



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
NÚCLEO DE MONAGAS
MATURÍN/MONAGAS/VENEZUELA**

**ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO HIDRÁULICO DEL SISTEMA DE
RECOLECCIÓN DE CRUDO, EN EL CAMPO URACOA, UNIDAD
MONAGAS SUR, HARVEST VINCCLER; C.A.**

**REALIZADO POR:
MIGUEL ALEJANDRO BERTUCCI VECCHIO**

**Trabajo especial de grado presentado como requisito parcial para optar al título
de: INGENIERO DE PETRÓLEO**

MATURÍN, FEBRERO DEL 2006



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
NÚCLEO DE MONAGAS
MATURÍN/MONAGAS/VENEZUELA**

**ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO HIDRÁULICO DEL SISTEMA DE
RECOLECCIÓN DE CRUDO, EN EL CAMPO URACOA, UNIDAD
MONAGAS SUR, HARVEST VINCCLER; C.A.**

**REALIZADO POR:
MIGUEL ALEJANDRO BERTUCCI VECCHIO
C.I. 14.751.407**

REVISADO POR:

Ing. Pedro Marín
Asesor Industrial

Ing. Milagros Sucre
Asesor Académico

Ing. Rito Martínez
Co-Asesor Industrial

MATURÍN, FEBRERO DEL 2006



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
NÚCLEO DE MONAGAS
MATURÍN/MONAGAS/VENEZUELA**

**REALIZADO POR:
MIGUEL ALEJANDRO BERTUCCI VECCHIO
C.I. 14.751.407**

**ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO HIDRÁULICO DEL SISTEMA DE
RECOLECCIÓN DE CRUDO, EN EL CAMPO URACOA, UNIDAD
MONAGAS SUR, HARVEST VINCCLER; C.A.**

APROBADO

Ing. Milagros Sucre
Asesor Académico

Ing. Ruben Vega
Jurado Principal

Ing. Franklin López

MATURÍN, FEBRERO DEL 2006

RESOLUCIÓN

De acuerdo al Artículo 44 del reglamento de Trabajos de Grado: “Los Trabajos de Grado son propiedad exclusiva de la Universidad y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”.

DEDICATORIA

A Dios y a la Virgen Milagrosa quienes me han guiado y protegido ofreciéndome salud, fortaleza, paciencia, inteligencia y humildad, para el logro de una de mis metas.

A mis padres Mariángeles Vecchio de Bertucci y Juan José Bertucci Bravo por ser lo más grande que me ha dado Dios. Son el pilar fundamental de mi vida, por brindarme el amor, educación, apoyo y paciencia, que sirvieron para formarme como la persona que soy ahora, dándome la oportunidad de cumplir siempre mis metas. Gracias Dios por que ellos existan.... "Los Amo".

A mi hermana Martha María Bertucci Vecchio que muy pronto será Odontólogo y por siempre quererme mucho. A mi hermano Juan José Júnior (Huesero) quien también dentro de pocos años se graduará con la ayuda de Dios y La virgencita de Administrador Industrial. A los dos los quiero mucho y les dedico este trabajo.

A mi Tía Rosita por ser el gran segundo pilar fundamental en mi vida, gracias tía por existir, sin ti hubiese sido muy difícil obtener lo que ahora gracias a Dios estoy obteniendo "te quiero mucho". A mi primo y ahijado Jesús Alfredo le dedico este trabajo y que ojala y dios lo permita le sirva de guía para obtener dentro de pocos años su título de Ing. en Sistemas.

A mis preciosas Abuelitas Italia y Brunilda. Gracias Dios por darme la oportunidad de tener estas bellezas de abuelitas siempre aconsejándome y enseñándome "Las Quiero Mucho"

A mi amiga Donna Aguilera, hermana y compañera de estudios durante toda mi vida....

AGRADECIMIENTO

A la Universidad de Oriente y todos sus profesores, por haberme ofrecido la oportunidad de prepararme con los conocimientos recibidos como un futuro profesional

A mis padres, hermanos y mi tía Rosita por ofrecerme el cariño, dedicación y apoyo en todo momento. A mi Prima Martha Cecilia por siempre estar dispuesta a apoyarme. A mi primo Oswaldo por todas las orientaciones.

A mi primo Luís Miguel por haberme prestado el apoyo incondicional para el logro de esta tan esperado momento. Siempre te estaré Agradecido. GRACIAS.

A mi compañera incondicional Donna por estar conmigo en buenas y malas. A mi tío Alejandro por ser el ejemplo a seguir. A mi primo Antonio por ayudarme en todo lo que necesito.

A mis Amigos y tutores empresariales Pedro Marín y Rito Martínez, por haberme guiado con toda la buena intención para el logro de esta meta. GRACIAS.

A mi tutor académico profesora y amiga Milagros Sucre por todas las atenciones brindadas y por hacer posible que se realizara esta investigación.

A todo el personal de HARVEST VINCCLER por brindarme todo el apoyo técnico, humano y económico y por ofrecerme sus conocimientos, tiempo y dedicación.

A mis compañeros de pasantías: Eliana, Fidel, Marlen, Miguel, Fanny, Pedro, María, Luís. Por todo los momentos que pasamos juntos y todo el apoyo prestado.

ÍNDICE

RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTO	vi
ÍNDICE	vii
LISTA DE FIGURAS	x
LISTA DE TABLAS	xi
LISTA DE GRÁFICAS	xiii
INDICE DE APÉNDICES	xiv
RESUMEN	xv
INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO I	2
EL PROBLEMA	2
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	2
1.2 OBJETIVOS	4
1.2.1 Objetivo General	4
1.2.2 Objetivos Específicos.....	4
1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACION.....	4
1.4 DELIMITACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.....	5
CAPITULO II	6
MARCO TEÓRICO	6
2.1 ANTECEDENTES.....	6
2.2 RESEÑA DE LA EMPRESA QUE OPERA EN EL CAMPO	7
2.3 DESCRIPCIÓN Y GENERALIDADES DEL CAMPO URACOA	7
2.3.1 Ubicación Geográfica.....	7
2.3.2 Facilidades del Campo Uracoa.....	8
2.3.3 Estratigrafía del Campo.....	11
2.4 BASES TEÓRICAS DE LA INVESTIGACIÓN.....	13
2.4.1 Flujo Multifásico en Tuberías Horizontales.....	13
2.4.2 Caída de Presión a lo Largo de la Tubería	14
2.4.2.1 Efectos de la Aceleración sobre la Caída de Presión ΔP	15
2.4.2.2 Efectos de la Posición sobre la Caída de Presión ΔP	16
2.2.3 Efectos de la Fricción sobre la Caída de Presión ΔP	17
2.4.2 Variables que Afectan la Caída de Presión en Tuberías Horizontales.....	18
2.4.3 Patrón de Flujo Horizontal Establecidos en el Manual de Diseño de Proceso Flujo Bifásico Líquido-Vapor (PDVSA MDP-02-FF-05)	19
2.4.5 Patrones de Flujo y su Efecto en la Corrosión.....	21
2.4.6 Procedimiento para Determinar el Patrón de Flujo Según Norma PDVSA- MDP-02-FF-05.....	23

2.4.7 Correlaciones de Flujo Multifásico Horizontal.....	26
2.4.7.1 Correlación de Dukler (1964)	27
2.4.7.2 Correlación Eaton (1967).....	28
2.4.7.3 Correlación de Beggs y Brill (1973).....	30
2.4.8 Retención de Líquido o HOLP UP	33
2.4.9 Velocidad de Erosión (Velocidad Límite)	33
2.4.10.- Densidad del Fluido Bifásico (ρ_m).....	34
2.4.11 Criterios y Lineamientos para Especificar las Posibles Limitaciones Hidráulicas al Momento de Anexar Nueva Producción.....	35
2.4.12 Criterios de Dimensionamiento de Tuberías (Espesor Mínimo) Código ASME B31.4.....	36
2.4.12.1 Presión de Diseño.....	36
2.4.12.2 Espesor de Pared por Presión Interna.....	36
2.4.12.3 Espesor Mínimo Requerido	37
2.4.13 Número de Reynolds.....	37
2.4.14 Factor de Fricción	38
2.4.15 Rugosidad Relativa	40
2.4.16 Propiedades de los Fluidos.....	40
2.4.17 Producción y Recolección.....	41
2.4.18 Programas de Simulación.....	45
2.4.18.1 Simulación Hidráulica.....	46
2.4.18.2 Estructura del Programa Pipephase.....	48
2.4.19 Evaluación Económica.....	51
2.5 CONCEPTOS BASICOS	52
CAPÍTULO III.....	55
MARCO METODOLOGICO.....	55
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN	55
3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	56
3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA.....	56
3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO.....	57
3.5 INSTRUMENTOS Y TÉCNICAS A UTILIZAR PARA LA RECOLECCIÓN DE LA INFORMACIÓN.....	60
3.6 RECURSOS	60
3.6.1 Recursos Humanos.....	60
3.6.2 Recursos Materiales y Financieros.....	61
CAPITULO IV	62
ANÁLISIS DE RESULTADOS	62
4.1 DEFINICIÓN EL MODELO MATEMÁTICO QUE DETERMINE EL COMPORTAMIENTO HIDRÁULICO DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE CRUDO TRONCAL 1 Y 5 EXISTENTE EN EL CAMPO URACOA	62
4.1.1 Sistema de Recolección TRONCAL 1.....	63
4.1.1.1 Datos de Infraestructura	64
4.1.1.2 Datos de Proceso.....	65

4.1.1.3 Propiedades del Fluido.....	66
4.1.1.4 Validación del Sistema.....	67
4.1.2 Sistema de Recolección de Crudo TRONCAL 5.....	70
4.1.2.1 Datos de Infraestructura.....	71
4.1.2.2 Datos de Procesos.....	72
4.1.2.3 Propiedades del Fluido.....	73
4.1.2.4 Validación del Sistema.....	73
4.2 ESPECIFICAR LAS POSIBLES LIMITACIONES HIDRÁULICAS DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE CRUDO TRONCAL 1 Y 5, CON LA INCORPORACIÓN DE LA PRODUCCIÓN ASOCIADA A LOS NUEVOS POZOS.....	78
4.2.2 Plan de Perforación 2005-2006 Área Café Molido “TRONCAL 5” (Ver Apéndice K).....	80
4.2.3 Limitaciones Hidráulicas TRONCAL 1.....	81
4.2.4 Limitaciones Hidráulicas TRONCAL 5.....	88
4.3 SELECCIONAR LA INFRAESTRUCTURA MÍNIMA REQUERIDA PARA LA RECOLECCIÓN Y MANEJO DE MANERA EFICIENTE DE LA PRODUCCIÓN ASOCIADA A LOS NUEVOS POZOS.....	93
4.3.1 Infraestructura Mínima para el TRONCAL 1.....	94
4.3.2 Infraestructura Mínima para el TRONCAL 5.....	99
4.4 ESTIMADO DE COSTOS CLASE IV PARA LA AMPLIACIÓN DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE CRUDO TRONCAL 1 Y 5 DEL CAMPO URACOA.....	104
4.4.1 Costos Asociados para la Adecuación del TRONCAL 1.....	104
4.4.2 Costos Asociados para la Adecuación del TRONCAL 5.....	109
CAPITULO V.....	111
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	111
5.1 CONCLUSIONES.....	111
5.2 RECOMENDACIONES.....	113
BIBLIOGRAFÍA.....	114
APÉNDICES.....	115

LISTA DE FIGURAS

<i>Figura 2.1</i>	8
<i>Ubicación Geográfica del Campo Uracoa</i>	
<i>Figura 2.2</i>	9
<i>Estación de Flujo UM-1</i>	
<i>Figura 2.3</i>	10
<i>Estación de Flujo UM-2</i>	
<i>Figura 2.4</i>	11
<i>Separador de media presión</i>	
<i>Figura 2.5</i>	15
<i>Caída de presión a lo largo de la tubería</i>	
<i>Figura 2.6</i>	47
<i>Red de trabajo del pipephase</i>	
<i>Figura 4.1</i>	63
<i>Múltiple General (M-508) en la EF UM-2</i>	
<i>Figura 4.2</i>	108
<i>Flujo de caja del reemplazo de los tramos 4 y 5 del Troncal 1</i>	

LISTA DE TABLAS

Tabla 3.1	57
<i>Números de pozos activos en el Campo Uracoa</i>	
Tabla 4.1.	65
<i>Disposición de la red de tuberías TRONCAL 1</i>	
Tabla 4.2.	66
<i>Datos de procesos pozos TRONCAL 1</i>	
Tabla 4.3.	66
<i>Propiedades del fluido</i>	
Tabla 4.4.	69
<i>Regímenes de flujo presentes en la red de recolección TRONCAL 1</i>	
Tabla 4.5.	72
<i>Disposición de la Red de Tuberías TRONCAL 5</i>	
Tabla 4.6.	73
<i>Datos de procesos pozos TRONCAL 5</i>	
Tabla 4.7.	76
<i>Regímenes de flujo presentes en la red de recolección Troncal 5</i>	
Tabla 4.8	81
<i>Resumen de simulación líneas principales Troncal 1 “Sistema actual”</i>	
Tabla 4.9	82
<i>Resumen de simulación líneas secundarias Troncal 1 “Sistema Actual”</i>	
Tabla 4.10	83
<i>Resumen de simulaciones TRONCAL 1 líneas principales con 7 pozos nuevos</i>	
Tabla 4.11	85
<i>Resumen de simulaciones TRONCAL 1 líneas secundarias con 7 pozos nuevos</i>	
Tabla 4.12	86
<i>Presiones de líneas de pozos ya existentes con la incorporación de 7 pozos nuevos TRONCAL 1</i>	
Tabla 4.13	88
<i>Resumen de la simulación hidráulica líneas principales TRONCAL 5 Sistema Actual.</i>	
Tabla 4.14	89
<i>Resumen de simulación hidráulicas línea secundarias TRONCAL 5 Sistema Actual...</i>	
Tabla 4.15	90
<i>Resumen de simulación hidráulica líneas principales TRONCAL 5 con 8 pozos nuevos</i>	
Tabla 4.16	90

<i>Resumen de simulación hidráulica línea secundaria TRONCAL 5 con 8 pozos nuevos.</i>	
Tabla 4.17	92
<i>Presiones de líneas de pozos ya existentes con la incorporación de 8 pozos nuevos TRONCAL 5</i>	
Tabla 4.18	94
<i>Resultados de la simulación hidráulica en los TRAMOS 4 y 5, para diferentes diámetros de tubería.</i>	
Tabla 4.19	97
<i>Valores para graficar el comportamiento hidráulico del TRONCAL 1 Sistema Actual y Futuro.</i>	
Tabla 4.20.	98
<i>Presiones de líneas de pozos existentes y nuevos Troncal 1 una vez realizadas las adecuaciones.</i>	
Tabla 4.21	100
<i>Resultados de la Simulación Hidráulica en el RAMAL 1, para diferentes diámetros de tubería.</i>	
Tabla 4.22	101
<i>Valores para graficar el comportamiento hidráulico del TRONCAL 5 Sistema Actual y Futuro.</i>	
Tabla 4.23.	103
<i>Presiones de líneas de pozos existentes y nuevos Troncal 5 una vez realizadas las adecuaciones.</i>	
Tabla 4.24	104
<i>Infraestructura Seleccionada para el reemplazo de tuberías.</i>	
Tabla 4.25	105
<i>Costos asociados a la adecuación del sistema de recolección de crudo TRONCAL 1 ..</i>	
Tabla 4.26	110
<i>Costos asociados a la Adecuación del Sistema de recolección de crudo TRONCAL 5 .</i>	

LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica 2.1	26
<i>Regimenes de flujo Bifásico en Tubería Horizontal</i>	
Gráfica 2.2	30
<i>Retención de líquido según Eaton et al. (1967)</i>	
Gráfica 2.3	43
<i>Perfil de presiones en el sistema de producción</i>	
Gráfica 4.1	67
<i>Presiones simuladas vs. Presiones verdaderas TRONCAL 1</i>	
Gráfica 4.2	74
<i>Presiones Simuladas vs. Presiones reales TRONCAL 5</i>	
Gráfica 4.3	97
<i>Comportamiento hidráulico del sistema de recolección de crudo Troncal 1 Sistema Actual y Sistema futuro</i>	
Gráfica 4.4	102
<i>Comportamiento hidráulico del sistema de recolección de crudo troncal 5 Sistema Actual y Sistema futuro</i>	

INDICE DE APÉNDICES

Apéndice A	116
Plano Sistema de Recolección de crudo Campo Uracoa	
Apéndice B	117
Arreglo actual de pozos TRONCAL 1	
(Esquema de nodos del simulador)	
Apéndice C	119
Análisis de Crudo y Cromatografía del Gas, utilizado como datos de entrada del simulador	
Apéndice D	122
Comparación entre las presiones de línea medidas en campo y calculadas por el simulador por diferentes Correlaciones TRONCAL 1	
Apéndice E	124
Arreglo Actual de pozos TRONCAL 5	
(Esquema de nodos del simulador)	
Apéndice F	126
Comparación entre las presiones de línea medidas en campo y calculadas por el simulador por diferentes Correlaciones TRONCAL 5	
Apéndice G	128
Declinación de Producción del pozo Tipo	
Apéndice H	130
Procedimiento de cálculo para determinar Velocidad de erosión y Régimen de Flujo.	
Apéndice I	137
Arreglo TRONCAL 1 con 7 pozos nuevos	
APENDICE J	139
Identificación de tramos con limitaciones Hidráulicas al momento de anexar la nueva producción al TRONCAL 1	
Apéndice K	141
Arreglo TRONCAL 5 con 8 pozos nuevos	
APENDICE L	143
Identificación de tramo con limitaciones Hidráulicas al momento de anexar la nueva producción al TRONCAL 5	
APENDICE M	145
Procedimientos de Cálculo para Especificación de la tubería	
APENDICE N	150
Cálculo Valor Presente Neto y Tasa Interna de Retorno Para reemplazo TRAMO 4 y 5 TRONCAL 1	
APENDICE N	152

Resultado de las Simulaciones (Reporte del Simulador).....



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
NÚCLEO DE MONAGAS
MATURÍN/MONAGAS/VENEZUELA**

**ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO HIDRÁULICO DEL SISTEMA DE
RECOLECCIÓN DE CRUDO, EN EL CAMPO URACOA, UNIDAD
MONAGAS SUR, HARVEST VINCCLER; C.A.**

RESUMEN

**Br. Miguel Alejandro Bertucci Vecchio.
C.I. 14.751.407**

Ing. Pedro Marín
Asesor Industrial

Ing. Milagros Sucre
Asesor Académico

Ing. Rito Martínez.
Co Asesor Industrial

Harvest Vinccler, C.A., para el presente año iniciará una campaña de perforación de 15 pozos productores de crudo en las áreas geográficas conocidas como El Venado y Café Molido (*Troncal 1* y *Troncal 5* respectivamente). En virtud a esto, nació la necesidad de evaluar el sistema de recolección de crudo *Troncal 1* y *Troncal 5* existentes en el Campo Uracoa, a través, del programa de simulación *PIPEPHASE Ver 8.2*, el cual permitió predecir el comportamiento hidráulico del sistema de recolección, determinar limitaciones hidráulicas (de acuerdo a las normas establecidas), seleccionar la infraestructura mínima para el manejo seguro y eficiente de la producción asociada a los nuevos pozos, así como también, estimar los costos de adecuación. Finalmente se concluye que la ecuación hidráulica que más se ajustó al sistema de recolección de crudo *Troncal 1* y *5* fue la correlación de Eaton, por tanto dicha correlación se utilizó para determinar limitaciones hidráulicas. El sistema *Troncal 1* presentó limitaciones en el TRAMO 4 (Tubería de 12 pulg de 584 pie) y el TRAMO 5 (Tubería de 3292 pies, compuesta por 2953 pies de 12 pulg y 340 pies de 10 pulg), en cuanto al sistema *Troncal 5*, éste, no presentó limitaciones en las líneas principales que lo componen, sin embargo se determinó que la línea secundaria RAMAL 1 (Tubería de 6 pulg de 551 pies) sí presentó limitantes. Posteriormente se seleccionó para el reemplazo del TRAMO 4 del *Troncal 1*, una tubería de 14 pulg Sched 40 y para el TRAMO 5 del *Troncal 1* una de 16 pulg Sched 40. Para el reemplazo del RAMAL 1 del *Troncal 5*, se seleccionó una

tubería de 10 pulg Sched 40. Estos diámetros fueron seleccionados debido a que estas tuberías mostraron la mejor relación costo beneficio una vez realizado el estudio.

INTRODUCCIÓN

El desarrollo de la Unidad Monagas Sur, por parte de la empresa HARVEST VINCCLER, C.A, responde a la política implementada por Petróleos de Venezuela (PDVSA), la cual está dirigida a reactivar, mediante la inversión de capital privado, campos inactivos que aún mantienen potencial a fin de lograr un aumento en la producción de crudo. En Julio de 1992 Benton Oil and Gas Company (Harvest Natural Resources) y Vinccler, C.A. firmaron con LAGOVEN S.A. (PDVSA) un Contrato de Servicios de Operación por 20 años para la reactivación y desarrollo adicional de la Unidad Monagas Sur, ubicada entre los Estados Monagas y Delta Amacuro; la cual abarca una extensión de 63.900 hectáreas y está conformada por los Campos Petroleros de Uracoa, Bombal y Tucupita.

La empresa HARVEST VINCCLER, C.A para este año iniciará una campaña de perforación de 15 pozos productores de crudo en el Campo Uracoa, en virtud a esto, nace la necesidad de analizar el sistema de recolección de crudo existente en el campo; todo ello con la finalidad de recolectar de manera eficiente la producción asociada a éstos nuevos pozos. La metodología a utilizar para el desarrollo del presente proyecto está basada en el análisis del sistema de recolección de crudo, a través, del programa PIPEPHASE Versión 8.2; el cual permitirá obtener el modelo matemático que servirá para predecir el comportamiento hidráulico de dicho sistema al momento de incorporar la nueva producción, con el fin de especificar posibles limitaciones hidráulicas. Adicionalmente se seleccionará la infraestructura mínima requerida para obtener un sistema de transporte de crudo eficiente, que contribuirá a prevenir problemas operacionales tales como, caídas de presión excesivas en la tubería, corrosión, entre otros. Por último se estimaran los costos de ampliación o adecuación del sistema de recolección.

CAPITULO I

EL PROBLEMA

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El Campo Uracoa está ubicado al Sureste del Estado Monagas en las cercanías de la población de Temblador, fue descubierto con el pozo UP-01 en 1937, geológicamente su estructura es un homoclinal suave de buzamiento Norte-Noreste. Los mecanismos de producción predominante son el empuje hidráulico, seguido de la expansión de capa de gas y gas en solución. La geometría de los pozos son verticales y horizontales empacados con grava, y los métodos de producción actuales son Flujo Natural, Bombeo Electrosumergible y Levantamiento Artificial por Gas.

El Campo Uracoa, está integrado por dos Estaciones de Flujo. La Estación UM-1, la cual recibe un volumen aproximado de 42000 barriles de fluido por día (BFPD), por medio de los troncales de producción 7, 8 y 9; que recolectan el crudo asociado a los pozos ubicados en las localizaciones o áreas de producción de El Fangal, Carrizales y Los Aceites respectivamente; es importante señalar que ésta Estación recibe adicionalmente la producción de los Campos Bombal y Tucupita, que son parte integral de la Unidad Monagas Sur. Una vez separados los fluidos (Crudo, Gas y Agua) son transferidos desde la Estación UM-1 hasta la Estación Principal de Flujo UM-2. La Estación UM-2, además recibe alrededor de 55300 BFPD por medio de los troncales 1, 3, 4 y 5; que el crudo asociado a los pozos ubicados en las áreas de producción de El Venado, Mis Querencias; El Berraco, y Café Molido respectivamente.

Para el presente año la empresa HARVEST VINCCLER, C.A. iniciará una campaña de perforación de 15 pozos productores en el Campo Uracoa, específicamente en las áreas de el Venado (7 pozos) y Café Molido (8 Pozos) lo que representará una producción adicional de 66000 BFPD para los Troncales 1 y 5 que reciben y transportan la producción asociado a esa área; en virtud a este planteamiento, se requiere conocer si el sistema de recolección actual Troncal 1 y 5 son capaces de recibir y manejar el crudo proveniente de los nuevos pozos a perforar. Así mismo, dicha campaña de perforación hará inminente la construcción de facilidades operacionales (ampliación y/o adecuación del sistema de recolección actual), que permitan transferir segura y eficientemente la producción asociada de los nuevos pozos hasta la estación UM-2, considerando para tal fin los parámetros y normas establecidas en los estándares aplicables según la Industria Petrolera Petroquímica Nacional (IPPN).

Para tal efecto, se hace necesario analizar, el comportamiento hidráulico del sistema de recolección de crudo existente (Troncal 1 y 5) correspondiente al Campo Uracoa mediante el uso de un paquete comercial, Simulador PIPEPHASE Versión 8.2 (creado por la empresa Simulation Sciences, INC.); con el fin de determinar con exactitud, si se puede adicionar la nueva producción al sistema de recolección actual. De modo de especificar las posibles limitaciones hidráulicas al momento de anexar la producción de los nuevos pozos a perforarse, de manera que se logre optimizar la producción de crudo, manteniendo los mínimos niveles de presión de operación (contra presión) a lo largo las diferentes áreas que componen el sistema.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo General

Analizar el comportamiento hidráulico del sistema de recolección de crudo Troncal 1 y 5, con la incorporación de quince (15) pozos a perforar, correspondiente al Campo Uracoa, Unidad Monagas Sur, HARVEST VINCCLER, C.A.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Definir el modelo matemático que determine el comportamiento hidráulico del sistema de recolección de crudo Troncal 1 y 5, existente en el Campo Uracoa.
- Especificar las posibles limitaciones hidráulicas del sistema de recolección de crudo Troncal 1 y 5, con la incorporación de la producción asociada a los nuevos pozos.
- Seleccionar la infraestructura mínima requerida para la recolección y manejo de manera eficiente de la producción asociada a los nuevos pozos.
- Realizar un estimado de costos clase IV para la ampliación del sistema de recolección de crudo Campo Uracoa.

1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACION

De acuerdo a la campaña de perforación de 15 nuevos pozos productores emprendida por la empresa HARVEST VINCCLER, C.A., para el presente año en el campo Uracoa, se hace necesario predecir el comportamiento del sistema de recolección de crudo Troncal 1 y 5 existente en el campo; tomando en cuenta la incorporación a dicho sistema de éstos nuevos pozos, para así determinar las posibles

limitaciones hidráulicas que se presenten, de tal manera de seleccionar la infraestructura mínima requerida para la construcción futura de instalaciones de recolección y manejo de crudo.

En este sentido, la investigación que se planteó fue con el propósito de analizar el sistema de recolección existente, incorporando los futuros pozos productores, mediante el uso o corrida de simulaciones, de tal modo que se garantice la operabilidad del sistema, optimizando de esta manera la producción de crudo y los costos de inversión.

1.4 DELIMITACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

El alcance de ésta investigación, comprende el desarrollo de la ingeniería conceptual para la evaluación y análisis del sistema de recolección de crudo existente (Troncal 1 y 5) del Campo Uracoa, con la incorporación de quince (15) nuevos pozos productores de crudo a perforarse en las áreas geográficas de El Venado y Café Molido.

En tal sentido, para la ejecución de esta ingeniería serán aplicadas las últimas ediciones de las normas y estándares usados por la Industria Petrolera y Petroquímica Nacional (IPPN).

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES

PDVSA (2003), realizó una simulación de la red de recolección de crudo del área oeste del Campo el Furrial con el propósito de reproducir las condiciones de operación de los pozos optimizando el comportamiento de los mismos, la investigación permitió estimar la producción total, niveles de presión, régimen de flujo, capacidad de las líneas

PDVSA (2003), realizó una evaluación de la capacidad del sistema de recolección y separación gas-liquido en el complejo Jusepín, con el fin de evaluar el impacto del incremento de producción, arrojando que dicho incremento afectaría los sistemas de recolección y que sería solucionado con la incorporación de una válvula multipuerto en una parte estratégica del campo Jusepín.

PDVSA (2002), realizó una evaluación hidráulica de la red de recolección de superficie en el Campo Orocual, con el fin de determinar limitaciones hidráulicas de las líneas que compone dicho sistema, determinándose que la red de recolección no presenta limitaciones en la mayoría de sus pozos, lo que demostró la capacidad de las líneas.

2.2 RESEÑA DE LA EMPRESA QUE OPERA EN EL CAMPO

El Campo Uracoa fue descubierto en el año 1937, con la perforación y completación del pozo Tabasca-1 (UP-01) por la compañía Standard Oil of Venezuela (Creole). El pozo produjo inicialmente 346 barriles de petróleo por día (BPPD) de 14,7 °API. Durante el período de 1937 a 1976 se perforaron en el campo 21 pozos; el campo produjo eventualmente hasta que fue cerrado 1976, para ese momento se tenía una producción acumulada de petróleo de 3,9 MMBLS.

En Julio de 1992 Benton Oil and Gas Company (hoy HARVEST VINCCLER C.A.) y Venezolana de Construcciones Clerico (Vinccler, c.a.) firmaron con Lagoven S.A. (hoy PDVSA) un contrato de servicios de operación por 20 años para la reactivación y desarrollo adicional a la Unidad Monagas Sur (UMS), ubicada entre los estados Monagas y Delta Amacuro, la cual abarca una extensión de 63.900 hectáreas.

La Unidad Monagas Sur (UMS) está integrada por tres campos, localizados aproximadamente 150 a 250 Km. Al Sur-este de Maturín-Monagas en el Oriente de Venezuela. Los tres campos que corresponden la UMS son Uracoa, Bombal y Tucupita.

2.3 DESCRIPCIÓN Y GENERALIDADES DEL CAMPO URACOA

2.3.1 Ubicación Geográfica

El Campo Uracoa se encuentra ubicado a 10 Km. al sureste del pueblo de Temblador, 40 Km. al suroeste de la ciudad de Tucupita y 150 Km. al sureste de la ciudad de Maturín.

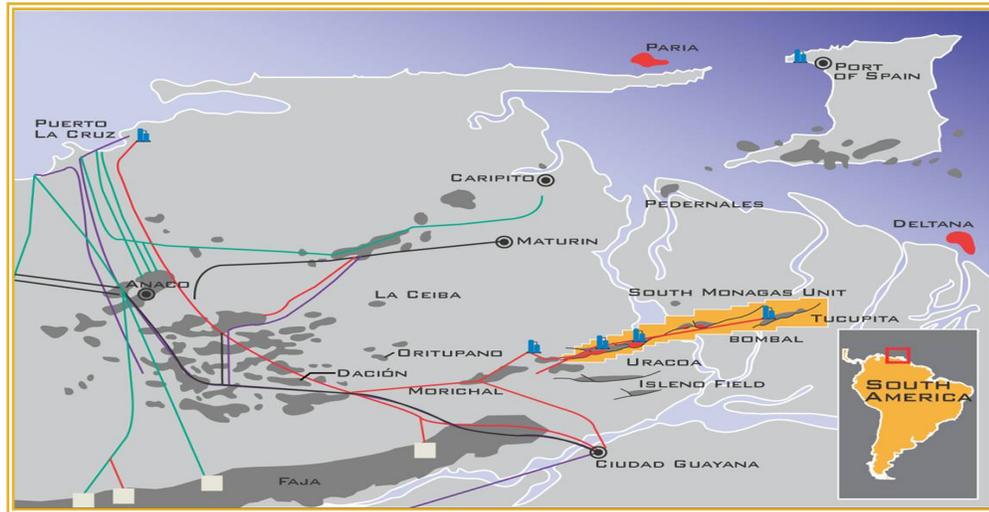


Figura 2.1
Ubicación Geográfica del Campo Uracoa.

2.3.2 Facilidades del Campo Uracoa

El Campo Uracoa cuenta en este momento con 136 pozos, de los cuales 89 pozos están activos, 40 inactivos y 7 son inyectores, ubicándose la producción de crudo alrededor de 18.931 BPPD, 88 millones de pie cúbico normales por día (MMPCND) de gas y 130 MBPD de agua.

Para producir, separar y estabilizar estos fluidos, el Campo dispone de dos estaciones de flujo denominadas EF-UM-2 y EF-UM-1, ubicadas estratégicamente en el área del Campo, originada por la cercanía de los pozos a cada una de las estaciones de flujo. (Ver Apéndice A - Plano del Campo Uracoa)

Los pozos que convergen a las Estaciones de Flujo UM-2 y UM-1, en su mayoría, utilizan métodos de levantamiento artificial como: bombeo electrosumergible (BES), y levantamiento artificial con Gas Lift (LAG); existiendo pozos que producen por flujo Natural, y otros que forman parte del sistema de recuperación secundaria como lo es Inyección de agua y gas al yacimiento.

La EF- UM-1, posee un múltiple de recolección donde convergen los pozos cercanos a la estación, esto por medio de los Troncales 7, 8 y 9. Esta estación recibe también la producción de los Campos Bombal y Tucupita, que son parte integral de la Unidad Monagas Sur. La Estación de Flujo UM-1 posee un Separador Horizontal (FWKO), un tanque de almacenamiento de crudo y un tanque almacenamiento de agua, para su posterior transferencia a la EF UM-2.



Figura 2.2
Estación de Flujo UM-1

De las dos estaciones de flujo, la EF UM-2 es la más importante, por manejar toda la producción de los Campos Uracoa, Bombal y Tucupita, la misma, cuenta con un múltiple de recolección (Múltiple M-508), el cual recibe la producción de los pozos cercanos a la Estación, por medio de Troncales de Producción, específicamente los Troncales 1, 3, 4, y 5. Adicionalmente, dicho múltiple recibe la producción que procesa la Estación de Flujo UM-1.

La EF-UM-2 cuenta con dos Separadores Horizontales (FWKO), cinco tratadores de crudo, tanques de almacenamiento de crudo y agua, para su posterior transferencia a los patios de Tanque en Uracoa EPT-1 (PDVSA). También se cuenta

con dos plantas compresora, la planta compresora PCU-1, la cual comprime 35 MMPCNPD en promedio, desde 35-40 psig hasta 1600 psig. El gas a comprimir proviene de los separadores (FWKO) de las estaciones UM-1 y UM-2, dicho gas es usado para levantamiento artificial, combustibles en los equipos de procesos, generación de energía e inyección al yacimiento y el remanente pasa a deshidratadota conjuntamente con el gas proveniente de compresora PCU-2.



Figura 2.3
Estación de Flujo UM-2

La planta compresora PCU-2, comprime el gas proveniente de los pozos pertenecientes al sistema de media presión (63 MMPCNPD), el cual recolecta la producción de los pozos que producen un considerable volumen de gas y cuya presión en la línea alcanza presiones entre 250 a 300 psig. Los pozos pertenecientes a este sistema pasan por un separador (media presión), ubicado en las cercanías del pozo, donde el gas separado es transportado por un sistema de recolección de gas y el líquido va al sistema de recolección crudo (Troncales de producción). El gas comprimido por PCU-2 es succionado a 250-300 psig y descargado a 1600 psig,

luego pasa a la succión de deshidratadora, para su posterior transferencia hasta la Estación de Válvulas automatizadas Mamo.



Figura 2.4
Separador de media presión.

2.3.3 Estratigrafía del Campo

La secuencia estratigráfica incluye unidades geológicas que van desde el Mioceno medio hasta el Pleistoceno–Reciente, estas formaciones vienen dadas de las antiguas a la mas joven: Oficina, Freites, Mesa y las Piedras.

a. Formación Oficina

La Formación Oficina se encuentra ubicada en el flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, consiste en una alternancia de lutitas grises, gris oscuro y marrón intercaladas con areniscas y limonitas de color claro y grano fino a grueso.

Las arenas presentan buena continuidad lateral, son poco consolidadas, almacenadoras de hidrocarburos, ellas están desarrolladas en 6 divisiones (A, B, C, D, E y F) y constituyen el mayor espesor productor de petróleo en las áreas tradicionales

del sur del estado Monagas. La arena A y B son de grano fino, semiconsolidadas, de color gris oscuro, no presentan buena continuidad lateral, ya que se observa cambio lateral entre los pozos del campo Uraoa. La arena C es limpia hacia el tope y arcillosa hacia la base, generalmente se observan de 2 a 3 lentes de arena con espesor que varía entre 10 @ 40 pies, presentando buena continuidad lateral.

La arena D no tiene buena continuidad lateral, en algunos pozos tiene 15 pies de espesor, es de grano fino, color gris oscuro, poco consolidada. La arena F esta constituida por arena cuarzosa cristalina de grano fino a medio, su espesor oscila alrededor de 100 pies y tiene buena continuidad lateral en toda el área.

b. Formación Freites

La Formación Freites es una unidad del subsuelo de la Cuenca Oriental de Venezuela, de la edad Mioceno Medio; esta formación puede ser dividida en tres intervalos, en base a la presencia de areniscas cerca del tope de la base de la formación, con contrastes con la parte media de la unidad, esencialmente lutitas fosilíferas y arenas cuarzosas delgadas y limotitas inter digitadas; su espesor es de 1400 pies.

c. Formación Mesa

Es producto de una sedimentación fluvio - deltaica, resultado de un extenso delta, dirigiéndose hacia el este, en la misma forma que avanza hoy el delta del Orinoco; esta formación está constituida por arenas de granos gruesos y gravas con mucho cemento ferruginoso, que presentan frecuentemente altos grados de cementación y endurecimiento dando lugar a conglomerados muy duros de color rojo oscuro. Esta sección es nuevamente arenosa, los sedimentos terrestres sufren una gradación de más gruesos a más finos al alejarse de las cadenas montañosas del norte

hacia el sur, y una gradación contraria de más finos a más gruesos, desde la región central de Monagas, también hacia el sur, al acercarse al Macizo de Guayana.

d. Formación las Piedras

Consiste principalmente en sedimentos finos mal consolidados, que incluyen areniscas claras y gris verdoso; esta formación es litológicamente homogénea y fácilmente identificable en muestras de registros electrónicos. Litológicamente está formada por paquetes de arena de gran espesor que contienen aguas dulces.

2.4 BASES TEÓRICAS DE LA INVESTIGACIÓN

2.4.1 Flujo Multifásico en Tuberías Horizontales

El estudio del flujo multifásico ha tenido auge por el interés de ciertas industrias, como la petrolera y la del gas natural, en optimizar y hacer más rentable el transporte de sus productos. La importancia de esto es de tal magnitud, que el estudio de flujos multifásicos se ha venido desarrollando desde la década de los 50 en un intento por entender el comportamiento de las mezclas de múltiples fases, enfocados principalmente al cálculo de la caída de presión en la tubería. El modelaje matemático de este fenómeno, basado en balances de momento, masa y energía, es bastante complicado, por lo que ha resultado en una serie de correlaciones empíricas que describen el proceso de una manera más sencilla, suministrando a su vez relaciones entre la pérdida de presión y variables propias del sistema como: patrones de flujo, geometría y disposición de la tubería, propiedades de las fases y velocidad de los fluidos. El patrón de flujo se refiere a cómo se distribuyen las fases al fluir simultáneamente a través de una tubería, es decir, a la forma que adopta el flujo bajo determinadas condiciones de caudal (Beggs y Brill, 1991).

Las diferencias fundamentales entre flujo bifásico y el de una sola fase son:

- Para flujo monofásico, la caída de presión depende del flujo, las propiedades físicas del fluido y la geometría del sistema.
- Para flujo bifásico, además de las consideraciones expuestas en el punto anterior, la caída de presión también depende del grado de vaporización
- Para flujo bifásico, se presentan diferentes regímenes, dependiendo del grado de vaporización presente.
- Para flujo bifásico, la mayoría de los datos disponibles están basados en el sistema aire-agua.
- El flujo bifásico no se puede considerar como una ciencia exacta.
- El patrón de flujo bifásico gas-líquido se define como la distribución espacial que adoptan estas dos fases al fluir simultáneamente en un conjunto cerrado. La importancia de identificar el patrón de flujo en el diseño de tuberías y equipos, es la de evitar elevadas caídas de presión y flujos inestables en la entrada de los mismos. Por ejemplo, un *slug* (*Tapón*) puede ocasionar daños en tuberías y fallas mecánicas de las unidades, además de disminuir la efectividad de los inhibidores de corrosión.

2.4.2 Caída de Presión a lo Largo de la Tubería

Se define como la diferencia de presión que existe entre un punto (P1) y un punto (P2), es decir, la resistencia al flujo que experimenta un fluido a través de un área transversal y una longitud (L)

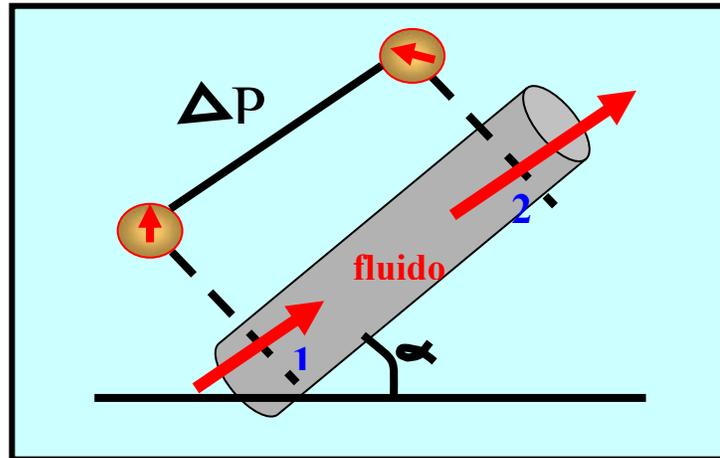


Figura 2.5
Caída de presión a lo largo de la tubería.

Debido a efectos de gravedad, fricción y aceleración, se pueden producir pérdidas de energía en el sistema, que se verían reflejadas en una disminución de la presión. Para obtener la caída de presión teórica entre dos puntos de una tubería, se debe realizar un balance de energía entre dichos puntos. Considerando como condición el estado estacionario, la caída de presión viene dada por (Hewitt, 1978):

$$\Delta P = (\Delta P)_{Gr} + (\Delta P)_F + (\Delta P)_A$$

Donde:

ΔP : *variación de la presión*

Gr : *efectos de gravedad*

F : *fricción*

A : *aceleración*

2.4.2.1 Efectos de la Aceleración sobre la Caída de Presión ΔP

Para fluidos compresibles, el cambio en la densidad ocasiona variaciones en la velocidad y el término de la aceleración debe ser considerado.

Es importante mencionar, que para cualquier fluido fluyendo en estado estacionario en tuberías o ductos de sección transversal invariable, el producto ρv es constante. Los cambios en la densidad (ρ) debido a los efectos de la temperatura y/o la presión se compensan por ajustes en la velocidad (v).

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{\text{Aceleración}} = \left(\rho v \frac{dv}{dL}\right)$$

Para el flujo de líquidos, la velocidad es más o menos constante y el término de aceleración se puede despreciar. La experiencia ha demostrado que para fluidos compresibles los efectos de la aceleración se pueden despreciar sí: $V < 200$ pie/s y $\Delta P \leq 10\%$ de la presión conocida.

2.4.2.2 Efectos de la Posición sobre la Caída de Presión ΔP

La elevación o inclinación de la tubería con respecto al plano horizontal produce cambios en la elevación por influencia gravitatoria.

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{\text{Posición}} = \rho g \text{sen } \alpha$$

Donde:

α : ángulo de inclinación con respecto al plano horizontal

ρ : densidad del fluido

Para fluidos con densidad constante la ecuación anterior se puede integrar para obtener:

$$(\Delta P)_{\text{Posición}} = C_e \rho L_i \text{sen } \alpha$$

Donde

L,: longitud de sección inclinada de la tubería

ρ : densidad del líquido constante o un valor promedio para fluidos compresibles

Ce: factor de conversión

2.2.3 Efectos de la Fricción sobre la Caída de Presión ΔP

El flujo en tuberías siempre está acompañado por la fricción de las partículas del fluido con las paredes de la tubería ocasionando una pérdida de energía, esta energía se traduce en una caída de presión en la dirección del flujo. Hoy en día, casi todos los fluidos que el hombre pueda imaginar son transportados en tuberías durante su producción, procesamiento transporte o utilización. Es evidente entonces, la importancia que tiene el poder expresar la pérdida de presión debida a fricción mediante una fórmula sencilla, válida para cualquier fluido o régimen de flujo. Esta ecuación general se conoce universalmente como la fórmula de Darcy:

$$(\Delta P)_{\text{Fricción}} = \frac{\rho f L v^2}{2 D g}$$

Donde:

ΔP : caída de presión debida a la fricción en $\text{lbm}/(\text{pie} \cdot \text{s}^2)$

f: Factor de fricción de Darcy, (adimensional)

L: Longitud de la tubería en pie

D: diámetro interno de la tubería en pie

g: aceleración de la gravedad en pie/seg^2

v: velocidad pie/seg

Esta ecuación también se puede expresar así:

$$(\Delta P)_{\text{Fricción}} = \frac{\rho f L v^2}{2 D g * 144}$$

$\rho = \text{densidad del fluido en lbm / pie}^3$

2.4.2 Variables que Afectan la Caída de Presión en Tuberías Horizontales

- **Efecto del diámetro de la tubería:**

A menor diámetro mayor será la pérdida de presión a lo largo de la tubería.

- **Efecto de la tasa de flujo:**

A mayor tasa de flujo, mayor será la velocidad de los fluidos transportados, lo que provoca un aumento en las pérdidas por fricción.

- **Efecto de la relación Gas-Líquido:**

En tuberías horizontales, contrariamente a lo que ocurre en tuberías verticales, a mayor relación gas-líquido, mayor la pérdida de presión, ello se debe a que la tubería debe transportar un fluido adicional, en otras palabras, a mayor relación gas-líquido mayor será la velocidad de la mezcla por lo que las pérdidas de presión por fricción serán mayores.

- **Efecto de la viscosidad líquida:**

A mayor viscosidad de la fase líquida mayor será la resistencia que dicha fase opone a fluir, por lo que mayores serán las pérdidas de energía en la tubería.

- **Efecto de la relación Agua-Petróleo:**

Excepto para crudos viscosos la relación agua petróleo no tiene un marcado efecto sobre las curvas de gradiente horizontal.

- **Efecto de la energía cinética:**

Salvo para altas tasa de flujo en regiones de baja presión (menor de 150lpc) donde la densidad es baja y la velocidad se incrementa rápidamente, el término de aceleración no se toma en cuenta.

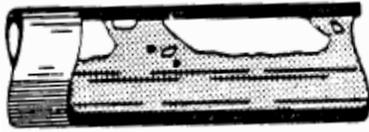
2.4.3 Patrón de Flujo Horizontal Establecidos en el Manual de Diseño de Proceso Flujo Bifásico Líquido-Vapor (PDVSA MDP-02-FF-05)

En flujo bifásico (líquido/gas), las interacciones entre la fase líquida y el gas por estar influenciadas por sus propiedades físicas y caudales de flujo y por el tamaño, rugosidad y orientación de la tubería, causan varios tipos de patrones de flujo. Estos patrones se llaman regímenes de flujo. En un determinado punto en una línea, solamente existe un tipo de flujo en cualquier tiempo dado. Sin embargo, como las condiciones de flujo cambian, el régimen de flujo puede cambiar de un tipo a otro.

Se definen siete regímenes principales de flujo para describir el flujo en una tubería horizontal o ligeramente inclinada. Estos regimenes se describen abajo en orden creciente de velocidad de gas. En los esquemas mostrados la dirección del flujo es de izquierda a derecha.



Flujo Tipo Burbuja: El líquido ocupa el volumen de la sección transversal y el flujo de gas forma burbujas a lo largo del tope de la tubería. Las velocidades del gas y el líquido son aproximadamente iguales. Si las burbujas tienden a dispersarse a través del líquido, esto se llama algunas veces flujo tipo espuma.



Flujo Intermitente Tipo Pistón: Al aumentar el gas, las burbujas se unen y se forman secciones alternadas de gas y líquido a lo largo del tope de la tubería con una fase líquida continua remanente en el fondo. En una orientación ascendente, el comportamiento es desplazado en la dirección del flujo tipo burbuja; si el flujo es descendente se favorece el flujo estratificado.



Flujo Estratificado Suave: Como el flujo de gas continúa incrementando, los tapones de gas tienden a una fase continua. El gas fluye a lo largo del tope de la tubería y el líquido fluye a lo largo de fondo. La interfase entre fases es relativamente suave y la fracción ocupada por cada fase permanece constante.



Flujo Estratificado Ondulante – Como el flujo de gas aumenta aún más, el gas se mueve apreciablemente más rápido que el líquido y la fricción resultante en la interfase forma olas de líquido. La amplitud de las olas se incrementa con el aumento de flujo de gas.

Flujo Intermitente Tipo Tapón: Cuando el flujo de gas alcanza cierto valor crítico, las crestas de las olas de líquido tocan el tope de la tubería y forman tapones espumosos. La velocidad de estos tapones es mayor que la velocidad promedio de líquido. En la estructura del



tapón de gas, el líquido es presionado de manera que el gas ocupe la mayor parte del área de flujo en ese punto. Ya que el flujo tipo tapón puede producir pulsaciones y vibraciones en codos, válvulas y otras restricciones de flujo, debe ser evitado en lo posible.



Flujo Anular: El líquido fluye como una película anular de espesor variable a lo largo de la pared, mientras que el gas fluye como un núcleo a alta velocidad en el centro. Hay gran cantidad de deslizamiento entre las fases. Parte del líquido es extraído fuera de la película por el gas y llevado al centro como gotas arrastradas. La película anular en la pared es más espesa en el fondo que en el tope de la tubería y esta diferencia decrece al distanciarse de las condiciones de flujo de tipo tapón.



Flujo Tipo Disperso (También conocido como flujo tipo rocío) – Cuando la velocidad del gas en flujo anular se hace lo suficientemente alta, toda la película de líquido se separa de la pared y es llevada por el gas como gotas arrastradas. Este régimen de flujo es casi completamente independiente de la orientación de la tubería o de la dirección del flujo.

2.4.5 Patrones de Flujo y su Efecto en la Corrosión

En un sistema donde se presenta el fenómeno de la corrosión, la hidrodinámica de los fluidos controla la cinética de difusión de las especies agresivas. El

conocimiento de los patrones de flujo en el transporte de fluidos multifásicos es muy importante para entender el riesgo de corrosión en una tubería. Los patrones de flujo que se desarrollen van a determinar que fase moja la superficie del material y por ende si las especies corrosivas pueden alcanzar el metal. Así mismo, la difusión de especies hacia y desde la superficie que se corroe se verá afectada por el tipo de patrón de flujo, lo cual controlará la velocidad de corrosión

En el caso de usar inhibidores de corrosión su eficiencia dependerá de su distribución en la fase en contacto con el metal. Un patrón de flujo turbulento, como tipo tapón, tiene asociado altos esfuerzos de corte y por ende mayores velocidades de corrosión, en comparación con un flujo estratificado. Sin embargo, en la medida en que no se sobrepasen los esfuerzos de corte críticos para un dado inhibidor, el flujo turbulento puede facilitar su transporte hacia la superficie a proteger, pudiendo ser mas eficiente el control de la corrosión.

La hidrodinámica de los sistemas de transporte de crudo y gas muchas veces ignorada en la selección de materiales y en el diseño de sistemas de protección para la corrosión, juegan un papel muy importante en la aparición, distribución e intensidad de este ataque, particularmente en el transporte de fluidos multifásicos. Hay dos factores que tienen una influencia significativa en la aparición de la corrosión y en la cinética de este proceso. La generación de un flujo turbulento dependiendo de la magnitud del número de Froude (se hace mayor con el aumento de la velocidad del gas), puede agravar significativamente la corrosión porque acelera los procesos de transferencia de masa; así mismo puede remover mecánicamente los productos de corrosión protectores o las películas de inhibidoras de la corrosión. Adicionalmente y no menos importante, los patrones de flujo que se desarrollen van a determinar que fases estarán en contacto con el metal y con que frecuencia. La situación menos crítica para la corrosión se presentará cuando la fase crudo moja la superficie del

metal; por el contrario si es la fase acuosa la que moja el metal se obtendrán mayores velocidades de corrosión. Así mismo una humectabilidad intermitente por parte del agua, será menos agresiva para el metal que una situación donde se mantenga la inmersión por largos periodos de tiempo, como es el caso del flujo estratificado Suave.

2.4.6 Procedimiento para Determinar el Patrón de Flujo Según Norma PDVSA-MDP-02-FF-05

Para determinar el régimen de flujo se recomienda el siguiente procedimiento:

Paso 1. Calcule las velocidades superficiales del gas (o vapor) y del líquido, VSG y VSL respectivamente. Estas son las velocidades que tendrán el líquido o el gas si estuvieran solos en la línea.

$$V_{sl} = 1.27 \frac{q_l}{D^2} \quad (\text{Ec 2.1}) \quad V_{sg} = 1.27 \frac{q_g}{D^2} \quad (\text{Ec.2.2})$$

Donde:

Vsg: Velocidad Superficial del gas (Pie/s)

Vsl: Velocidad Superficial del Líquido (Pie/s)

q_g: flujo volumétrico de gas (Pie³/s)

q_l: Flujo volumétrico de líquido (Pie³/s)

D: Diámetro interno de la tubería (Pie)

Paso 2. Calcule los números de Reynolds para cada una de las fases.

$$\text{Re}_l = \frac{V_{sl} \cdot \rho_l \cdot D}{\mu_l} \quad (\text{Ec 2.3}) \quad \text{Re}_g = \frac{V_{sg} \cdot \rho_g \cdot D}{\mu_g} \quad (\text{Ec 2.4})$$

Donde:

Re_L = Número de Reynolds fase líquida adimensional.

Re_G = Número de Reynolds fase gaseosa adimensional

ρ_L = Densidad del líquido lbm/pie³

ρ_G = Densidad del gas lbm/pie³

μ_L = Viscosidad del líquido cP

μ_G = Viscosidad del gas cP

Paso 3. Determinar el factor de fricción para cada una de las fases

$$f_L = \left[-1.8 \log \left(\frac{6.9}{Re_L} + \frac{\varepsilon/d}{3.7} \right)^{1.11} \right]^{-2} \quad (2.5) \quad f_G = \left[-1.8 \log \left(\frac{6.9}{Re_G} + \frac{\varepsilon/d}{3.7} \right)^{1.11} \right]^{-2} \quad (\text{Ec. 2.6})$$

Donde:

f_L : Factor de fricción fase líquida. adimensional

f_G : Factor de fricción fase gaseosa. adimensional

ε : Rugosidad absoluta. (pulg)

d : Diámetro interno de la tubería (pulg)

Paso 4. Determinar la caída de presión por unidad de longitud para cada una de las fases.

$$\left(\frac{dp}{dx} \right)_L = \frac{f_L \cdot \rho_L \cdot V_{sl}^2}{2D} \quad (\text{Ec 2.7}) \quad \left(\frac{dp}{dx} \right)_G = \frac{f_G \cdot \rho_G \cdot V_{sg}^2}{2D} \quad (\text{Ec 2.8})$$

Donde:

$(dp/dx)_L$: Caída de presión por fricción (lbm/pie²s²)

$(dp/dx)_G$: Caída de presión por fricción gaseosa (lbm/pie²s²)

Paso 5. Determinar los parámetros adimensionales:

$$X = \left[\frac{\left(\frac{dp}{dx} \right)_L}{\left(\frac{dp}{dx} \right)_G} \right]^{1/2} \quad (\text{Ec 2.9})$$

$$T = \left[\frac{\left(\frac{dp}{dx} \right)_L}{(\rho_l - \rho_g)g \cos \theta} \right]^{1/2} \quad (\text{Ec 2.10})$$

$$F = \left(\frac{\rho g}{\rho_l - \rho_g} \right)^{1/2} \frac{V_{sl}}{\sqrt{Dg \cos \theta}} \quad (\text{Ec 2.11}) \quad K = \left[\frac{\rho g V^2 s g V_{sl}}{(\rho_l - \rho_g)g v_L \cos \theta} \right]^{1/2} \quad \text{Ec 2.12}$$

Donde:

X: Parámetro de la Figura 2.2 Adimensional

T: Parámetro de la figura 2.2. Adimensional

F: Parámetro de la Figura 2.2. Adimensional

K: Parámetro de la Figura 2.2 Adimensional

g: aceleración de la gravedad (pie/s)

v_L: viscosidad cinemática del líquido (pie²/s)

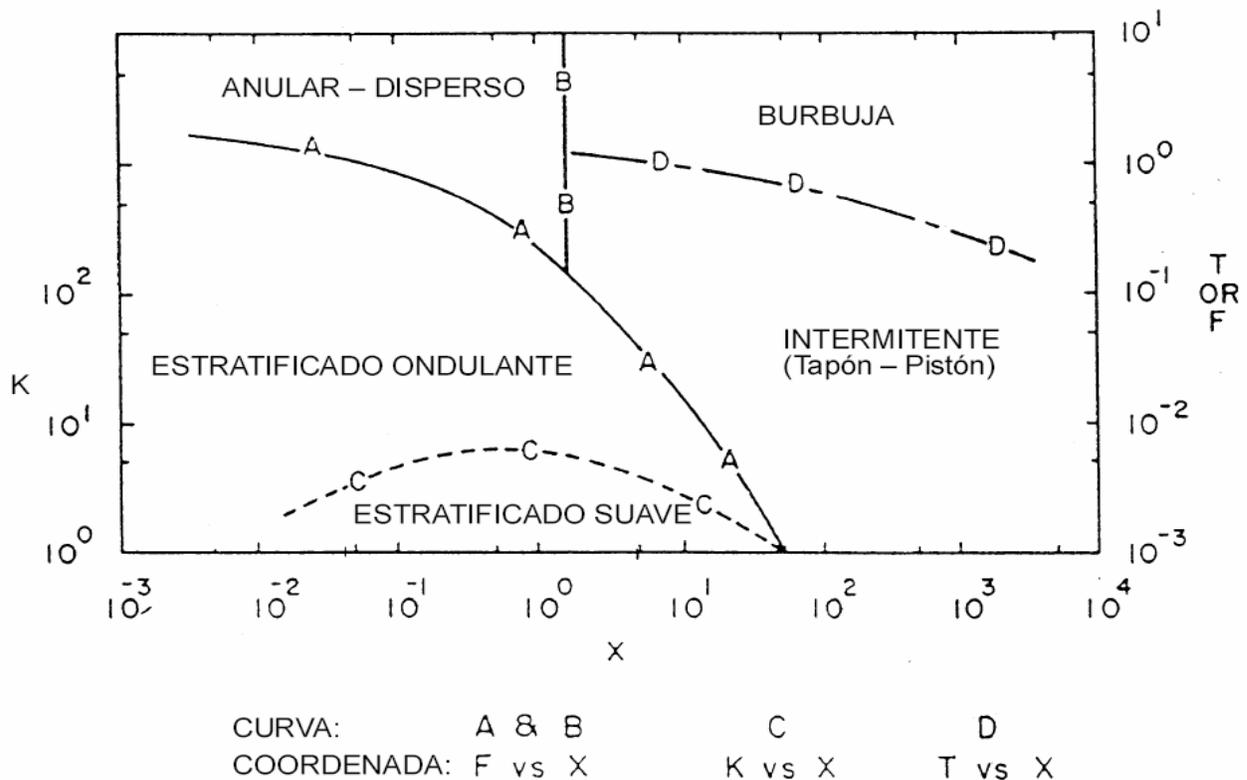
θ: Angulo de inclinación de la tubería (grados)

D: Diámetro interno de la tubería (Pie)

Paso 6. Usando los valores calculados X, T, F y K, determinar el régimen de flujo de la figura 2.6, para ello siga el siguiente procedimiento:

- a. Con los valores de las coordenadas de X y F ubique el punto en la figura 2.2.
- b. Si el punto se ubica en la región anular disperso, ese es el régimen existente en la tubería.
- c. Si el punto se ubica en cualquiera de los regímenes estratificados utilice las coordenadas X y K para determinar el tipo de régimen (ondulante o suave).

d. Si el punto se ubica en las regiones intermitentes o burbuja, utilice las coordenadas X y T para el tipo de régimen (intermitente o burbuja).



Gráfica 2.1
Regímenes de flujo Bifásico en Tubería Horizontal

2.4.7 Correlaciones de Flujo Multifásico Horizontal

El flujo multifásico en líneas es un problema difícil de modelar matemáticamente; no obstante varias correlaciones empíricas han aparecido en la literatura en los últimos años, donde el cálculo se lleva a cabo considerando el sistema compuesto por dos pseudo-componentes denotados como petróleo y gas, cada uno de ellos tiene una composición fija. Se considera que el gas se disuelve y que la misma disminuye al bajar la presión. Las propiedades físicas de los fluidos dependen

de presión y temperatura y se considera que el gradiente de temperatura es lineal, o sea que el flujo es isotérmico.

Las caídas de presión en flujo multifásico horizontal, pueden llegar a ser de 5 a 10 veces mayores, que las ocurridas en flujo monofásico, esto se debe a que la fase gaseosa se desliza sobre la líquida, separadas ambas por una interfase que puede ser lisa o irregular dependiendo del régimen de flujo existente.

Entre las correlaciones de flujo multifásico horizontal, que cubren todos los rangos de tasas de producción y tamaño de tuberías se tienen las siguientes: Dukler y colaboradores, Eaton y colaboradores y, Beggs y Brill.

2.4.7.1 Correlación de Dukler (1964)

Este modelo se basó en el estudio de flujos bifásicos agua-aire y, según los autores, es válida para cualquier diámetro y tipo de flujo. En este método, la caída de presión viene dada básicamente por:

$$(\Delta P) = \frac{1}{dz} * \Delta \left[\frac{\rho_L \cdot v_{SL}^2}{H_L} + \frac{\rho_G \cdot v_{SG}^2}{H_G} \right] \quad \text{Ec. (2.13)}$$

$$H_G = 1 - H_L \quad (\text{Ec 2.14})$$

Donde

ΔP : variación de la presión (psi)

dz : diferencial de longitud de tubería (pie)

ρ_L : densidad del líquido (lbm/pie³)

ρ_G : densidad del gas (lbm/pie³)

v_{SL} : *velocidad de la superficie de liquido (pie/s)*

v_{SG} : *velocidad de la superficie de gas (pie/s)*

H_L : *Holp up liquido*

H_G : *Holp up gas*

El procedimiento planteado por este método, requiere del conocimiento de las condiciones de presión y temperatura tanto a la entrada como a la salida del segmento de tubería estudiado. Como la presión de salida es la que se desea conocer, es entonces necesaria la aplicación de un procedimiento iterativo para la utilización de este modelo.

2.4.7.2 Correlación Eaton (1967)

Este modelo se desarrolló para flujos bifásicos de agua-aire, en tuberías de diámetro internos de 2 in y 4 in y una longitud de 518,16 m. Los autores supusieron que el fluido es homogéneo y, por lo tanto, que sus propiedades se podían calcular como promedios. La caída de presión viene dada por la siguiente ecuación:

$$(\Delta P) = \frac{W_L \cdot \Delta(v^2_L) + W_G \cdot \Delta(v^2_G)}{2 \cdot Q_T \cdot d \cdot z} \quad (\text{Ec 2.15})$$

$$v_{L,G} = \frac{v_{SL,G}}{H_{L,G}} \quad (\text{Ec.2.16})$$

$$Q_T = Q_L + Q_G \quad (\text{Ec.2.17})$$

Donde;

$(\Delta P)_A$: *caída de presión (psi)*

W_L : *caudal másico de liquido (lbm/h)*

W_G : *caudal másico de gas (lbm/h)*

$v_{L,G}$: velocidad del líquido y gas

d : diámetro de la tubería (pulg)

z : longitud de la tubería (pie)

Q_T : caudal total (líquido y gas)

$H_{l,g}$: Hold up líquido y gas. (adimensional)

La retención de líquido por esta correlación se calcula de la siguiente manera:

- Retención de Líquido

El Hold up viene dado por la ecuación

$$H_L = \text{función} \left[\frac{1.84 * N_{LV}^{0.575}}{N_{GV} * N_D^{0.0277}} \left(\frac{P}{P_{atm}} \right)^{0.05} * N_L^{0.1} \right] \quad \text{Ec. (2.18)}$$

Donde los números adimensionales vienen dado por:

$$N_{LV} = v_{SL} * \left(\frac{\rho_L}{g \cdot \sigma_L} \right)^{\frac{1}{4}}$$

$$N_{GV} = v_{SG} * \left(\frac{\rho_L}{g \cdot \sigma_L} \right)^{\frac{1}{4}}$$

$$N_D = D * \left(\frac{\rho_L}{g \cdot \sigma_L} \right)^{\frac{1}{4}}$$

$$N_L = \mu_L * \left(\frac{g}{\rho_L \cdot \sigma_L^3} \right)^{\frac{1}{4}}$$

Donde:

N_{LV} : número adimensional

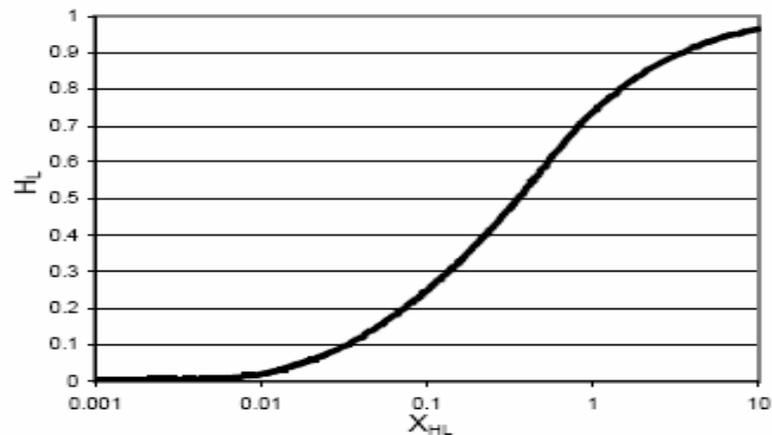
v_{SL} : velocidad superficie del líquido (pie/s)

N_{GV} : número adimensional

v_{SG} : velocidad superficie gas (pie/s)

D : diámetro de la tubería (pulg.)
 ρ_L : densidad del líquido (lbm/pie³)
 g : gravedad (pie/s²)
 σ_L : Tensión superficial líquido (mN/m)
 N_D : número adimensional
 N_L : número adimensional
 μ_L : Viscosidad del líquido (cP)

La funcionalidad de la Ec. (2.18) está representada en la Fig. 2.7.



Gráfica 2.2
Retención de líquido según Eaton *et al.* (1967)

Para este modelo también se requiere de un método iterativo que permita evaluar la caída de presión, ya que se necesitan conocer las propiedades tanto a la entrada como a la salida de la sección de interés. El método iterativo es similar al del modelo de Dukler *et al.* (1964) (Stammitti, 2002).

2.4.7.3 Correlación de Beggs y Brill (1973)

De los modelos conocidos, éste fue el primero en proponer un procedimiento matemático para predecir de forma sistemática los patrones de flujo. Considera el

diámetro de la tubería y las propiedades físicas de los fluidos. Cabe destacar, que éste modelo fue estudiado en sistemas gas-líquido (agua-aire), en tuberías acrílicas de 27,4 m de longitud y entre 1 in y 1,5 in de diámetro interno.

$$(\Delta P)_{Fricción} = \frac{f \cdot \rho_m \cdot v_m^2}{2 \cdot D} \quad \text{Ec. (2.19)}$$

$$\frac{f}{f_n} = e^s \quad \text{Ec. (2.20)}$$

Donde:

f : Factor de fricción Normalizado de las dos Fases

f_n : Factor de Fricción de Darcy

Si $Re < 2000$ calcular

$$f_n = \frac{16}{Re} \quad (\text{Ec 2.21})$$

Si $Re > 4000$ ó transición

$$f_n = \left[-3.6 \log \left[\left(\frac{6.9}{Re} \right) + \left(\frac{\varepsilon/d}{3.7} \right)^{1.11} \right] \right]^{-2} \quad (\text{Ec 2.22})$$

Y donde “s”: se define por la Ec.(2.23):

$$s = \frac{\ln(y)}{-0.0523 + 3.182 \cdot \ln(y) - 0.8725 [\ln(y)]^2 + 0.01853 [\ln(y)]^4} \quad \text{Ec. (2.23)}$$

Estando definido “y” como:

$$y = \frac{\lambda_L}{H_L^2} \quad (\text{Ec 2.24})$$

$$\lambda_L = \frac{V_{sl}}{V_{sl} + V_{sg}} \quad (\text{Ec 2.25})$$

En el intervalo $1 < y < 1.2$; “s” debe ser calculado por la siguiente ecuación

$$s = \ln(2.2 \cdot y - 1.2) \quad (\text{Ec.2.26})$$

Las pérdidas por gravedad vienen dada por:

$$(\Delta P)_{GR} = \rho_S \cdot g \quad (\text{Ec.2.27})$$

$$\rho_S = \rho_L \cdot H_L + \rho_G \cdot H_G \quad (\text{Ec 2.28})$$

Generalmente, la contribución por aceleración se calcula mediante la Ec. (2.29); ésta debe ser considerada sobre todo en condiciones de baja presión y alta velocidad.

$$(\Delta P)_A = \frac{\rho_S \cdot v_m \cdot v_{SG}}{P} * \Delta P \quad (\text{Ec.2.29})$$

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

$$(\Delta P)_T = \frac{(\Delta P)_F + (\Delta P)_{GR}}{1 - E_K} \quad (\text{Ec 2.30})$$

$$E_K = \frac{\rho_S \cdot v_m \cdot v_{SG}}{P} \quad (\text{Ec 2.31})$$

Donde: Ek es el Término que define la aceleración

Siendo “P” la presión de entrada al tramo de tubería.

2.4.8 Retención de Líquido o HOLP UP

Se define como la relación entre el volumen que ocupa la fase líquida contenida en un segmento de tubería y el volumen total de dicho segmento, para un instante de tiempo y una posición determinada dentro de la tubería. El *hold up* de líquido es una fracción que varía desde cero, cuando el fluido es solamente gas, hasta uno, cuando la tubería sólo contiene líquido. El método más común para medir *hold up* de líquido es aislar un segmento de la corriente del fluido mediante el cierre rápido y simultáneo de válvulas y posterior medición de la cantidad de líquido atrapado. El hold up viene dado por la siguiente ecuación:

$$H_L = \frac{V_L}{V_L + V_G}$$

2.4.9 Velocidad de Erosión (Velocidad Límite)

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

La velocidad erosional ó límite puede ser estimada por la siguiente ecuación empírica;

$$V_e = \frac{C}{\sqrt{\rho_m}}$$

Donde:

Ve: velocidad erosional del fluido, (pie/seg)

C: constante empírica

ρ_m : densidad de la mezcla (lb/pie³)

La experiencia en la industria indica que valores de $C = 100$ para procesos continuos y $C = 125$ para procesos intermitentes, son conservativos. Para fluidos con sólidos libres donde la corrosión es controlada por inhibidores o al emplear aleaciones resistentes a la corrosión, los valores de $C = 150$ a 200 pueden usarse para el proceso continuo.

2.4.10.- Densidad del Fluido Bifásico (ρ_m)

$$\rho_m = \rho_l H_l + \rho_g H_g$$

Donde:

ρ_l : densidad del liquido (lb/pie³)

H_l : hola up del líquido

ρ_g : densidad del gas (lb/pie³)

H_g : hola up del gas

En términos de gas y líquido:

$$\rho_m = \left(\frac{\rho_l Q_l + \rho_g Q_g}{Q_l + Q_g} \right)$$

Donde;

Q_l : caudal de liquido (pie³/seg)

Q_g : caudal de gas (pie³/seg)

2.4.11 Criterios y Lineamientos para Especificar las Posibles Limitaciones Hidráulicas al Momento de Anexar Nueva Producción

A continuación se definen en forma general los criterios que regirán durante la identificación de las limitaciones hidráulicas del sistema de recolección actual y al momento de anexar al sistema de recolección de crudo, la producción asociada a los nuevos pozos a perforarse. Serán aplicadas las más recientes normas como: Manual de Ingeniería de diseño (MID), Manual de diseño de procesos (MDP) y API RP 14E, igualmente se considerará la opinión del personal de operaciones de HARVEST VINCCLER, C.A; los criterios más importantes son:

- Se recomienda que la velocidad de la mezcla bifásica sea menor que el 65% de la Velocidad de Erosión
- Para el gradiente de presión por fricción en los tramos de tubería, se recomienda una caída de presión no mayor a los 1 psi cada 100 pies de tubería.
- Evitar en lo posible el régimen “Tipo Tapón”, debido a que puede producir pulsaciones y vibraciones en tuberías, codos, válvulas y otros accesorios.
- Con respecto a los niveles de presión de operación a lo largo del sistema, se recomienda que la presión de línea de los pozos existentes no sobrepasa la presión de tubing o cabezal de los mismos ($P_{línea} < P_{cabezal}$), al momento de anexar la nueva producción.

2.4.12 Criterios de Dimensionamiento de Tuberías (Espesor Mínimo)

Código ASME B31.4

2.4.12.1 Presión de Diseño

La Presión de Diseño se considerará como la máxima presión de operación normal, más 25 lpcm o la presión de operación más 10 %, la que resulte mayor. En caso de obtener una presión de diseño por debajo de 100 psig se tomará como presión mínima de diseño este valor según el ASME B31.4. Para el caso de los Troncales 1 y 5 la máxima presión de operación normal es de 200 psig, por ser un sistema de recolección de baja presión (Ver apéndice M).

2.4.12.2 Espesor de Pared por Presión Interna

El espesor de pared interno de la tubería de acero en función de la presión de diseño de será calculado por la ecuación siguiente:

$$P = \frac{2 * S * t}{D}$$

Donde:

P: Presión de Diseño (Psi)

S: Esfuerzo Permisible de Fluencia del Acero calculado por: $S = 0.72 * S_y$, donde S_y tabulado en el código ASME B31.4 en (psi) (Ver Tabla M.1 en apéndice M)

D: Diámetro Nominal externo de tubería (pulg).

t : espesor de diseño por presión interna, (pulg)

2.4.12.3 Espesor Mínimo Requerido

La tubería de acero al carbono debe tener un espesor mínimo de pared requerido para soportar los esfuerzos producidos por presión interna. Este espesor se determina mediante la siguiente expresión:

$$t_r = t + t_c \quad (13)$$

Donde:

t_r : espesor mínimo requerido por presión interna, pulg.

t : espesor de diseño por presión interna, pulg.

t_c : espesor de pared adicional por corrosión, pulg.

Se debe utilizar un margen de corrosión como base en resultados estadísticos en el manejo del producto que se va a transportar. Según el código ASME B31.4 es 0.125 pulgadas.

2.4.13 Número de Reynolds

Es un valor numérico adimensional, que depende de cuatro parámetros fundamentales, como son, diámetro de la tubería, densidad, viscosidad del fluido y velocidad del flujo. Por medio de él se determina el régimen de flujo, es decir, si es laminar o turbulento. El número de Reynolds es:

$$Re = \frac{Dv\rho}{\mu}$$

Donde:

D : diámetro interior de tubería (pie)

v : velocidad de flujo (pie/s)

ρ : densidad del fluido (libras/pie³)

μ : viscosidad centipoises

Si $Re \leq 2000$ Flujo Laminar

Si $2000 < Re < 4000$ Zona de Transición y

Si el $Re > 4000$ Flujo Turbulento

El flujo laminar se caracteriza por el movimiento suave de fluido desplazándose una sobre otra sin mezclarse, la velocidad en un punto dado es constante y sigue un perfil parabólico.

El flujo turbulento se caracteriza por el intercambio y mezcla del fluido en la dirección radial de una parte del fluido a otra, la velocidad en un punto dado fluctúa alrededor de un valor promedio y sigue un perfil “chato”. Es importante señalar que en ambos regímenes de flujo la velocidad es cero en las paredes del tubo y máxima en el centro.

En cuanto a la zona de transición, existen en la literatura grandes desacuerdos en los valores del número de Reynolds que definen esta zona y por razones de seguridad, para el diseño se aplican las formulas de flujo turbulento si $Re > 2000$.

2.4.14 Factor de Fricción

Este término refleja la resistencia ofrecida por las paredes del tubo al movimiento del fluido. Este factor debe ser determinado experimentalmente u obtenido mediante fórmulas empíricas. Se debe ser cuidadoso al seleccionar la fuente para la obtención de este parámetro motivado a que:

- a) Existen gráficas que solo son aplicables para tubos lisos. Se ha determinado que para tuberías comerciales el factor de fricción es 20-30% mayor.
- b) El factor de fricción de Darcy o de Moody es cuatro (4) veces el factor de fricción de Fanning.

$$f = 4 * f'$$

Donde :

f' = factor de fricción de Fanning

f = factor de fricción de Darcy

- c) Para flujo laminar el factor de fricción es independiente de la aspereza o rugosidad de la tubería. Para flujo turbulento, el cual es el caso frecuente en la industria, el factor de fricción es dependiente de la rugosidad del material.
- d) Existen gráficas o tablas que solo son válidas para el flujo completamente turbulento.

El factor de fricción de Fanning se puede calcular utilizando las siguientes formulas:

$$f' = 2 \left[\left(\frac{8}{\text{Re}} \right)^{12} + \frac{1}{(a+b)^{1.5}} \right]^{1/2}$$

$$\text{Re} = \frac{6.32W}{\mu D}$$

$$a = \left(\frac{7}{\text{Re}} \right)^{0.9} + \frac{0.0005421}{D}$$

$$a = \left[2.457 * \ln \frac{1}{a_1} \right]^{16}$$

$$b = \left(\frac{37530}{\text{Re}} \right)^{16}$$

Donde:

W : flujo (lbm/h)

μ : viscosidad en (centipoise)

D : diámetro interno (pulg)

2.4.15 Rugosidad Relativa

Se define como el coeficiente entre la rugosidad absoluta ε y el diámetro interno de la tubería D . La figura H.1 (Ver Apéndice H) reporta la rugosidad relativa para materiales de tuberías comerciales es prácticamente independiente del diámetro es decir, la rugosidad de la pared tendrá un efecto mayor sobre el factor de fricción en tuberías de diámetros pequeños.

2.4.16 Propiedades de los Fluidos

En flujo de fluidos las propiedades más importantes son la densidad, la gravedad específica y la viscosidad.

Densidad:

Es una relación de masa por unidad de volumen, como por ejemplo g/cm^3 o lb/pe^3 y se le identifica con la letra griega Rho (ρ). Para líquidos, a menos que sea a altas presiones, la variación de la densidad con esta variable es despreciable. Las variaciones con respecto a la temperatura deben ser consideradas. Para gases y vapores la densidad es una función de la temperatura y la presión.

Volumen específico:

Se define como el inverso de la densidad,

$$V = \frac{1}{\rho}$$

Esta definición es ampliamente utilizada en cálculos de transporte de vapor de agua.

Gravedad específica:

Es una relación entre la densidad de la sustancia considerada y la densidad de una sustancia de referencia. Para líquidos y sólidos, la referencia es el agua a 60 °F

$$\gamma = \frac{\text{densidad de cualquier liquido a la temperatura específica}}{\text{densidad del agua a } 60^{\circ}\text{F}}$$

Viscosidad:

La viscosidad absoluta “μ” es una propiedad física que caracteriza la resistencia al flujo de los fluidos. Para gases y líquidos la viscosidad es prácticamente independiente de la presión. El efecto de la temperatura es inverso, es decir la viscosidad de los líquidos disminuye al aumentar la temperatura y la de los gases aumenta. La unidad más común para expresar la viscosidad es la utilizada por el sistema métrico o CGS y se le denomina POISE, la cual es igual a 100 centipoise. El Poise tiene unidades de:

$$\text{Poise} = \frac{g}{cm * s} = \frac{dina * s}{cm^2}$$

2.4.17 Producción y Recolección

Una vez que los pozos son puestos en producción, los fluidos entran al sistema de control, recolección medición y procesamiento. Estos fluidos llegan juntos al cabezal de los pozos y, por otra parte, son sometidos a presiones que van de altos

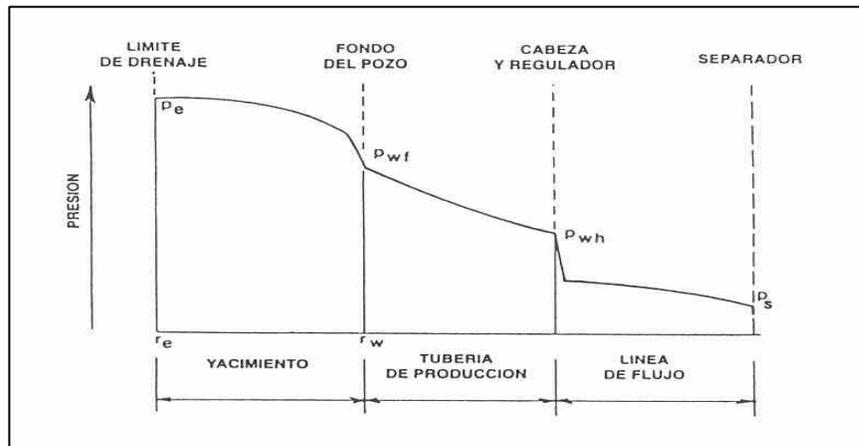
valores en el yacimiento hasta valores ambientales en la superficie. Por esta razón es importante su control y procesamiento.

Un pozo se incorpora al sistema de procesamiento y manejo, conectándolo mediante una línea de flujo a un múltiple de producción, que recoge la producción de varios pozos o directamente a la estación recolectora. En cualquiera de los casos, se instala un estrangulador entre el cabezal del pozo y la línea de flujo para regular la producción de fluidos y controlar la presión a que están sometidos.

De esta manera es posible obtener el perfil de presiones, como el de la figura 2.3 y la tasa de producción de fluidos convenientes. El siguiente destino de los fluidos producidos de los pozos es la Estación de Separación de Flujo, la cual es un conjunto de equipos, tubulares o instrumentos interrelacionados entre sí, con el objeto de separar, tratar, medir y bombear dichos fluidos.

Las principales funciones de estas estaciones son:

- a) Recolectar la producción de los diferentes pozos de una determinada área.
- b) Separar la fase líquida y gaseosa del fluido multifásico proveniente de los pozos productores.
- c) Medir la producción de petróleo, agua y gas de cada pozo productor.
- d) Proporcionarle al petróleo un sitio de almacenamiento provisional.
- e) Bombear el petróleo al terminal de almacenaje.
- f) Iniciar el proceso de deshidratación del crudo, cuando aplique.



Gráfica 2.3
Perfil de presiones en el sistema de producción

Para lograr cumplir con estas funciones, las estaciones de flujo cuentan con los siguientes equipos básicos:

Líneas de flujo: Tubería que transporta el fluido desde el cabezal del pozo hasta el múltiple de recolección

Múltiple de recolección: Es un conjunto de válvulas y tuberías donde llegan las líneas de flujo provenientes de los pozos, recolectando de esta forma los fluidos producidos. Cada tubería de flujo está conectada al múltiple por una válvula de control de flujo. También posee una válvula para tomar muestras de crudo y una de retención. El múltiple permite desviar la producción de un pozo hacia el separador de prueba, para de esta manera poder determinar el caudal de líquido y de gas que está asociado a dicho pozo.

Válvula múltipuerto (VMP): La válvula selectora múltipuerto consiste en un cuerpo sólido con ocho entradas y dos salidas, donde una de las salidas es para producción y la otra para prueba. Con esta configuración se puede recibir hasta siete líneas de flujo de pozos relativamente cercanos, y poder tenerlos fluyendo

simultáneamente por el cabezal de producción, manteniendo libre la línea de prueba. De esta manera conectada, y usando su sistema de selección y posicionamiento se puede alinear individualmente cada una de las entradas con la salida de prueba mientras que las otras seis entradas combinan su flujo por la salida de producción.

Separadores: La función fundamental es separar el componente deseado del fluido (crudo, gas, agua, contaminantes) procedente del múltiple de recolección, lo más completo posible.

Depurador de gas: La función de un depurador es remover pequeñas cantidades de líquido de una mezcla gaseosa. Su diseño se fundamenta en la primera sección de separación, donde predominan elementos de impacto para remover partículas líquidas. El líquido puede estar íntimamente mezclado con el gas o en forma libre.

Tanques de estabilización de crudo: Estos tanques son utilizados para almacenar productos de alta volatilidad que no pueden ser almacenados en tanques de alta presión. Su forma puede ser cilíndrica con piso plano, o techo en forma de domo.

Tanques de almacenamiento de crudo: Son recipientes diseñados para almacenar la producción a presión atmosférica. Los tanques para almacenamiento de crudo pueden ser construidos en dos estilos básicos, techo cónico y techo flotante.

Los tanques techo cónicos tienen un techo fijo sobre la superficie del líquido a almacenar y son completamente cerrados; usualmente contienen una concentración de vapores de líquido almacenado entre la superficie del líquido y el techo del tanque. En los tanques de techo flotante, el techo flota sobre la superficie del líquido minimizando así las pérdidas por evaporación

Medidores de Flujo: Medición del volumen de gas es bien complicada debido a que debe ser determinado durante su flujo a través de la línea. Para ello existen varios métodos y el más usado es el medidor de orificio. Este método se basa en colocar un estrangulador en un punto de la tubería de flujo de gas, produciendo así una disminución de la presión después que el flujo de gas ha pasado a través del estrangulador. La presión diferencial, causada por el disco de orificio, resulta de la diferencia entre la presión que hay antes del disco y la presión que hay después de él, mientras que la presión estática, es aquella que ejerce el gas antes de pasar por el disco de orificio.

Bombas: son equipos que transfieren energía a un líquido para que este fluya a través de ductos o canales. Los tipos de bombas más utilizados son las centrifugas y las reciprocantes.

2.4.18 Programas de Simulación

Los programas de simulación son una herramienta de gran utilidad para los ingenieros de procesos y de diseño de las industrias químicas, petroleras y de gas natural. En este sistema se combina la fuente de datos de una extensa librería de componentes químicos, y de métodos de predicción de propiedades termodinámicas, con la más avanzada y flexible técnica de cálculo de operaciones unitarias, para ofrecer al ingeniero de procesos la facilidad de elaborar un modelo matemático verdaderamente representativo de la respuesta del proceso a determinadas condiciones de operación.

Dicho modelo está basado en ecuaciones teóricas y/o semiempíricas desarrolladas, que en la mayoría de los casos resultan demasiado tediosas de resolver manualmente, por lo cual se usan programas de simulación, los cuales ya contienen las ecuaciones generalmente más aceptadas para la representación de equipos,

pudiendo así agilizar su solución y proporcionar cierto nivel de detalle, de acuerdo al objetivo del trabajo.

En general, la simulación de un proceso mediante un modelo matemático con cierta exactitud de respuesta, ofrece las siguientes ventajas:

- a) Experimentación de bajo costo: Es posible estudiar procesos existentes de una forma más rápida, económica y completa que en la planta real.
- b) Extrapolación: Con un modelo matemático adecuado se puede realizar ensayos en los intervalos extremos de las condiciones de operación, lo cual no puede ser práctico o ni siquiera posible en la planta real.
- c) Evaluación de planes alternos: La simulación permite comparar con rapidez y minuciosidad distintos procesos, modificaciones o diseños que se desean poner en operación. Permite también ensayar hipótesis sobre sistemas o procesos antes de llevarlos a la práctica. Esto da como resultado que se puedan tomar en consideración un mayor número de alternativas de procesos y obtener así diseños de mejor calidad y menor costo.
- d) Estudio de sensibilidad: Se pueden analizar la sensibilidad de los parámetros básicos del sistema según un porcentaje de variación ($\pm 10\%$), que no tiene efecto importante en el funcionamiento del sistema.

2.4.18.1 Simulación Hidráulica

El PIPEPHASE es un programa de simulación de flujo de fluidos en redes de tuberías y en tuberías simples en estado estacionario, el cual fue desarrollado por la empresa “Simulation Sciences, Inc.”, (SimSci).

El programa de simulación PIPEPHASE maneja los siguientes conceptos:

- a) **Tramo o link:** es un tramo largo de tubería entre dos nodos. Un link está formado por uno o más equipos, tales como equipos de flujo o tuberías, o equipos de proceso (bombas, compresores, válvulas, etc.)
- b) **Tubería o pipe:** es un elemento que forma parte del link, es decir un tramo de tubería.
- c) **Nodo o junction:** Es la conexión entre los equipos que conforman un sistema de tubería.
- d) **Fuente o source:** es un extremo de la red o link, de donde proviene el fluido, también se considera nodo.
- e) **Destino o sink:** es un extremo de la red o link, donde llega el fluido, también se considera nodo.

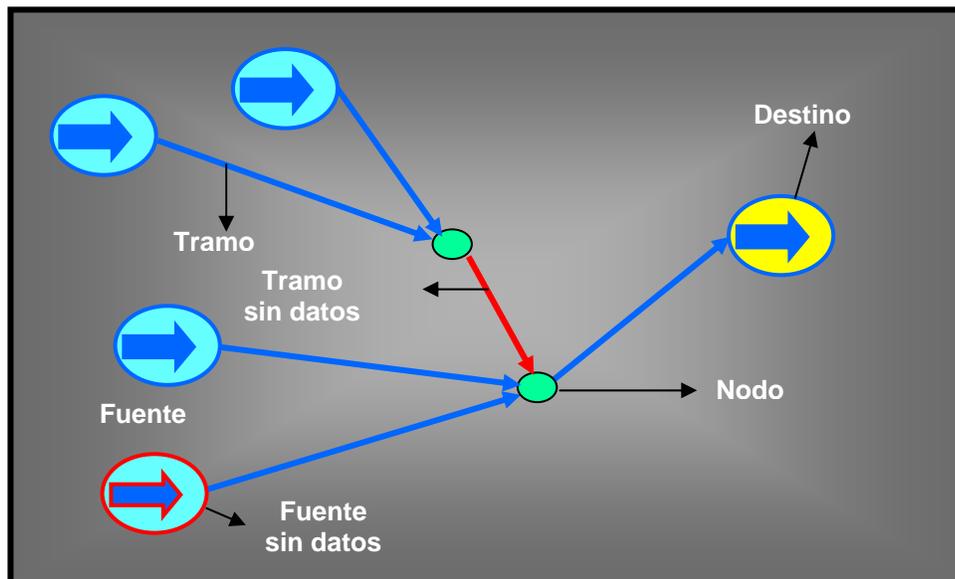


Figura 2.6
Red de trabajo del pipephase

2.4.18.2 Estructura del Programa Pipephase

La entrada (INPUT) del programa está conformada por las siguientes ventanas o categorías que van apareciendo en el siguiente orden:

a) Descripción de la simulación (Simulation Description): Esta es la primera ventana que se muestra, al momento de iniciar una simulación nueva. En esta ventana se especifican los siguientes datos:

- PROJECT (Nombre del Proyecto).
- PROBLEM (Nombre del Problema).
- USER (Nombre del Usuario).
- DATE (Fecha).
- SITE (Lugar).

b) Definición de la simulación (Simulation Definition): En esta ventana se define el tipo de simulación y el tipo de fluido. Según el tipo de simulación se pueden clasificar en:

- NETWORK (Cálculo de Redes de Tubería)
- SINGEL (Cálculo de líneas simples)
- GASLIFT (Cálculo de Sistema Gas Lift)
- PVTGEN (Usado para generar tabla de datos PVT)

Según el tipo de fluido se puede clasificar en:

- BLACKOIL: Dos o tres fases: crudo, gas y agua, donde el crudo es dominante (por defecto).

- CONDENSATE: Dos o tres fases: crudo, gas y/o agua donde el gas es dominante.
- LIQUID: Líquido fase simple. (Hidrocarburos o agua).
- GAS: Gas fase simple (hidrocarburo dominante).
- COMPOTITIONAL: El fluido es representado por componentes definidos, donde la definición es con componentes de librería.

c) Dimensiones (Input Dimention): Esta ventana permite definir el sistema de unidades dimensionales de entrada y de salida del problema. Los sistema de unidades que se encuentran en el la base de datos de programa son los siguientes:

- PETROLEUM (Sistema que usa el simulador por defecto).
- ENGLISH
- METRIC
- SI

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Biblioteca de Consulta Microsoft ®.Encarta ® 2.004. © 1.993-2.003 Microsoft Corporación®.
- Código Orgánico tributario.
- Constitución de la República Bolivariana de Venezuela. Gráficas 2.001, C.A. Marzo 2.000.
- Diccionario de Administración y Finanzas 2.000.

- Eric L. Kohler, Diccionario para contadores. Editorial Noriega, Editores México 2.004.
- Fariñas, Guillermo. Temas de Finanzas Públicas, Derecho Tributario e Impuesto Sobre la Renta. Editorial Hijos de Ramírez Paz. Tercera Edición. Venezuela, 1.995.
- Garay Juan. Código Orgánico tributario, Librería Ciafre 2.001.
- <http://www.gestiopolis.com>.
- <http://www.google.co.ve>
- García Pelayo, Diccionario Larousse Ilustrado, 1988.
- González y Marcáno (2005) “Análisis del Proceso de Recaudación del Impuesto Sobre Patente De Industria y Comercio Efectuado por la Empresa Proyectos Integradores, C.A. en el Municipio Maturín del Estado Monagas para el Período 2004”.
- Ley Orgánica del Régimen Municipal.
- Márquez, Harold Diccionario de Contabilidad 2002
- Ordenanza Municipal de Patente, Industria y Comercio.
- Ramos (2001) ”Análisis del Proceso de Recaudación sobre el Impuesto Patente Industria y Comercio en el Municipio Maturín”
- Rodríguez (2000), “Estudiar el Impacto de la Carga Impositiva del Impuesto a las Actividades Económicas (I.P.I.C), sobre la Utilidad Contable del Sector Industrial Manufacturero (Mediana Empresa, subsector consumo masivo), ubicado en el Municipio Iribarren del Estado Lara, para los períodos fiscales 1997-1999”.

- Sabino, C. El Proceso de Investigación, Editorial Panapo, Caracas 1.996.
- Tamayo y Tamayo, Mario. El Proceso de Investigación científica, Noriega Editores, Mexico.D.F.1997
- THERMODYNAMIC METHODS (Métodos Termodinámicos).
- BLACKOIL PVT DATA (PVT de Crudo).
- GAS CONDENSATE PVT DATA (PVT de Condensado).
- SINGLE PHASE LIQUID PVT DATA (PVT fase Líquida).
- SINGLE PHASE GAS PVT DATA (PVT fase Gaseosa).
- STEAM PVT DATA (PVT Vapor).

2.4.19 Evaluación Económica

La evaluación económica de un proyecto es la herramienta utilizada para reconocer las expectativas de rentabilidad que se esperan del mismo. En la evaluación económica se introduce la información financiera relacionada con inversiones, costos, impuestos, inflación, vida útil del proyecto, factores de descuento, precios y otros. Y se obtiene el balance requerido para comparar opciones y alternativas que permitan tomar la decisión final. A continuación se describen los parámetros y variables más importantes que se pueden considerar en la evaluación de un proyecto y la forma de utilización de los mismos.

Tasa interna de retorno (TIR): Es la tasa de Descuento (interés) que hace el valor presente neto igual a cero, es decir, que iguala el valor presente de los ingresos

al valor presente de los egresos. Desde el punto de vista de la Evaluación Económica de Proyectos corresponde a la tasa que a través del descuento de los flujos de efectivos (Actualización de los Flujos) permite recuperar la inversión. Es importante resaltar que mientras mayor sea la tasa de retorno más pronto será la recuperación del capital.

Valor presente neto (VPN): Corresponde al valor actual de los flujos de efectivos Neto (Ingresos-Egresos) descontados con una tasa de descuento determinada y en el horizonte económico especificado.

Costos: Estos incluyen, tanto ciertos pagos fiscales, como los costos de operación, mantenimiento y administración necesarios dentro del contexto de la evaluación. Entre los costos normales de un proyecto se tienen los siguientes: regalías, inflación, operación y otros.

2.5 CONCEPTOS BASICOS

Tubo: es aquel producto tubular con dimensiones ya definidas y de material de uso común.

Tuberías: corresponde al conjunto conformado por el tubo, los accesorios, las válvulas, etc.; encargados de transportar los gases o líquidos que así lo necesitan.

Líneas de flujo: Tuberías que transporta el fluido desde el cabezal del pozo hasta el múltiple de recolección

Múltiple de recolección: Es un conjunto de válvulas y tuberías donde llegan las líneas de flujo provenientes de los pozos, recolectando de esta forma los fluidos producidos.

Estaciones de flujo: los campos petroleros poseen estaciones o descarga donde se efectúa la separación gas-líquido. El gas fluye a estaciones compresoras o a otro destino, mientras que el líquido pasa a depósitos de recolección; para ser enviados posteriormente a plantas de tratamiento para su refinación.

Accesorios de tuberías: Estos son todos aquellos elementos que instalados en conjunto con el tubo, conforman el sistema de tuberías.

Parámetros de diseño: Los parámetros fundamentales que delimitan el diseño de un sistema de tubería son, principalmente, la temperatura y presión de diseño.

Caída de presión: Se define como la diferencia de presión que existe entre un punto (P1) y un punto (P2), es decir, la resistencia al flujo que experimenta un fluido a través de un área transversal y una longitud (L)

Flujo multifásico: se refiere a la conducción por medio de un sistema de tuberías a varias fases como pueden ser líquido, gas y sólidos.

Patrones de flujo: se refiere a cómo se distribuyen las fases al fluir simultáneamente a través de una tubería, es decir, a la forma que adopta el flujo bajo determinadas condiciones de caudal.

Simulador: son programas analíticos utilizados para representar el funcionamiento en una máquina, de un sistema o de un fenómeno antes o después de su construcción o utilización.

Schedule: calibre o espesor de la tubería, según la norma ASME B31.4, el Schedule se determina a partir de varios parámetros como presión interna, corrosión, temperatura, tipo de material.

Pozo tipo: se refiere al comportamiento de producción ideal de un pozo, es decir el mejor pronóstico de declinación que el pozo va a tener a lo largo del tiempo. Se utiliza para representar la producción promedio de los pozos en un área determinada.

CAPÍTULO III

MARCO METODOLOGICO

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

El propósito del investigador consiste en describir situaciones, eventos y hechos, decir cómo es y cómo se manifiesta determinado fenómeno. Según Sampieri Collado, Lucio (2003), “Los estudios descriptivos buscan especificar las propiedades, las características y los perfiles importantes de personas, grupos, comunidades, ó cualquier otro fenómeno que se someta a un análisis”. (P.117). La investigación descriptiva mide, evalúa o recolecta datos sobre diversos aspectos, dimensiones o componentes del fenómeno a investigar

La investigación que se presenta tiene como meta fundamental analizar el comportamiento hidráulico del sistema de recolección de crudo existente Troncal 1 y 5 correspondiente al Campo Uracoa, para luego hacer un estudio del mismo, considerando la incorporación de 15 nuevos pozos productores a ser perforados durante el presente año; esto mediante el uso del simulador, tomando en cuenta como datos de entrada los caudales de fluido manejados, características mecánicas de la tubería, características del fluido, entre otros. Por lo que la investigación se perfila como una de tipo descriptiva. Es decir, que se debe recolectar información sobre, dimensiones, componentes, volumen de fluido, presiones del sistema de recolección de crudo para así evaluar dicho sistema y hacer el análisis de acuerdo a los objetivos planteados.

3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

Con el propósito de responder a las preguntas planteadas o cumplir con los objetivos de estudio, el investigador debe seleccionar o desarrollar un diseño de investigación específico, es decir, determinar una estrategia de trabajo para obtener la información que se desea.

Entre los tipos de diseño de investigación está: el tipo no experimental y documental, Según Sampieri Collado, Lucio (2003), “La investigación no experimental es observar fenómenos tal y como se dan en su contexto natural, para después analizarlos”. Según el autor Arias (1999) “La investigación documental se basa en la obtención y análisis de datos provenientes de material impreso u otro tipo de documentos.

En base a esto se puede decir que la presente investigación, se encuentra entre el contexto no experimental y documental, debido a que es una investigación que se realizará sin manipular deliberadamente variables, es decir se tendrá que evaluar y describir el sistema de recolección de crudo existente Troncal 1 y 5, para luego ser analizadas diferentes situaciones. Y es de tipo documental porque se ha revisado información en libros, tesis, normas y otros documentos que permitirán la solución del problema planteado.

3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA

Aquí el interés se centra en “quienes”, es decir, en los sujetos u objetos de estudio. Esto depende de el planteamiento inicial de la investigación, en el cual se hace referencia a la necesidad de analizar, mediante el uso del paquete comercial, Simulador PIPEPHASE Versión 8.2 el comportamiento hidráulico del sistema de recolección de crudo Troncal 1 y 5 existente en el Campo Uracoa, para eso, es

necesario obtener datos de procesos, correspondiente a todos los pozos que componen dicho sistema. En este sentido, se tendrá que recoger información como: caudal, longitud, diámetro, tipo de tubería, presión, temperatura de los pozos, cuya producción se recolecta y transporta por los Troncales 1 y 5. Es importante resaltar entonces que para el presente trabajo la población ó objeto de estudio es el sistema de recolección de crudo del campo uracoa, el cual está constituido por los Troncales 1 y 5. A continuación, se presenta el número de pozos productores de crudo que se encuentran activos agrupados por áreas y troncales de producción y a su vez se especifica la estación de flujo que recolecta y procesa dicha producción.

Troncales de Producción							
	1	3	4	5	7	8	9
Nº de Pozos activos	19	5	6	18	7	16	16
Áreas Geográficas	Venado	Berraco	Querencias	Café Molido	Aceites	Carrizales	Fangal
Estaciones de Flujo	UM-2				UM-1		

Tabla 3.1
Números de pozos activos en el Campo Uracoa.

3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

Con la finalidad de facilitar una mejor y ordenada comprensión del proyecto, es necesario definir los procedimientos para alcanzar los objetivos de estudio. Para tal efecto, se ha estructurado la investigación de la siguiente manera:

Primera Etapa: Definir el modelo matemático que determine el comportamiento hidráulico del sistema

Para obtener el presente objetivo es necesario estudiar el sistema de recolección Troncal 1 y 5 existente en el Campo Uracoa, es decir, tomar o recopilar información referida a variables de operación de proceso como:

Datos de procesos:

- Presión y temperatura del proceso: obtenidas en campo.
- Caudal de líquido y relación gas/petróleo (RGP): obtenidas del historial de pruebas de pozos.

Características de infraestructura:

- Longitud, diámetro, accesorios y Schedule (calibre) de las tuberías: obtenidas en el levantamiento de campo, apoyándose en los planos de la red de recolección de crudo del Campo Uracoa.

Posteriormente se analizarán a través del simulador PIPEPHASE Versión 8.2, las ecuaciones de Eaton, Duker, Beggs & Briil, definiendo el caudal de líquido (crudo) aportado por los pozos y la presión de llegada en el múltiple de recolección en la EF-UM-2. El simulador determina la presión de línea a nivel de pozo la cual se compara con la presión obtenida en campo. Si esta presión determinada difiere en más de un 10% del valor real, se procede al cambio de correlación, para de esta manera ajustar la simulación a la realidad.

Segunda Etapa: Especificar las posibles limitaciones hidráulicas del sistema de recolección, al momento de incorporar la nueva producción.

Para el cumplimiento de esta etapa es necesario haber definido el modelo matemático que se ajuste más al sistema de recolección existente, para de esta manera a través de las simulaciones, hacer correr el sistema existente, ubicando en él los nuevos pozos con todos sus datos (Caudal de crudo, RGP, % Agua, Temperatura, Viscosidad). A través del análisis de los resultados de las simulaciones y cumpliendo con los criterios establecidos para determinar posibles limitaciones hidráulicas, se determinaran los tramos de tubería que presenten restricciones al momento de anexas nueva producción al sistema de recolección de crudo Troncal 1 y 5.

Tercera Etapa: Seleccionar la infraestructura mínima requerida para recolectar y manejar la nueva producción

En ésta etapa se seleccionará, la infraestructura mínima requerida, una vez que se haya identificado los tramos de tubería que componen el sistema Troncal 1 y 5, que presentan limitantes hidráulicas al momento de anexas la nueva producción. Se analizaran en éstos tramos con limitaciones, varios escenarios en cuanto a diámetro se refiere, de modo tal de seleccionar, la opción que cumpla con los criterios y las Normas establecidas. En fin el alcance de éste objetivo es obtener: diámetro de la tubería, espesor de tubería para hacer entonces la ampliación y/o adecuación del sistema Troncal 1 y 5.

Cuarta Etapa: Estimar los Costos para la ampliación del sistema de recolección.

Para la ejecución de esta etapa se estimarán los Costos Clase IV, los cuales serán apreciaciones que se alejaran más o menos 30 por ciento del costo real de la

inversión y corresponden al estimado de costos en una ingeniería conceptual. Los costos incluyen; los costos de procura de materiales, ingeniería, construcción, entre otros.

3.5 INSTRUMENTOS Y TÉCNICAS A UTILIZAR PARA LA RECOLECCIÓN DE LA INFORMACIÓN

La recaudación de la información necesaria para realizar la investigación se efectuó por medio de revisión bibliográfica y entrevistas.

Se recopilaron datos referidos a sistemas de recolección de crudo, es decir, se revisaron las bibliografías correspondientes al tema como por ejemplo: flujo de fluidos en tuberías horizontales, análisis hidráulico, dimensionamientos de tuberías de procesos, caída de presión en tuberías. Obteniéndose toda esta información a través de libros, tesis, documentos, Normas PDVSA e información en Internet.

Así como también entrevistas con el personal de los diferentes departamentos que conforman la empresa como son por ejemplo: el departamento de Infraestructura, Producción, Fluidos y Corrosión, Yacimiento, Gas, entre otros.

3.6 RECURSOS

3.6.1 Recursos Humanos

Para la realización del presente proyecto se contó con el apoyo del personal profesional y técnico de la empresa HARVEST VINCCLER, C.A; los cuales cuentan con los conocimientos y experiencia en el área de ingeniería, producción y operación de sistemas de recolección de crudo; contándose además con el apoyo de la asesoría

académica de los profesores que laboran en la Escuela De Ingeniería de Petróleo de la Universidad de Oriente del Núcleo de Monagas.

3.6.2 Recursos Materiales y Financieros

Entre los recursos materiales se utilizaron, textos, tesis, libros, manuales, igualmente se contará con programas de computación capaces de simular el comportamiento del fluido en sistemas de redes de tuberías. Cabe resaltar que se contó con equipos y artículos de oficina como computadora, impresora, papel, fotocopidora, acceso a intranet e Internet. A la par el financiamiento económico de este proyecto estuvo por parte de la empresa Harvest Vinccler,C.A.

CAPITULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 DEFINICIÓN EL MODELO MATEMÁTICO QUE DETERMINE EL COMPORTAMIENTO HIDRÁULICO DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE CRUDO TRONCAL 1 Y 5 EXISTENTE EN EL CAMPO URACOA

Para el desarrollo del presente objetivo se hizo necesario estudiar el sistema de recolección Troncal 1 y 5 existente en el Campo Uracoa, es decir, tomar o recopilar información referida a variables de operación como; datos de proceso, infraestructura y propiedades de transporte.

Posteriormente, se procedió a cargar esta data en el simulador PIPEPHASE Versión 8.2 y se analizaron las ecuaciones de Eaton, Dulker, Beggs & Briil, definiendo para fines de cálculo del simulador, el caudal de líquido (crudo) aportado por los pozos y la presión de llegada en el múltiple de recolección (M-508) en la EF UM-2, tanto del Troncal 1 como del Troncal 5. El simulador determina la presión de línea a nivel de pozo la cual se compara con la presión obtenida en campo. Cuando la presión determinada difirió en más de un 10% del valor real, se procedió al cambio de correlación, para de esta manera ajustar la simulación a la realidad.

Con miras de incorporar mejoras al proceso de recolección a nivel de superficie de los fluidos de las estaciones, y de determinar posibles limitaciones hidráulicas para el sistema actual y al momento de incorporar futuras producciones existentes se realizó un estudio de la hidráulica de los pozos que convergen a la EF UM-2 por los

Troncales 1 y 5. Para estos cálculos igualmente se utilizó el simulador PIPEPHASE Versión 8.2 como herramienta de cálculo.

Estación de Flujo UM-2

Esta estación dispone de un múltiple (M-508) de recolección donde convergen los troncales 1, 3, 4, y 5 además de la producción que procesa la EF UM-1



Figura 4.1
Múltiple General (M-508) en la EF UM-2

Para mejor entendimiento y desarrollo del estudio de la hidráulica del sistema de recolección de crudo troncal 1 y 5, se realizó dicho estudio por troncales de Producción.

4.1.1 Sistema de Recolección TRONCAL 1

El sistema de recolección Troncal 1 está ubicado al Oeste de la Estación de Flujo UM-2 (Ver apéndice A), cercano al área geográfica conocida como El Venado, tiene una longitud aproximada de 6800 metros. Este sistema está compuesto por una red de tuberías de acero al carbono API 5L de diferentes diámetros, de los pozos a los

múltiples (por localización) y de éstos al Troncal. Actualmente el sistema recolecta la producción de 27 pozos, de los cuales 19 pozos están activos (5 pozos pertenecen al sistema de media presión, es decir, pozos que pasan por un separador, donde, el gas es transportado por un sistema de recolección de gas y el líquido pasa al Troncal 1.) y 8 pozos están inactivos.

El Troncal 1 comienza con una tubería de 10 pulg de diámetro de 8606 pies (TRAMO 1) (Ver Apéndice B), que recolecta la producción de los pozos UM-69 y UM-127, al final de este tramo se le incorpora la producción del pozo UM-88, posteriormente continua 4532 pies de una tubería de 10 pulg de diámetro (TRAMO 2), a esa distancia se le agrega al sistema la producción que proviene de los pozos UM-94, UM-95, UM-128, UM-145, UM-58, UM-44, UM-42, UM-31 y UM-30. A partir de ése punto el Troncal pasa de 10 pulg a 12 pulg de diámetro, donde a 5198 pies (TRAMO 3), se le incorpora la producción de los pozos UM-123, UM-124 y UM-83. Luego continúa la tubería de 12 pulg de diámetro de 584 pies de longitud (TRAMO 4) donde se le añade al sistema la producción de los pozos UM-150, UM-35, UM-41 y UM-45. Finalmente existe una tubería de 3292 pies (TRAMO 5), compuesta por 2952 pies de 12 pulg de diámetro y una reducción a 10 pulg de diámetro de 340 pies, hasta el Múltiple M-508 ubicado en la EF UM-2.

Por medio de éste sistema se transportan alrededor de 12670 BFPD, con un caudal de gas aproximado de 6 MMPCND, la presión de llegada a dicho múltiple es de 80 psig aproximadamente.

4.1.1.1 Datos de Infraestructura

En la Tabla 4.1, se muestra la disposición de la tubería desde los pozos a los múltiples (por localización) y de éstos al Troncal. (Ver apéndice B)

Tabla 4.1.
Disposición de la red de tuberías TRONCAL 1

TUBERIAS	Origen				Destino
	Origen	Longitud (m)	Diametro pulg.	Schedule	Llegada
Linea L1	UM-69	38	4	40	MULTIPLE 1
Linea L2	UM-127	38	4	40	MULTIPLE 1
TRAMO 1 Troncal	MULTIP 1	2624	10	40	J011(Cae multiple 2)
Linea L3	UM-88	18	4	40	MULTIPLE 2
RAMAL 1	MULTIPLE 2	374	8	40	J011(Cae multiple 2)
TRAMO 2 Troncal	J011(Cae multiple 2)	1382	10	40	J025 (Cae Multiple 5)
Linea L4	UM-94	32	4	40	MULTIPLE 3
Linea L5	UM-95	32	4	40	MULTIPLE 3
RAMAL 2	MULTIPLE 3	618,13	8	40	MULTIPLE 4
Linea L6	UM-128	16	4	40	MULTIPLE 4
Linea L7	UM-145	93	4	40	MULTIPLE 4
Linea L8	UM-58	69	4	40	MULTIPLE 4
RAMAL 3	MULTIPLE 4	180	8	40	MULTIPLE 5
Linea L9	UM-44	123	4	40	MULTIPLE 5
Linea L10	UM-42	118	4	40	MULTIPLE 5
Linea L11	UM-31	98	4	40	MULTIPLE 5
Linea L12	UM-30	55	4	40	MULTIPLE 5
RAMAL 2	MULTIPLE 5	485,9	12	40	J025 (Cae Multiple 5)
TRAMO 3 Troncal	J025 (Cae multiple 5)	1585	12	40	J091(Cae multiple 6)
Linea L13	UM-123	39	4	40	MULTIPLE 6
Linea L14	UM-124	7	4	40	MULTIPLE 6
Linea L15	UM-83	89	4	40	MULTIPLE 6
RAMAL 5	MULTIPLE 6	243,14	8	40	J091(Cae multiple 6)
TRAMO 4 Troncal	J091(Cae multiple 6)	178,26	12	40	J117 (Cae multiple 8)
Linea L16	UM-150	16	4	40	MULTIPLE 7
RAMAL 6	MULTIPLE 7	600	8	40	MULTIPLE 8
Linea L17	UM-35	51	4	40	MULTIPLE 8
Linea L18	UM-41	15	4	40	MULTIPLE 8
Linea L19	UM-45	100	4	40	MULTIPLE 8
RAMAL 7	MULTIPLE 8	413,54	8	40	J117 (Cae multiple 8)
TRAMO 5 Troncal	J117 (Cae multiple 8)	900	12	40	EF UM-2
		103,76	10	40	

4.1.1.2 Datos de Proceso

La Tabla 4.2, muestra los datos de procesos (BOPD, RGP, Presión, Temperatura y Método de producción) de los pozos que fluyen a la Estación UM-2 por medio del Troncal 1.

Tabla 4.2.
Datos de procesos pozos TRONCAL 1

Pozos	BOPD	RGP	Plinea (psi)	T (°F)	% Agua	Método Producción
UM-69	76	185	155	118	87.5	B.E.S
UM-127	52	341	155	127	92.5	B.E.S
UM-88 (media)	140	0	130	94	38	NATURAL
UM-30	153	5619	130	102	40	Gas Lift
UM-31	362	2663	140	110	45.5	Gas Lift
UM-42	187	6210	135	18	77.5	Gas Lift
UM-44	52	1233	125	126	92.33	B.E.S
UM-58	86	147	140	115	74	B.E.S
UM-128 (media)	132	0	120	96	22	NATURAL
UM-145	147	178	140	123	85	B.E.S
UM-94	253	149	130	110	25	B.E.S
UM-95	69	24772	145	107	85	NATURAL
UM-150 (media)	381	0	120	100	48	NATURAL
UM-35	65	2483	125	98	24	NATURAL
UM-41 (media)	664	0	120	127	60	NATURAL
UM-45	509	633	120	134	72	Gas Lift
UM-123	113	1756	115	121	85.5	Gas Lift
UM-124 (media)	5	0	110	87	0	NATURAL
UM-83	280	2202	120	129	79	Gas Lift

4.1.1.3 Propiedades del Fluido

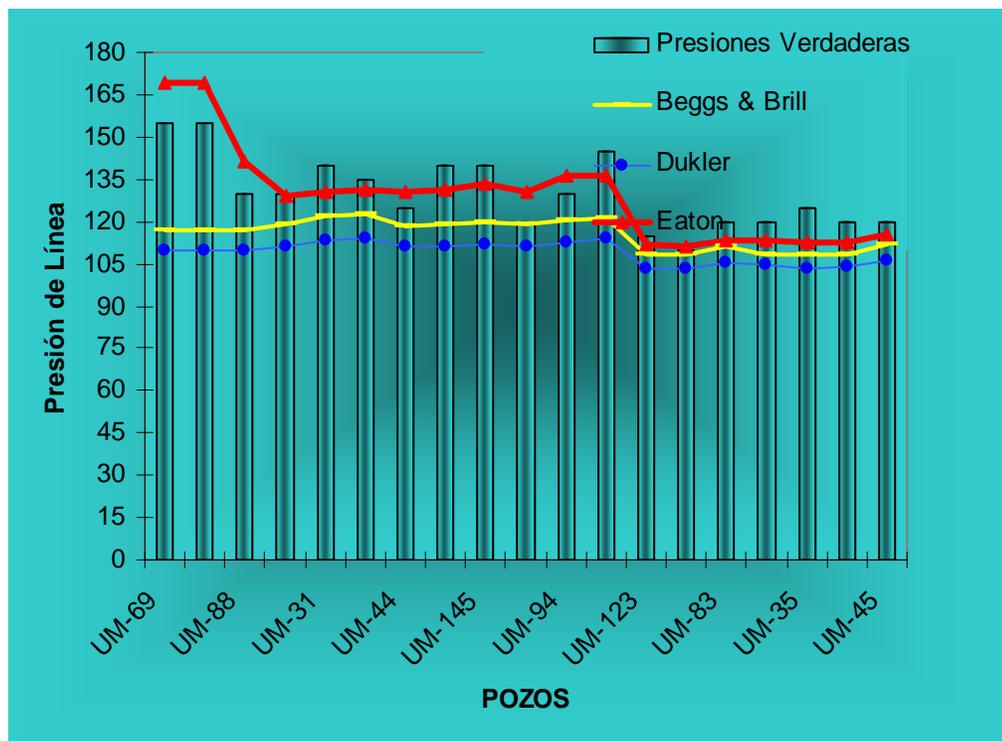
Las propiedades de transporte fueron obtenidas; de un análisis de crudo, del que dispone la Empresa HARVEST VINCCLER, C.A.; cuya muestra fue tomada en el múltiple general M-508 de la EF UM-2, parte de los resultados de dicho análisis se muestra en la tabla 4.3. (Ver Apéndice C – Análisis de crudo y cromatografía del gas)

Tabla 4.3.
Propiedades del fluido

<i>Muestra</i>	<i>Visc. Cinemática</i>	
	100°F	210°F
<i>Múltiple General</i>	459	25,68

4.1.1.4 Validación del Sistema

Una vez obtenidos y tabulados los datos de procesos, infraestructura y propiedades de transporte, se procedió a hacer la simulaciones de acuerdo a la metodología planteada, es decir, se hizo el calculo por tres correlaciones, por medio de las cuales se determinaban presiones de líneas, las cuales se comparan con las obtenidas en el campo para así validar y determinar cual es la correlación que rige y se ajusta al comportamiento del sistema. En la gráfica 4.1, se muestran las desviaciones entre las presiones simuladas por cada correlación utilizada (Líneas) y las verdaderas (Barras) (Ver Apéndice D tabla de valores de presiones simuladas y verdaderas)



Gráfica 4.1
Presiones simuladas vs. Presiones verdaderas TRONCAL 1

En la gráfica 4.1 se observa, que los datos que más se aproximan a las presiones reales, son las calculadas por la correlación de EATON, con un porcentaje de error relativo de 5,6 %, es decir; es la correlación matemática que se ajusta al comportamiento hidráulico del sistema de recolección de crudo/gas Troncal 1. Por tanto dicha ecuación se utilizará para determinar posibles limitaciones hidráulicas incorporando nuevos pozos productores al sistema de recolección Troncal 1.

De los resultados, se pudo determinar el patrón de flujo asociado en cada una de las líneas de flujo que componen la red de recolección Troncal 1. La determinación de estos patrones de flujos se realizó mediante la aplicación del Manual de Diseño Flujo Bifásico Líquido-Vapor, el cual se explica en el Capítulo II Pág.22.

A continuación se presentan los datos obtenidos por el simulador Pipephase 8.2, necesarios para determinar los regímenes de flujo presentes en la red de recolección. Adicionalmente, se presentan las pérdidas por fricción ($G_{fricción}$), caídas de presión velocidad superficial del líquido (V_{sl}) y gas (V_{sg}), en todos los tramos de tubería, que compone este troncal, para poder fluir hasta la Estación de Flujo UM-2 (Ver Apéndice B).

Tabla 4.4.
Regímenes de flujo presentes en la red de recolección TRONCAL 1

TRAMO o LINK	Origen	Llegada	Diámetro	Vsl	Vsg	GP fr (psi/100pie)	Caida P (psi)	Reg. Flujo
L1	UM-69	MULTIPLE 1	4	0,45	0,14	0,85	1,1	<i>Estr. Suave</i>
L2	UM-127	MULTIPLE 1	4	0,52	0,19	0,85	1,1	<i>Estr. Suave</i>
TRAMO 1 Troncal	MULTIPLE 1	J011(Cae Multiple 2)	10	0,16	0,06	0,31	28,6	<i>Estr. Suave</i>
L3	UM-88	MULTIPLE 2	4	0,17	0	0,24	0,1	
RAMAL 1	MULTIPLE 2	J011(cae al troncal)	8	0,04	0	0,02	0,1	
TRAMO 2 Troncal	J011(Cae Multiple 2)	J025 (Cae Multiple 5)	10	0,18	0,06	0,37	16,8	<i>Estr. Suave</i>
L4	UM-94	MULTIPLE 3	4	0,25	0,47	0,39	0,4	<i>Estr. Suave</i>
L5	UM-95	MULTIPLE 3	4	0,34	22,73	0,81	0,8	<i>Estr.Ondulado</i>
RAMAL 2	MULTIPLE 3	MULTIPLE 4	8	0,15	6,17	0,27	2,7	<i>Estr. Suave</i>
L6	UM-128	MULTIPLE 4	4	0,13	0	0,21	0,1	
L7	UM-145	MULTIPLE 4	4	0,73	0,33	0,99	3	<i>Estr. Suave</i>
L8	UM-58	MULTIPLE 4	4	0,25	0,16	0,55	1,3	<i>Estr. Suave</i>
RAMAL 3	MULTIPLE 4	MULTIPLE 5	8	0,43	6,43	0,34	2	<i>Estr. Suave</i>
L9	UM-44	MULTIPLE 5	4	0,5	0,9	0,56	2,3	<i>Estr. Suave</i>
L10	UM-42	MULTIPLE 5	4	0,62	16,38	0,86	3,3	<i>Estr.Ondulado</i>
L11	UM-31	MULTIPLE 5	4	0,5	13,42	0,68	2,2	<i>Estr. Suave</i>
L12	UM-30	MULTIPLE 5	4	0,19	11,86	0,49	0,9	<i>Estr. Suave</i>
L060	MULTIPLE 5	J025 (Cae Multiple 5)	12	0,4	8,09	0,28	4,5	<i>Estr. Suave</i>
TRAMO 3 Troncal	J025 (Cae Multiple 5)	J091(Cae Multiple 6)	12	0,53	8,62	0,3	15,8	<i>Estr. Suave</i>
L13	UM-123	MULTIPLE 6	4	0,58	3,32	0,6	0,8	<i>Estr. Suave</i>
L14	UM-124	MULTIPLE 6	4	0,0037	0	0,01	2,50E-03	
L15	UM-83	MULTIPLE 6	4	1	10,43	0,92	2,7	<i>Estr. Suave</i>
RAMAL 4	MULTIPLE 6	J091(Cae Multiple 6)	8	0,4	3,54	0,37	3	<i>Estr. Suave</i>
TRAMO 4 Troncal	J091(Cae Multiple 6)	J117 (Cae Multiple 8)	12	0,71	10,9	0,36	2,1	<i>Estr. Suave</i>
L16	UM-150	MULTP.J119	4	0,55	0	0,54	0,3	
RAMAL 6	MULTIPLE 7	MULTIPLE 8	8	0,14	0	0,04	0,4	
L17	UM-35	MULTIPLE 8	4	0,06	2,51	0,32	0,5	<i>Estr. Suave</i>
L18	UM-41	MULTIPLE 8	4	1,24	0	0,45	0,2	
L19	UM-45	MULTIPLE 8	4	1,36	5,26	0,87	2,8	<i>Estr. Suave</i>
RAMAL 7	MULTIPLE 8	J117 (Cae Multiple 8)	8	0,82	2,05	0,48	6,4	<i>Estr. Suave</i>
TRAMO 5 Trocal	J117 (Cae Multiple 8)	EF UM-2	12	1,07	12,72	0,45	13,4	<i>Estr. Suave</i>
			10	1,52	19,41	0,72	2,5	<i>Estr.Ondulado</i>

Las secciones de tuberías que conforman el sistema son: el TRAMO 1 de 10 pulg de 8606 pies, el TRAMO 2 de 10 pulg de 4532 pies, el TRAMO 3 de 12 pulg de 5198 pies, el TRAMO 4 de 12 pulg de 584 pies y el TRAMO 5 de 3292 pies constituido por 2952 pies de 12 pulg y 340 pies de 10 pulg. Dichas secciones conforman en sí, la tubería madre (Troncal 1) que va recolectando y transportando los fluidos producidos. El tipo de patrón de flujo presente en estos tramos de tubería es en su gran mayoría Estratificado Suave, en este tipo de patrón de flujo, la interfase entre las fases es suave y la fracción ocupada por cada fase permanece constante. En este régimen, el vapor fluye por la parte superior de la tubería, mientras que el líquido fluye a lo largo del fondo de ella. Es importante señalar, que de acuerdo al perfil topográfico irregular de la zona, aunado al régimen de flujo presente (Estratificado Suave), se contribuye a la estratificación de la fase acuosa, sobretodo en partes en donde la topografía permita la formación de bolsas de líquidos, lo que conduciría un aumento en las velocidades de corrosión interna en las tuberías, por lo que se tendrán que aplicar o acentuar los mecanismos necesarios para controlar éste fenómeno.

4.1.2 Sistema de Recolección de Crudo TRONCAL 5

El sistema de recolección Troncal 5 está ubicado al este de la Estación de Flujo UM-2 (Ver apéndice A), específicamente en el área geográfica conocida como Café Molido, tiene una longitud de aproximadamente 7300 metros desde su comienzo con 8 pulg hasta 16 pulg con que llega a la EF-UM-2. Este sistema actualmente recolecta y transporta la producción de 18 pozos, con 5 pozos inactivos, al igual que el Troncal 1, ésta compuesto por redes de tuberías de acero al carbono API 5L de diferentes diámetros, que van de los pozos a los múltiples y de éstos al troncal; también cuenta con pozos que su línea de flujo va directamente al troncal. (Ver Apéndice E)

El sistema comienza con una tubería de 8 pulg de diámetro de 1853 pies (TRAMO 1) (Ver Apéndice E) recolectando la producción del pozo UM-121,

seguidamente se le incorpora al sistema la producción de los pozos UM-49, UM-55, y UM-119, a partir de este punto existe una tubería de 4674 pies conformada por 492 pies de 8 pulg y 4182 pies de 10 pulg (TRAMO 2) , al final de este tramo, se le incorpora al sistema el pozo UM-50, desde allí el sistema cuenta con 1476 pies de tubería constituida por 1312 pies de 10 pulg y 164 pies de 12 pulg (TRAMO 3), es entonces cuando se le incorporan al sistema la producción de los pozos UM-51, UM-53; UM-56, UM-57, UM-117 y UM-118. Posteriormente existe una tubería de 1115 pies y 12 pulg de diámetro (TRAMO 4), donde al final de este tramo se le añade al sistema la producción de los pozos UM-143 y UM-132, el sistema continua con una tubería de 12 pulg de diámetro de 4414 pies (TRAMO 5), donde se le anexa a esa altura, la producción de los pozos UM-32, UM-33, UM-115 y UM-131. Es entonces cuando el sistema de recolección presenta una ampliación en el diámetro, pasa a 16 pulg con una longitud de 2624 pies (TRAMO 6), donde se le incorpora al sistema la producción del pozo UM-146. Finalmente existe una tubería de 16 pulg de diámetro de 7232 pies de longitud que transporta toda la producción que es recolectada por éste troncal, hasta el Múltiple M-508 ubicado en la EF-UM-2.

La producción que recolecta el sistema Troncal 5 llega al Múltiple M-508 a una presión de 88 psig, con un caudal de liquido aproximado de 19800 BFPD y con una producción de gas de 2.2 MMPCND.

4.1.2.1 Datos de Infraestructura

En la Tabla 4.5 se muestra la disposición de la tubería desde los pozos hasta los múltiples (por localización), y de estos al Troncal 5 (Ver Apéndice E)

Tabla 4.5.
Disposición de la Red de Tuberías TRONCAL 5

TUBERIAS	Origen				Destino
	Pozo o Multp.	Longitud (m)	Diametro pulg.	Schedule	Llegada
Linea L1	UM-121	28	4	40	MULTPLE 1
TRAMO 1 Troncal	MULTPLE 1	565	8	40	MULTPLE 2
L2	UM-119	33	4	40	MULTPLE 2
L3	UM-55	44	4	40	MULTPLE 2
L4	UM-49	19	4	40	MULTPLE 2
TRAMO 2 Troncal	MULTPLE 2	150	8	40	J026 (Cae UM-50) al troncal
		1275	10	40	
L5	UM-50	59	4	40	J026
TRAMO 3 Troncal	J026 (Cae UM-50) al troncal	400	10	40	J036 (Cae MULTPLE 3) al troncal
		50	12	40	
L6	UM-51	43	4	40	MULTPLE 3
L7	UM-53	45	4	40	MULTPLE 3
L8	UM-56	75	4	40	MULTPLE 3
L9	UM-57	82	4	40	MULTPLE 3
L10	UM-117	84	4	40	MULTPLE 3
L11	UM-118	37	4	40	MULTPLE 3
RAMAL 1	MULTPLE 3	168	6	40	J036 (Cae Multiple 3)
TRAMO 4 Troncal	J036 Cae (mulpl. 3)	340	12	40	MULTIPLE 4
L12	UM-143	43	4	40	MULTPLE 4
L13	UM-132	48	4	40	MULTPLE 4
TRAMO 5 Troncal	MULTPLE 4	1346	12	40	MULTPLE 5
L14	UM-32	43	4	40	MULTPLE 5
L15	UM-33	85	4	40	MULTPLE 5
L16	UM-115	153	4	40	MULTPLE 5
L17	UM-131	137	4	40	MULTPLE 5
TRAMO 6 Troncal	MULTPLE 5	800	16	40	J094 (Cae UM-146 troncal)
L18	UM-146	2000	4	40	J094 (Cae UM-146 troncal)
TRAMO 7 Troncal	J094 (Cae UM-146 troncal)	2205	16	40	EF UM-2

4.1.2.2 Datos de Procesos

La Tabla 4.6, muestra los datos de procesos (BOPD, RGP, Presión, Temperatura y Método de producción) de los pozos que fluyen a la Estación UM-2 por medio del Troncal 5.

Tabla 4.6.
Datos de procesos pozos TRONCAL 5

Pozos	BOPD	RGP	Plinea (psi)	T (°F)	%Agua	Método Prod
UM-121	75	394	155	109	61,5	B.E.S
UM-119	74	575	155	130	88	B.E.S
UM-55	71	197	155	131	92,5	B.E.S
UM-49	141	271	165	130	90	B.E.S
UM-50	174	50	160	126	80,33	B.E.S
UM-51	119	100	140	138	91,33	B.E.S
UM-53	87	116	140	125	92,5	B.E.S
UM-56	396	46	145	135	76	B.E.S
UM-57	78	149	145	131	92	B.E.S
UM-117	319	5817	150	110	30	NATURAL
UM-118	274	47	150	135	88	B.E.S
UM-143	199	114	130	126	76,5	B.E.S
UM-132	669	29	135	122	55	B.E.S
UM-32	335	118	130	128	73,5	B.E.S
UM-33	119	183	120	123	80	B.E.S
UM-115	70	153	130	130	91,33	B.E.S
UM-131	2	12303	120	87	38	B.E.S
UM-146	230	103	155	131	78,5	B.E.S

4.1.2.3 Propiedades del Fluido

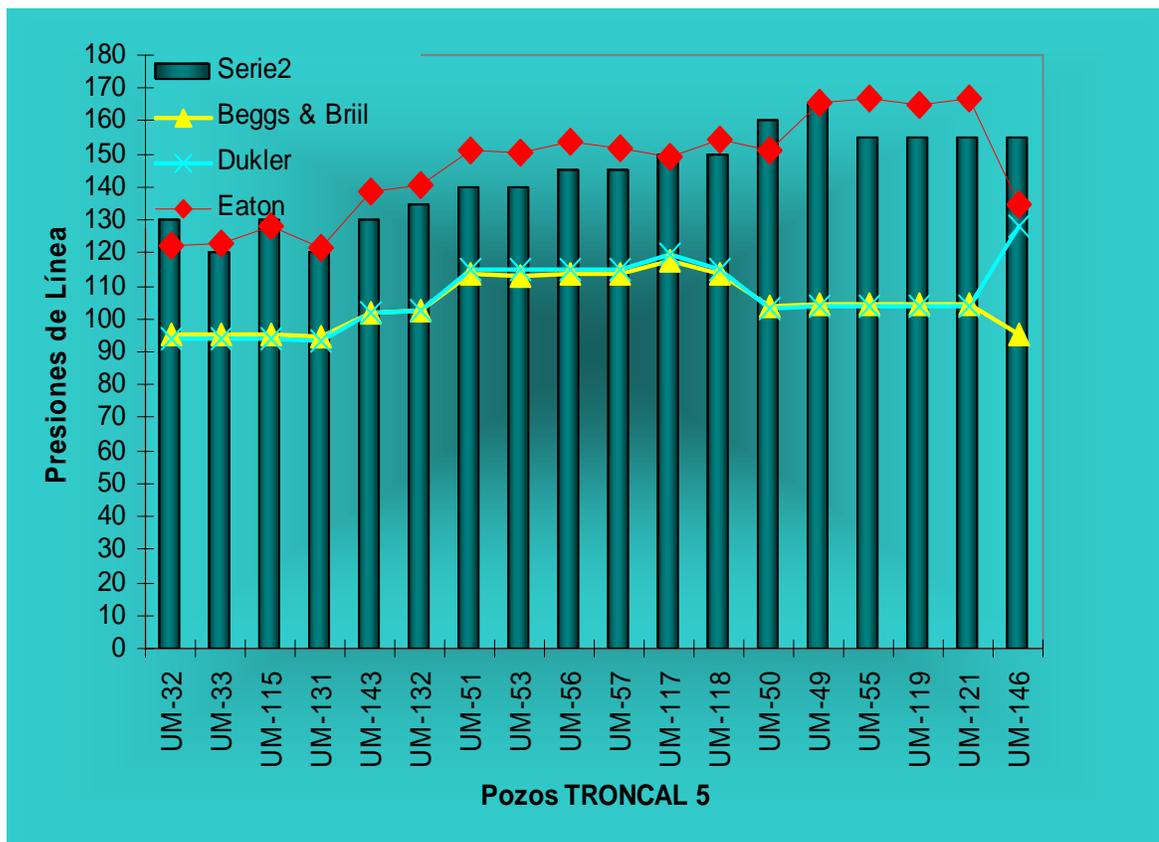
Las propiedades de transporte fueron obtenidas; de un análisis de crudo, del que dispone la Empresa HARVEST VINCCLER, C.A.; cuya muestra fue tomada en el múltiple general de la EF UM-2, parte de los resultados de dicho análisis se muestra en la tabla 4.3. (Ver Apéndice C)

4.1.2.4 Validación del Sistema

Una vez obtenidos los datos de infraestructura del troncal 5, datos de proceso de cada pozo que recolecta dicho troncal y las propiedades de transporte de los fluidos

manejados por el sistema, se hicieron las corridas en el simulador, es decir se hizo correr el sistema por tres modelos matemáticos. El simulador determina la presión de línea a nivel de pozo la cual se compara con la presión obtenida en campo.

Sí ésta presión determinada difiere en más de un 10% del valor real, se procede al cambio de correlación, para de esta manera ajustar la simulación a la realidad. En la gráfica 4.2 se muestran las desviaciones entre las presiones simuladas por cada correlación utilizada (líneas) y las presiones verdaderas (barras).



Gráfica 4.2
Presiones Simuladas vs. Presiones reales TRONCAL 5

Como se puede observar en la gráfica 4.2, las desviaciones promedio más pequeñas < a 10% entre la presión verdadera y la simulada (Ver Apéndice F - Tabla de valores de presiones simuladas y verdaderas), es la calculada por la correlación matemática de EATON, con un porcentaje de error relativo de 5 %, se puede decir entonces que es la correlación que se ajusta al comportamiento hidráulico del sistema de recolección de crudo/gas Troncal 5, y por medio del cual se realizará el análisis hidráulico del sistema de recolección de crudo al momento de anexar la producción asociada a los nuevos pozos. A continuación se presentan los datos obtenidos por el simulador Pipephase 8.0, necesarios para determinar los regímenes de flujo presentes en la red de recolección. Adicionalmente, se presentan las pérdidas por fricción y caídas de Presión, en todos los tramos de tubería, que compone este troncal, para poder fluir hasta la Estación de Flujo UM-2.

Tabla 4.7.
Regímenes de flujo presentes en la red de recolección Troncal 5.

TRAMO O LINK	Origen	Llegada	Diámetro pulg.	Vsl	Vsg	GP fr (psi/100pie)	Caida P (psi)	Reg. Flujo
L1	UM-121	MULTPLE 1	4	0,15	0,32	0,27	0,2	<i>Estr.Suave</i>
TRAMO 1 Troncal	MULTPLE 1	MULTPLE 2	8	0,04	0,08	0,1	0,4	<i>Estr.Suave</i>
L2	UM-119	MULTPLE 2	4	0,46	0,49	0,5	0,6	<i>Estr.Suave</i>
L3	UM-55	MULTPLE 2	4	0,71	0,14	1,4	2	<i>Intermitente</i>
L4	UM-49	MULTPLE 2	4	1,05	0,41	1,08	0,7	<i>Estr.Suave</i>
TRAMO 2 Troncal	MULTPLE 2	J026 (Cae UM-50) Al troncal	8	0,6	0,35	0,48	2,4	<i>Estr.Suave</i>
			10	0,38	0,24	0,36	5	<i>Estr.Suave</i>
L5	UM-50	J026	4	0,66	0,08	2,13	4,1	<i>Intermitente</i>
TRAMO 3 Troncal	J026 (Cae UM-50) Al troncal	J036 (Cae MULTPLE 3)	10	0,49	0,26	0,43	5,6	<i>Estr.Suave</i>
			12	0,33	0,18	0,34	0,6	<i>Estr.Suave</i>
L6	UM-51	MULTPLE 3	4	1,03	0,12	2,59	3,7	<i>Intermitente</i>
L7	UM-53	MULTPLE 3	4	0,86	0,1	2,33	3,4	<i>Intermitente</i>
L8	UM-56	MULTPLE 3	4	1,24	0,16	2,51	6,2	<i>Intermitente</i>
L9	UM-57	MULTPLE 3	4	0,73	0,13	1,69	4,6	<i>Intermitente</i>
L10	UM-117	MULTPLE 3	4	0,34	23,52	0,8	2,2	<i>Estr.Suave</i>
L11	UM-118	MULTPLE 3	4	1,71	0,09	5,29	6,4	<i>Intermitente</i>
RAMAL 1	MULTPLE 3	J036 Cae Multpl al Troncal	6	2,6	11,35	1,07	5,9	<i>Inter. Tapón</i>
TRAMO 4 Troncal	J036 Cae Multiple 3	MULTPLE 4	12	1,01	3,18	0,34	3,8	<i>Estr.Suave</i>
L12	UM-143	MULTPLE 4	4	0,63	0,28	0,95	1,3	<i>Estr.Suave</i>
L13	UM-132	MULTPLE 4	4	1,11	0,16	2,28	3,6	<i>Estr.Suave</i>
TRAMO 5 Troncal	MULTPLE 4	MULTPLE 5	12	1,18	3,37	0,37	16,4	<i>Estr.Suave</i>
L14	UM-32	MULTPLE 4	4	0,95	0,56	1,05	1,5	<i>Estr.Suave</i>
L15	UM-33	MULTPLE 4	4	0,44	0,31	0,73	2	<i>Estr.Suave</i>
L16	UM-115	MULTPLE 4	4	0,6	0,14	1,46	7,3	<i>Intermitente</i>
L17	UM-131	MULTPLE 4	4	3,83E-03	0,07	0,09	0,2	
TRAMO 6 Troncal	MULTPLE 5	J094 (Cae UM-146) AL Troncal	16	0,91	2,47	0,32	3,39	<i>Estr.Suave</i>
L017	UM-146	J094 (Cae UM-146)	4	0,17	0,33	0,34	22,4	<i>Estr.Suave</i>
TRAMO 7 Trocal	J094 (Cae UM-146) AL Troncal	EF UM-2	16	0,88	2,86	0,35	12,7	<i>Estr.Suave</i>

Las secciones de tubería más importantes, que componen dicho sistema son los siguientes: (Ver Apéndice E), la tubería de 8 pulg de diámetro de 1853 pies (TRAMO 1), el tramo de 4674 pies , conformada por 492 metros de 8 pulg y 4182 pies de 10 pulg (TRAMO 2), el tramo de 1476 pies constituido por 1312 pies de 10 pulg y 164 pies de 12 pulg (TRAMO 3), la tubería de 1115.2 pies de 12 pulg (TRAMO 4), el tramo de tubería de 4414 pulg de 12 pulg de diámetro (TRAMO 5), la tubería de 2624 pies de 16 pulg (TRAMO 6) y finalmente el tramo de 7232 pies de 16 pulg de diámetro (TRAMO 7), con que llega al múltiple M-508 en la Estación de Flujo UM-2, es decir son los tramos de tuberías que interconectados entre si van recolectando y transportando la producción de los pozos hasta la EF- UM-2. El régimen de flujo presente en estos tramos de tubería es Estratificado Suave. En este tipo de régimen la interfase entre fases es relativamente suave, desplazándose el líquido por el fondo de la tubería y el gas en el tope de la misma, donde permanece constante la fracción ocupada por cada fase. Este patrón de flujo favorece a la formación de bolsas de líquido en partes donde la topografía lo pueda permitir, lo que acarrearía en un aumento en la velocidad de corrosión interna en las tuberías, por lo que se tendrán que aplicar o acentuar los mecanismos controladores de éste fenómeno.

Existe un tramo de tubería de 6 pulg de diámetro y 551 pies de longitud, (RAMAL 1) que transporta la producción de los pozos que son recolectados por el Múltiple 3 hasta el troncal (Ver Apéndice E), donde se presenta el patrón de flujo tipo Tapón, este régimen según la norma debe ser evitado en lo posible, debido a que puede ocasionar daños en tuberías y fallas mecánicas de las unidades, además de disminuir la efectividad de los inhibidores de corrosión, por lo que el sistema actual presenta esta limitante. También se observa en la tabla 4.7 que los pozos UM-51, 53, 56 y 118 presentan una caída de presión por cada 100 pies de tubería mayor a la recomendada (1 psi/100 pie), por lo que se puede decir que el RAMAL 1 causa lo

que se conoce en la industria como un “cuello de botella”, es decir una restricción, que limita la producción de los pozos que son transportados por este ramal.

El patrón de flujo en los tramos de tuberías, en la mayoría de ellos, líneas que van del cabezal del pozo hasta los múltiples; es Intermitente Pistón, la poca cantidad de gas asociada a este tipo de patrón, corresponde al tipo de levantamiento artificial (B.E.S) que poseen los pozos, cuyo rango de trabajo con la fase gaseosa es bajo. No obstante, para una mayor eficiencia de la bomba y amenera de prevenir daños a la misma se le coloca un separador de gas en el fondo, que permitirá manejar producciones adicionales de gas, las cuales serán transportados por el anular entre la tubería de producción y el revestidor.

4.2 ESPECIFICAR LAS POSIBLES LIMITACIONES HIDRÁULICAS DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE CRUDO TRONCAL 1 Y 5, CON LA INCORPORACIÓN DE LA PRODUCCIÓN ASOCIADA A LOS NUEVOS POZOS

Una vez determinado en el objetivo anterior el modelo matemático por el cual se rige el comportamiento hidráulico del sistema de recolección de crudo Troncal 1 y 5 (EATON), se procedió a hacer las simulaciones incorporando al sistema los futuros pozos productores de crudo que se tiene planificado perforar, para así determinar las limitaciones hidráulicas, según los criterios y lineamientos especificados en el Capítulo II.

Bases y Premisas de la simulación, para determinar posibles limitaciones hidráulicas

- HARVEST VINCLLER, C.A. suministró a través del departamento de Ingeniería de Yacimiento el porcentaje (%) de declinación del “POZO TIPO” para la campaña de perforación 2005-2006, para efecto de la simulación, se usó el caudal máximo de producción del “POZO TIPO” con un caudal de petróleo de 1448 BPD, RGP de 223 PCN/BP, % Agua de 70%, y una temperatura de 100 °F. En el Apéndice G se muestra la declinación de producción.
- HARVEST VINCLLER, C.A., suministró el Plan de Perforación de las localizaciones donde se tiene planificado perforar nuevos pozos.
- El diámetro de las líneas de los pozos nuevos, hasta los múltiples que existen por localización serán de 4” Schedule 40.

4.2.1.- Plan de perforación 2005-2006 área El Venado “TRONCAL 1” (Ver Apéndice I)

POZO 1: Ubicado en la localización existente del pozo UM-150 a 35 mts del MÚLTIPLE 7 Coordenadas en el plano del red de recolección (N: 993.980; E: 549.620).

POZO 2: Ubicado en la localización de los pozos UM-69, y 127 a 40 mts del MÚLTIPLE 1. Coordenadas (N: 992.050; E: 545.600).

POZO 3: Ubicado en la localización de los pozos UM-30, 31, 42, y 44 a 50 mts del MÚLTIPLE 3. Coordenadas (N: 992.817; E: 549.425).

POZO 4: Ubicado en la localización de los pozos UM-94, y 95 a 40 mts del MULTIPLE 5. Coordenadas (N: 992.320; E: 549.155).

POZO 5: Ubicado en la localización de los pozos UM-83, 123, 124 a 40 mts del MULTIPLE 6. Coordenadas (N: 992.910; E: 550.310).

POZO 6: Ubicado en la localización de los pozos UM-35, 41, 45 a 100 mts del MULTIPLE 8. Coordenadas (N: 993.798; E: 547.348).

POZO 7: Ubicado en la localización del Pozo UM-88 a 100 mts del MULTIPLE 2. Coordenadas (N: 993.798, E: 547.348).

4.2.2 Plan de Perforación 2005-2006 Área Café Molido “TRONCAL 5” (Ver Apéndice K)

POZO 1-2: Ubicados en la localización del pozo UM-121 a 30 y 60 mts del MULTIPLE 1. Respectivamente. Coordenadas: Pozo 1 (N:993.350; E:556.720), Pozo 2 (N: 993.340; E: 556.750).

POZO 3-4: Ubicados en la localización de los Pozos UM-51, 53, 56, 57, 117 y 118 a 100 y 120 mts del MULTIPLE 3 respectivamente. Coordenadas: Pozo 3 (N: 993.070; E: 554.620), Pozo 4 (N:993.060; E:554.640).

POZO 5-6: Ubicados en la localización de los pozos UM-132 y 143 a 60 y 80 mts del MULTIPLE 4 respectivamente. Coordenadas: Pozo 5 (N: 992.890; E: 554.145), Pozo 6 (N: 992.880; E: 554.165).

POZO 7-8: Ubicados en la localización de los pozos UM-32, 33, 115 y 131 a 80 y 70 mts del MULTIPLE 5. Coordenadas: Pozo 7 (N: 993.850, E: 553.380), Pozo 8 (N: 993.870, E: 553.385).

4.2.3 Limitaciones Hidráulicas TRONCAL 1

Para el cumplimiento de este objetivo se evaluaron dos escenarios, sistema actual, y el sistema actual con los 7 pozos nuevos. Presentándose el resumen de las simulaciones para cada escenario. Posteriormente se llevó a cabo la comparación y análisis de cada parámetro evaluado, versus los criterios establecidos para determinar limitaciones hidráulicas.

A continuación se presenta el resumen de la simulación del sistema TRONCAL 1, donde se muestra el caudal (Qo en BPD, Qw en BWD y Qg en millones de pie cúbicos actuales por día), longitud, caída de presión, velocidad de la mezcla, velocidad de erosión límite y régimen de flujo; por Líneas Principales (TRAMOS) y Líneas Secundarias (RAMALES), correspondiente al Sistema Actual. (Ver Apéndice B).

Tabla 4.8
Resumen de simulación líneas principales Troncal 1 “Sistema actual”

LINEA	CAUDAL (BPD) MMACFD)	LONGITUD (FT)	DIAMETRO (IN)	Caída Presión (psig)	Gradiente P/100 FT (psi/100ft)		VELOCIDAD DE MEZCLA (FT/SEG)		VELOCIDAD DE EROSIÓN (FT/SEG)	REGIMEN DE FLUJO
					Límite	Actual	Actual	Límite 0,65* Verosión		
TRAMO 1	Qg = 0,0028 Qo = 130,5 Qw = 1178,0	8606.72	10	27.40	< 1	0.32	0.22	8.52	13.11	Estr. Suave
TRAMO 2	Qg = 0,0030 Qo = 272,5 Qw = 1262,9	4532.96	10	16.80	< 1	0.37	0.24	8.49	13.06	Estr. Suave
TRAMO 3	Qg = 0,6150 Qo = 1747,2 Qw = 4549,1	5198.80	12	15.80	< 1	0.30	9.15	16.81	25.85	Estr. Suave
TRAMO 4	Qg = 0,7385 Qo = 2159,3 Qw = 6285,8	584.69	12	2.10	< 1	0.36	11.62	17.17	26.42	Estr. Suave
TRAMO 5	Qg = 0,9291 Qo = 3822,2 Qw = 8978,9	2952	12	13.40	< 1	0.45	13.79	16.86	25.93	Estr. Suave
		340.33	10	2.5	< 1	0.73	20.93	18.00	27.69	Estr. Ondulado

Como se observa en la Tabla 4.8, el TRAMO 5 en su sección de 340 pies de 10 pulg, la velocidad mixta de las fases esta por encima de los requerimientos mínimos exigidos en cuanto a velocidad se refiere. La velocidad de la mezcla alcanza 20.93 pie/s superando la velocidad límite, que para este caso es de 18 pie/s.

Para el sistema actual de recolección TRONCAL 1 existe esta limitante, puesto que la experiencia ha demostrado que la pérdida de espesor de la pared ocurre por un proceso de erosión/corrosión.

(1) En el Apéndice H, se muestra el cálculo para determinar Velocidad de Erosión y Régimen de Flujo.

Este proceso, es acelerado por las altas velocidades del fluido, es decir se corre el riesgo que en éste tramo se presenten rupturas o filtraciones. Por lo que de antemano se sabe que al añadir más producción al sistema de recolección TRONCAL 1 esta condición se acentuaría.

Tabla 4.9
Resumen de simulación líneas secundarias Troncal 1 “Sistema Actual”

LINEA	CAUDAL (BPD MMACFD)	LONGITUD (FT)	DIAMETRO (IN)	Caida Presión (psig)	Gradiente P/100 FT (psi/100ft)		VELOCIDAD DE MEZCLA (FT/SEG)		VELOCIDAD DE EROSIÓN (FT/SEG)	REGIMEN DE FLUJO
					Límite	Actual	Actual	Límite 0,65* Verosión		
RAMAL 1	Qg = 0,0 Qo = 142,7 Qw = 86,2	1226.72	8	0.20	< 1	0.02	0.04	8.37	12.88	Laminar
RAMAL 2	Qg = 0,1860 Qo = 329,2 Qw = 477,8	2027.466	8	5.4	< 1	0.27	6.32	18.39	28.30	Estr. Suave
RAMAL 3	Qg = 0,1968 Qo = 706,0 Qw = 1602,6	590.4	8	2	< 1	0.34	6.95	15.89	24.44	Estr. Suave
RAMAL 4	Qg = 0,5512 Qo = 1480,8 Qw = 3290,2	1593.752	12	4.4	< 1	0.28	8.49	17.18	26.44	Estr. Suave
RAMAL 5	Qg = 0,1073 Qo = 411,1 Qw = 1738,5	797.50	8.00	2.90	< 1	0.36	3.94	13.80	21.22	Estr. Suave
RAMAL 6	Qg = 0,0 Qo = 388,0 Qw = 353,1	1968.00	8.00	0.80	< 1	0.04	0.14	8.36	12.86	Laminar
RAMAL 7	Qg = 0,0630 Qo = 1671,4 Qw = 2705,7	1356.41	8.00	6.40	< 1	0.47	2.87	10.78	16.58	Estr. Suave

La Tabla 4.9, muestra, que ninguna de las líneas secundarias (RAMALES), que componen el sistema Troncal 1, presenta velocidades de mezcla por encima de la velocidad de erosión límite, lo que permite inferir que serían capaces de transportar mayor volumen.

El Resumen de las simulaciones del sistema de recolección de crudo TRONCAL 1 incorporándole los 7 pozos nuevos, es el siguiente: (Ver Apéndice I)

Tabla 4.10
Resumen de simulaciones TRONCAL 1 líneas principales con 7 pozos nuevos

LINEA	CAUDAL (BPD- MMACFD)	LONGITUD (FT)	DIAMETRO (IN)	Caída Presión (psi)	GP/100 FT		VELOCIDAD DE MEZCLA (FT/SEG)		VELOCIDAD DE EROSIÓN (FT/SEG)	REGIMEN DE FLUJO
					Límite	Actual	Actual	Límite 0,65* Verosión		
TRAMO 1	Qg = 0272,0 Qo = 1613,8 Qw = 4575,7	8606,72	10	29,10	< 1	0,34	1,28	9,17	14,10	Estr. Suave
TRAMO 2	Qg = 0,0584 Qo = 3235,6 Qw = 8056,0	4532,96	10	19,30	< 1	0,43	2,5	9,52	14,65	Estr. Suave
TRAMO 3	Qg = 0,6686 Qo = 7673,5 Qw = 18138,9	5198,80	12	24,90	< 1	0,48	11,67	13,41	20,63	Estr. Onduldo
TRAMO 4	Qg = 0,8156 Qo = 9567,8 Qw = 23273,7	584,69	12	3,60	< 1	0,62	14,72	13,69	21,06	Intermitente Tapón
TRAMO 5	Qg = 1,2437 Qo = 14181,7 Qw = 32774,7	2952	12	25,50	< 1	0,86	20,22	14,40	22,15	Intermitente Tapón
		340,33	10	7,1	< 1	2,09	30,96	15,62	24,03	Intermitente Tapón

En la Tabla 4.10, se observa que todos los tramos presentan caídas de presión por cada 100 pies de tubería, por debajo de la recomendada 1 psi/ 100 pies de tubería, exceptuando la parte final del TRAMO 5, donde en su sección de 340 pie de 10 pulg la caída de presión es de 2,09 psi/100 pie. Es importante señalar que éste tramo presenta limitantes sin haber agregado ningún pozo nuevo.

Con respecto a la Velocidad de erosión, existen algunos tramos que presentan algunos limitantes, como es el caso del TRAMO 4 y 5, donde las velocidades de la mezcla superan la velocidad de erosión límite.

En el caso del TRAMO 4, la velocidad es de 14,72 pie/s y la límite es de 13,69, mientras que el TRAMO 5 en su sección de 12 pulg la velocidad mixta es 20,22 pie/s y la velocidad límite es 14,40 pie/s. En cuanto a la sección de 10 pulg la velocidad de la mezcla es de 30,96 pie/s superando doblemente la velocidad límite ubicada para este caso en 15,62 pie/s.

Para determinar el caudal máximo, para el cual no presenten limitantes en cuanto a velocidad de erosión en los TRAMOS 4 y 5, se hizo la simulación incorporando pozo por pozo, y se determinó:

1. Cuando se incorpora el pozo 3, el TRAMO 5 en su sección de 12 pulg la velocidad mixta supera la velocidad límite permitida, se puede decir entonces que este tramo tiene una capacidad máxima de 22100 BFPD con 6,8 MMPCNPD, en base a la producción que actualmente transporta, más la asociada a los 2 pozos nuevos, que no habían causado limitantes
2. Incorporando el pozo 7, es cuando en el TRAMO 4, la velocidad de la mezcla excede a la velocidad límite permitida, por lo que el caudal máximo para este tramo es de 27378 BFPD con 8.1 MMPCNPD, en base al caudal de fluido que actualmente transporta más la asociada a 4 pozos nuevos que son transportados por estas líneas.

En cuanto al régimen de flujo, se presenta Flujo Tapón en los Tramos 4 y 5, este tipo de patrón causa vibraciones en las tuberías, codos, válvulas y otras

restricciones que deben ser evitados en la medida de lo posible, para impedir el desgaste de los mismos.

Tabla 4.11
Resumen de simulaciones TRONCAL 1 líneas secundarias con 7 pozos nuevos

LINEA	CAUDAL (BPD- MMACFD)	LONGITUD (FT)	DIAMETRO (IN)	Caida Presión (psig)	Gradiente P/100 FT (psi/100ft)		VELOCIDAD DE MEZCLA (FT/SEG)		VELOCIDAD DE EROSIÓN (FT/SEG)	REGIMEN DE FLUJO
					Límite	Actual	Actual	Límite 0,65* Verosión		
RAMAL 1	Qg = 0,0247 Qo = 1626,2 Qw = 3482,6	1226.72	8	5.10	< 1	0.42	1.77	9.35	14.38	Estr. Suave
RAMAL 2	Qg = 0,1823 Qo = 1812,6 Qw = 3875,1	2027.466	8	7.2	< 1	0.36	7.01	13.07	20.11	Estr. Suave
RAMAL 3	Qg = 0,1893 Qo = 2189,7 Qw = 4999,9	590.4	8	2.5	< 1	0.42	7.61	12.92	19.88	Estr. Suave
RAMAL 4	Qg = 0,5098 Qo = 4448,1 Qw = 10085,3	1593.752	12	5.1	< 1	0.32	8.68	13.77	21.19	Estr. Suave
RAMAL 5	Qg = 0,1247 Qo = 1895,1 Qw = 5135,4	797.50	8.00	3.70	< 1	0.46	5.42	11.73	18.04	Estr. Suave
RAMAL 6	Qg = 0,0316 Qo = 1870,5 Qw = 3750,3	1968.00	8.00	9.60	< 1	0.49	2.07	9.54	14.67	Estr. Suave
RAMAL 7	Qg = 0,1234 Qo = 4632,2 Qw = 9500,7	1356.41	8.00	9.60	< 1	0.71	6.61	10.64	16.38	Intermitente Pistón

En la Tabla 4.11, se observa que agregando al sistema, la producción de los nuevos pozos, las velocidades en cada una de las líneas secundarias no sobrepasa la velocidad de erosión límite, lo que demuestra que todas estas líneas tienen la capacidad de recibir y transportar mayor volumen.

Con respecto a los niveles de contrapresión mínimos para que puedan fluir los pozos ya existentes, se realizó la siguiente tabla 4.12, donde se muestra la nueva presión de línea, que tienen los pozos, al momento de incorporar la nueva producción, para poder fluir hasta la EF UM-2, comparándose con la presión de Cabezal (Tubing) de los mismos, de manera de establecer una limitante, puesto que al aumentar los

barriles de fluidos transportados por el sistema de recolección Troncal 1, la presión en la línea de los pozos existentes aumenta, generando una contra presión en la cara del choque del pozo, que al ser mayor que la presión de cabezal restringiría la capacidad de aporte del mismo hasta el cabezal, es decir se estaría limitando la producción del pozo.

Tabla 4.12
Presiones de líneas de pozos ya existentes con la incorporación de 7 pozos nuevos TRONCAL 1

POZO	P línea con 7 Pozos nuevos (psi)	Presión de Cabezal (psi)
UM-69	200	240
UM-127	205	200
UM-88 (media)	176	820
UM-30	157	190
UM-31	158	240
UM-42	158	200
UM-44	158	180
UM-58	160	155
UM-128 (media)	159	455
UM-145	162	155
UM-94	166	170
UM-95	167	295
UM-150 (media)	142	840
UM-35	133	225
UM-41 (media)	200	909
UM-45	135	280
UM-123	131	360
UM-124(media)	110	852
UM-83	132	200

Como se aprecia en la Tabla 4.12, existen varios pozos donde la presión de la línea al momento de incorporar la nueva producción, se hace igual o mayor que la presión con que el fluido llega al cabezal (presión de tubing), por lo que, esos pozos verían restringida su producción, debido a que necesitarían mayor presión en la cara del choque del pozo, para poder fluir hasta la estación de flujo UM-2, esta condición es consecuencia del cuello de botella que se forma a la entrada de la EF UM-2,

específicamente en los TRAMOS 4 y 5, puesto que se presentan altas velocidades, mayores a la permitida, aunado al tipo de patrón presente Flujo tapón.

Considerando que las líneas que transportan gas y líquido en flujo bifásico deben diseñarse primeramente con base en la velocidad de erosión del fluido, debido a que las pérdida de espesor de la pared ocurren por un proceso de erosión/corrosión siendo este proceso acelerado por las altas velocidades del fluido, se determinó que incorporando la producción de los 7 pozos, se presentan limitantes en los siguientes tramos: (Ver Apéndice J - Figura de Identificación de limitantes Troncal 1)

- El TRAMO 4 Tubería de 12 pulg de 584 pies de longitud que va desde el punto donde se interconecta el Troncal la producción de los pozos UM-123, UM-124y UM-83, hasta el punto de interconexión del troncal con la producción de los pozos UM-150, 35, 41, 45).
- El TRAMO 5 Tubería de 3292 pies compuesta por 2952 pies de 12 pulg y 340 pies de 10 pulg, que va desde el punto donde se interconecta al troncal la producción de los pozos UM-150, 35, 41 y 45 hasta el múltiple M-508 en la Estación de Flujo UM-2

En fin para que el sistema pueda transportar de manera segura y eficiente la nueva producción se tendrían que hacer adecuaciones al sistema actual, la selección de la infraestructura necesaria para manejar dicha producción se realizará en el objetivo numero tres de la presente investigación.

4.2.4 Limitaciones Hidráulicas TRONCAL 5

Para el cumplimiento de este objetivo se evaluaron los diferentes parámetros para determinar limitaciones hidráulicas, es decir, se hizo la simulación de dos escenarios, del sistema actual Troncal 5, y del sistema actual incorporándole 8 pozos nuevos que se tiene planificado perforar. Presentándose así el resumen de las simulaciones para cada escenario, donde se muestra el caudal, longitud, caída de presión, velocidad de la mezcla, velocidad de erosión límite y régimen de flujo; por líneas principales (TRAMOS) y líneas secundarias (RAMALES).

A continuación se presenta el resumen de la simulación del sistema TRONCAL 5, correspondiente al Sistema Actual. (Ver Apéndice E)

Tabla 4.13
Resumen de la simulación hidráulica líneas principales TRONCAL 5 Sistema Actual.

LINEA	CAUDAL (BPD- MMACFD)	LONGITUD (FT)	DIAMETRO (IN)	Caída de Presión (psi)	?P/100 FT		VELOCIDAD DE MEZCLA (FT/SEG)		VELOCIDAD DE EROSIÓN (FT/SEG)	REGIMEN DE FLUJO
					Límite	Actual	Actual	Límite 0,65* Verosión		
TRAMO 1	Qg = 0,0024 Qo = 76,3 Qw = 120,1	1853,2	8	1,9	< 1	0,10	0,12	8,97	13,79	Estr. Suave
TRAMO 2	Qg = 0,0114 Qo = 372,3 Qw = 2833,0	492	8	2,4	< 1	0,49	0,95	9,05	13,93	Estr. Suave
		4182	10	15	< 1	0,36	0,62	8,94	13,75	Estr. Suave
TRAMO 3	Qg = 0,0125 Qo = 551,4 Qw = 3549,5	1312	10	5,6	< 1	0,43	0,75	8,89	13,68	Estr. Suave
		164	12	0,6	< 1	0,37	0,51	8,79	13,52	Estr. Suave
TRAMO 4	Qg = 0,2154 Qo = 1871,2 Qw = 10257,7	1115,2	12	3,7	< 1	0,33	4,18	11,71	18,02	Estr. Suave
TRAMO 5	Qg = 0,2443 Qo = 2763,9 Qw = 11730,1	4414,88	12	16,3	< 1	0,37	4,53	11,61	17,86	Estr. Suave
TRAMO 6	Qg = 0,2692 Qo = 3305,6 Qw = 13891,0	2624	16	8,4	< 1	0,32	3,37	11,19	17,21	Estr. Suave
TRAMO 7	Qg = 0,3382 Qo = 3532,3 Qw = 13874,8	7232,4	16	25,3	< 1	0,35	3,92	11,73	18,04	Estr. Suave

En las Tablas 4.13, se observa que en los tramos que componen el Troncal 5, la caída de presión por cada 100 pie de tubería, está por debajo del límite, en cuanto a la velocidad de erosión, las velocidades del flujo bifásico en cada tramo, no sobrepasa la velocidad límite de erosión. Sin embargo el régimen de flujo presente en todo el sistema, a pesar de ser un patrón estable (Estratificado Suave), donde la interfase es suave, y la fracción ocupada por cada fase permanece constante, contribuye el proceso de corrosión interna, en áreas donde la topografía permita que se formen bolsas de líquido. Por lo que se tendrán que aplicar o acentuar los mecanismos para controlar este hecho.

Tabla 4.14
Resumen de simulación hidráulicas línea secundarias TRONCAL 5 Sistema Actual.

LINEA	CAUDAL (BPD-MMACFD)	LONGITUD (FT)	DIAMETRO (IN)	Caída Presión (psig)	Gradiente P/100 FT (psi/100ft)		VELOCIDAD DE MEZCLA (FT/SEG)		VELOCIDAD DE EROSIÓN (FT/SEG)	REGIMEN DE FLUJO
					Límite	Actual	Actual	Límite 0,65* Verosión		
RAMAL 1	Qg = 0,1996 Qo = 1321,4 Qw = 6711,1	551.04	6	5.8	< 1	1.05	13.9	14.38	22.12	Intermitente Tapón

La Tabla 4.14, muestra los resultados de la simulación específicamente del RAMAL 1 que transporta la producción desde el múltiple 3 hasta el Troncal 5. Allí se evidencia que el gradiente de presión está por encima del límite (1 psi/100 pie) y que la velocidad de la mezcla está muy cercana a la velocidad límite permitida, por lo que se puede inferir, que al añadir nueva producción para ser transportada por esta tubería, la velocidad de la mezcla aumentaría, acarreando posibles problemas de erosión/corrosión.

A continuación se presenta el resumen de la simulación hidráulica del sistema de recolección de crudo TRONCAL 5, incorporándole los 8 pozos productores, que se tiene planificado perforar: (Ver Apéndice K)

Tabla 4.15
Resumen de simulación hidráulica líneas principales TRONCAL 5 con 8 pozos nuevos.

LINEA	CAUDAL (BPD-MMAPC)	LONGITUD (FT)	DIAMETRO (IN)	Caída Presión (psig)	Gradiente P/100 FT (psi/100ft)		VELOCIDAD DE MEZCLA (FT/SEG)		VELOCIDAD DE EROSIÓN (FT/SEG)	REGIMEN DE FLUJO
					Límite	Actual	Actual	Límite 0,65* Verosión		
TRAMO 1	Qg = 0,044 Qo = 3046,3 Qw = 6913,4	1853.2	8	8.9	< 1	0.48	3.29	9.53	14.66	Intermitente Pistón
TRAMO 2	Qg = 0,0570 Qo = 3346,0 Qw = 9627,5	492	8	2.8	< 1	0.57	4.14	9.59	14.75	Intermitente Pistón
		4182	10	18.2	< 1	0.44	2.69	9.46	14.56	Intermitente Pistón
TRAMO 3	Qg = 0,0598 Qo = 3525,1 Qw = 10344,6	1312	10	6.1	< 1	0.46	2.89	9.52	14.65	Intermitente Pistón
		164	12	0.6	< 1	0.37	2	9.40	14.46	Intermitente Pistón
TRAMO 4	Qg = 0,2783 Qo = 7823,6 Qw = 23842,1	1115.2	12	5.2	< 1	0.47	6.73	10.80	16.61	Intermitente Pistón
TRAMO 5	Qg = 0,3926 Qo = 11675,3 Qw = 32113,9	4414.88	12	26.8	< 1	0.61	9.01	11.08	17.05	Intermitente Pistón
TRAMO 6	Qg = 0,5042 Qo = 15179,5 Qw = 41071,7	2624	16	12.8	< 1	0.49	7.52	10.90	16.76	Intermitente Pistón
TRAMO 7	Qg = 0,7143 Qo = 15338,4 Qw = 41066,1	7232.4	16	39.9	< 1	0.55	8.12	10.58	16.28	Intermitente Pistón

La Tabla 4.15, muestra que todos los tramos que conforman el troncal 5 presentan caídas de presión por cada 100 pie de tuberías, por debajo del límite recomendado, a su vez la velocidad de la mezcla en cada tramo, con la incorporación de la nueva producción, no sobrepasa la velocidad de erosión límite.

Tabla 4.16
Resumen de simulación hidráulica línea secundaria TRONCAL 5 con 8 pozos nuevos.

LINEA	CAUDAL (BPD-MMACFD)	LONGITUD (FT)	DIAMETRO (IN)	Caída Presión (psig)	Gradiente P/100 FT (psi/100ft)		VELOCIDAD DE MEZCLA (FT/SEG)		VELOCIDAD DE EROSIÓN (FT/SEG)	REGIMEN DE FLUJO
					Límite	Actual	Actual	Límite 0,65* Verosión		
RAMAL 1	Qg = 0,2115 Qo = 4300,2 Qw = 13499,2	551.04	6	12.6	< 1	2.29	17.54	12.33	18.98	Intermitente Tapón

La Tabla 4.16, se evidencia que el RAMAL 1 presenta una caída de presión por cada 100 pie de tubería, mayor a la recomendada, ubicada en 2.29 psi/100 pie, y donde la velocidad de la mezcla alcanza los 17,54 pie/s siendo la velocidad erosional límite de 12,33 pie/s; se observa también que se presenta flujo tapón, el cual ocasiona vibraciones y fluctuaciones a lo largo de la tubería.

Es importante señalar que esta tubería (RAMAL 1), presentó velocidad de la mezcla muy cercana a la velocidad límite, antes de incorporar los pozos, es decir, al añadir la nueva producción se acentuó el aumento de los parámetros que identifican las limitaciones hidráulicas.

Tomando en cuenta, los niveles de contrapresión mínimos para que puedan fluir los pozos ya existentes, se realizó la tabla 4.17 donde se muestra la nueva presión de línea, que tienen los pozos, al momento de incorporar la nueva producción, para poder fluir hasta la EF UM-2, comparándose con la presión de Cabezal (Tubing) de los mismos, de manera de establecer una limitante, puesto que al aumentar la presión en la línea se ejerce una contra presión en la cara del choque del pozo, que al ser mayor que la presión de cabezal restringiría la capacidad de aporte del pozo hasta el cabezal, es decir se estaría limitando la producción del pozo.

Tabla 4.17
Presiones de líneas de pozos ya existentes con la incorporación de 8 pozos nuevos
TRONCAL 5

POZO	P línea con 7 Pozos nuevos (psi)	Presión de Cabezal (psi)
UM-121	210	235
UM-49	200	215
UM-45	200	215
UM-119	200	220
UM-50	184	190
UM-51	190	185
UM-53	190	185
UM-56	192	185
UM-57	190	185
UM-117	187	342
UM-118	195	185
UM-143	169	180
UM-132	171	200
UM-32	142	175
UM-33	143	155
UM-115	148	165
UM-146	149	195

En la Tabla 4.17, se muestra, los pozos UM-51, 53, 56, 57 y 118, la nueva presión de línea que ellos presentan, es mayor a la presión de cabezal, por lo que se estaría restringiendo el flujo de estos pozos hasta la estación, la producción de dichos pozos es recolectada en el múltiple 3 y de allí es transportada por una tubería de 551 pies de 6 pulg de diámetro (RAMAL 1) hasta el troncal, esta tubería ha venido presentando limitaciones a lo largo del análisis. Es importante señalar que este aumento de la presión en las líneas de los pozos anteriormente identificados, aunado a las altas velocidades que se presentan en el RAMAL 1 y al elevado gradiente de presión, demuestra que este tubería esta ocasionando lo que se conoce en la industria como un “cuello de botella”.

Considerando que las líneas que transportan gas y líquido en flujo bifásico deben diseñarse primeramente con base en la velocidad de erosión del fluido, debido

a que las pérdida de espesor de la pared ocurren por un proceso de erosión/corrosión siendo este proceso acelerado por las altas velocidades del fluido, se determinó que incorporando la producción de los 8 pozos, no se presentaron limitantes a lo largo de los TRAMOS que conectados entre si van recolectando y transportando la producción hasta la EF-UM-2. Sin embargo existe una tubería que si presenta limitaciones esta es la siguiente:

- RAMAL 1 Tubería de 551 pies de 6 pulg de diámetro, que transporta la producción que es recolectada en el múltiple 3 hasta el troncal 5.(Ver Apéndice L Identificación de limitantes Troncal 5)

Finalmente, es importante resaltar que los tramos que conforman el TRONCAL 5, no presentan limitaciones con respecto al régimen de flujo, gradiente de caída de presión y velocidades de flujo; por lo que se puede decir que haciendo modificaciones sólo en el tramo de 168 metros y 6” (RAMAL 1), el TRONCAL 5 puede aumentar su manejo de volumen de 17180 BFPD a 55790 BFPD y de gas 2.1 MMPCND a 4.8 MMPCNPD. La selección de la infraestructura necesaria para manejar dicha producción se realizará en el objetivo numero tres de la presente investigación

4.3 SELECCIONAR LA INFRAESTRUCTURA MÍNIMA REQUERIDA PARA LA RECOLECCIÓN Y MANEJO DE MANERA EFICIENTE DE LA PRODUCCIÓN ASOCIADA A LOS NUEVOS POZOS

Una vez identificadas las limitaciones hidráulicas al momento de anexar futuras producciones, en los sistemas de recolección de crudo existentes en el Campo Uracoa Troncal 1 y 5, se hace necesario seleccionar la infraestructura mínima para el manejo de manera eficiente de la producción asociada a estos nuevos pozos.

Para el desarrollo de este objetivo se evaluaron diferentes arreglos de tuberías en cuanto a diámetro se refiere, mediante la utilización del simulador PIPEPHASE Versión 8.2, en los tramos de tuberías, que presentaron limitaciones tanto en el Troncal 1 como en el Troncal 5, identificados en el objetivo anterior.

4.3.1 Infraestructura Mínima para el TRONCAL 1

En relación a las limitaciones presentadas en el Troncal 1, al momento de anexar la nueva producción, se identificaron los siguientes tramos:

- TRAMO 4, de 12 pulg de 584 pies.
- TRAMO 5, de 3292 pies, conformado por 2952 pies de 12 pulg y 340 pies de 10 pulg.

En base a esto, se hicieron simulaciones cambiando el diámetro de las tuberías que presentaron limitaciones, en la tabla 4.18 se muestra la caída de presión por cada 100 pies de tubería, velocidades de flujo, velocidad de erosión límite y régimen de flujo, que presentan estos tramos, una vez realizado el cambio de diámetro.

Tabla 4.18
Resultados de la simulación hidráulica en los TRAMOS 4 y 5, para diferentes diámetros de tubería.

TRAMOS	Diámetro (pulg)	Velocidad de la Mezcla (pie/s)	Velocidad Límite (Pie/s) $0,65*V_e$	Velocidad de Erosión (pie/s)	Gradiente Presión (Psi/100pie)	Regimen de Flujo
TRAMO 4	14	12,87	13,78	21,2	0,53	Ondulado-Tapón
	16	10,28	13,6	20,9	0,4	Estr. Ondulado
	18	6,99	13,43	20,66	0,33	Estr. Suave
TRAMO 5	14	18,37	14,63	22,5	0,79	Inter. Tapón
	16	14	14,1	21,5	0,59	Ondulado-Tapón
	18	11,15	13,62	20,95	0,45	Estr. Ondulado

Como se observa en la Tabla 4.18, en relación a la caída de presión por cada 100 pie de tubería, cada escenario planteado, esta por debajo del límite recomendado (1 psi/100 pie).

Para el caso del TRAMO 4, en todos los escenarios la velocidad de la mezcla esta por debajo del límite erosional recomendado, los diámetro de 14 pulg, 16 pulg y 18 pulg cumplen con los parámetros de seguridad y diseño, considerándose viables todas las opciones. Ahora tomando en cuenta que la tubería de 16 pulg y 18 pulg son más costosas, la mejor opción costo-beneficio es la tubería de 14 pulg, donde se presenta flujo de Transición Ondulado-Tapón, él cual, es un régimen que ayudaría a evitar la corrosión interna, puesto que; un patrón de flujo Tapón, tiene asociado altos esfuerzos de cortes y por ende mayores velocidades de corrosión, sin embargo a medida que no se sobrepasen los esfuerzos de corte (régimen que se presenta Ondulado –Tapón), y en caso de usar inhibidores de corrosión, este régimen presente (transición), facilitaría el transporte del inhibidor hacia la superficie a proteger, pudiendo ser mas efectivo el control de la corrosión.

Para el TRAMO 5, en todos los diámetros de tuberías se generan caídas de presión por debajo del límite recomendado, sin embargo para la tubería de 14 pulg la velocidad de la mezcla supera el límite erosional, lo que impide que éste diámetro pueda ser seleccionado. Considerando ahora, que en la tubería de 16 pulg, la velocidad de la mezcla es de 14 pie/s, por debajo de la velocidad límite de erosión (14.10 psi/s), y que la tubería de 18 pulg a pesar de que se generan velocidades por debajo de límite, y que se presenta el flujo estratificado Ondulado, la mejor opción costo-beneficio sería la de 16 pulg, puesto que es una tubería menos costosa que la de 18 pulg. Es importante señalar que el régimen de flujo presente para el diámetro de 16” es flujo de transición Ondulado-Tapón, que como se explicó anteriormente contribuiría a ser más efectivo el control de la corrosión.

Una vez seleccionados los diámetros de 14 pulg y 16 pulg para el reemplazo de los TRAMOS 4 y 5 respectivamente, el sistema de recolección de crudo Troncal 1, puede transportar de manera segura y eficiente, la producción asociada a los nuevos pozos, es decir, con esta adecuación la capacidad de manejo aumentaría de 12646 BFPD a 46197 BFPD y la de gas de 6.1 MMPCNPD a 8.4 MMPCNPD.

Especificación de la tubería

La presión máxima de operación, es 200 psig, este valor corresponde a la presión máxima de los troncales por ser un sistema de baja presión.

Material de la tubería es API 5L X-52, por ser la especificación que existe en todo el sistema de redes de tubería existentes en el campo, y de la que dispone HARVEST VINCCLER, C.A.

Se calculó el espesor mínimo de pared, a través del procedimiento establecido en el código ASME B31.4. explicado en el Capítulo II Pág. 35 “Sistemas del transporte de la tubería para los hidrocarburos Bifásico” (Ver Apéndice M Muestra de Cálculo).

De acuerdo a lo anterior, la tubería a reemplazar para el TRAMO 4 es de 14 pulg API 5L Schedule Estándar (40) y para el TRAMO 5 es de 16 pulg API 5L X52 Schedule Estándar (40)

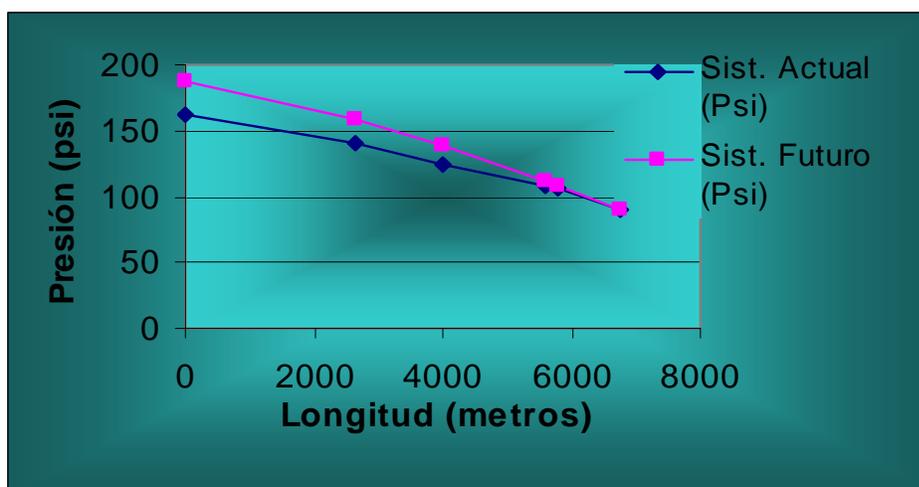
A continuación la Tabla 4.19, muestra el comportamiento hidráulico del sistema de recolección de crudo TRONCA 1 bajo el escenario actual y el escenario futuro una vez realizadas las adecuaciones al sistema. Se tomaron las presiones obtenidas por medio del simulador, en los puntos de unión de los ramales y el troncal (Junction) (Ver Apéndice I), para graficarlos en función de la longitud, hasta la estación de flujo

UM 2, es importante señalar que la presión en el múltiple M-508 ubicado en UM-2 se fijó (90 psig), para efectos de cálculos con el simulador.

Tabla 4.19
Valores para graficar el comportamiento hidráulico del TRONCAL 1 Sistema Actual y Futuro.

Unión (Junción)	Múltiple 1	J011(cae Ramal 1)	J025 (cae Ramal 5)	J091 (cae Ramal 6)	J117 (cae)	EF-UM-2
Longitud (m)	0	2624	4006	5591	5769	6773
Sist. Actual (Psi)	162	140,6	123,8	108	105,9	90
Sist. Futuro (Psi)	187,8	158	138,2	111,3	108,1	90

Una vez tabulado los valores de presión Vs. Longitud, se construyó la Gráfica 4.3, por medio de la que se quiere visualizar el incremento de presión en el troncal una vez incorporados los pozos y hechas las adecuaciones del sistema de recolección, comparándolo con el sistema actual. Es decir, representar el ΔP que registrará el sistema una vez realizado el cambio de diámetro e incorporado la nueva producción.



Gráfica 4.3
Comportamiento hidráulico del sistema de recolección de crudo Troncal 1
Sistema Actual y Sistema futuro

En la Figura 4.3, se observa que el incremento de presión a lo largo del sistema de recolección de crudo Troncal 1 hasta la estación de flujo UM-2 es de aproximadamente 20-25 psig, este incremento permite que se mantengan los niveles mínimos de operación a lo largo del sistema, y se puede corroborar por medio de la tabla 4.20, donde se muestra las nuevas presiones de los pozos ya existente y la que deberán tener los pozos nuevos para fluir hasta la Estación de Flujo UM-2. Comparándose para el caso de los pozos existentes, con la presión de cabezal, para así demostrar que la nueva presión de línea que presentan estos pozos está por debajo de la presión con que ellos llegan al cabezal, es decir que se mantienen los niveles mínimos de operación a lo largo del sistema.

Tabla 4.20.
Presiones de líneas de pozos existentes y nuevos Troncal 1 una vez realizadas las adecuaciones.

	POZOS	Presión de Línea (psi)	Presión de cabezal (solo para pozos existentes)
Múltiple 1	UM-69	188,9	240
	UM-127	188,9	200
	POZO 2	189,6	
Múltiple 2	UM-88 (media)	172,3	
	POZO 7	176,8	
Múltiple 3	UM-94	146,7	170
	UM-95	145,8	295
	POZO 4	155,9	
Múltiple 4	UM-58	144,4	155
	UM-128 (media)	137,8	
	UM-145	154,4	170
Múltiple 5	UM-30	149,2	190
	UM-31	154,7	240
	UM-42	146,4	200
	UM-44	147,5	180
	POZO 3	146,2	
Múltiple 6	UM-123	116,1	360
	UM-124 (media)	115,3	
	UM-83	118	200
Múltiple 7	POZO 5	117,6	
	UM-150 (media)	128,6	
Múltiple 8	POZO 1	130,2	
	UM-35	118,8	225
	UM-41 (Media)	118,5	
	UM-45	121,1	280
	POZO 6	123,8	

En la Tabla 4.20, se evidencia que ningún pozo de los que actualmente están produciendo, la presión de la línea llega a exceder a la presión de cabezal, es importante resaltar que los pozos de medía no se compararon sus presiones porque estos poseen una presión de cabezal bastante elevada, es decir resistirían un aumento en el sistema bastante mayor al que experimente el sistema, al incorporar los 7 pozos nuevos. Se muestra además, la presión de línea que deberán tener los pozos nuevos para que fluyan a la EF-UM-2, y para que mantengan los niveles mínimos de operación en todo el sistema Troncal 1.

4.3.2 Infraestructura Mínima para el TRONCAL 5

Los tramos que conforman el Troncal 5, no presentaron limitaciones con respecto a la velocidad del fluido, caída de presión y régimen de flujo, es decir cumple con los requisitos mínimos de seguridad y diseño, necesarios para transportar de manera segura y eficiente la producción asociada a los 8 pozos que se tiene planificado perforar.

Sin embargo, se determinó que el RAMAL 1, el cual es una tubería que transporta la producción que recolecta el múltiple 3 hasta el troncal 5, presenta limitantes en cuanto a caída de presión, velocidad de erosión y patrón de flujo.

En base a esto, se evaluaron diferentes arreglos de tubería en cuanto a diámetro se refiere, en la tabla 4.21 se muestra la velocidad de la mezcla, velocidad de erosión límite, caída de presión por cada 100 pie de tubería y patrón de flujo, para los diferentes diámetros evaluados.

Tabla 4.21
Resultados de la Simulación Hidráulica en el RAMAL 1, para diferentes
diámetros de tubería.

TRAMOS	Diámetro (pulg)	Velocidad de la Mezcla (pie/s)	Velocidad Límite (Pie/s) $0,65 \cdot V_e$	Velocidad de Erosión (pie/s)	Gradiente Presión (Psi/100pie)	Regimen de Flujo
RAMAL 1	8	10,3	11,83	18,2	0,74	Inter. Tapón
	10	6,55	11,28	17,36	0,44	Estr. Ondulado
	12	4,62	10,98	16,9	0,33	Estr. Suave

En la Tabla 4.21, se observa que la caída de presión por cada 100 pie de tubería para los tres diámetros, cumplen con el límite recomendado. De igual manera para los tres diámetros la velocidad de la mezcla está por debajo del techo límite, el cual es el 65% de la velocidad de erosión. No obstante, el diámetro de 8 pulg se presenta flujo Tapón, el cual debe ser evitado en lo posible según la Norma PDVSA MDP-02-FF-05, lo que impide que este sea el diámetro seleccionado.

Sin embargo se debe seleccionar uno de los otros diámetros evaluados, para esto hay que recurrir a la opción que represente mayor costo-beneficio, dicha opción es la tubería de 10 pulg, por ser menos costosa que la tubería de 12 pulg.

Una vez seleccionados el diámetro de 10 pulg para el reemplazo de el RAMAL 1, el sistema de recolección de crudo Troncal 5, puede transportar de manera segura y eficiente, la producción asociada a los pozos nuevos 3 y 4 que van a ser transportados por esta línea hasta en troncal 5 (Ver Apéndice K)

Especificación de la tubería

La presión máxima de diseño es 200 psig, este valor corresponde a la presión máxima de los troncales por ser un sistema de baja presión.

Material de la tubería es acero al carbono API 5L X-52, por ser la especificación que existe en todo el sistema de redes de tubería existentes en el campo.

Se calculó el espesor mínimo de pared, a través del procedimiento establecido en el código ASME B31.4, el cual fue explicado en el Capítulo II Pág. 35 (Ver Apéndice M Muestra de Cálculo)

De acuerdo a lo anterior, la tubería a reemplazar para el RAMAL 1 es de 10 pulg API 5L X52 Schedule Estándar (40)

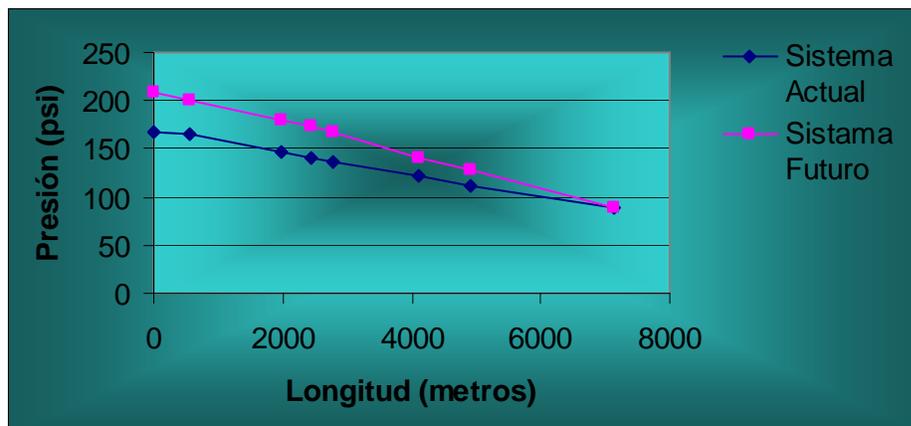
A continuación la Tabla 4.22, muestra el comportamiento hidráulico del sistema de recolección de crudo TRONCAL 5 bajo el escenario actual y el escenario futuro una vez realizadas la adecuación al sistema (RAMAL 5). Se tomaron las presiones obtenidas por medio del simulador, en los puntos de unión de los ramales y el troncal (Juction) (Ver Apéndice K), para graficarlos en función de la longitud, hasta la estación de flujo UM-2, es importante señalar que la presión en el múltiple M-508 ubicado en UM-2 se fijó (88 psig), para efectos de cálculos con el simulador.

Tabla 4.22
Valores para graficar el comportamiento hidráulico del TRONCAL 5 Sistema Actual y Futuro.

Unión (Jucción)	Múltiple 1	Múltiple 2	J026 (cae UM-50)	J036 (cae Multp. 3)	Múltiple 4	Múltiple 5	J094 (cae UM-146)	EF-UM-2
Longitud (m)	0	565	1990	2440	2780	4120	4920	7125
Sist. Actual (Psi)	166.5	164.6	147.3	141.1	137.3	120.9	112.5	88
Sist. Futuro (Psi)	209.3	200.4	179.3	172.6	167.4	140.6	127.8	88

Seguidamente se realizó la gráfica 4.4 comparativa, para observar el comportamiento hidráulico del Troncal 5 para el sistema actual y para el sistema

futuro, una vez hechas la adecuación al sistema. De esta manera se evidenciara el aumento de presión a lo largo del sistema troncal 5.



Gráfica 4.4
Comportamiento hidráulico del sistema de recolección de crudo troncal 5
Sistema Actual y Sistema futuro

En la Gráfica 4.4, se evidencia que la presión aumenta aproximadamente unos 45 psi, este aumento según la experiencia dentro de la industria es totalmente admisible, aunado también a que todos los pozos que son recolectados por este troncal producen por bomba electrosumergible, la cual puede operar a presiones de 600 psi, es decir, el sistema en general resiste este aumento de presión.

La tabla 4.23, muestra la nueva presión de línea de los pozos que ya existen comparada con la presión de cabezal que actualmente tienen, adicionalmente se reportan las presiones de líneas que deberán tener los pozos nuevos para que fluyan hasta la estación de flujo UM-2.

Tabla 4.23.
Presiones de líneas de pozos existentes y nuevos Troncal 5 una vez realizadas las adecuaciones.

	POZOS	Presión de Línea (psi)	Presión de cabezal (solo para pozos existentes)
Multiple 1	UM-121	209	235
	Pozo 1	210	
	Pozo 2	211	
Multiple 2	UM-119	200	220
	UM-55	200	210
	UM-49	200	210
Directo al Troncal	UM-50	180	190
Multiple 3	UM-51	179	185
	UM-53	178	185
	UM-56	180	185
	UM-57	179	185
	UM-117	178	342
	UM-118	184	185
	Pozo 3	182	
	Pozo 4	181	
Multiple 4	UM-132	171	200
	UM-143	169	180
	Pozo 5	171	
	Pozo 6	170	
Multiple 5	UM-32	142	175
	UM-33	143	155
	UM-115	148	165
	Pozo 7	144	
	Pozo 8	144	
Directo al Troncal	UM-146	149	195

En la Tabla 4.23, se observa que la presión en la línea de los pozos existentes no sobrepasa la presión de cabezal de los mismos, es decir se mantienen los niveles mínimos de contrapresión a lo largo de todas las áreas y localizaciones.

4.4 ESTIMADO DE COSTOS CLASE IV PARA LA AMPLIACIÓN DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE CRUDO TRONCAL 1 Y 5 DEL CAMPO URACOA

Una vez determinado los TRAMOS y RAMALES con limitaciones y seleccionado la infraestructura mínima para transportar la nueva producción, se hace necesario estimar los costos para la adecuación del sistema de recolección de crudo Troncal 1 y 5.

Los infraestructura seleccionada para el reemplazo de los TRAMOS 4 y 5 del Troncal 1 y el RAMAL 1 para el troncal 5, es la que se muestra en la tabla 4.24.

Tabla 4.24
Infraestructura Seleccionada para el reemplazo de tuberías.

		MATERIAL	DIAMETRO NOMINAL	LONGITUD (PIES)	SCHEDULE
TRONCAL 1	TRAMO 4	API 5L X52	14	584	40
	TRAMO 5	API 5L X52	16	3292	40
TRONCAL 5	RAMAL 1	API 5L X52	10	551	40

4.4.1 Costos Asociados para la Adecuación del TRONCAL 1

Los costos asociados para la adecuación del TRONCAL 1, se ven reflejados en la tabla 4.25. Estos incluyen costos de procura, instalación, ingeniería de construcción y costos de contingencia.

Tabla 4.25
Costos asociados a la adecuación del sistema de recolección de crudo TRONCAL
1

REGLON	DESCRIPCIÓN	MONTO	
		PRECIO TOTAL \$	PRECIO TOTAL Bs.
1	PROCURA DEL MATERIAL	761.395	1.636.999.955
2	INSTALACIÓN Y CONSTRUCCIÓN	337.483	725.588.438
3	INGENIERÍA Y GERENCIA DE CONSTRUCCIÓN 10% DEL TOTAL	109.888	236.258.839
4	COSTOS DE CONTINGENCIA 5% DEL TOTAL	54.944	118.129.419
	TOTAL	1.263.710 \$	2.716.976.651 Bs.

Para un mejor análisis se realizó una evaluación económica donde se utilizaron dos indicadores económicos los cuales sirvieron para estimar la rentabilidad de la adecuación del sistema de recolección de crudo Troncal 1, los mismos son denotados de la siguiente manera: valor presente neto (VPN) y tasa interna de retorno (TIR).

Este análisis económico fue desarrollado mediante las siguientes premisas para el cálculo del valor presente neto y la tasa interna de retorno:

- En relación a los flujos volumétricos, para la evaluación económica de la adecuación del TRONCAL 1, se tomó el acumulado de producción de crudo, cada seis meses (Ver Flujo de caja), de los 7 pozos nuevos.
- Se consideró como inversión inicial, los costos asociados a la adecuación del TRONCAL 1, incluyendo también los costos de perforación de los 7 pozos que se tiene planificado perforar. El costo aproximado de perforación de un pozo es 1.200.000\$ (Departamento de Perforación de la empresa HARVEST VINCCLER, C.A)
- La tasa de interés considerada para el cálculo del valor presente neto es del 10%. (lineamiento de la empresa).
- El estudio se realizará para un tiempo estimado de dos años y medio (2.5), debido a que la declinación del pozo tipo está en función de ese tiempo.
- En relación a los egresos de cada seis meses, se ven reflejado en el flujo de caja, y están realizados en función de el costo de producción de un barril de crudo, el cual es de 4 \$/bbls
- El precio de venta de de barril de crudo es de 23 \$/bbls

- La tasa de retorno mínima exigida por la empresa es de 25 % para considerar el proyecto rentable.
- El valor presente neto exigido por la empresa es mayor a cero (0) para considerar el proyecto rentable.
- La tasa de cambio es 2150.

Cálculo de los ingresos semestrales adecuando el sistema de recolección de crudo TRONCAL 1

Pozos a perforar = 7

Acumulado Primer Semestre:

Ingreso = 188672 bbls * 23 \$/bbl = 4.339.456 \$ * 7 pozos = **30.376.192 \$**

Egreso = 188672 bbls * 4\$/bbl = 754.688 \$* 7 pozos = **5.282.816\$**

Acumulado Segundo Semestre:

Ingreso = 121580 bbls * 23 \$/bbl = 2.796.340 \$* 7 pozos = **19.574.380 \$**

greso = 121580 bbls * 4 \$/bbl = 486.320 \$*7 pozos = **3.404.240 \$**

Acumulado Tercer Semestre:

Ingreso = 78987 bbls * 23 \$/bbl = 1.816.701 \$* 7 pozos = **12.716.907 \$**

Egreso = 78987 bbls * 4\$/bbl = 315.948 \$*7 pozos = **2.211.636 \$**

Acumulado Cuarto Semestre:

Ingreso = 51104 bbls * 23 \$/bbl = 1.175.392 \$* 7 pozos = 8.227.744 \$

Egreso = 51104 bbls * 4\$/bbl = 204.416 \$* 7 pozos = **1.430.912 \$**

Acumulado Quinto Semestre:

Ingreso = 51104 bbls * 23 \$/bbl = 1.175.392 \$* 7 pozos = 8.227.744 \$

$$\text{Egreso} = 51104 \text{ bbls} * 4\$/\text{bbls} = 204.416 \$ * 7 \text{ pozos} = \mathbf{1.430.912 \$}$$

La inversión inicial fue calculada de la siguiente manera:

$$I_o = \text{Costos de Perforación de 7 Pozos} + \text{Costo de la adecuación del Troncal 1}$$

$$I_o = 7 * 1.200.000 \$ + 1.263.710 \$$$

$$I_o = 9.663.710 \$$$

En la siguiente figura se muestra el flujo de caja del proyecto:

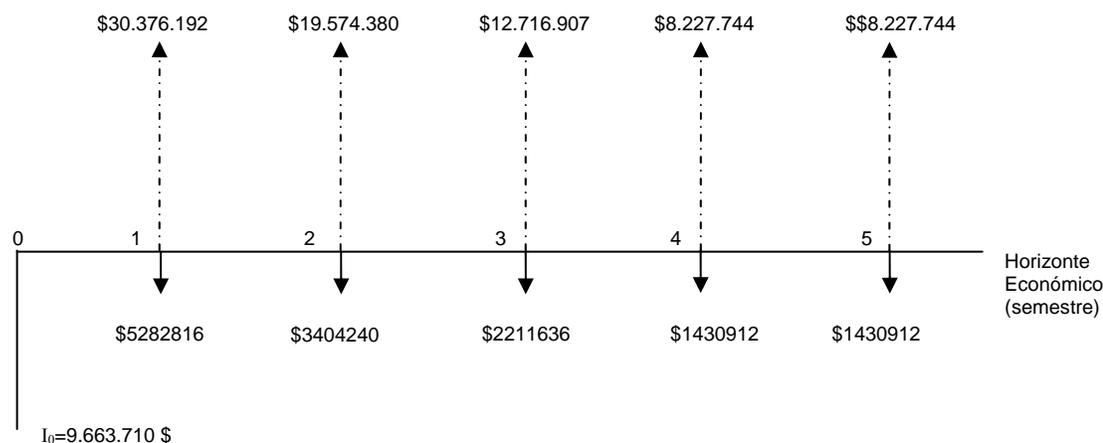


Figura 4.2
Flujo de caja del reemplazo de los tramos 4 y 5 del Troncal 1

La evaluación económica realizada arrojó los siguientes resultados: el valor presente neto es igual a 49.040.837, a una tasa de descuento de 10 % y la tasa interna de retorno es igual a 209 %. (El cálculo asociado al valor presente neto y a la tasa interna de retorno se encuentra en el apéndice N). De acuerdo a estos indicadores económicos se puede decir que el reemplazo de los TRAMOS 4 y 5 del TRONCAL 1, es económicamente rentable, considerando las premisas establecidas inicialmente.

4.4.2 Costos Asociados para la Adecuación del TRONCAL 5

Los costos asociados para la adecuación del TRONCAL 5, se ven reflejados en la tabla 4.26. Estos incluyen costos de procura, instalación, ingeniería de construcción y costos de contingencia.

Tabla 4.26
Costos asociados a la Adecuación del Sistema de recolección de crudo
TRONCAL 5

REGLON	DESCRIPCIÓN	MONTO	
		PRECIO TOTAL \$	PRECIO TOTAL Bs.
1	PROCURA DEL MATERIAL	68,448	147,163,200
2	INSTALACIÓN Y CONSTRUCCIÓN	70,136	150,792,782
3	INGENIERÍA Y GERENCIA DE CONSTRUCCIÓN 10% DEL TOTAL	13,858	29,795,598
4	COSTOS DE CONTINGENCIA 5% DEL TOTAL	6,929	14,897,799
	TOTAL	159,372	342,649,379

Para el TRONCAL 5, no se realizó una evaluación económica, debido a que este sistema, no presento limitaciones hidráulicas en los tramos principales que componen el sistema, es decir, se le puede anexar la producción asociada a 6 (Pozos 1, 2, 5, 6, 7 y 8) de los 8 pozos nuevos que se tiene planificado perforar, lo que hace de antemano que sea rentable la adecuación que se debe hacer al RAMAL 5.

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- La ecuación de EATON, fue la ecuación hidráulica de mejor ajuste, para el sistema de recolección de crudo Troncal 1 y 5 de HARVEST VINCCLER, C.A, arrojando un error de 5% con respecto a los valores medidos en tiempo real, lo que indica que dicha ecuación será la que sea utilizada para determinar las posibles limitaciones hidráulicas al momento de anexar la nueva producción.
- El Troncal 1 para el sistema actual, en su TRAMO 5, específicamente en su sección de 340 pies de 10 pulg (a la entrada de la EF UM-2), presenta limitaciones (Velocidad de Erosión). Por lo que al añadir más producción al sistema de recolección Troncal 1, esta condición se acentuaría.
- Se determinó que incorporando la producción de los 7 pozos en el Troncal 1, se presentan limitantes en los siguientes tramos, el TRAMO 4 de 12 pulg de 584 pies de longitud y el TRAMO 5 de 3292 pies, conformado por 2952 pies de 12 pulg y 340 pies de 10 pulg.
- Se determinó que incorporando la producción de 8 pozos productores de crudo al Troncal 5, no se presentaron limitaciones en las líneas principales que componen el sistema.
- Los diámetros seleccionados para el reemplazo de los TRAMOS 4 y 5 del sistema de recolección de crudo Troncal 1, para transportar de manera segura y eficiente, la producción asociada a los nuevos pozos es de 14 pulg y 16 pulg respectivamente.

- El diámetro seleccionado para el reemplazo del RAMAL 1, del sistema de recolección de crudo Troncal 5, para transportar de manera segura y eficiente, la producción asociada de 2 de los 8 pozos nuevos, que afectan a dicha línea, es de 10 pulg.
- De acuerdo a los requerimientos establecidos en el código ASME B-31.4, la especificación de la tubería para reemplazar los TRAMOS 4 y 5 del Troncal 1, es de 14 pulg de diámetro de acero al carbono API 5L X52, Schedule 40 y 16 pulg API 5L X52 Schedule 40, respectivamente.
- De acuerdo a los requerimientos establecidos en el código ASME B-31.4, la especificación de la tubería para reemplazar el RAMAL 5, es de 10 pulg de acero al carbono API 5L X52 Schedule Estándar (40).
- Los costos asociados a el reemplazo de los TRAMOS 4 y 5 del Troncal 1, es de aproximadamente 1.260.000 \$.
- Los costos asociados del reemplazo del RAMAL 5, es de aproximadamente 159.000 \$.

5.2 RECOMENDACIONES

- Se debe aplicar o acentuar mecanismos para controlar el proceso de corrosión interna en las tuberías, sobretodo en las líneas principales del Troncal 1 y 5 para el sistema actual y futuro. que presentan patrón de flujo estratificado suave; régimen que contribuye a la separación del agua (culpable mayormente de la corrosión) sobretodo, en áreas donde la topografía permita que se formen bolsas de líquido.
- Se recomienda realizar una rotación de la tubería en los tramos que no se reemplazaron, con el propósito de que el fondo de la tubería probablemente afectada por la corrosión de la fase acuosa pase a ser el tope, de manera de aumentar la vida útil de la tubería
- Se recomienda colocar revestimiento interno (Liner-tubería concéntrica al Troncal) a los tramos que no se reemplazaron con la finalidad de prolongarle la vida útil de el sistema de recolección de crudo.
- Actualizar los planos del sistema de recolección de crudo del Campo Uracoa.
- Continuar utilizando el PIPEHASE para evaluaciones hidráulicas y simular el comportamiento del sistema a lo largo del tiempo.

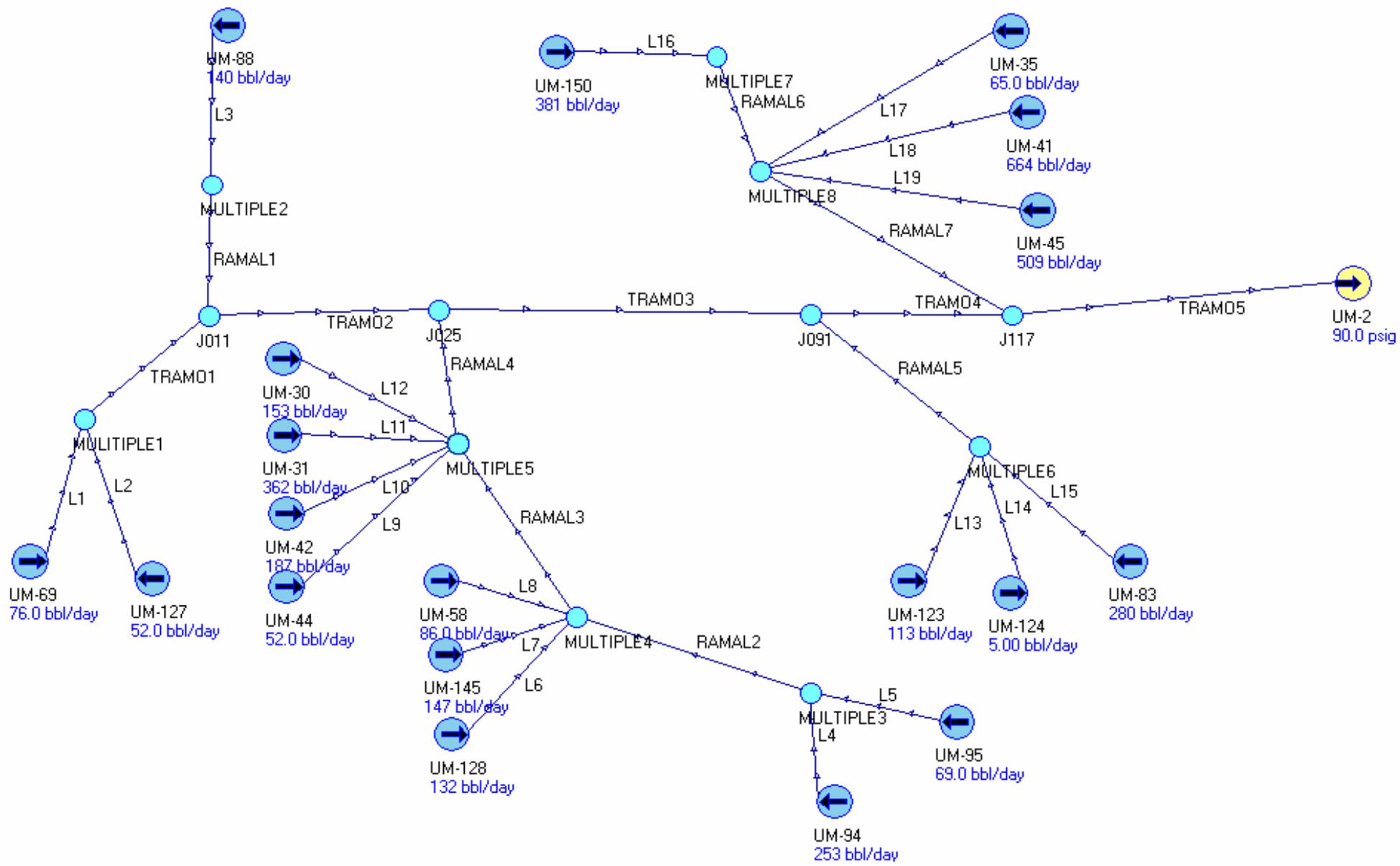
BIBLIOGRAFÍA

1. Gavidía, O “**Análisis de la Estación de Flujo Orocual 2 (EF-ORC-2) como Múltiple de Recolección y Evaluación Hidráulica de la red de recolección de superficie en el Campo Orocual**”. Tesis de Grado para optar al título de Ingeniero Químico. Universidad Metropolitana de Caracas
2. Crane. “**FLUJO DE FLUIDOS EN VÁLVULAS, ACCESORIOS Y TUBERÍAS**”. Editorial McGraw-Hill Interamericana. México
3. Assafo, M. “**Diseño de un Gasoducto desde el Campo Bombal hasta la Estación UM-2 en el Campo Uracoa. Unidad Monagas Sur Harvest Vinccler, C.A**”. Tesis de Grado para optar al título de Ingeniero de Petróleo. Universidad de Oriente
4. Hernández Sampieri, R. (2003). “**METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN**”. Editorial McGraw-Hill Interamericana. México
5. Simulation Sciences Inc. (1994). “**PIPEPHASE, Manual**” Versión 8.2 USA
6. BENTON VINCCLER (1999-2001) “Bases y criterios de Diseño”
7. PDVSA (1995). “Manual de flujo Bifásico Líquido-Vapor” **PDVSA MDP-02-FF-05**
8. Giordano, P. & Pagnone, E. (2002). Determinación de la Caída de Presión y la Retención para flujo Líquido-Gas en régimen *slug* en Tuberías Horizontales. Universidad Metropolitana. Venezuela. Consultada en marzo de 2005 en:
9. http://iq.coord.usb.ve/pdf/miniproyecto/sept_dic2002/giordano_pagnone.pdf

APÉNDICES

Apéndice A
Plano Sistema de Recolección de crudo Campo
Uracoa

Apéndice B
Arreglo actual de pozos TRONCAL 1
(Esquema de nodos del simulador)



Apéndice C
Análisis de Crudo y Cromatografía del Gas,
utilizado como datos de entrada del simulador

Análisis de crudo HARVEST VINCCLER, C.A

BENTON VINCCLER, C.A.

Análisis de Crudo Atmosférico

Muestra..... : Crudo Atmosférico
 Estación..... : Entrada UM-2 I.D. Laboratorio..... : RFL 01558
 Otra identificación..... : Multiple general Fecha de Entrada..... : 4/12/01
 Fecha de Muestreo..... : 29/11/01

DESCRIPCION DEL SERVICIO	RESULTADO	UNIDADES	METODO	ANALISTA	FECHA
Gravedad API @60°F	15,5		ASTMD 287-92	LO	26/12/01
Gravedad Específica @60/60°F	0,9580		ASTMD 1298-85	LO	26/12/01
Agua y Sedimentos (BS&W)	68,0	%volumen	ASTMD 1796-83	JN	10/12/01
Asfaltenos	7,60	%peso	IP-143	SE	13/12/01
Parafinas	Pendiente	%peso	UOP-46		
Punto de Inflamación	262	°F	ASTMD 92	SE	06/12/01
Punto de Fluidéz	0	°F	ASTMD 97	JN	21/12/01
Azufre	1,10	%peso	ASTMD 1552-95	LO	11/12/01
Sedimentos por Extracción	<0.1	%peso	ASTMD 473	LO	13/12/01
Presión de vapor Reid @ 100 °F	pendiente	psi	ASTMD 323		
Contenido de Cenizas	0,070	lb/ 1000 bbls	ASTMD 482	JN	17/12/01
Viscosidad Cinemática a 100 °F	459,0	cSt	ASTMD 445-94	LO	26/12/01
Viscosidad Cinemática a 122 °F	211,7	cSt	ASTMD 445-94	LO	26/12/01
Viscosidad Cinemática a 210 °F	25,68	cSt	ASTMD 445-94	LO	26/12/01
Níquel	25,72	ppm	ICP	ACH/JN	20/12/01
Vanadio	25,02	ppm	ICP	ACH/JN	20/12/01
Hierro	1,69	ppm	ICP	ACH/JN	20/12/01
Cobre	<0.01	ppm	ICP	ACH/JN	20/12/01
Contenido de Sal	pendiente	lb/ 1000 bbls	ASTMD 3230		
Numero Acido	pendiente	mg KOH/g	ASTMD 611		

HARVERT VINCLER
GAS SUCCION PLANTA COMPRESORA C 1 EST-URACOA DIA 25/01/05 HORA 10.20am
RFL-05036(1698)

HYDROCARBON ANALYSIS OF GAS SAMPLE

Cylinder Number			Calculated Properties		
			Density (g.cc ⁻¹ @ 60°)	Mole Weight (g.mol ⁻¹)	
Component	Mole%	Weight%			
Hydrogen	0.00	0.00	Pentanes Plus Fraction	0.7139	94.1
Hydrogen Sulphide	0.00	0.00	Hexanes Plus Fraction	0.7332	99.8
Carbon Dioxide	1.76	4.42	Heptanes Plus Fraction	0.7503	103.4
Nitrogen	0.76	1.22	Undecanes Plus Fraction	0.7890	147.0
Methane	94.31	86.32	Real Relative Density (Air=1 at 14.73 psia and 60°F)	0.6064	
Ethane	2.09	3.59	Whole Sample Mole Weight (g.mol ⁻¹)	17.52	
Propane	0.41	1.03	Whole Sample (Pseudo Liquid) Density (g.cc ⁻¹ @ 60°F)	0.3205	
i-Butane	0.07	0.24	Notes		
n-Butane	0.07	0.25	Ideal Gross Calorific Value	1034.6	BTU/scf dry gas
neo-Pentane	0.00	0.00	Ideal Net Calorific Value	933.2	BTU/scf dry gas
i-Pentane	0.06	0.25	Pseudo Critical Pressure, Pc	671.8	psia
n-Pentane	0.05	0.21	Pseudo Critical Temperature, Tc	355.3	Rankine
Hexanes	0.09	0.44	Sampling Pressure	45	psig
MC-Pentane	0.05	0.26	Sampling Temperature	105	°F
Benzene	0.04	0.16	Gas Compressibility Factor, Z	0.9977	@ 14.7psia & 60°F
Cyclohexane	0.02	0.10	GPM (C3+)	0,379	
Heptanes	0.05	0.29	GPM (C2+)	0,935	
MC-Hexane	0.04	0.22			
Toluene	0.00	0.03			
Octanes	0.05	0.34			
E-Benzene	0.00	0.03			
MP-Xylene	0.00	0.01			
O-Xylene	0.00	0.02			
Nonanes	0.04	0.29			
Decanes	0.03	0.21			
Undecanes+	0.01	0.07			
Totals	100.00	100.00			

Apéndice D

**Comparación entre las presiones de línea
medidas en campo y calculadas por el simulador
por diferentes Correlaciones TRONCAL 1**

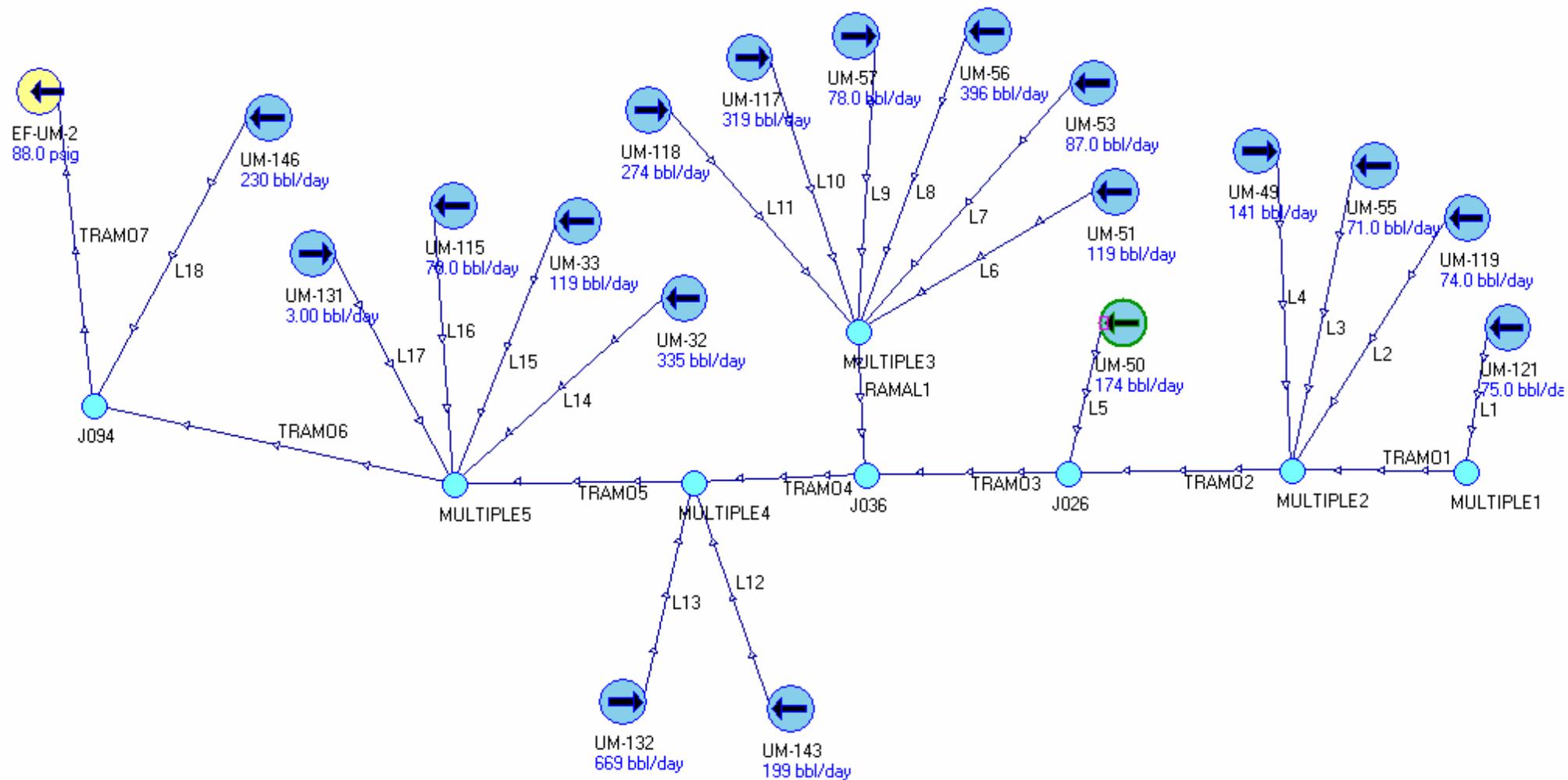
BEGGS & BRILL			
Pozo	Pverdadera	Psimulada	%E
UM-69	155	116,9	24,58
UM-127	155	116,9	24,58
UM-88	130	116,6	10,31
UM-30	130	118,9	8,54
UM-31	140	121,6	13,14
UM-42	135	122,7	9,11
UM-44	125	118,4	5,28
UM-58	140	119,2	14,86
UM-145	140	119,5	14,64
UM-128	120	119,2	0,67
UM-94	130	120,5	7,31
UM-95	145	121,5	16,21
UM-123	115	108,6	5,57
UM-124	110	108,2	1,64
UM-83	120	111,4	7,17
UM-150	120	108,5	9,58
UM-35	125	108,5	13,20
UM-41	120	108,5	9,58
UM-45	120	111,8	6,83
TOTAL		10,67	

EATON			
Pozo	Pverdadera	Psimulada	%E
UM-69	155	169,2	9,16
UM-127	155	169,1	9,10
UM-88	130	141	8,46
UM-30	130	129,1	0,69
UM-31	140	130,4	6,86
UM-42	135	131,5	2,59
UM-44	125	130,5	4,40
UM-58	140	131,5	6,07
UM-145	140	133,2	4,86
UM-128	120	130,3	8,58
UM-94	130	136	4,62
UM-95	145	136,5	5,86
UM-123	115	111,7	2,87
UM-124	110	110,9	0,82
UM-83	120	113	5,83
UM-150	120	113,4	5,50
UM-35	125	112,8	9,76
UM-41	120	112,5	6,25
UM-45	120	115,1	4,08
TOTAL		5,60	

DUKLER			
Pozo	Pverdadera	Psimulada	%E
UM-69	155	109,5	29,35
UM-127	155	109,5	29,35
UM-88	130	109,6	15,69
UM-30	130	111,4	14,31
UM-31	140	113,3	19,07
UM-42	135	114	15,56
UM-44	125	110,8	11,36
UM-58	140	111,4	20,43
UM-145	140	111,6	20,29
UM-128	120	111,4	7,17
UM-94	130	112,8	13,23
UM-95	145	113,8	21,52
UM-123	115	103,4	10,09
UM-124	110	103,1	6,27
UM-83	120	105,5	12,08
UM-150	120	104,6	12,83
UM-35	125	103,6	17,12
UM-41	120	103,7	13,58
UM-45	120	106,4	11,33
TOTAL		15,82	

Apéndice E

Arreglo Actual de pozos TRONCAL 5 (Esquema de nodos del simulador)



Apéndice F

**Comparación entre las presiones de línea
medidas en campo y calculadas por el
simulador por diferentes Correlaciones
TRONCAL 5**

BEGGS AND BRILL			
Pozo	Pverdadera	Psimulada	%E
UM-32	130	93,9	28
UM-33	120	93,9	22
UM-115	130	93,8	28
UM-131	120	93,6	22
UM-143	130	101,7	22
UM-132	135	102,3	24
UM-51	140	114,8	18
UM-53	140	114,7	18
UM-56	145	115,2	21
UM-57	145	114,7	21
UM-117	150	119,5	20
UM-118	150	115	23
UM-50	160	103,4	35
UM-49	165	103,8	37
UM-55	155	103,8	33
UM-119	155	103,7	33
UM-121	155	104	33
UM-146	155	127,9	17
TOTAL			25

EATON			
Pozo	Pverdadera	Psimulada	%E
UM-32	130	122,4	6
UM-33	120	123	3
UM-115	130	128,4	1
UM-131	120	121,4	1
UM-143	130	138,8	7
UM-132	135	140,9	4
UM-51	140	151	8
UM-53	140	150,7	8
UM-56	145	153,5	6
UM-57	145	151,7	5
UM-117	150	149,3	0
UM-118	150	154,1	3
UM-50	160	151,4	5
UM-49	165	165,3	0
UM-55	155	166,8	8
UM-119	155	165,1	7
UM-121	155	166,8	8
UM-146	155	134,9	13
TOTAL			5

DUKLER			
Pozo	Pverdadera	Psimulada	%E
UM-32	130	95,2	27
UM-33	120	95,1	21
UM-115	130	95,2	27
UM-131	120	94,9	21
UM-143	130	102	22
UM-132	135	102,2	24
UM-51	140	113,4	19
UM-53	140	113,3	19
UM-56	145	113,8	22
UM-57	145	113,4	22
UM-117	150	117,9	21
UM-118	150	113,6	24
UM-50	160	103,6	35
UM-49	165	104,3	37
UM-55	155	104,3	33
UM-119	155	104,2	33
UM-121	155	104,2	33
UM-146	155	95,5	38
TOTAL			26

Apéndice G

Declinación de Producción del pozo Tipo

DECLINACIÓN DE POZO TIPO CAMPAÑA 2005 - 2006

MES	QOP BOPD	QWP BWPD	QGP MPCND	RGP PCN/BP	AGUA %
1	1448	3303	323	223	70
2	1208	3647	242	200	75
3	1055	3887	192	182	79
4	969	4063	164	170	81
5	841	4231	145	173	83
6	767	4324	128	167	85
7	711	4392	117	164	86
8	792	4759	120	152	86
9	686	4876	102	149	88
10	675	5332	96	142	89
11	624	5392	91	145	90
12	565	5021	84	148	90
13	535	5059	81	150	90
14	490	4683	75	153	91
15	445	4309	61	138	91
16	426	4351	59	139	91
17	387	3974	53	138	91
18	350	3593	48	138	91
19	336	3625	46	137	92
20	308	3288	39	126	91
21	275	2916	36	131	91
22	269	2974	34	127	92
23	261	3016	33	128	92
24	253	3039	33	129	92
25	253	3039	33	129	92
26	253	3039	33	129	92
27	253	3039	33	129	92
28	253	3039	33	129	92
29	253	3039	33	129	92
30	253	3039	33	129	92

Apéndice H

**Procedimiento de cálculo para determinar
Velocidad de erosión y Régimen de Flujo.**

CÁLCULO DE LA VELOCIDAD DE EROSIÓN: La velocidad de erosión puede ser estimada por la siguiente ecuación:

$$V_{\text{diseño}} = \frac{C}{\sqrt{\rho_m}}$$

Donde:

$V_{\text{diseño}}$: velocidad límite de diseño, pies/s.

C: constante empírica.

ρ_m : densidad de la mezcla, (lb/pie³)

Calculo de la densidad de la mezcla: puede ser estimada por la siguiente ecuación:

$$\rho_m = \rho_l H_l + \rho_g H_g$$

Donde:

ρ_l densidad del líquido (lb/pie³)

ρ_g : densidad del gas (lb/pie³)

Hl: holdup del liquido (adimensional)

Hg: holpup del gas (adimensional)

Para el TRONCAL 1 “Tramo 1 - Sistema Actual” (ver tabla 4.9)

$$\rho_l = 61.832 \text{ lb/pie}^3$$

$$\rho_g = 0.476 \text{ lb/pie}^3$$

$$H_l = 0.94$$

$$H_g = 1 - H_l = 1 - 0.94 = 0.06$$

$$\rho_m = (61.832 * 0.94) + (0.476 * 0.06)$$

$$\rho_m = 58.15 \text{ lb / pie}^3$$

$$Verosión = \frac{100}{\sqrt{58.15}} = 13.11 \text{ pie/seg.}$$

Calculo de la Velocidad límite: es el 65% de la Velocidad de erosión:

$$V_{Limite} = 0.65 * Verosión$$

$$V_{Limite} = 0.65 * 13.11 \text{ pie/seg} = 8.52 \text{ pie/seg.}$$

Notas:

1. Los valores de ρ_l , ρ_g y H_l , obtenidos del simulador
2. Para el cálculo de la Verosión se utilizo $C = 100$, como escenario más conservador, (Departamento de Fluidos y corrosión)
3. Los cálculos se realizaron de manera análoga para los diferentes Tramos y Ramales que componen los sistemas TRONCAL 1 y TRONCAL 5, tanto para los escenarios actuales, como para los Futuros. Los resultados se encuentran en las tablas N°: 4.9, 4.10, 4.11, 4.12, 4.14, 4.15, 4.16 y 4.17

CALCULO DEL REGIMEN DE FLUJO NORMA PDVSA-MDP-02-FF-05

Para el TRONCAL 1 “Tramo 1 - Sistema Actual” (ver tabla 4.9)

Según el procedimiento que se definió en el capítulo II, se tiene:

Paso 1: Determinación de velocidad superficial del líquido y velocidad superficial del gas.

$$V_{sl} = 0.16 \text{ pie/seg}$$

$$V_{sg} = 0.06 \text{ pie/seg}$$

Nota:

V_{sl} y V_{sg} , obtenidos del simulador

Paso 2: Determinación de los números de Reynolds para cada una de las fases.

$$\text{Re}_l = \frac{V_{sl} \cdot \rho_l \cdot D}{\mu_l} \qquad \text{Re}_g = \frac{V_{sg} \cdot \rho_g \cdot D}{\mu_g}$$

$$\text{Re}_l = \frac{0.16 \text{ pie/s} * 61.832 \text{ lb/pie}^3 * 0.83 \text{ pie}}{46.419 \text{ cps}} = 0.1768$$

$$\text{Re}_g = \frac{0.06 \text{ pie/s} * 0.476 \text{ lb/pie}^3 * 0.83 \text{ pie}}{0.012 \text{ cps}} = 1.9754$$

Nota:

Los valores de ρ_l , ρ_g , μ_l , μ_g , obtenidos del simulador

D : diámetro interno de la tubería (pie), para el caso de TRAMO 1 del Troncal 1 de 10" de diámetro, $D = 0.83$ pie

Paso 3: Determinación del factor de fricción para cada una de las fases

$$f_l = \left[-1.8 \log \left(\frac{6.9}{\text{Re}_l} + \frac{\varepsilon/d}{3.7} \right)^{1.11} \right]^{-2} \qquad f_g = \left[-1.8 \log \left(\frac{6.9}{\text{Re}_g} + \frac{\varepsilon/d}{3.7} \right)^{1.11} \right]^{-2}$$

$$f_l = \left[-1.8 \log \left(\frac{6.9}{0.1768} + \frac{0.00017}{3.7} \right)^{1.11} \right]^{-2} = 0.0989 \quad (\text{Adimensional})$$

$$f_g = \left[-1.8 \log \left(\frac{6.9}{1.9754} + \frac{0.00017}{3.7} \right)^{1.11} \right]^{-2} = 0.849 \quad (\text{Adimensional})$$

Nota: ε/d , obtenido de la **figura H.1**

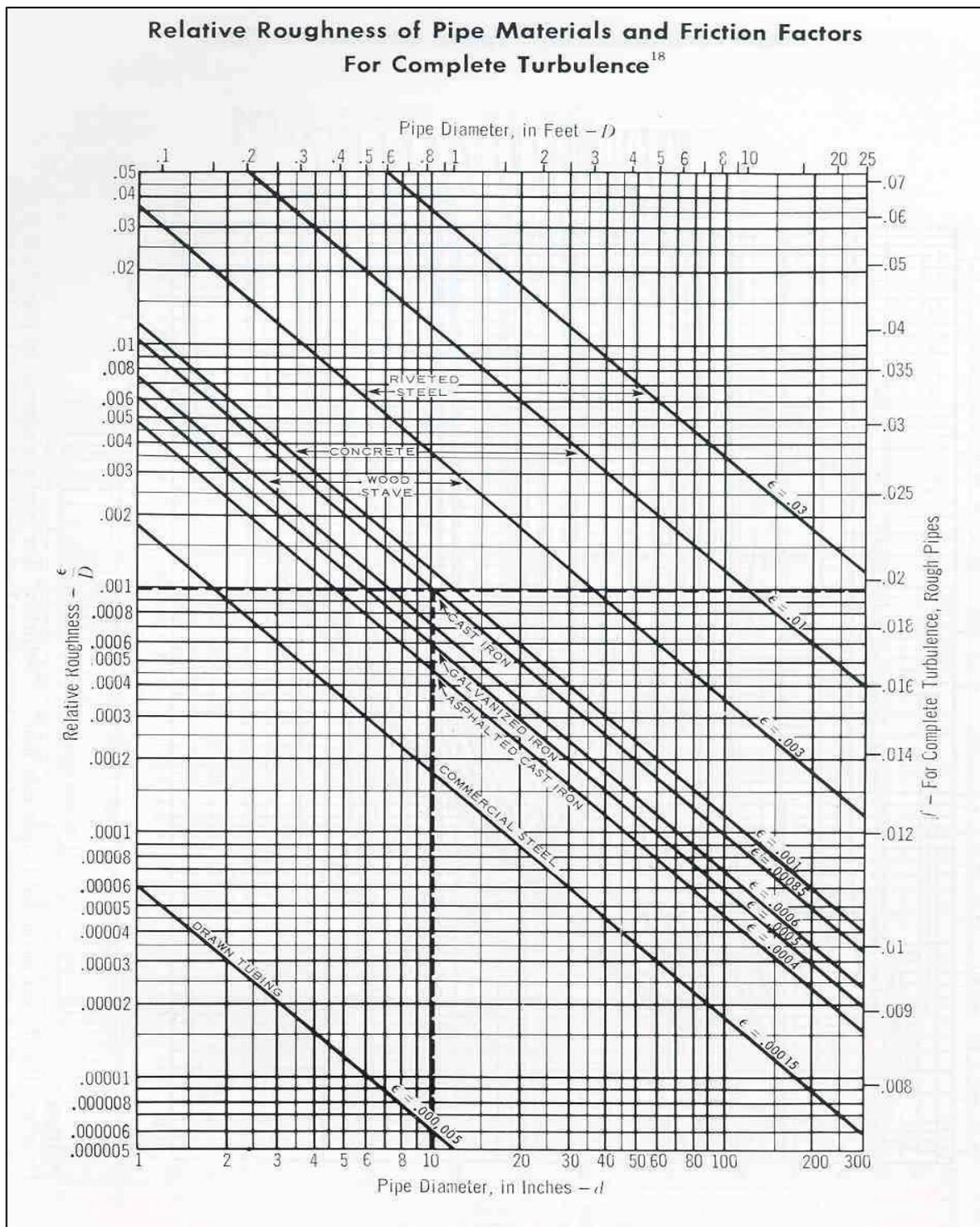


Figura H.1 Rugosidad relativa de tuberías y factores de fricción

Paso 4: Determinación de la caída de presión por unidad de longitud para ambas Fases

$$\left(\frac{dp}{dx}\right)_L = \frac{fl \cdot \rho_l \cdot V_{sl}}{2D} \quad \left(\frac{dp}{dx}\right)_G = \frac{fg \cdot \rho_g \cdot V_{sg}}{2D}$$

$$\left(\frac{dp}{dx}\right)_L = \frac{0.0989 \cdot 61.832 \cdot 0.16}{2 \cdot 0.83} = 0.5894$$

$$\left(\frac{dp}{dx}\right)_G = \frac{0.849 \cdot 0.476 \cdot 0.06}{2 \cdot 0.83} = 0.01460$$

Paso 5: Determinación de los parámetros adimensionales.

$$X = \left[\frac{\left(\frac{dp}{dx}\right)_L}{\left(\frac{dp}{dx}\right)_G} \right]^{1/2} \Rightarrow X = \left(\frac{0.5894}{0.01460} \right)^{1/2} = 6.3537$$

$$T = \left[\frac{\left(\frac{dp}{dx}\right)_L}{(\rho_l - \rho_g)g \cos \theta} \right]^{1/2} \Rightarrow T = \left[\frac{0.5894}{(61.832 - 0.476) \cdot 32.1518 \cdot 1} \right]^{1/2} = 0.0172$$

$$F = \left(\frac{\rho_g}{\rho_l - \rho_g} \right)^{1/2} \frac{V_{sl}}{\sqrt{Dg \cos \theta}}$$

$$F = \left(\frac{0.476}{61.832 - 0.476} \right)^{1/2} * \frac{0.16}{\sqrt{0.83 \cdot 32.15184 \cdot 1}} = 0.0027$$

$$K = \left[\frac{\rho g V^2 s g V s l}{(\rho l - \rho g) g \cdot v_L \cos \theta} \right]^{1/2}$$

$$K = \left[\frac{0.476 * (0.06)^2 * 0.16}{(61.832 - 0.476) * 32.15184 * 0.00050 * 1} \right]^{1/2} = 0.016$$

Con los valores de X, T, F y K se va a la Figura 2.2 Capitulo II según el procedimiento explicado, y se determina el régimen de flujo. Para el caso del TRONCAL 1 TRAMO 1 del – “Sistema Actual” es **ESTRATIFICADO SUAVE**

Notas:

1. Los valores de ρl , ρg , μl , μg , Hl , Hg ; obtenidos del simulador
2. Para el calculo del parámetro adimensional T, Gravedad $g=32.15184$ pie/seg²
3. Para el calculo del parámetro adimensional K, la viscosidad cinemática del liquido se cálculo de la siguiente manera:

$$vl(cstoke) = \frac{\mu l(Cps)}{\rho l(gr/cc)}$$

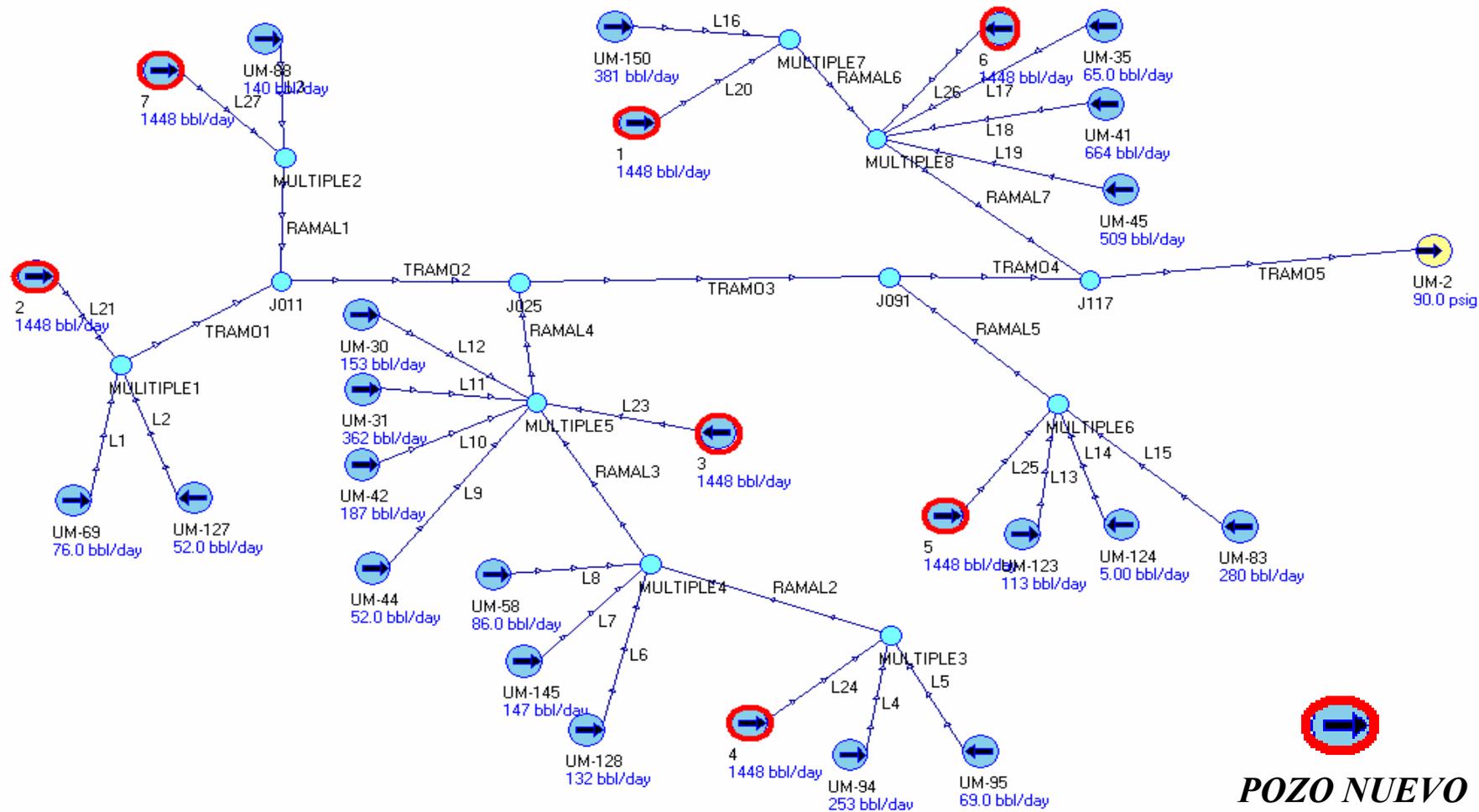
$$vl(cstoke) = \frac{46.419cps}{0.9897gr/cc} = 46.90Cstoke$$

$$vl(pie^2 / seg) = 46.90 * 1.076 * 10^{-5} = 0.00050Pie^2 / seg$$

4. Se construyó una hoja de cálculo en Microsoft Excel y se realizaron los cálculos para los diferentes Tramos y Ramales que componen los sistemas TRONCAL 1 y TRONCAL 5, tanto para los escenarios actuales, como para los Futuros. Los resultados se encuentran en las tablas N°: 4.9, 4.10, 4.11, 4.12, 4.14, 4.15, 4.16 y 4.17

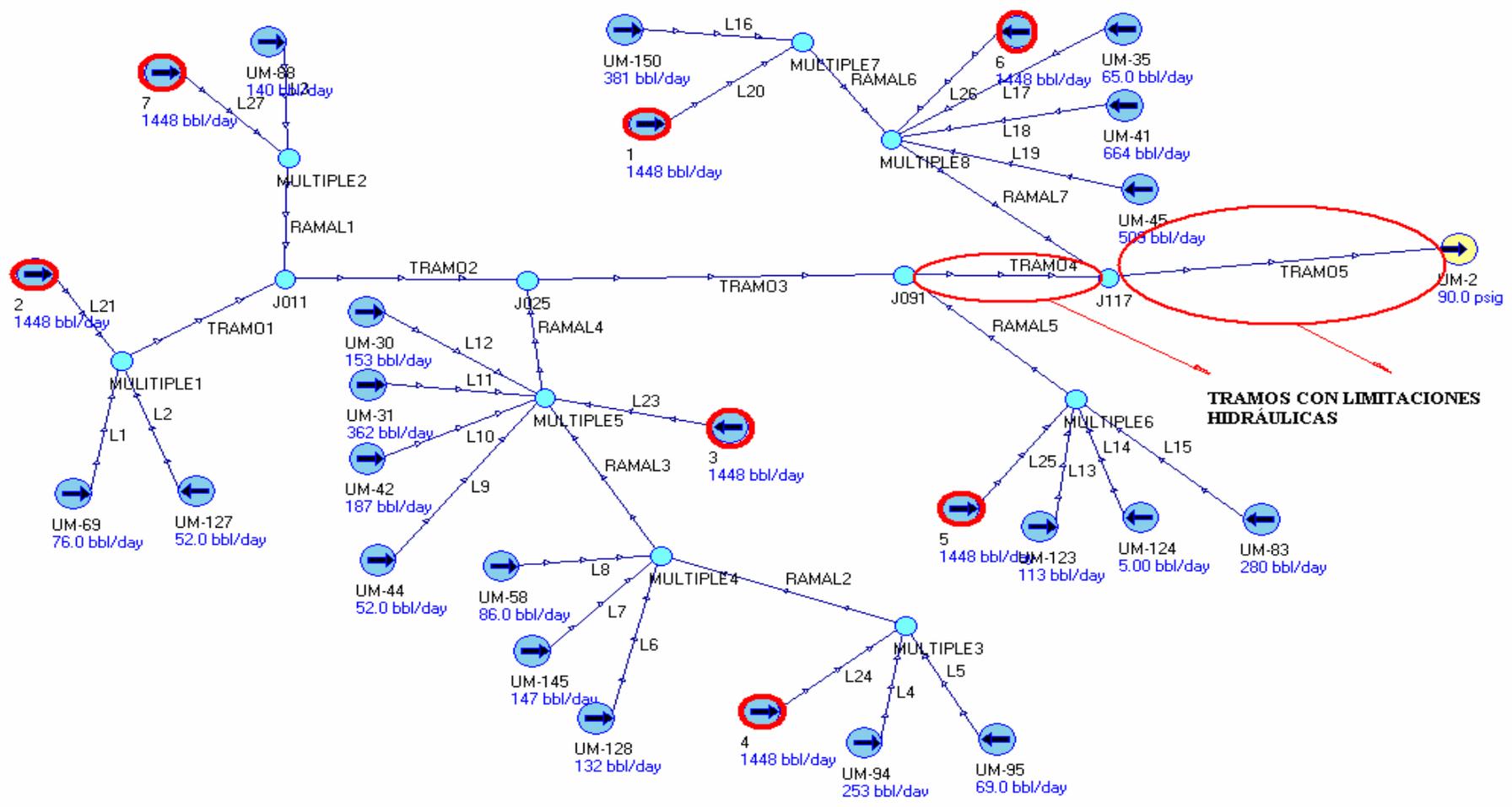
Apéndice I

Arreglo TRONCAL 1 con 7 pozos nuevos



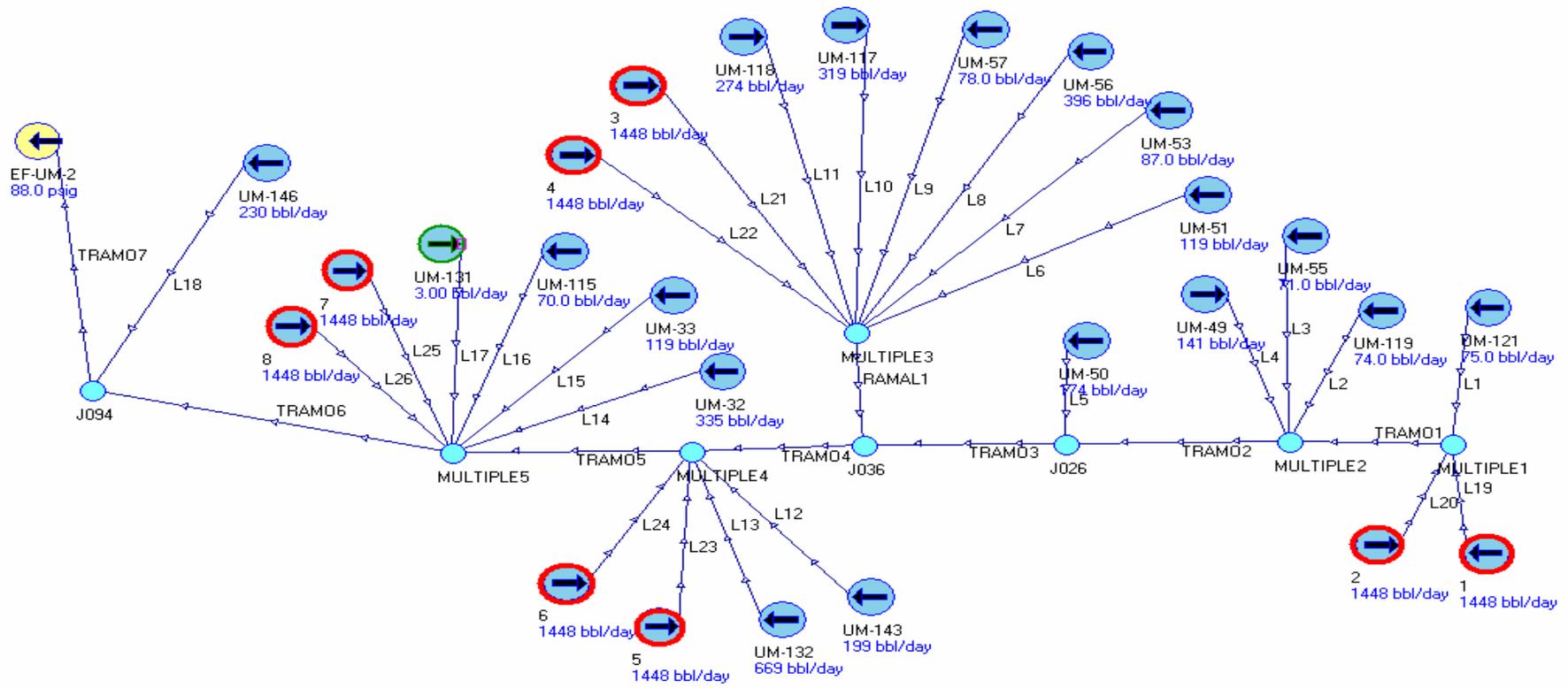
APENDICE J

**Identificación de tramos con limitaciones
Hidráulicas al momento de anexar la nueva
producción al TRONCAL 1**



Apéndice K

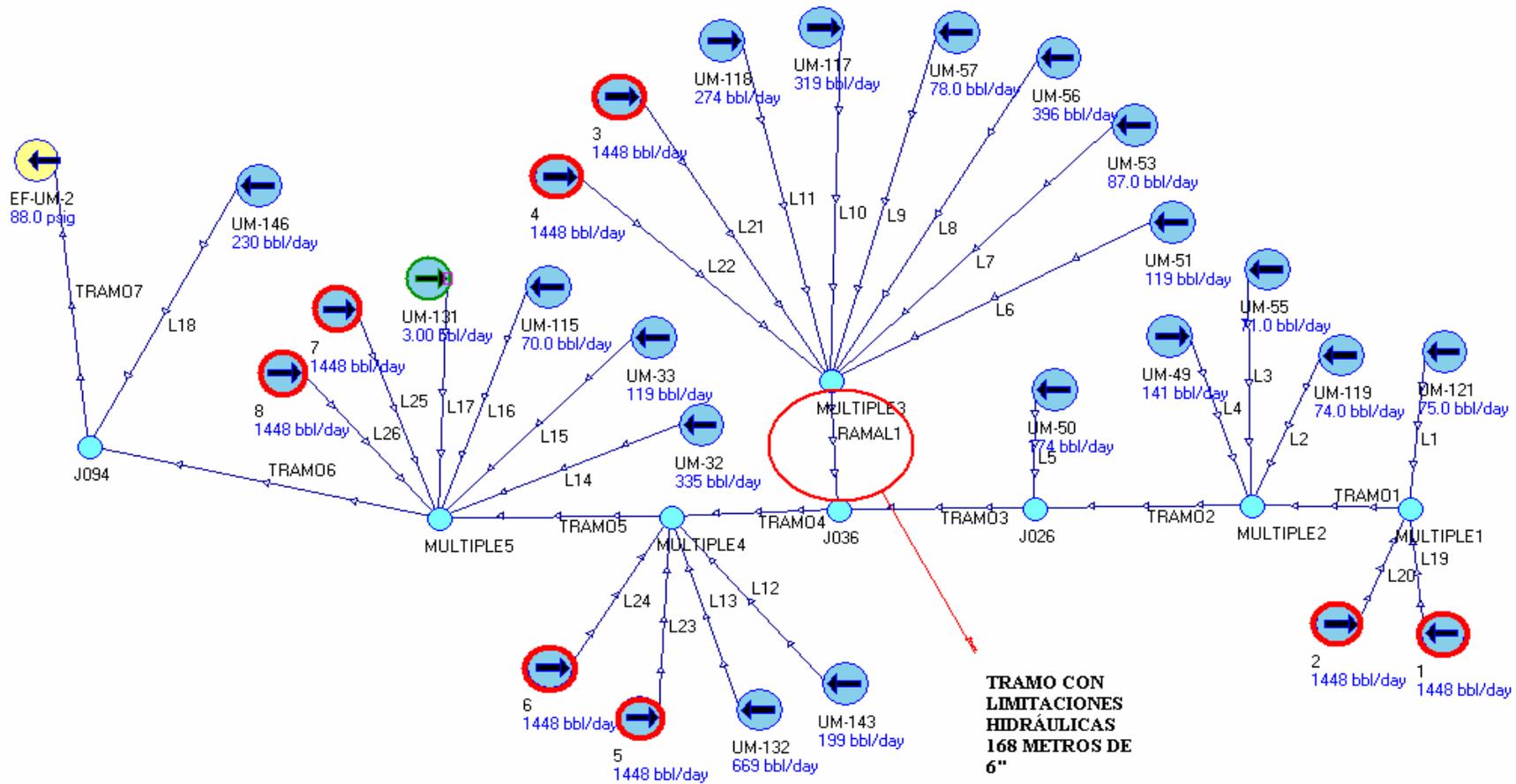
Arreglo TRONCAL 5 con 8 pozos nuevos



POZO NUEVO

APENDICE L

**Identificación de tramo con limitaciones
Hidráulicas al momento de anexar la nueva
producción al TRONCAL 5**



APENDICE M

**Procedimientos de Cálculo para Especificación
de la tubería.**

**PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO PARA ESPECIFICACIÓN DE TUBERÍA.
NORMA ASME B31.4**

Para el TRAMO 4 del TRONCAL 1 (Reemplazo de 12" a 14" Diámetro nominal)

1 Cálculo de la presión de diseño: según lo criterios que se refirieron en el capítulo II, se tiene:

$$P_{\text{diseño}} = P_{\text{operación}} + 25 \text{ lpcm.}$$

$$P_{\text{diseño}} = P_{\text{operación}} * 10\%.$$

La que resulte mayor será la presión de diseño del TRAMO 4 de 14" del sistema de recolección de crudo TRONCAL 1

Entonces

$$P_{\text{diseño}} = 200 \text{ psig} + 25 \text{ lpcm} = 225 \text{ lpcm.}$$

$$P_{\text{diseño}} = 200 \text{ psig} + 20 = 220 \text{ lpcm.}$$

Por lo explicado anteriormente la presión de diseño: 225 psig.

***Nota:** La presión de operación es de 200 psig, corresponde a la presión máxima de los Troncales, por ser un sistema de baja presión.*

2. Cálculo de espesor por presión interna.

La presión de diseño se calcula mediante la siguiente ecuación.

$$P = \frac{2 * t * S}{D}, \quad \text{Despejando "t"} \quad t = \frac{P * D}{2 * S}, \quad \text{Donde } S = 0.72 * Sy,$$

$$S = 0.72 * 52000 = 37440$$

$$t = \frac{225 \text{ psig} * 14''}{2 * 37440} = 0.042 \text{ pulg}$$

Nota: para seleccionar el esfuerzo de fluencia del acero (Sy), se muestra la tabla M.1, la cual, está en función de la especificación de la tubería y del grado del acero. Para este caso es API 5L X-52, por ser el número de especificación de tubería existentes en el Campo Uracoa.

N° de Especificación	Grado del Acero	Valor de Sy(psig)
API 5L	A25	25000
API 5L	A	30000
API 5L	B	35000
API 5L	x42	42000
API 5L	x46	46000
API 5L	x52	52000
API 5L	x56	56000
API 5L	x60	60000
API 5L	x65	65000
API 5L	x70	70000
API 5L	x80	80000
ASTM A 53	Tipo F	25000
ASTM A 53	A	30000
ASTM A 53	B	35000
ASTM A 106	A	30000

ASTM A 106	B	35000
------------	---	-------

Tabla M.1 Esfuerzo de fluencia mínimo especificada para Tubería de Acero.

3 Cálculo del espesor mínimo requerido de tubería: Se emplea la siguiente ecuación:

$$t_r = t + t_c \quad (1)$$

Donde:

t_r : espesor mínimo requerido, pulg.

t : espesor de diseño por presión interna, pulg.

t_c : espesor de pared adicional por corrosión (0.125 pulg.)

$$tr = 0.042 pu lg + 0.125 pu lg$$

$$tr = 0.167 pu lg$$

Nota: los cálculos se realizaron de manera análoga para los diferentes diámetros y los resultados se encuentran en la tabla M.2.

En la tabla M.2 obtenemos el espesor comercial y el Schedule de la tubería para dicho espesor. (ASME B31.4 “Factores de diseño y cálculos de Tubos”)

Diámetro	Espesor Requerido	Espesro comercial				
		Sched 10	sched 20	Sched 40	Shed Estándar	Sched 60
Tramo 4 Troncal 1 de 14 "	0,167	0,25	0,312	0,375	0,375	0,438
Tramo 5 Troncal 1 de 16 "	0,163	0,25	0,312	0,375	0,375	0,5
Ramal 5 Troncal 5 de 10"	0,155		0,25	0,365	0,365	

Tabla M.2 Espesor y Schedule para los diferentes diámetro de tuberías.

Notas:

- 1. El Schedule seleccionado para la tubería de 14 y 16" es Schedule 30, debido a que es el espesor estándar, es decir; es el más comercial de todos.*
- 2. El Schedule seleccionado para la tubería de 10" es Schedule 40, debido a que es el espesor estándar, es decir; es el más comercial de todos.*

APENDICE N

Cálculo Valor Presente Neto y Tasa Interna de Retorno Para reemplazo TRAMO 4 y 5 TRONCAL 1

Cálculo del Valor Presente Neto

$$VPN = \left(\frac{\text{ingreso} - \text{egreso}}{1 + \%} \right) * \text{año}$$

Calculo del valor presente neto.

Tasa de Descuento 10.00000%

Año	\$Ingresos	\$Egresos	\$Balance	
			Valor Constante	Valor Presente
0	0	9,663,710	-9,663,710	-9,663,710
0.5	30,376,192	5,282,816	25,093,376	23,925,595
1	19,574,380	3,404,240	16,170,140	14,700,127
1.5	12,716,907	2,211,636	10,505,271	9,105,803
2	8,227,744	1,430,912	6,796,832	5,617,217
2.5	8,227,744	1,430,912	6,796,832	5,355,806
			Valor Presente Neto	\$49,040,837

Calculo de la tasa interna de retorno.

Tasa Interna de Retorno. 209%

Año	\$Ingresos	\$Egresos	\$Balance	
			Valor Constante	Valor Presente
0	0	9,663,710	-9,663,710	-9,663,710
0.5	30,376,192	5,282,816	25,093,376	7,737,756
1	19,574,380	3,404,240	16,170,140	1,537,537
1.5	12,716,907	2,211,636	10,505,271	308,017
2	8,227,744	1,430,912	6,796,832	61,451
2.5	8,227,744	1,430,912	6,796,832	18,949
			Valor Presente Neto	0

APENDICE N

Resultado de las Simulaciones (Reporte del Simulador).