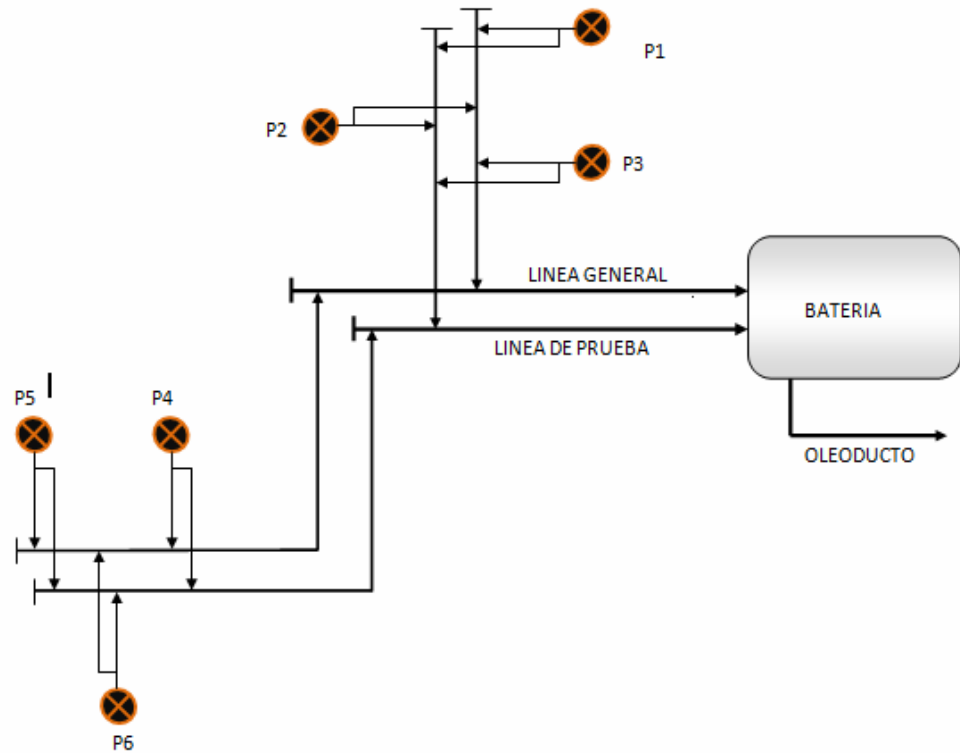


Figura 18. Esquema N° 3 de recolección



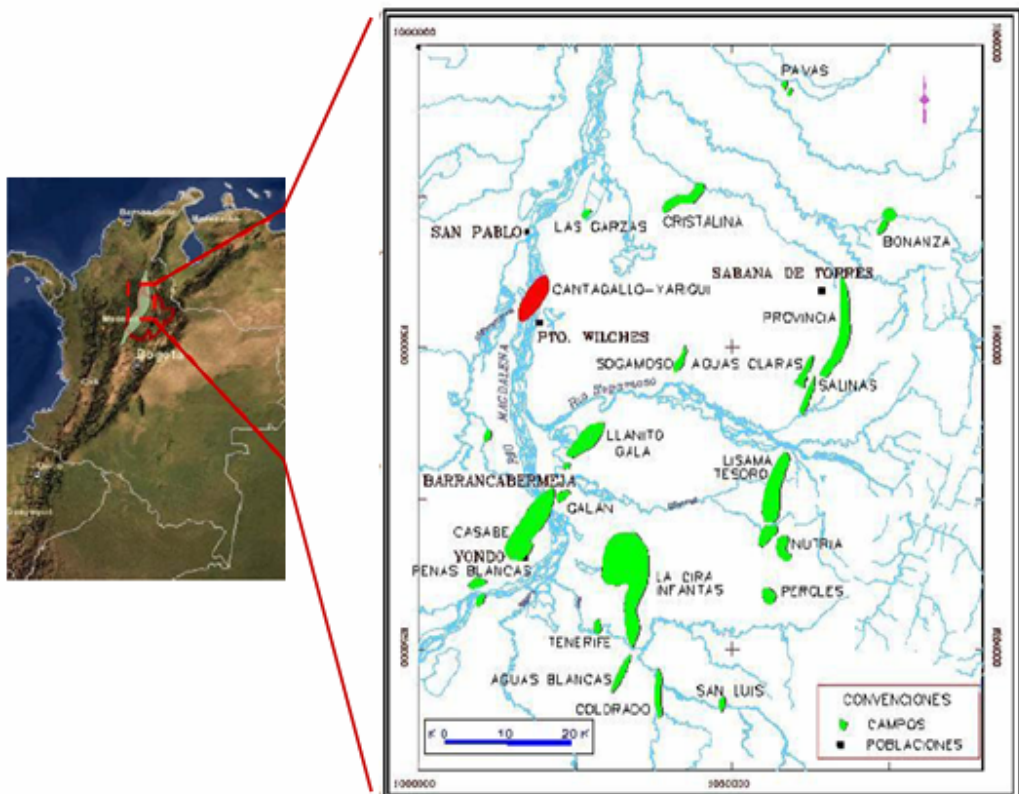
En general los sistemas de recolección de crudo pueden ser sencillos o múltiples, esto depende en qué forma se va a manejar un tipo de crudo, o en algunos casos variedades de crudo. Por ejemplo en un campo pueden producirse aceites de diferentes gravedades API o con diferentes tipos de emulsión, sedimentos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

3. GENERALIDADES CAMPO CANTAGALLO

3.1 LOCALIZACIÓN

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

Figura 19. Localización del Campo Cantagallo



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

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

3.2 RESEÑA HISTÓRICA

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

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

Entre 1943 y 1949 se perforaron 10 pozos, luego siguió un receso hasta 1951. De los primeros 12 pozos perforados, solo 5 fueron productores comerciales, uno de estos (CG-4) fue abandonado posteriormente por inundación del río Magdalena; los pozos CG-5, CG-7, CG-11 resultaron secos con manifestaciones de gas y aceite; los pozos CG-1, CG-3 y CG-9 fueron perforados en el lado levantado de la falla de Cantagallo y encontraron rocas del grupo Girón o basamento cristalino relativamente a poca profundidad, los pozos CG-5 y CG-11 fueron de extensión en el extremo meridional de la concesión.

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

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

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

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

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

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

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

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

En 1995 ECOPETROL S.A. inicia el proyecto de reinyección de aguas producidas con el cual se buscaba eliminar los vertimientos de esta agua al 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 iniciales en el miembro Salada.

La explotación de los yacimientos se llevo a cabo cañoneando inicialmente las arenas "CG" sin excluir pequeñas intercalaciones de arcillas, solamente en

aquellos pozos que resultaron no comerciales en esas arenas, se cañonearon las arenas "C" y en menor proporción las arenas "B". Posteriormente y debido básicamente a la declinación de los pozos en arenas "CG", el 70% de estos se completaron en las arenas "C" y se han producido conjuntamente las dos zonas.

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

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

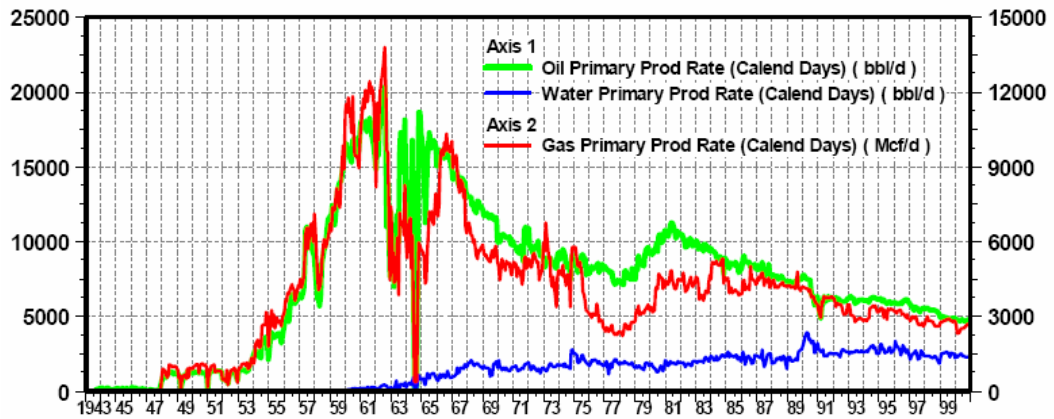
Para el año 2005 se programo la perforación de varios pozos, la instalación de varios sistemas de bombeo electrosumergible y la realización de un piloto de fracturamiento hidráulico en las arenas productoras "B", "C" y "CG", incrementando la producción a 12000 BOPD y 4000 KCFD de gas.

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

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

Figura 20. Curva de producción hasta el año 2000.



3.3 CAMPOS ALEDAÑOS

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

3.3.1 Campo Cristalinas

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

3.3.2 Campo Garzas

Está ubicado a 12 km al Norte del Campo Cantagallo y solo tiene el pozo Garzas 1 (GR-1). Este pozo produce por flujo natural 75 BOPD con un Bsw de 1% y muy poco gas. El pozo se encuentra sobre una plataforma fija igual que las facilidades de superficie, es decir el separador bifásico, tanque de recibo y entrega de crudo con capacidad de 750 bls, y la bomba de transferencia, debido a que el pozo se encuentra sobre la ciénaga Los Colorados. El crudo producido es bombeado todos los días hacia Isla VI por un oleoducto de 4" de diámetro, el cual se pega al de Cristalinas en el sitio llamado El Filtro, punto distante de la Isla VI unos 6 km aproximadamente.

3.3.3 Campo Sogamoso

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

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

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

3.4 GEOLOGÍA Y ESTRUCTURA

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

En forma general el Campo Yarigui-Cantagallo es una planicie de inundación, con una altitud que varía entre 220 y 230 ft s.n.m. La región está regada por los ríos Cimitarra y Magdalena, este último formando numerosas islas, playones, ciénagas y pequeños caños. Hacia el sector occidental del Campo existe una sierra con elevaciones entre los 1000 y 3000 ft de altura s.n.m. El clima predominante en esta región es el tropical húmedo con periodos de intensa lluvia.

3.4.1 Estratigrafía

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

depósitos del Pleistoceno descansan sobre el Oligoceno hacia el Occidente del Campo La Cira.

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

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

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

PERIODO	EPOCA	FORMACION	ZONA	LITOLOGIA
TERCIARIO	PLEISTOCENO	GRUPO MESA (Tpm)		
	MIOCENO	GRUPO REAL (TRR)		
OLIGOCENO	Fm. CORDOBA (Toc)		La Cira Shale	
			Arenas A0	
			Arenas A1	
			Arenas A2	
			Arenas A3	
			Arenas B0	
			Arenas B1	
			Arenas B2	
			Arenas B3	
			Arenas C	
EOCENO	FORMACION LA PAZ (Tep)		Arenas Cantagallo	
CRETACEO	CAMPANIANO	FORMACION UMBR (Rsu)		
	SANTONIANO	FORMACION LA LUNA (Rg1)		
	CONIACUENSE			
	TURONIANO			
	APTIANO			
	ALBIANO	FORMACION SMTI (Rg2)		
	APTIANO	FORMACION TABLAZO (Rt)		
	BARREMANO	FORMACION PALSA (Rg3)		
	HAUTERIVIANO	FORMACION RIGOLINCA (Rg4)		
	VALANGINIANO	FORMACION TAMBE (Rt5)		
JURASASICO	FORMACION SIBIRI (Cg)			

- **Basamento:** aflora en los sectores NW y SW del Campo. Consiste en rocas ígneas Triásicas pertenecientes al Batolito de Anacué, el cual corresponde a un cuerpo de 10 km de ancho con una extensión NS desconocida. Formado por rocas plutónicas de composición variable desde tonalitas t granodioritas, grano grueso y color gris, volviéndose localmente rocas monzoníticas hasta graníticas de color rojizo, causados por la abundancia de fenocristales de ortoclasa. Se supone que este cuerpo es un satélite de Batolito de Antioquia. Rocas del basamento se han reconocido en los pozos perforados en el lado levantado de la falla Cantagallo (Noroeste del Campo), mostrando gran cantidad de fracturas, las cuales en algunos casos, como en el pozo CG-9, presentan manifestación de aceite.

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

- **Cretácico:** en el Campo solo se han perforado las Formaciones La Luna y Umir correspondientes al Cretácico Superior.

- **Formación La Luna:** está dividida en tres miembros, Salada (lutitas margosas negras), Pujama (casi en su totalidad compuesta de arcillolitas ligeramente calcáreas) y Galembo (calizas separadas entre si por capas delgadas de arcillolitas y liditas negras). Ha sido reportada en la perforación de los pozos CG-4, CG-8, CG-14, YR-1, YR-3, YR-58 y YR-66; el máximo espesor perforado es de 1500 ft en el pozo CG-14. La mayor importancia de esta unidad radica en la generación de hidrocarburos.

- **Formación Umir:** consta principalmente de arcillolitas negras carbonáceas y laminadas superpuestas por mas o menos 500 ft de arcillolitas blancas y de color gris azul oscuro. Esta formación marca el cambio en las condiciones de sedimentación marina a continental y ha sido reconocida en la perforación de varios pozos.

➤ **Terciario:** es principalmente de dominio continental con procesos fluviales que dan origen a litologías variables y espesores cambiantes. Son de interés las Formaciones La Paz y Mugrosa por su potencial de almacenamiento de hidrocarburos y porque constituyen la fuente principal de aceite en el Campo.

- **Formación La Paz:** contiene las principales arenas productoras del Campo. Con base en las propiedades eléctricas se han diferenciado dos miembros denominados “Arenas Cantagallo” y “Arenas C”.

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

Arenas “Cantagallo”: principal horizonte productor constituido por areniscas 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 Yarigui-Cantagallo está formado por una estructura monoclinial limitada al norte por la Falla Cantagallo, al sur por la Falla Caño Patico y hacia el este (parte baja de la estructura) por el contacto agua-aceite. Esta estructura se va hundiendo a medida que se avanza hacia el noreste a lo largo de la Falla Cantagallo.

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

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

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

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

Tabla 5. Litología del Campo Cantagallo

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

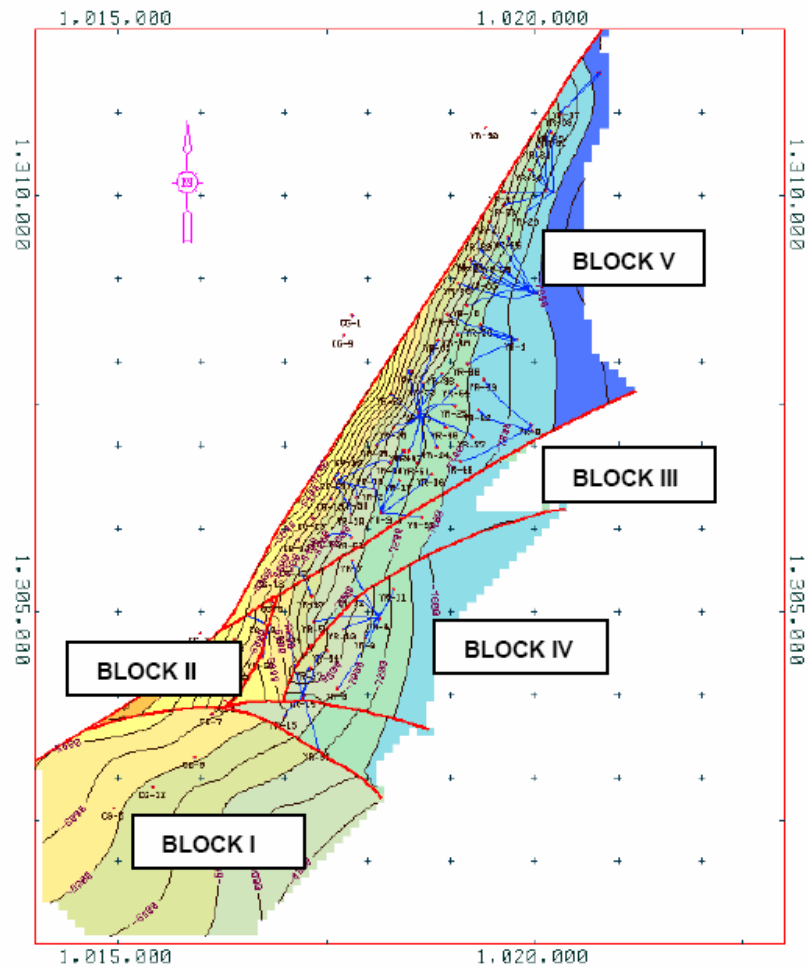
condiciones físicas de porosidad y permeabilidad, posiblemente porque hacia esta parte se formaron los principales canales de sedimentación.

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

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

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

Figura 22. Mapa estructural al tope de las arenas Cantagallo



3.5 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

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

las concesiones Cantagallo y San Pablo pasaron a administración de Ecopetrol mediante la creación de la Compañía Explotaciones Cóndor S.A. y se inicio un programa de reducción de espaciamiento y reemplazo de pozos viejos con daños mecánicos irreparables.

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

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

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

3.6 INFRAESTRUCTURA DE RECOLECCIÓN

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

Con excepción del crudo del Campo Sogamoso el cual es transportado directamente a la Estación Galán en Barrancabermeja, el crudo recolectado en las estaciones es transportado a través de oleoductos y cruces subfluviales hasta la Planta Deshidratadora localizada en el sector oriental del Campo. La Planta cuenta con cinco tanques de proceso, tres calentadores y dos tratadores térmicos.

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

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

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

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

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

Tiene una capacidad de almacenamiento de 14300 bls, distribuidos en dos tanques soldados de techo cónico, uno con capacidad de 10000 bls y el otro con capacidad de 4300 bls. La producción de líquido se despacha hacia la Planta Deshidratadora de forma discontinua con una de las bombas disponibles para tal fin, cada una con capacidad de 260 bph y presión de operación de 250 psi.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

3.7. ASPECTOS PETROFÍSICOS

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

3.7.1 Litología

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

3.7.2 Porosidad

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

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

3.7.3 Permeabilidad

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

3.7.4 Fluidos de formación

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

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

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

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

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

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

3.8 GENERALIDADES DE LA ESTACIÓN ISLA IV

Recibe la producción de 25 pozos del Campo Yarigui ubicados en las Islas II, III y IV.

La estación de recolección de crudo Isla IV, se extiende en un área aproximada de 8.000 m², y en su interior se encuentran distribuidas las diferentes áreas de proceso e instalaciones físicas, tales como el área de proceso, el área de almacenamiento, área de bombeo, el área de piscina, área de contraincendios, área de caseta principal-vigilancia, el área de emradización y carreteable

3.9 SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE CRUDO Y GAS

El sistema de recolección de crudo y gas para la estación isla IV está conformado por 21 pozos, los cuales están distribuidos en tres islas. En la isla II se encuentran ubicados los pozos YR-04 y YR-05 cuya producción es dirigida hacia la estación isla IV. De igual forma, en la isla III se encuentran los pozos YR-17, YR-18 y YR-19 cuya producción llega en forma directa a la estación o a través de una bomba de trasiego ubicada en ésta misma isla. En la isla IV se encuentran ubicados los pozos YR-35, YR-13, YR-23, YR-24, YR-25, YR-26, YR-27, YR-46, YR-47, YR-52, YR-53, YR-54, YR-61, YR-72, YR-75 y YR-86.

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. En la isla II y en la isla III existe una serpentina que tiene como función básica la recolección de la producción de los pozos que llegan directamente a ellas, para luego enviar esta a través de una línea general o una de prueba a la estación. La línea general de la isla III se une a la línea general de isla II, a ésta misma línea ingresa el crudo de los pozos de isla

IV, para posteriormente llegar a la estación. Igualmente ocurre con la línea de prueba.

Ya sea a través de cada serpentina o directamente de las válvulas ubicadas detrás de cada unidad, le permite al operador medir el flujo producido por cada pozo o también el total producido por uno de ellos o más, al mismo tiempo. En conclusión, el funcionamiento general de cada serpentina consiste en recibir la producción de varios pozos y enviarla por la línea general con destino a las redes, y permitir colocar uno o más pozos en medida, al enviar la producción de dicho pozo por la línea de prueba de acuerdo con una programación previamente establecida por los ingenieros de control de producción.

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

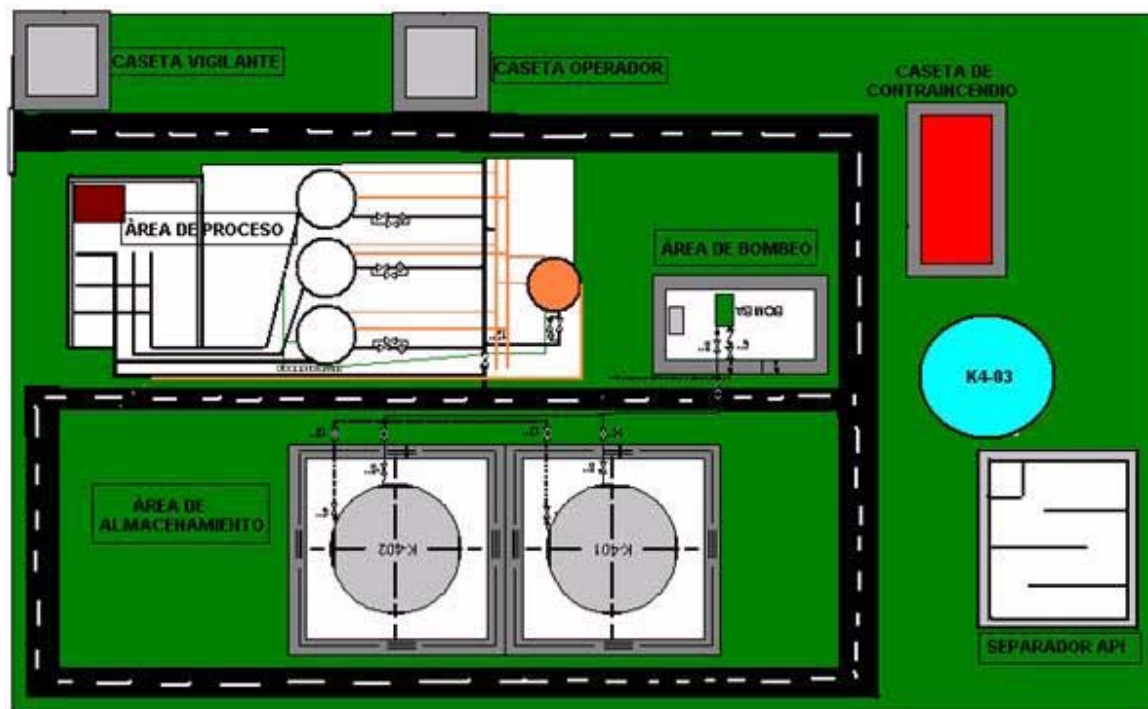
La estación de recolección de crudo Isla IV, se extiende en un área aproximada de 8.000 mts², y en su interior se encuentran distribuidas las diferentes áreas de proceso e instalaciones físicas, tales como el área de proceso, el área de almacenamiento, área de bombeo, el área de piscina, área de contraincendios, área de caseta principal-vigilancia, el área de empradización y carreteable.

Dichas áreas con su respectiva ubicación se pueden observar en la Figura 23.

La estación es básicamente una unidad de recolección, almacenamiento y bombeo de crudo. El proceso general, consiste en el recibo de crudo de 21 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.

Figura 23. Esquema de las facilidades de superficie dentro de la Estación isla IV¹⁰



El proceso productivo de la estación como tal está desarrollado por tres (3) sistemas, los cuales se encuentran clasificados de acuerdo a la función que cada uno de ellos lleva a cabo dentro del proceso.

¹⁰ Fuente ECOPELROL.

Dichos sistemas son:

- Sistema de Proceso Principal
- Sistema de Servicios Auxiliares
- Sistema de Servicios Industriales

3.10.1 Sistema de Proceso Principal

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

3.10.1.1 Múltiples Generales

Cabezal de recolección de crudo, que recibe tres líneas. Una es el colector general de varios en 8" y otra corresponde a la línea general de prueba de 4", por ambas ingresa el crudo proveniente de las islas II, III y IV que pertenecen a la estación. La tercera línea de 4" está deshabilitada.

La llegada a cada red cuenta con los siguientes accesorios:

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

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

La figura 24 muestra el múltiple de varios y el múltiple de prueba con su respectiva entrada a los separadores.

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



Las líneas mediante un juego de válvulas se comunican con tres colectores, uno de 8" y dos colectores de 4" cada uno. El juego de válvulas en el múltiple permite enviar todo el fluido al separador de varios (SE-402) a través de una línea de 6" o si algún pozo está en prueba, se puede direccionar a uno de los separadores de prueba (SE-401, 403) a través de una línea de 6" o 4"- en estos momentos el separador (SE-401) se encuentra fuera de servicio.

La producción proveniente de las islas I, II y IV se envía al separador de varios o por "by-pass" al múltiple de prueba cuando se requiere medir la producción. El "by-pass" también le permite enviar directamente la producción a los tanques de almacenamiento a través de una línea de 6" dado el caso de que los separadores se encuentren en mantenimiento o fuera de servicio.

3.10.1.2 Separador general o de la Producción.

Es un recipiente cilíndrico, vertical que cumple la función de separación bifásica, es decir, permite la separación de las fases agua-aceite y gas mediante la utilización de medios mecánicos. Internamente el separador se encuentra constituido por dos cámaras principales: la primera conforma la sección bifásica y la segunda la sección de almacenamiento de crudo.

El crudo proveniente del múltiple general entra por la parte media del separador mediante un tubo en forma de "T" produciéndose una separación inmediata de fases por pérdida de energía cinética, al chocar con las paredes del separador. El gas generado pasa a través de un eliminador de neblina localizado en la parte superior de la cámara de almacenamiento y de allí al depurador de gas a través de un colector a presión constante.

Figura 25. Separador General de Producción



La fase líquida se precipita al fondo de la cámara bifásica, de allí el fluido pasa al colector de llenado de tanques.

En el separador general se pueden distinguir las siguientes entradas:

- Una (1) entrada de crudo ubicada en la parte lateral superior del cilindro en tubería de 6", la cual recoge el crudo del múltiple general.

Para la salida del líquido (crudo y agua) y el gas, se tienen las siguientes líneas:

- La salida de líquido en línea de 6", y se tiene una válvula de globo (LV), la cual se opera neumáticamente, por la acción de un control automático tipo desplazador, acoplado externamente al separador en la cámara de aceite. También se utiliza un "by-pass" de 2" en caso que la válvula este por fuera de servicio. Este líquido se une al colector que recoge, tanto el proveniente de los separadores de prueba, como el crudo recuperado en el API, para ser transportado a los tanques de almacenamiento.
- Un (1) drenaje de emergencia en línea de 2-7/8", que pasa a 2" para salir finalmente a un colector de aguas aceitosas con destino al separador carcomo de aguas aceitosas en el área de la piscina. Este drenaje funciona cuando se presente un alto nivel en el separador.
- La salida de gas, se identifica por una línea de 4", en la que se encuentra instalada, antes de entrar al depurador.
- Un (1) sistema con válvula de seguridad (PSV) se utiliza para evitar sobrepresiones en el funcionamiento interno del separador; la válvula de seguridad se dispara automáticamente cuando la presión del separador supera ligeramente la presión de asentamiento de la válvula. El fluido o gas aliviado se envía por una línea de 2 " hasta el colector de 6". La presión de asentamiento de esta válvula es de 80 psi.

- Junto a la salida de gas, se tiene una válvula de venteo de 1", utilizada cuando se necesita aliviar el equipo para sacarlo de servicio.

Los instrumentos de control, montados en el separador general de producción, son los siguientes:

- Un (1) manómetro (PI), instrumento utilizado para indicar la presión existente en el separador.
- Controlador neumático de nivel operado por desplazador (LC), usado para abrir o cerrar la válvula de control en la línea de salida de crudo.
- Tres (3) visores (LG) que permiten observar niveles tanto de crudo como de agua, e interfase agua-aceite. Estos visores están acoplados al separador mediante válvulas de bola de 3/4".
- Una válvula de seguridad (PSV) para evitar sobrepresiones en el funcionamiento interno del separador, Figura 26.

Figura 26. Válvulas de Compuerta



3.10.1.3 Separador de prueba

Separadores tipo vertical bifásico, es decir solo permiten la separación de las fases líquido y gas. Estos están dimensionados de tal forma que en condiciones críticas de operación (separadores generales fuera de servicio), la carga total de fluido en la estación, pueda ser manejada por dicho separador.

Figura 27. Separador de Prueba



El fluido proveniente de los múltiples de prueba, entra a los separadores por la parte lateral superior de los recipientes. En el interior se produce una separación de fases debido a la reducción de la energía cinética, cada separador esta provisto en su parte alta de un filtro o cámara de niebla, cuya función consiste en seleccionar el tamaño de la partícula de gas, para permitir la salida de éste, con menos cantidad de condensados hacia un colector a presión constante hasta el depurador.

La fase líquida se precipita y se acumula en el fondo del separador hasta un nivel determinado, el cual se regula por un control de nivel y una válvula de control. El volumen de líquido desplazado del separador se contabiliza durante la fase de

vaciado del equipo y se almacena en los tanques. Por el momento solo se tiene un solo separador de prueba en funcionamiento, el otro se encuentra fuera de servicio.

En el separador de prueba se encuentran las siguientes entradas:

- Una (1) línea de crudo, proveniente del múltiple de prueba, con válvula tipo compuerta de 6" a la entrada.

Se pueden identificar las siguientes salidas:

- Una (1) salida de crudo con línea general y "by-pass" de 4". Cuenta con un medidor de velocidad proporcional (FQI), con su respectivo contador, para medir la cantidad de crudo bruto que sale del separador. Y una válvula de control automático (ON-OFF), tipo mariposa, encargada de permitir la salida de crudo. Esta válvula se opera neumáticamente por la acción de un interruptor de dos (2) posiciones (ON - OFF), operado por flotador, que permite el suministro de gas al diafragma de la válvula.

Figura 28. Medidor de Flujo - FQI



- Una salida de gas en la parte superior en línea de 2". Este gas se recoge en un colector de 6" con destino al depurador. Una válvula autorreguladora de presión (PCV), instalada en el colector de 6" es la encargada de regular la presión de operación de los separadores de prueba.
- Un (1) sistema de seguridad en línea de 1-1/2" se instaló en la parte superior para proteger el equipo de sobrepresiones en el sistema. La válvula PSV se dispara automáticamente cuando la presión en el separador supera ligeramente la presión de asentamiento de la válvula. Las válvulas de seguridad (PSV), montadas en los separadores de prueba, operan con una presión de asentamiento de 80 psi. El gas producido, una vez se dispara la válvula se envía a un colector de 6" y después pasa a un colector de 12" de crudo y de este a los tanques de almacenamiento donde se libera por las válvulas de venteo localizadas en los tanques.
- Una (1) salida de venteo con válvula de compuerta de 1 " se puede observar en la parte superior del separador. Esta línea se utiliza para aliviar el equipo, cuando se saque de servicio.

En las líneas de flujo, en donde hay instaladas válvulas de control, medidores y reguladores, existe un sistema de "by-pass" que permite sacar estos instrumentos de servicio.

Directamente, instalados en su parte lateral, todos los separadores poseen instrumentos indicadores de nivel y presión, que permiten conocer tanto las condiciones de nivel de fluido como la presión dentro del recipiente. Los instrumentos instalados son:

- Un (1) visor de vidrio (LG), que indica exactamente el nivel de líquido en el separador, está adaptado al equipo con válvulas de bola de 3/4".

- Un controlador neumático (LC) de dos (2) posiciones (ON-OFF), accionado por flotador que permite el paso de un suministro de gas para abrir o cerrar una válvula de control de diafragma (LV), montada en la línea de salida de crudo.
- Un manómetro (PI), que indica la presión ejercida por el gas en el separador, está adaptado con válvulas de bola de 1/2". Todos los instrumentos de control y medición serán detallados más adelante.

3.10.1.4 Sistema de almacenamiento

El fluido que viene del separador general de producción, separador de prueba y el depurador, pasa directamente a los tanques de almacenamiento a través de una línea de 8 pulgadas. El sistema de almacenamiento de crudo esta compuesto por dos (2) tanques circulares, de techo cónico fijo, uno con capacidad de 10.000 barriles-K4-01- y otro con capacidad de 4.300 barriles -K4-02-. Cada tanque esta dotado con aberturas en la parte superior con el objeto de prevenir deformaciones estructurales, debido al desequilibrio de presiones durante las operaciones de llenado o vaciado de los mismos.

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

Figura 29. Tanques de Almacenamiento K 4-01 y K 4-02



Cada tanque de almacenamiento posee las siguientes entradas y salidas:

- Una (1) entrada de crudo en línea de 6", que viene del colector de los separadores y del depurador. Internamente, el crudo se bifurca por una tubería perforada en forma de U, para permitir una dispersión homogénea y suave del líquido en el tanque.
- Un (1) drenaje usado para retirar el agua que se separe del crudo en el tanque. El agua drenada va al cárcamo de aguas aceitosas ubicado en el área de la piscina. El tanque K 4-01, tiene una línea de drenaje en 6", mientras que el K4-02 tiene una línea de drenaje de 4".
- Para la salida de crudo, se usa una línea de 8", convertida en una de 12 ". Cabe anotar que cuando se tienen válvulas operadas manualmente a la entrada de los tanques, por razones de seguridad se instalan válvulas en la misma línea, pero por fuera de los diques. Las válvulas en los diques permanecen abiertas, y las ubicadas externamente, cerradas.

- En la parte externa de cada dique, se encuentra una caja con dos válvulas de 6" para drenajes de aguas lluvias de los diques, con la opción de enviar las corrientes al cárcamo de aguas aceitosas o a la piscina de aguas lluvias.

Los siguientes instrumentos y dispositivos de control y medición se pueden apreciar:

- En la parte superior esta instalada una válvula de para la inyección de espuma que sirve como mecanismo de seguridad ante una posible conflagración en el tanque.
- Dos aberturas que sirven de desfogue de los gases en los tanques y evitan que estos se colapse cuando se bombea o se presurice cuando se están llenando de crudo.

3.10.1.5 Sistema de Gas Producido

El gas que se produce en el los separador de prueba y en el separador general de la estación, se envía a un depurador de gas (D-401) a través de un colector de 6", el cual se encarga de retirar los condensados, para finalmente enviar el gas a la planta compresora en Puerto Wilches.

Internamente, el depurador posee un filtro o cámara de niebla, que se encarga de seleccionar el tamaño de las partículas de gas, reteniendo los condensados.

Como elemento primario de medición se encuentra a la entrada del depurador un sistema de medición diferencial con platina de orificio (FE) y una carta registradora de diferenciales (FR) que registra los continuos cambios de presión; con este valor

de diferencial de presión, la presión estática y una constante calibrada del sistema de medición, se puede evaluar la cantidad de gas producido.

$$Q = C \{ (P_{estática} + 14.7) P_{dif} \}^{1/2}$$

Q = Cantidad de gas producido

C = Constante de calibración del sistema de medición

P_{estática} = Presión estática

P_{dif} = Presión diferencial

Figura 30. Depurador de Gas



Las entradas, salidas, instrumentos y dispositivos de control existentes en el depurador se relacionan a continuación:

- El gas entra por la parte media del depurador en línea de 6" y utiliza un "by-pass" hacia el sistema de medida.

- Un (1) drenaje manual de 2 " en la parte inferior, con destino al colector de aguas aceitosas y de éste al separador API.
- Una línea (1) de drenaje automático con destino a los tanques de almacenamiento de crudo en línea de 2". Un interruptor automático de dos (2) posiciones (ON-OFF, LC) operado por un flotador, se encarga de suministrar o cortar el gas requerido para operar la válvula de control de diafragma, colocada en la línea de drenaje.
- Un (1) drenaje de emergencia de 2" con destino al separador API, utilizado en caso de fallar o sacar de servicio el drenaje automático.
- Posee, además, un sistema de seguridad en la parte superior, con válvula (PSV-107) de 1" X 2". Esta válvula se dispara cuando la presión en el depurador supera la presión de asentamiento de la misma (80 psi).
- Una (1) válvula de venteo de 1 ½", para aliviar al recipiente cuando se saca de servicio.
- Un (1) visor de vidrio (LG) que permite observar el nivel de fluido en el recipiente.
- Un (1) manómetros (PI), usados para medir la presión del depurador. Adicionalmente, se utilizan manómetros cerca a las válvulas autorreguladoras de presión y en la trampa del raspador.

El gas que sale se conecta a un gasoducto que lo lleva hacia la planta compresora en Puerto Wilches. El gasoducto esta dotado de un sistema -Trampa de Marraneo-

para enviar un raspador (X-402) a través de él, con el fin de limpiar la línea. Para el envío del raspador se aprovecha el mismo gas producido en la estación, mediante un "by-pass" de 4" que impulsa dicho raspador en su salida.

Figura 31. Sistema de Limpieza del Gasoducto



3.10.1.6 Sistema de bombeo

Para el sistema de bombeo principal se usa el eléctrico con un motor Westhing House y bomba Warren Pumas LLC y un sistema auxiliar con una bomba de desplazamiento positivo Gardner Denver y motor Caterpillar.

Estas bombas mantienen un flujo de crudo uniforme a través de la línea de descarga, lo que evita la formación de picos o crestas que generan cavitación y fluctuaciones en la tubería.

Figura 32. Sistema de Bombeo



La bomba succiona el crudo del tanque de almacenamiento a través de una línea de 12", que lo transfiere a la carcasa de la bomba a través de una línea de 6"y allí, mediante la utilización de impulsores rotatorios, le suministra velocidad al fluido para convertirlo en cabeza de presión y descargarlo por otra línea de 4", hacia un colector de 8" y luego se envía al oleoducto de 6" con destino a la planta deshidratadora.

En la línea de succión se tiene un filtro (F), el cual limpia el crudo de posibles partículas abrasivas que pueden ocasionar deterioros en la bomba. El correcto funcionamiento del filtro se analiza mediante un indicador de presión. Después, se encuentra un indicador de presión o manómetro (PI), para medir la presión de succión en la línea.

La línea de descarga, tiene instalado una válvula de seguridad (PSV), que se dispara automáticamente cuando la presión de la línea supera ligeramente la presión de asentamiento de la válvula. El fluido aliviado se envía al colector de succión. Posteriormente se encuentra un indicador de presión (PI), que mide la presión existente en la línea de descarga.

3.10.1.7 Sistema de Servicios Auxiliares

Comprende todos aquellos servicios o sistemas que de alguna forma, bien sea directa o indirectamente, están relacionados con el sistema del proceso principal (recibo, proceso de separación y envío), todos y cada uno de ellos hacen posible que en la estación se lleve a cabo la operación.

Los sistemas que hacen parte del sistema de servicios auxiliares son:

- Sistema de contraincendios
- Sistema de inyección de químico
- Sistema de aguas aceitosas y residuales

3.10.1.7.1 Sistema de Contraincendios

Este sistema se diseña para extinguir o controlar cualquier incendio o explosión que se presente dentro de la estación. Los equipos que lo conforman son los siguientes:

- Un (1) tanque de almacenamiento de agua (K4-03) con una capacidad de 1000 Bls, al cual recibe agua a través de la red de distribución del campo.

Figura 33. Tanque de Contraincendios K 4-03



La recepción de agua en el tanque se hace por medio de una línea de 4". En la parte externa del tanque se puede observar un indicador de nivel tipo regleta, el cual permite evaluar la cantidad de agua existente en el tanque fácilmente.

- Sistema de hidrantes, que conforman un anillo de enfriamiento y pueden ser sectorizados mediante los pares de válvulas de compuerta. Existen instalados un total de 11 hidrantes, de los cuales 2 son para el uso de espuma de color verde, y se encuentran distribuidos de la siguiente manera: Piscina 2, Tanques de almacenamiento 6, Caseta contraincendios 1 y área de procesos 2.
- Gabinetes Contraincendio: La estación cuenta con tres (3) gabinetes dotados e instalados en la caseta contraincendios, caseta del operador y en la entrada principal.

Figura 34. Tanque de Contraincendios K 4-03



- Bomba Eléctrica: Cuenta con un motor eléctrico EMERSON, una bomba AP AURORA y un tablero de control EATON.

Figura 35. Sistema Contraincendios Bomba Eléctrica



- Bomba Contraincendio del Motor Diesel: Cuenta con un motor diesel, una bomba AP AURORA y un tablero de control EATON.

Figura 36. Sistema Contraincendio del Motor Diesel



- Tanque de Químico y espuma: Cuenta con un tanque de almacenamiento de químico para ser mezclado con agua y obtener la espuma que se aplica. Cada uno de los tanques de almacenamiento cuenta con un dispositivo para la aplicación en la parte superior en caso de ser requerido.

Figura 37. Tanque de Almacenamiento de Químico



- Bomba de Trasiego: El sistema contraincendio cuenta con una bomba que permite tomar agua de la piscina en caso de ser necesario.

Figura 38. Bomba de Trasiego Sistema Contraincendio



3.10.1.7.2 Sistema de Inyección de Químico

Con el objeto de romper la emulsión de agua en aceite, se inyecta un químico desemulsificante (ROMPEDOR DE EMULSION) en las líneas de entrada de los separadores. La inyección se realiza mediante una unidad de dosificación, la cual

cumple funciones de almacenamiento y suministro continuo de producto, a la corriente de fluidos proveniente del múltiple general de la estación.

Figura 39. BullDrum Tambor de Almacenamiento de Químico



Las partes constituyentes de esta unidad son:

- Un (1) tambor de almacenamiento, equipado con indicador de nivel (visor) y regleta indicadora para la dosificación del químico con capacidad de 330 galones.
- Una (1) bombas dosificadores reciprocas marca “Pulsateeder”, acopladas a un motor eléctrico.
- Boquillas de inyección tipo flauta.
- Tuberías de interconexión de acero inoxidable.

La línea de inyección de químico se encuentra agujereada en forma de espiral, con pequeños huecos la boquilla que penetra en la línea de entrada a los separadores y se coloca en forma perpendicular al flujo, con el fin de que el químico se inyecte a lo largo del área transversal de flujo de crudo y exista una distribución homogénea del mismo. La función de este químico es la de romper la emulsión agua-aceite, para poder separar el agua del crudo en el separador.

3.10.1.7.3 Sistema de Aguas Aceitosas y Residuales

Este sistema se encarga de recolectar el agua proveniente de los diferentes drenajes de aguas aceitosas de los equipos del área de proceso, almacenamiento y bombeo. El sistema se compone de pozos de aguas aceitosas a las cuales llegan líneas de recolección de drenajes API, las líneas de recolección de los sifones de drenajes de los diferentes equipos.

Después de transportar las aguas aceitosas desde los pozos hasta el separador API, donde se separa por medios físicos (gravedad) el agua del aceite, el agua producida pasa a una piscina de retención, mientras que el aceite recuperado es enviado por medio de una bomba centrífuga de 60 GPM (P-202) a los tanques de almacenamiento.

El separador API es un sistema diseñado para eliminar pequeños glóbulos de aceite que se encuentran en suspensión, en el agua contaminada con hidrocarburos; esta separación se realiza por gravedad. La sección de entrada, correspondiente a la zona de reducción de la velocidad del flujo y de la turbulencia, retención de materiales sólidos de gran tamaño como palos, piedras, etc. Y distribución de la carga de las cámaras de separación. Una sección de separación conformada por los conductos de entrada a las cámaras, los dispositivos de distribución de flujo, el desnatador, el baffle de retención de aceite, el vertedero de salida y el sistema colector de aceite recuperado.

Figura 40. Sistema de Piscina Para Aguas



3.11 SISTEMAS DE MEDICIÓN Y CONTROL

En la estación, a los dispositivos o mecanismos usados para la regulación, medición y control de las variables de proceso, se consideran instrumentos de planta, y su función principal corresponde a medir y controlar las condiciones específicas de las variables de proceso. Las variables a medir y controlar son: presión, flujo de aceite y gas, y niveles de líquido.

3.11.1 Medidores

El conocimiento de la cantidad de fluidos que pasan a través del sistema de procesos y tanques de almacenamientos resulta de vital importancia para el control de las cantidades de aceite, agua y gas producidos.

En la estación Isla IV, la cantidad de crudo y agua producida se mide en los tanques de almacenamiento y para el gas se emplea un medidor tipo diferencial en la línea que va hacia el depurador.

3.11.1.1 Medidor tipo diferencial

Medidor basado en la relación que existe entre la velocidad del fluido y la pérdida de presión, al pasar éste a través de una restricción en la tubería. La pérdida de presión causada por la restricción es proporcional al cuadrado de la velocidad del fluido. Los medidores de flujo tipo diferencial, sencillamente miden el cambio de presión debido a la restricción (presión diferencial) y la presión estática en la línea, las cuales se registran en una carta circular.

Figura 41. Medidor de Tipo Diferencial Para Cuantificar el Gas Producido



En la estación, este sistema se encuentra instalado en la línea de salida del separador de prueba.

3.11.2 Indicadores

Los indicadores de presión, temperatura y nivel, permiten establecer las condiciones del fluido en los recipientes o líneas de flujo. Los siguientes indicadores se tienen instalados en la estación isla IV:

3.11.2.1 Indicadores de presión (PI)

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

3.11.2.2 Indicadores de nivel

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

- Visor de Vidrio: Dispositivo conectado al recipiente por líneas de 3/4", que utiliza el principio de vasos comunicantes, y que permite distinguir niveles de líquido e interfase agua-aceite. El nivel observado externamente en el visor representa el nivel exacto de fluido dentro del recipiente.
- Visor de Reglilla: Usado en los tanques de almacenamiento de agua y crudo. Una boya o flotador interno sobre la superficie del líquido mueve una reglilla metálica indicadora, que se desliza a través de una regla calibrada en metros,

ubicada verticalmente en la parte externa del tanque. Actualmente este sistema esta por fuera de servicio en los tanques de almacenamiento de crudo en la estación, y se utiliza una cinta metálica para medir de forma manual la cantidad de liquido en los tanques.

3.11.3 Sistemas de Control

La parte más crítica e importante en el proceso que se desarrolla en una estación, resulta ser el control, regulación y ajuste de las diferentes variables, tales como presión, temperatura, niveles, flujo, etc. Los sistemas de control son los encargados de mantener bajo ciertas condiciones específicas todas las variables de proceso. Los sistemas de control dependiendo de su operación o funcionamiento, se pueden dividir en manuales, automáticos o de seguridad. En la estación, el sistema de control se realiza por lo general de forma manual.

3.11.3.1 Sistemas de Control Manual

Son válvulas operadas de forma manual. La mayoría de válvulas manuales en la estación isla IV son tipo compuerta y bola.

- Válvula de compuerta: En este tipo de válvulas el flujo pasa directamente en forma axial. Son usadas para operar completamente abiertas o cerradas, lo cual ocasiona una escasa turbulencia y por lo tanto, una baja caída de presión.

Figura 42. Válvulas de Compuerta



- Válvula de bola: Cumplen con las mismas condiciones de operación que las de compuerta, solo que su operación es más rápida y generalmente se utilizan para tamaños inferiores a 2".

Por lo general, las válvulas de compuerta son accionadas por medio de un volante, y si son de espiga se identifican cuando están abiertas porque la espiga se encuentra hacia afuera del volante. En el caso de las válvulas de bola, éstas se accionan por medio de una perilla que gira 90°, y se encuentran abiertas cuando esta perilla es paralela a la línea de flujo.

3.11.3.2 Sistemas de Control Automático

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

- Un (1) elemento de medición (LE), comúnmente llamado sensor que esta en contacto con la variable a medir (nivel, presión) y que suministra una idea del estado o condiciones internas de dicha variable.
- Un (1) elemento de control (LC) que recibe la señal del sensor y envía señales de corrección a un elemento final de control.
- Un (1) elemento final de control (válvula, LV) que recibe la señal del elemento de control y actúa regulando la variable medida.

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

Los elementos finales de control son válvulas de control de diafragma, las cuales se componen de dos (2) elementos esenciales: Un actuador, en cuyo interior se encuentra un diafragma que recibe la señal neumática y acciona un vástago conectado al tapón de la válvula, y el cuerpo de la válvula, en cuyo interior se encuentra el tapón que se encarga de regular parcial o totalmente el paso de fluido a través de la línea de flujo.

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

Figura 43. Válvula de Control Neumática



3.11.3.3 Sistemas de Seguridad y Regulación

Agrupada todas las válvulas de seguridad y autorreguladoras. Aunque operan automáticamente y cumplen con los principios de los mecanismos de control automáticos, su uso en la estación está destinado a cubrir emergencias de sobrepresiones y regulaciones de flujo en el sistema. Aquí se incluyen todas las válvulas PSV (Pressure Safety Valve), ubicadas en los diferentes separadores en el área de proceso, las cuales envían el fluido sobrepresionado al depurador. También hay válvulas de estas instaladas las bombas de la caseta de contraincendio.

Figura 44. Válvulas de Seguridad de Sobrepresión – PSV



4. APLICACIÓN EN SOFTWARE ESPECIALIZADO

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

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

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

4.1 TRABAJO DE CAMPO

Para llevar a cabo el presente trabajo se hizo necesario evaluar el sistema de recolección de la Estación Isla IV 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 IV
- Toma de datos de presión en cabeza de pozos y separadores.
- Recolección de información de históricos de presiones y producción del área.
- Observación detallada de dispositivos y accesorios de flujo dentro del sistema tales como válvulas, cheques, choques, codos, tees, reducciones, contracciones, conexiones y pegas de tuberías.
- Observación de diámetros de líneas de recolección, de prueba y generales.
- Análisis de múltiples de recolección.
- Observación de la distribución de las líneas de recolección, sentidos y direcciones de flujo dentro del sistema.
- Registro fotográfico y de video de los componentes del sistema.

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

4.1.1.1 Toma de presiones en Tubing

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

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

1. Apagar la unidad de caja de control siguiendo el procedimiento adecuado de seguridad. Antes de ejecutar dicho procedimiento se debe verificar manualmente si existe corto en la caja de control, esto se hace tocando la caja con la parte externa de la mano (con el guante puesto) en un movimiento rápido.
2. Cerrar válvula de salida del Tubing. Esta válvula puede ser, válvula de bola o de manija.
3. Abrir la válvula de descargue lentamente. La válvula de descarga se debe abrir lentamente para evitar la posible contaminación que pueda existir, debido a la presión que posee el pozo..
4. Retirar el tapón de salida del tubing. Para esto se requiere una llave de tubo de 24"
5. Instalar el manómetro con muñeco. Cerciorarse que el manómetro tenga la válvula de descarga del muñeco cerrada.
6. Cerrar la válvula de descargue.
7. Abrir válvula de producción de tubing. Esta válvula se debe abrir lentamente, y cerciorarse que la presión no llegue a exceder la presión máxima del manómetro.
8. Revisar estado de las válvulas.
9. Encender la unidad

10. Toma de registro de presión del manómetro. Para esta toma de presión se debe esperar un tiempo prudencial de aproximadamente 5 minutos, en donde al cabo de este tiempo la presión en el manómetro se debe estabilizar. Es caso de que la presión no se estabilice con el pasar del tiempo se debe para la unidad y se reporta este inconveniente. Este problema generalmente puede existir debido a un taponamiento de la línea, y por ende no se estaría tomando un THP real.

11. Apagar la unidad

12. Cerrar la válvula de producción de tubing.

13. Abrir válvula de descargue lentamente. La válvula de descargue se debe abrir lentamente para evitar una posible contaminación que pueda existir, debido a la presión que posee el pozo.

14. Retirar el manómetro

15. Colocar el tapón de salida del Tubing.

16. Cerrar válvula de descarga del tubing.

17. Abrir válvula de producción del tubing.

18. Revisar el estado de las válvulas.

19. Encender la unidad.

4.1.1.2 Toma de presiones en el Casing

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

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

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

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

1. Apagar la unidad de caja de control siguiendo el procedimiento adecuado de seguridad. Antes de ejecutar dicho procedimiento se debe verificar manualmente si existe corto en la caja de control, esto se hace tocando la caja con la parte externa de la mano (con el guante puesto) en un movimiento rápido.
2. Cerrar la válvula de salida del anular. Esta válvula puede ser, válvula bola o válvula de manija.
3. Retirar el tapón de salida del anular lentamente. Debido a que no existe válvula de seguridad de descarga en la línea de salida del anular, el tapón se debe retirar muy lentamente. Por seguridad no puede existir nada al frente del tapón

debido a que este puede salir disparado, se debe trabajar de lado; además, el tapón se debe retirar agitándolo lentamente para que la línea se despresurice.

4. Instalación del manómetro. Cerciorarse que el manómetro tenga la válvula de descarga cerrada.

5. Abrir la válvula del anular. Esta válvula se debe abrir lentamente, y cerciorarse que la presión no llegue a exceder la presión máxima del manómetro.

6. Rectificar estado de las válvulas.

7. Encender la unidad.

8. Tomar registro de la presión en el manómetro. Para esta toma de presión se debe esperar un tiempo prudencial de aproximadamente 5 minutos, en donde al cabo de este tiempo la presión en el manómetro se debe estabilizar. Es caso de que la presión no se estabilice con el pasar del tiempo se debe para la unidad y se reporta este inconveniente. Este problema generalmente puede existir debido a un taponamiento de la línea, y por ende no se estaría tomando un THP real”

9. Apagar la unidad.

10. Cerrar válvula del anular

11. Retirar el manómetro, aliviando con la válvula de presión del manómetro. Para despresurizar la línea de salida del anular y poder retirar el manómetro se debe retirar lentamente la válvula de seguridad que posee el manómetro.

12. Colocar el tapón en la salida del anular.

13. Abrir válvula del anular.
14. Rectificar el estado de las válvulas.
15. Encender la unidad de Bombeo.

4.2 GENERALIDADES DE LA HERRAMIENTA SOFTWARE

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

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

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

4.2.1 Tipos de fluidos

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

Existen tres tipos de simulación utilizadas para la aplicación:

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

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

El fluido puede ser composicional o no-composicional.

- Fluido no-composicional: un modelo de fluido es no-composicional cuando puede ser definido con las gravedades promedio a condiciones de superficie. Puede ser definido como Blackoil, Gas condensado, Líquido, Gas o Vapor. El Blackoil y el Gas condensado son modelos bifásicos pero con una fase dominante. El Gas y el Líquido son modelos monofásicos. El Vapor puede ser bifásico o monofásico.

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

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

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

4.2.2 Unidades de medida

Hay cuatro estándares de medición predefinidos dentro del sistema:

- Sistema "Petroleum"
- Sistema Ingles
- Sistema Métrico

➤ Sistema S.I.

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

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

4.2.3 Datos PVT

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

4.2.4 Datos PVT para fluidos no-composicionales

➤ **Modelo Blackoil.**

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

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

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
Coefficiente de transferencia de calor	Btu/hr-ft ² -°F	Btu/hr-ft ² -°F	kcal/hr-m ² -°C	kW/m ² -K
Longitud de tubería	ft	ft	m	m
Densidad del agua	sp gr	sp gr	kg/m ³	kg/m ³
Densidad del aceite	API	API	Kg/m ³	Kg/m ³
Densidad del gas	sp gr	sp gr	kg/m ³	kg/m ³
Potencia	hp	hp	kW	kW
Calor Duty	10 ⁶ Btu/hr	10 ⁶ Btu/hr	10 ⁶ kcal/hr	10 ⁶ kJ/hr
Viscosidad	cp	cp	cp	Pa-seg
Velocidad	mph	ft/s	km/hr	m/s

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 lacada simulación.

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

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

4.2.5.1 Sources o fuentes

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

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

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

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

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

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

4.2.5.2 Junction

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

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

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

4.2.5.3 Sinks o puntos de llegada

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

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

4.2.5.4 Links o líneas de flujo

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

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

Cada dispositivo de flujo se somete a una caída de presión, la cual depende del tipo de flujo, rugosidad, y eficiencia de flujo de cada dispositivo. Para transferencia

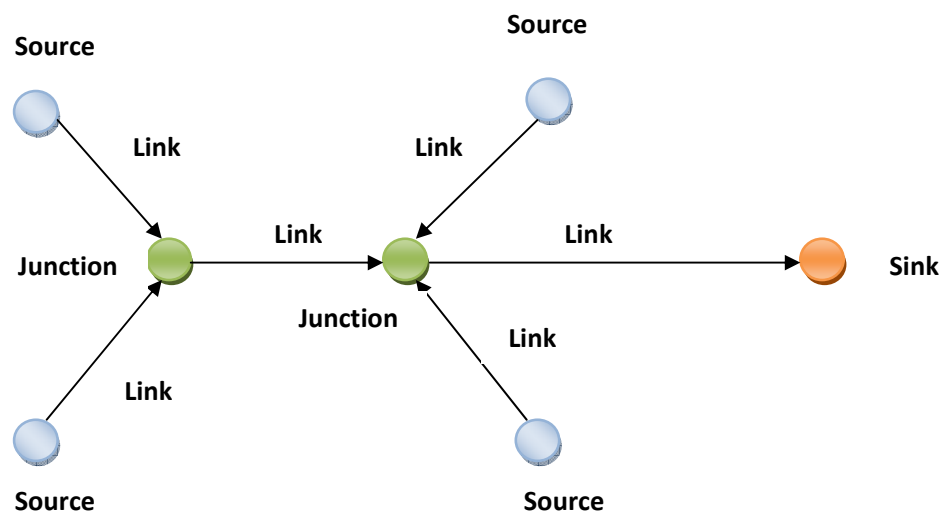
de calor, el sistema por defecto, utiliza el coeficiente de transferencia de calor, U , igual a 1.

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

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

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

Figura 45.. Diagrama de flujo para la herramienta software



4.2.6 Dispositivos de flujo utilizados en la herramienta

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

➤ Pipe o tubería

Permite el flujo de fluidos de un punto a otro; puede tener cualquier orientación (horizontal, vertical o inclinada), presentar cambio de elevaciones y estar expuesta a medios como aire, agua o tierra. Pueden además estar aisladas o desnudas. Dentro de la herramienta se debe especificar diámetro, longitud, cambio de elevación (si los tiene), rugosidad y coeficiente de transferencia de calor.

➤ Válvula cheque

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

➤ Codos

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

➤ Tees

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

4.2.7.1 Balance de presiones

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

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

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

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

4.2.7.2 Balance de masa

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

4.2.8 Métodos de cálculo

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

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

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

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

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

4.2.9 Convergencia de la simulación

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

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

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

4. Algunas soluciones podrían oscilar ampliamente debido al flujo en reversa. Para prevenir el flujo en reversa, se debe implementar un 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 4 recibe la producción de 24 pozos situados en la ISLA 2 ISLA 3 e ISLA 4. La recolección de líquido consiste en tres sistemas que se comunican entre sí con una línea general de 8 pulgadas y finalizan en el separador general de la estación con una línea de 6 pulgadas.

Para la construcción del modelo en la herramienta software se tomaron los tres sistemas en uno solo que llamamos sistema general.

El sistema 1 que es el más extenso está conformado por 11 pozos C1, C2, C3, C4, C5, C6, C7, C18 C19 C20 C21 ubicados en la isla 4 que se van uniendo a la línea general, un cluster que está ubicado en la isla 2, en el que producen 2 pozos, el A1 y A2, que van a un mainflod y posteriormente uniéndose a la línea general.

El sistema 2 está conformado por 2 pozos, el B1 y B2, ubicados en un cluster en la isla 3 la cual tienen un mainflod que se une por medio de una línea que está ubicada bajo agua hasta llegar a la línea general.

El sistema 3 está conformado por 9 pozos C8, C9, C10, C11, C12, C13, C14, C15, C16, todos ubicados en la isla 4, dichos pozos se unen a una línea secundaria que se conecta a la línea general.

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, y seguida de una expansión a línea de tres pulgadas (3") hasta el múltiple de recolección. Si el pozo está ubicado dentro de un cluster o hasta la pega a tubería si el pozo está apartado o alejado. En los únicos pozos que cambia esta configuración son los pozos C9, C11 que se expanden de dos pulgadas (2") a cuatro pulgadas (4"), por tener una mayor producción.

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.

4.3.2 Sistema 1

El sistema cuenta con 13 pozos en total los cuales tienen una configuración que para nuestro interés comienza con línea de tubing en cabeza de pozo con diámetro comercial de dos pulgadas (2”), precedida por una válvula cheque del mismo diámetro que evita flujo en reversa, y seguida de una expansión a línea de tres pulgadas (3”) hasta el múltiple de recolección si el pozo está ubicado dentro de un cluster, o hasta la pega a tubería si el pozo esta apartado o alejado. Se une a la línea principal llamada línea general que es de (8”) la cual recolecta la producción general de todos los pozos, tiene una línea de prueba de (4”) que va paralela a la línea general, además lo constituyen los accesorios y elementos anteriormente descritos.

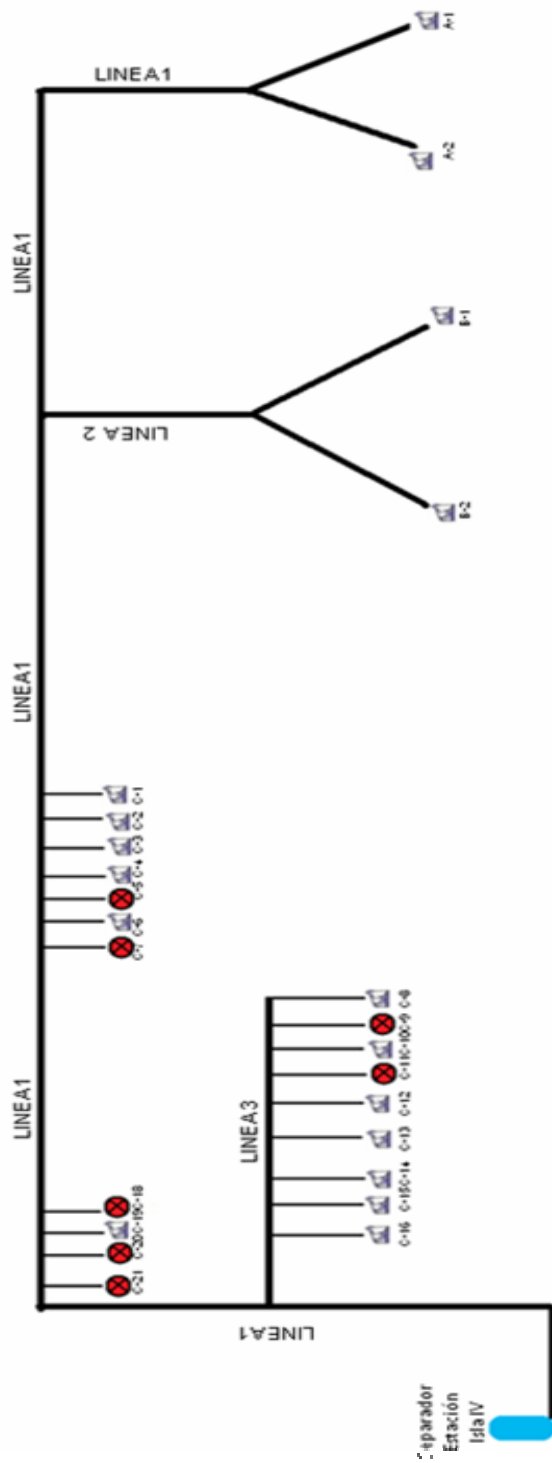
4.3.3 Sistema 2

El sistema dos como ya antes mencionado cuenta con dos pozos en producción que tienen 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, y seguida de una expansión a línea de tres pulgadas (3") hasta el múltiple de recolección y continua en una línea de cuatro pulgadas (4") sumergida en el agua hasta unirse a la línea general de ocho pulgadas (8").

4.3.4 Sistema 3

Este sistema está compuesto por 9 pozos productores los cuales tienen una configuración de cada pozo 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, y seguida de una expansión a línea de tres pulgadas (3") hasta la pega de la línea secundaria de (6") y está terminando en la línea general de ocho pulgadas (8"), los únicos pozos que no siguen la anterior configuración son los pozos C9, C11 que a diferencia de tener una expansión de dos pulgadas (2") a tres pulgadas (3") se expande a cuatro pulgadas (4"), debido a que estos pozos manejan una producción más alta.

Figura.46. Sistema general de recolección



4.3.5 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*.
- Se utilizó como sistema de medida el sistema “*Petroleum*”.
- Cada pozo, sin importar el tipo de levantamiento artificial, fue representado por medio de un *source* o *fuentes*.
- Cada línea de flujo incluyendo los diferentes accesorios o dispositivos, tales como válvulas, cheques, codos, tees, expansiones y contracciones, fueron representados por *links*.
- Para cada dispositivo o accesorio de flujo se requirió introducir los valores de diámetros, longitudes, grados de desviación y direcciones de flujo, dependiendo del tipo de dispositivo a utilizar.
- Cada línea de flujo fue unida a otra a través de *junctions*.
- Cada separador fue representado por medio de un *sink*.
- Dentro de los *sink* y *source* se hizo indispensable definir caudales de flujo, presiones y temperaturas, los cuales fueron datos tomados en campo.
- Los cambios de elevación del terreno son mínimos, lo que causa pérdidas despreciables de presión, debido a esto los sistemas se consideraron horizontales.
- La temperatura dentro de los sistemas de recolección fue 100°F para pozos con bombeo mecánico y 120°F para pozos con bombeo electrosumergible. Estos valores son un promedio de los datos tomados en campo.
- Para manejar el porcentaje de gas que se transportaba por tubería se tomó el R_s 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 muestra la longitud de las principales líneas dentro de los sistemas (las líneas pueden apreciarse en los esquemas mostrados anteriormente)

Tabla 7 Longitud de líneas principales

LÍNEAS	ORIGEN- LLEGADA	DIAMETRO- LONGITUD
LINEA 1	ISLA 2- ESTANCION	(8")Y 4900 Ft
LINEA 2	ISLA3- LINEA GENERAL	(4") y 2300 Ft
LINEA 3	SISTEMA3- LINEA GENERAL	(6") y 250 Ft

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

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

Tabla 8. Datos de campo

SISTEMA GENERAL					
POZO	PRODUCCIÓN NETA (BOPD)	PRESIÓN (psi)	CORTE DE AGUA (%BSW)	RELACIÓN GAS/ACEITE GOR (ft³/Bbl)	TEMPERATURA (°F)
A1	28	68.58	8	5	100
A2	37	66.25	8	82.54	100
B1	30	63.84	15	15.23	100
B2	180	63.4	10	32.51	100
C1	53	57.5	30	5	100
C2	45	66.94	75	38.68	100
C3	235	50	2	4.56	100
C4	109	41	0.5	28.4	100
C5	235	40.36	2	53	120
C6	226	40.48	20	26.34	100
C7	550	42.86	1	30.45	120
C8	102	47.19	40	18.123	100
C9	667	48.41	20	30.45	120
C10	144	39.91	.5	23.26	100
C11	147	49.4	65	34.56	100
C12	15	40.24	2	8.49	100
C13	90	36.21	10	3.25	100
C14	64	36.52	60	35.59	100
C15	198	48.76	10	62.48	100
C16	185	38.62	26	23.25	100
C18	39	40.44	22	82.54	120
C19	73	42.46	1	54.86	100
C20	36	47.56	4	53.78	120
C21	66	43.21	3	91.1	120

4.3.6 Ajuste del modelo

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

Los principales datos requeridos por el modelo son:

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

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

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

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

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

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

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

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

1. Se introdujeron los datos requeridos por la herramienta.
2. Se definió 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, el ajuste de los sistemas, 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 dicha manera.
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. 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. Lo anterior permitió decidir si los valores de los caudales para cada source era el adecuado para obtener las presiones necesarias.
9. Cuando esto se logró el ajuste del sistema termino.

En el Sistema general, el sink (separador general), se trabajo 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 del caso base para Sistema General

Pozo	Presión	Presión	DIFERENCIAL DE	
	SIM	CAMPO	PRESION	%E
	PSIG	PSIG	PSIG	
A-1	60,80	66,58	5,78	8,68
A-2	61,30	66,25	4,95	7,47
B-1	58,00	63,83	5,83	9,13
B-2	60,90	66,40	5,50	8,28
C-1	34,30	57,50	23,20	40,35
C-2	34,40	66,94	32,54	48,61
C-3	36,60	45,00	8,40	18,67
C-4	35,80	41,71	5,91	14,17
C-5	36,20	40,36	4,16	10,31
C-6	38,30	40,48	2,18	5,39
C-7	39,20	42,86	3,66	8,54
C-8	35,00	47,18	12,18	25,82
C-9	39,40	48,41	9,01	18,61
C-10	36,40	39,90	3,50	8,77
C-11	35,00	49,39	14,39	29,14
C-12	32,80	40,24	7,44	18,49
C-13	33,50	36,21	2,71	7,48
C-14	33,60	36,51	2,91	7,97
C-15	37,50	48,75	11,25	23,08
C-16	36,20	38,62	2,42	6,27
C-18	36,70	40,43	3,73	9,23
C-19	35,50	42,45	6,95	16,37
C-20	33,50	47,56	14,06	29,56
C-21	34,00	43,20	9,20	21,30
SEP	30,00	30,00	0,00	0,00

El error calculado (%E) entre el valor de las variables tomadas en campo y las calculadas por la herramienta software es relativamente alto para algunos puntos,

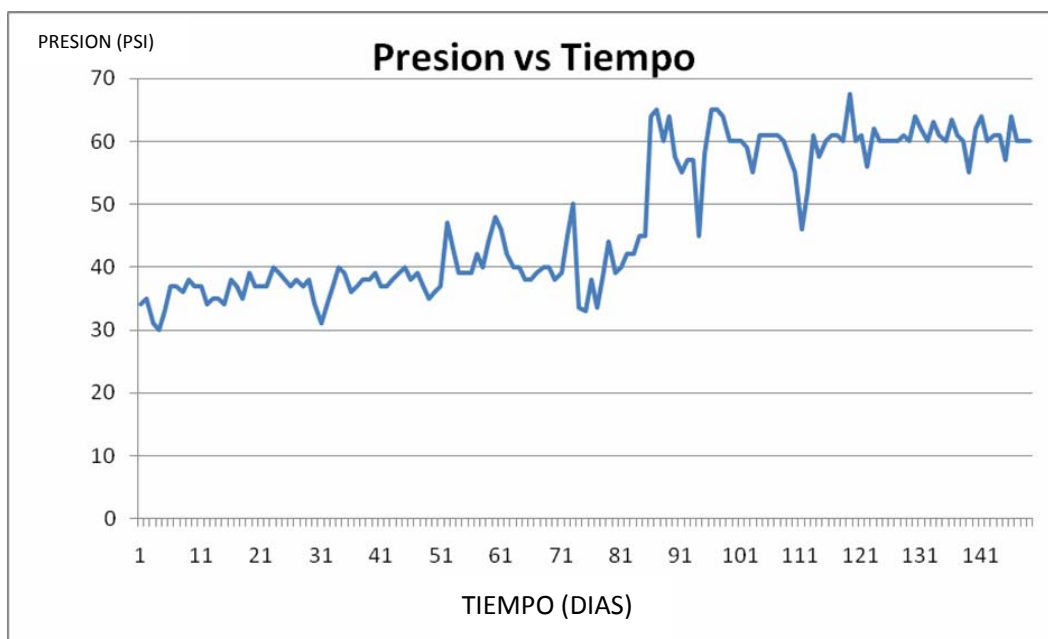
esto debido a que la presión de la mayoría de los pozos tiene un rango de variación entre 0-20 psi, por lo que este valor de %E puede igualmente disminuir o aumentar.

Como se puede ver en los pozos C-1, C-2, C-8, y C-11 se nota una diferencia de presión mayor a 10 psi, esto se debe a que el corte de agua (%BSW) es bastante alto, produciendo una emulsión fuerte con mayor viscosidad. Así produciendo un aumento en el porcentaje de error, esto debido a que el simulador solo calcula una viscosidad estándar para todos los pozos, calculado un valor menor de presión en los pozos mencionados.

Las líneas del pozo C-15 tienen una restricción de flujo, posiblemente causado por depositación de carbolita, material utilizado en el proceso de fracturamiento, haciendo que la línea pierda su diámetro efectivo causando un aumento en la presión de cabeza de pozo

El pozo C-20 se le hizo un análisis del historial de presión y se encontró que la presión ha venido en aumento constantemente. Para ello realizamos un análisis detallado sobre dicho pozo. A continuación mostramos una grafica de presión vs tiempo

Grafica 47 Presión Vs. Tiempo Pozo C-20



La grafica muestra el historial de presiones de los últimos 5 meses del pozo C-20, en ella podemos analizar un incremento de dicha presión a tal punto de duplicar su presión inicial. Esto nos indica que existen restricciones de flujo, lo cual nos da a entender que existen problemas con dicha línea. Analizando el historial de dicho pozo, encontramos que el pozo C-20 es el reemplazo del pozo C-17, el cual fue abandonado por problemas de depositación de asfaltenos, lo que nos lleva a suponer que este pozo está sufriendo de dicho problema.

5. ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES Y RESULTADOS

En este capítulo lo que se trata de hacer es buscar las mejores condiciones para que el modelo que ya ajustamos de mejores resultados, como bajar la presión y aumentar la capacidad de flujo del sistema, también se le hace una prueba, que es el disparo de un pozo en los diferentes subsistemas del esquema de recolección para valorar los riesgos y puntos débiles del sistema.

Todos los análisis realizados del modelo fueron se hicieron a partir de los datos arrojados por la herramienta software después de cada corrida y se compararon con los datos iniciales del “caso base” el cual sirvió como punto de referencia.

5.1. CAMBIOS DE DIÁMETROS

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

Tabla.10. Resultados del ajuste Cambio de diámetro

Node	Pressure	presión de	DIFERENCIAL
	SIM	sensibilidad	DE PRESION
	PSIG	PSIG	PSIG
A-1	60,80	60,80	0,00
A-2	61,30	61,10	0,20
B-1	58,00	57,90	0,10
B-2	60,90	59,60	1,30
C-1	34,30	34,10	0,20
C-2	34,40	34,10	0,30
C-3	36,60	35,60	1,00
C-4	35,80	34,90	0,90
C-5	36,20	35,30	0,90
C-6	38,30	36,40	1,90
C-7	39,20	37,50	1,70
C-8	35,00	33,80	1,20
C-9	39,40	38,00	1,40
C-10	36,40	34,50	1,90
C-11	35,00	33,70	1,30
C-12	32,80	32,70	0,10
C-13	33,50	33,00	0,50
C-14	33,60	33,00	0,60
C-15	37,50	34,90	2,60
C-16	36,20	34,20	2,00
C-18	36,70	33,30	3,40
C-19	35,50	34,40	1,10
C-20	33,50	33,20	0,30
C-21	34,00	33,40	0,60
SEP	30,00	30,00	0,00

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

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

5.2. DISPARO EN POZOS

Lo que hacemos con esta sensibilidad es una prueba de disparo de pozo con 5000.000 SCF de gas, así colocando en prueba el sistema general de recolección de pozos del campo cantagallo.

Los pozos escogidos para hacer el disparo son aquellos que tienen más probabilidad de tener un evento como este por sus características en el estado mecánico del los pozos y sus datos históricos de producción

La siguiente tabla muestra las presiones obtenidas en el pozo C-11 con un disparo de 5.000.000 SCF.

Tabla.11. Resultados sensibilidad del pozo C-11

Pozo	Presión de SIM	Presión de sensibilidad	DIFERENCIAL DE PRESION
	PSIG	PSIG	PSIG
A-1	60,80	73,30	12,50
A-2	61,30	73,80	12,50
B-1	58,00	70,60	12,60
B-2	60,90	73,30	12,40
C-1	34,30	47,20	12,90
C-2	34,40	47,30	12,90
C-3	36,60	49,10	12,50
C-4	35,80	48,70	12,90
C-5	36,20	49,10	12,90
C-6	38,30	51,00	12,70
C-7	39,20	51,90	12,70
C-8	35,00	51,30	16,30
C-9	39,40	55,60	16,20
C-10	36,40	52,80	16,40
C-11	35,00	131,60	96,60
C-12	32,80	48,90	16,10
C-13	33,50	48,70	15,20
C-14	33,60	48,70	15,10
C-15	37,50	52,20	14,70
C-16	36,20	50,10	13,90
C-18	36,70	46,70	10,00
C-19	35,50	48,40	12,90
C-20	33,50	46,50	13,00
C-21	34,00	46,90	12,90

La siguiente tabla muestra las presiones obtenidas en el pozo A-1 con un disparo de 5.000.000 SCF

Tabla.12. Resultados sensibilidad del pozo A-1

Node	Presión SIM	Presión de sensibilidad	DIFERENCIAL DE PRESION
	PSIG	PSIG	PSIG
A-1	60,80	376,30	315,50
A-2	61,30	366,10	304,80
B-1	58,00	87,30	29,30
B-2	60,90	84,40	23,50
C-1	34,30	53,60	19,30
C-2	34,40	53,70	19,30
C-3	36,60	55,40	18,80
C-4	35,80	54,70	18,90
C-5	36,20	55,00	18,80
C-6	38,30	56,50	18,20
C-7	39,20	57,30	18,10
C-8	35,00	48,00	13,00
C-9	39,40	52,30	12,90
C-10	36,40	49,50	13,10
C-11	35,00	48,10	13,10
C-12	32,80	46,00	13,20
C-13	33,50	46,70	13,20
C-14	33,60	46,80	13,20
C-15	37,50	50,50	13,00
C-16	36,20	49,20	13,00
C-18	36,70	49,30	12,60
C-19	35,50	50,90	15,40
C-20	33,50	49,00	15,50
C-21	34,00	49,40	15,40

La siguiente tabla muestra las presiones obtenidas en el pozo B-1 con un disparo de 5.000.000 SCF

Tabla.13. Resultados sensibilidad del pozo C-11

Node	Pressure	presión de	DIFERENCIAL
	SIM	sensibilidad	DE PRESION
	PSIG	PSIG	PSIG
A-1	60,80	87,50	26,70
A-2	61,30	88,00	26,70
B-1	58,00	200,80	142,80
B-2	60,90	182,70	121,80
C-1	34,30	53,60	19,30
C-2	34,40	53,70	19,30
C-3	36,60	55,40	18,80
C-4	35,80	54,70	18,90
C-5	36,20	55,00	18,80
C-6	38,30	56,50	18,20
C-7	39,20	57,30	18,10
C-8	35,00	48,10	13,10
C-9	39,40	52,30	12,90
C-10	36,40	49,50	13,10
C-11	35,00	48,10	13,10
C-12	32,80	46,00	13,20
C-13	33,50	46,70	13,20
C-14	33,60	46,80	13,20
C-15	37,50	50,50	13,00
C-16	36,20	49,20	13,00
C-18	36,70	49,30	12,60
C-19	35,50	50,90	15,40
C-20	33,50	49,00	15,50
C-21	34,00	49,40	15,40

Al analizar las presiones obtenidas después del disparo de los pozos C-11, A-1, B-1 los diferenciales de los pozos no tienen una variación superior a los 30 psi, esto nos indica que el sistema general de recolección está bien diseñado, debido a que soportara las presiones que se generarían después de esta situación crítica.

En el caso cuando el pozo C-11 sufre un disparo, se recomienda producir este pozo por la línea de prueba.

Cuando el pozo A-1 sufre este evento es recomendable que el pozo A-1 y A-2 sean producidos por la línea de prueba de (6") para no restringir el flujo de los otros pozos y la misma recomendación para los pozos B-1, B-2.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. El sistema general de recolección de la isla 4 funciona de acuerdo a las necesidades de la operación actual, porque las caídas de presión de nodo a nodo obtenidas en el simulador y observadas en campo cumplen con los criterios mínimos de diseño. Adicionalmente, soportó la sensibilidad que se realizó simulando un disparo de pozo con 5.000 Kscf de gas, considerada la situación más crítica que se puede presentar en el sistema de recolección.
2. Las líneas del pozo C-15 tienen una restricción de flujo, posiblemente causado por depositación de carbolita, material utilizado en el proceso de fracturamiento, haciendo que la línea pierda su diámetro efectivo causando un aumento en la presión de cabeza de pozo.
3. para optimizar la capacidad de flujo a través de las líneas de recolección de liquido de la Estación Isla 4 del Campo Cantagallo se debe cambiar los diámetros en cabeza de pozo de 2" a 3" para cada uno de los pozos del sistema, lo cual disminuye la restricción al flujo en dicha zona y por consiguiente las caídas de presión dentro del sistema. Se recomienda tomar como prioridad aquellos pozos con producción bruta mayor a 500 BPD.
4. Según el estudio que se realizó al pozo C-20 los resultados obtenidos a partir de la simulación con la herramienta software, se observaron valores de presión menores en un rango de 30 a 40 psi respecto a los valores de presión reales registrados en campo y un aumento en la presión en el recorrido histórico del pozo, además sabiendo que este pozo es el remplazo del pozo C-17 que es un pozo abandonado por asfáltenos. Esto evidencia que tiene problemas de

deposición de asfáltenos y que es un problema grave por lo cual se recomienda hacerle un tratamiento al pozo para no perderlo en un futuro próximo.

5. El sistema general de recolección no presentó variaciones notables de presión en cabeza de pozo ni de caídas de presión a través de las líneas cuando fue sometido a diversos cambios físicos dentro de la simulación, tales como cambios de diámetros de tubería y en cabeza de pozo, lo cual indica que este sistema es estable y el diseño de las facilidades de recolección es adecuado.

-

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

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

8. GRIFFITH, Peter. Multiphase Flow in Pipes. SPE 12895

9. Manual de Recolección Estación isla IV SAR-Cantagallo, 2007.