

**OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE RECOLECCION PRIMARIO DEL AREA LA CIRA DEL CAMPO LA
CIRA-INFANTAS DE LA GRM DE ECOPETROL S.A.**

EDGAR ENRIQUE QUINTERO TEHERAN
Ingeniero de Industrial

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS - PRIMERA PROMOCIÓN
BUCARAMANGA
2011**

**OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE RECOLECCION PRIMARIO DEL AREA LA CIRA DEL CAMPO LA
CIRA-INFANTAS DE LA GRM DE ECOPETROL S.A.**

EDGAR ENRIQUE QUINTERO TEHERÁN
Ingeniero de Industrial

**Trabajo para optar al título de
Especialista en Producción de Hidrocarburos**

Director
JOSE RODRIGO GÓMEZ DÍAZ, M.Sc.
Ingeniero de Químico

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS - PRIMERA PROMOCIÓN
BUCARAMANGA
2011**

DEDICATORIA

A Dios Todopoderoso

A Maria Amparo y mi hija Valery

A mi Familia

EDGAR QUINTERO

AGRADECIMIENTOS

El autor del presente trabajo se permite expresar sus agradecimientos a las siguientes personas:

A JOSE RODRIGO GOMEZ, por su orientación, planteamiento y documentación de este trabajo.

A ECOPETROL S.A. y OCCIDENTAL DE COLOMBIA por facilitar la información con la cuál fue posible desarrollar este trabajo.

A todo el equipo de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander.

A los docentes de la Especialización en Producción de Hidrocarburos por su esmero y dedicación.

A todos los que de una u otra forma hicieron su aporte a la elaboración de este libro.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	14
1. GENERALIDADES DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS Y SU SISTEMA DE RECOLECCIÓN	15
1.1. CAMPO INFANTAS	15
1.2. CAMPO LA CIRA	16
1.3. GEOLOGÍA	18
Estructural	18
Mapa Estructural	19
Estratigrafía	21
Ambiente de Deposición	22
1.4. PROPIEDADES DEL YACIMIENTO	23
Propiedades Petrofísicas	23
1.5. HISTORIA DE PRODUCCION	25
1.6. RECUPERACIÓN SECUNDARIA	27
1.7. PRODUCCIÓN DE GAS EN EL AREA LA CIRA	30
1.8. PRODUCCION DE CRUDO EN EL AREA LA CIRA	31
Tipos de Completación	31
Pozos Verticales	31
Pozos Direccionales	31
Pozos Horizontales	31
1.9. SISTEMAS DE PRODUCCIÓN	31
Flujo Natural	32
Levantamiento Artificial	32
1.10. FACILIDADES DE SUPERFICIE	47
2. ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN	51
2.1. ANÁLISIS NODAL	51
Concepto de Análisis Nodal	51
Componentes del Análisis Nodal	52
Procedimiento de Análisis	53
Punto de Análisis – Condiciones de Operación	54
Análisis de Sensibilidades	54
Definiciones básicas para flujo multifásico	55
2.2. MODELOS DE SIMULACIÓN	63

Descripción del Programa Computacional del Análisis Nodal	64
Aspectos Generales de la Simulación	65
Consideraciones Generales del Estudio	66
2.3. SIMULACION DEL SISTEMA DE RECOLECCION EN GAP	68
Método General de Ajuste de Parámetros Medidos	80
2.4. SIMULACIÓN DEL SISTEMA DE SEPARACION DE FLUIDO A LA ENTRADA A LA ESTACION LCI3A	82
Propiedades Termodinámicas	83
Propiedades de Transporte	83
Definición de Propiedades	83
Definición de Modelo Termodinámico	84
Modelamiento de la troncal de 20 pulgadas en HYSYS	89
Formación de Slugs en la Tubería	92
Descripción del Cabezal y de la Bota de Gas	97
3. ANÁLISIS TÉCNICO – ECONÓMICO DE LAS ALTERNATIVAS DE MEJORA EN LA TRONCAL DE 20”	100
3.1 ANÁLISIS TÉCNICO	100
4. CONCLUSIONES	103
BIBLIOGRAFÍA	104

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Mapa Cuenca del Valle Medio del Magdalena	15
Figura 2. Facilidades de Producción Campo LCI	17
Figura 3. Mapa Estructural	20
Figura 4. Columna Estratigráfica	22
Figura 5. Ambiente de Depositación Formación Mugrosa	23
Figura 6. Registro Tipo	24
Figura 7. Producción de Crudo 1925-2002	26
Figura 8. Proceso General de Crudo del campo La Cira Infantas	27
Figura 9. Comportamiento Inyección de Agua 2008-2010	28
Figura 10. Proceso General Aguas Producidas	29
Figura 11. Proceso General de Gas	30
Figura 12. Sistema de Bombeo Mecánico	33
Figura 13. Sistema de Bombeo de Cavidades Progresivas	37
Figura 14. Plano del cabezal de una PCP	43
Figura 15. Bomba Electro Sumergible	45
Figura 16. Flujo desde pozos hacia troncal (izq) cabeza de pozo(centro) serpentina (derecha)	47
Figura 17. Ubicación de un Nodo en un Sistema de Producción Pozo-Yacimiento	52
Figura 18. Interfase Lisa . Interfase Ondulante	58
Figura 19. Tapón de Liquido Tapón de Gas	59
Figura 20. Flujo Anular	59
Figura 21. Flujo Neblina Flujo Burbuja	60
Figura 22. Estructura Secuencial de la Data	66
Figura 23. Esquema del Perfil de la Troncal de 20"	67
Figura 24. La Red	69
Figura 25. Construcción de Modelo GAP	69
Figura 26. Definición del Sistema de Unidades	70
Figura 27. Dibujando el Sistema – Las fuentes	70
Figura 28. Dibujando el Sistema – Las fuentes	71
Figura 29. Selección del Nombre de la Fuente	71
Figura 30. Información de la Fuente	72
Figura 31. Flujo de Aceite en Manifold	72
Figura 32. Dibujando el Sistema – El Separador (Beach)	73
Figura 33. Denominación del Separador (Beach)	73

Figura 34. Porcentaje de Separación	74
Figura 35. Sistema – Joint	75
Figura 36. Selección de la Correlación	75
Figura 37. Coeficiente de Fricción y de Gravedad	75
Figura 38. Descripción de la Tubería	76
Figura 39. Corrida en Condiciones Reales	76
Figura 40. Perfil de la Línea	77
Figura 41. Información Punto a Punto	77
Figura 42. Corrida Optimizada	78
Figura 43. Resultados	78
Figura 44. Mapa de Regímenes de Flujo	79
Figura 45. Correlaciones de Flujo Multifásico	80
Figura 46. Resumen de los Resultados Obtenidos en los Modelamientos	81
Figura 47. Análisis TBP	84
Figura 48. Datos de Entrada para las Propiedades TBP para Crudo LCI	84
Figura 49. Curvas de destilación (datos de entrada y ajuste con el modelo ASTM D-86)	85
Figura 50. Distribución de peso molecular según punto de ebullición y viscosidad (a dos temperaturas) en función del porcentaje de líquido vaporizado	86
Figura 51. Distribución de Peso Molecular según Punto de Ebullición y Viscosidad	87
Figura 52. Ensayo TBP para el crudo de LCI visto	87
Figura 53. Listados de algunos Pseudocomponentes Obtenidos con el Programa	88
Figura 54. Troncal de 20"	89
Figura 55. Perfil de Elevación y de Presión	89
Figura 56. Perfil Caída de Presión.	89
Figura 57. Perfil de la Velocidad del Fluido.	90
Figura 58. Perfil de la Velocidad del Fluido.	92
Figura 59. Longitud del slug en la zona de entrada (5580 ft) a LCI3A	92
Figura 60. Longitud de la Burbuja de Gas que Precede al Slug	93
Figura 61. Tren de recolección V3401 conectado con la simulación de la troncal, incluye lazo de control de bota de gas por nivel a través de válvula FCV-34011	97
Figura 62. Costos por Construcción	98
Figura 63. Flujo de Caja del Proyecto	101

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Propiedades Petrofísicas	25
Tabla 2. Propiedades del Fluido	25
Tabla 3. Producción de Crudo 2007 2010	26
Tabla 4. Producción Promedio de Crudo 2010	27
Tabla 5. Producción de gas – SCI 2010	30
Tabla 6. Estado Actual de los Manifolds de Producción y sus Pozos	48
Tabla 7. Correlaciones de Flujo Multifásico en Tuberías	61
Tabla 8. Troncal de 20” Seccionada	65
Tabla 9. Troncal de 20” con Venteo	80
Tabla 10. Generación de puntos para prueba de slug (en rojo los datos que impactan la respuesta del cabezal de entrada)	93
Tabla 11. Presiones de los Manifold (Escenario 1)	99
Tabla 12. Presiones de los Manifold (Escenario 2)	100
Tabla 13. Tiempo Estimado de Recuperación de la Inversión	100

RESUMEN

Título:

OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN PRIMARIO DEL AREA LA CIRA DEL CAMPO LA CIRA-INFANTAS DE LA GRM DE ECOPETROL S.A. *

Autor:

EDGAR ENRIQUE QUINTERO TEHERAN**

Palabras claves:

Perfil de Presión, sistema de recolección, GAP, HYSYS.

El Campo La Cira-Infantas se encuentra ubicado hacia la parte central de la antigua Concesión De Mares, al Este del río Magdalena y al Sur del río Sogamoso, abarcando un área de aproximadamente 160 km² y a una distancia de 22 km al SE de la ciudad de Barrancabermeja, siendo este el campo de mayor producción a lo largo de la historia en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

El comportamiento del flujo a través de las líneas horizontales, implica un estudio de pérdidas por presión que conducen a mezclas en dos fases (gas y líquidos). Se analizan varios métodos el cual se requiere llegar al modelo adecuado que produzca confiabilidad en el perfil de presión, flujo y las propiedades de los fluidos.

Las tuberías del sistema de recolección del campo La Cira están constituidas en un sistema de terreno montañoso irregular, incluidas las secciones horizontales. Por lo tanto, en las tuberías el sistema de recolección es posible encontrar varios tipos de regímenes de flujo, al mismo tiempo en diferentes posiciones, por lo tanto la mayoría de los regímenes de flujo tienden a ser muy diversos.

Se realizara un análisis detallado de las causas para el aumento de la presión en la línea troncal por medio de las herramientas GAP y HYSIS, estableciendo el impacto en la producción y en generar recomendaciones asociadas a las acciones a tomar para la optimización de este sistema de recolección.

* Monografía

** Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería de Petróleos. Especialización en Producción de Hidrocarburos. Director: José Rodrigo Gomez.

ABSTRACT

Title:

COLLECTION SYSTEM OPTIMIZATION OF AREA PRIMARY CIRA FIELD OF THE CIRA-INFANTAS GRM OF ECOPETROL S.A. *

Author:

EDGAR ENRIQUE QUINTERO TEHERAN**

Special words:

Pressure profile, collection system, GAP, HYSYS

In the Campo La Cira-Infantas is located towards the center of the old Grant De Mares, east of the Magdalena River and south of the river Sogamoso, covering an area of approximately 160 km² at a distance of 22 km southeast of the city Barrancabermeja, which is the largest field of production over history in the basin of Middle Magdalena Valley.

The behavior of the flow through the horizontal lines, involves a study of pressure losses leading to a mixture of two phases (gas and liquid). It discusses various methods which are required to reach the appropriate model to produce reliability in the profile of pressure, flow and fluid properties.

The collection system piping La Cira field are incorporated in a system of irregular mountainous terrain, including the horizontal sections. Therefore, in the collection system piping can find various types of flow regimes at the same time in different positions, so most of the flow regimes tend to be very different

Is to conduct a detailed analysis of the causes for the increased pressure on the trunk line through GAP and HYSIS tools, establishing the impact on production and generating recommendations relating to actions taken to optimize this system collection.

* Monograph

** Universidad Industrial de Santander. Petroleum Engineering Faculty. Specializing in Oil Production. Director: José Rodrigo Gomez.

INTRODUCCIÓN

El Campo La Cira-Infantas se encuentra ubicado hacia la parte central de la antigua Concesión De Mares, al Este del río Magdalena y al Sur del río Sogamoso, abarcando un área de aproximadamente 160 km² y a una distancia de 22 km al SE de la ciudad de Barrancabermeja, siendo este el campo de mayor producción a lo largo de la historia en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

Para 2006 y considerando los avances en la tecnología de recuperación secundaria, Ecopetrol y Occidental de Colombia se asociaron para recuperar el remanente de crudo. Sin embargo, debido al aumento en la perforación y al aumento en la producción diaria del campo La Cira Infantas, se concibió el concepto de estaciones principales recolectoras de pozos alimentadas por líneas troncales, hasta el momento el sistema ha presentado oscilaciones considerables que generan sobrepresiones en las serpentinas satélites o sistemas colectores de pozos cuya presión es casi 50 libras por encima de la presión normal.

Las tuberías del sistema de recolección del campo La Cira están constituidas en un sistema de terreno montañoso irregular, incluidas las secciones horizontales. Por lo tanto, en las tuberías el sistema de recolección es posible encontrar varios tipos de regímenes de flujo, al mismo tiempo en diferentes posiciones, por lo tanto la mayoría de los regímenes de flujo tienden a ser muy diversos.

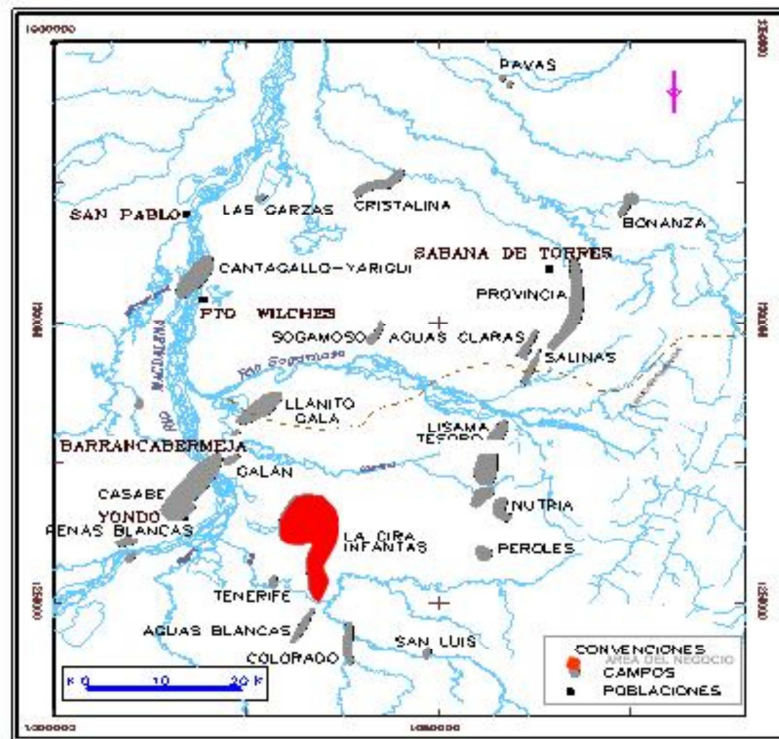
La determinación de los regímenes de flujo en las tuberías en operación no es una tarea fácil. Un problema surge en determinar qué tipo de flujo particular, existe un cierto conjunto de condiciones de flujo, y en la selección de la correlación pérdida de energía correcta para ese modelo. El problema se complica aún más por la existencia de varias correlaciones diferentes por muchos autores para cualquier régimen de flujo particular

El objetivo del presente trabajo constituye en realizar un análisis detallado de las causas para el aumento de la presión en la línea troncal por medio de las herramientas GAP y HYSIS, estableciendo el impacto en la producción y en generar recomendaciones asociadas a las acciones a tomar para la optimización de este sistema de recolección.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS Y SU SISTEMA DE RECOLECCIÓN

El Campo La Cira-Infantas se encuentra ubicado hacia la parte central de la antigua Concesión De Mares, al Este del río Magdalena y al Sur del río Sogamoso, abarcando un área de aproximadamente 160 km² y a una distancia de 22 km al SE de la ciudad de Barrancabermeja (ver figura 1), siendo este el campo de mayor producción a lo largo de la historia en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

Figura 1. Mapa Cuenca del Valle Medio del Magdalena



Fuente: Ecopetrol S.A.¹

1.1 CAMPO INFANTAS

El primer pozo del campo fue el Infantas 2, completado en abril de 1918. A finales de 1940, se habían perforado 437 pozos en zona "C", 32 en zona "B" y uno en

¹ ECOPETROL S.A. Brochure Alianza Campo La Cira Infantas.

zona "A". Durante el periodo de 1953 a 1957 ECOPETROL perforo 64 pozos adicionales, el espaciamiento promedio es de 11 acres. Inicialmente, la mayor parte de los pozos produjeron por flujo natural, posteriormente, se paso a un sistema de levantamiento por gas (Gas Lift) el cual fue desmontado en 1935 para dar paso al sistema actual de bombeo mecánico. La cantidad total de gas inyectado fue de 113870 millones de pies cúbicos y la Máxima producción se alcanzo en 1927, con una tasa de 37900 bpd.

1.2 CAMPO LA CIRA

En el campo La Cira la perforación del anticlinal comenzó en febrero de 1925, con el pozo LC -58 (completado en zona "A"). En este mismo año se descubrió la zona "B" y las arenas "116" de la zona "A", mediante la perforación del pozo LC-116. Con la perforación y el completamiento del pozo LC-125 (Julio/26) se descubre la zona "C", que inició con una tasa de 2350 BPD. A finales de 1940 se habían perforado un total de 675 pozos: 610 en la zona "C", 37 en la zona "B" y 28 en la zona "A".

En 1928, se inicia la inyección de gas en la zona "B", suspendiéndose antes de cumplir un año, para reiniciarlo en 1931 y suspenderla en 1936, debido a las altas presiones y la falta de resultados concluyentes. En enero de 1929 se inyecta gas en la zona "A". En mayo 1930, se inició la inyección de gas en la zona "C" y se mantuvo a tasas variables hasta los inicios de la recuperación secundaria. Esta se desarrollo principalmente en el área 02. En 1947 se suspende la perforación, habiéndose perforado 857 pozos. El espaciamiento promedio es de 14 acres. El primer programa de inyección de agua en el campo La Cira se realizó entre 1946 y 1949, a través de siete pozos localizados en su periferia sobre el acuífero, en el sector del área 3W, con el propósito de presurizar el yacimiento.

En 1957, se inició la ejecución de recobro de aceite por inyección de agua en la zona "C" del campo la Cira, en un área de 280 acres, localizado en la parte central del área 3W. A finales de 1958, se inicia el segundo desarrollo en el área 3W. Durante los años de 1964 hasta comienzos de 1966, Ecopetrol perforó 19 pozos que permitieron el desarrollo del Área La Cira Norte, considerando el pozo LC 1753 como el descubridor del área.

ECOPETROL ha realizado programas de inyección en Zona "A" (Arenas "58") en un sector del área 3W. Entre Febrero/73 y Mayo/77, se inyectaron 2.4 Mbls de agua y se produjeron 56.0 Kbls secundarios. En noviembre/78 se reinicia la

1.3 GEOLOGÍA

Geológicamente los dos campos están ubicados en la sección central de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, la cual fue un área de depositación de sedimentos no marinos y de agua salobre durante el Terciario; estos sedimentos descansan discordantemente sobre los sedimentos marinos del Cretáceo y algunas veces sobre rocas del basamento Pre-Cretáceo.

1.3.1 Estructural. Los Campos La Cira-Infantas se encuentran geológicamente ubicados en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, su historia geológica se asocia con la de esta cuenca, la cual en su desarrollo geológico ha sufrido una serie de eventos tectono-sedimentarios que le han impreso su morfología actual.

Durante el Triásico y hasta comienzos del Cretáceo el área de la cuenca actuó como una zona de "Rift" con depositación principalmente molásica; continuando en el Cretáceo como "backarc" detrás de la zona de subducción Andina y depositación principalmente de tipo marino. Durante el Cretáceo tardío-Paleoceno comenzó en la cuenca un proceso de deformación compresional debido a la acreción de la Cordillera Occidental al cratón Suramericano, lo cual causó plegamiento y erosión de la secuencia Cretácea de los campos.

Posteriormente, en el Oligoceno, comenzó el levantamiento de la Cordillera Central, al tiempo que la cuenca del Magdalena y la actual cordillera Oriental formaban parte de una gran cuenca de "foreland", pasando la sedimentación a ser de tipo continental (fluvial - fluvio paludal y/o fluvio deltaica), depositándose discordantemente sobre la secuencia Terciaria. Y finalmente en el Mioceno tardío-Plioceno ocurrió un período de plegamiento y cabalgamiento en la cordillera Oriental seguido por el levantamiento regional de dicha cadena montañosa, delimitando la parte oriental de la cuenca del Valle Medio del Magdalena e imprimiéndole las características estructurales presentes en dicha cuenca.

1.3.1.1 Campo Infantas. La estructura del Campo Infantas es un anticlinal asimétrico alargado, cerrado en ambos extremos y cortados a lo largo de su cresta por una falla inversa mayor (Falla de Infantas). El tren general del eje del anticlinal es N-S a N10E y se puede seguir por una distancia aproximada de 12 Km. con un ancho de 2-2.5 Km.

El Anticlinal de Infantas está dividido en bloques por fallas normales de dirección aproximada E-W y buzamientos entre 80° y 90° y un desplazamiento promedio

entre 50 y 150 pies; algunas de estas fallas tienden a desplazar la Falla de Infantas. El desplazamiento a lo largo de la zona de falla de Infantas es de aproximadamente 1000 a 1200 pies pero disminuye hacia el Norte, dirección en la cual el anticlinal tiene cierre (plunge).

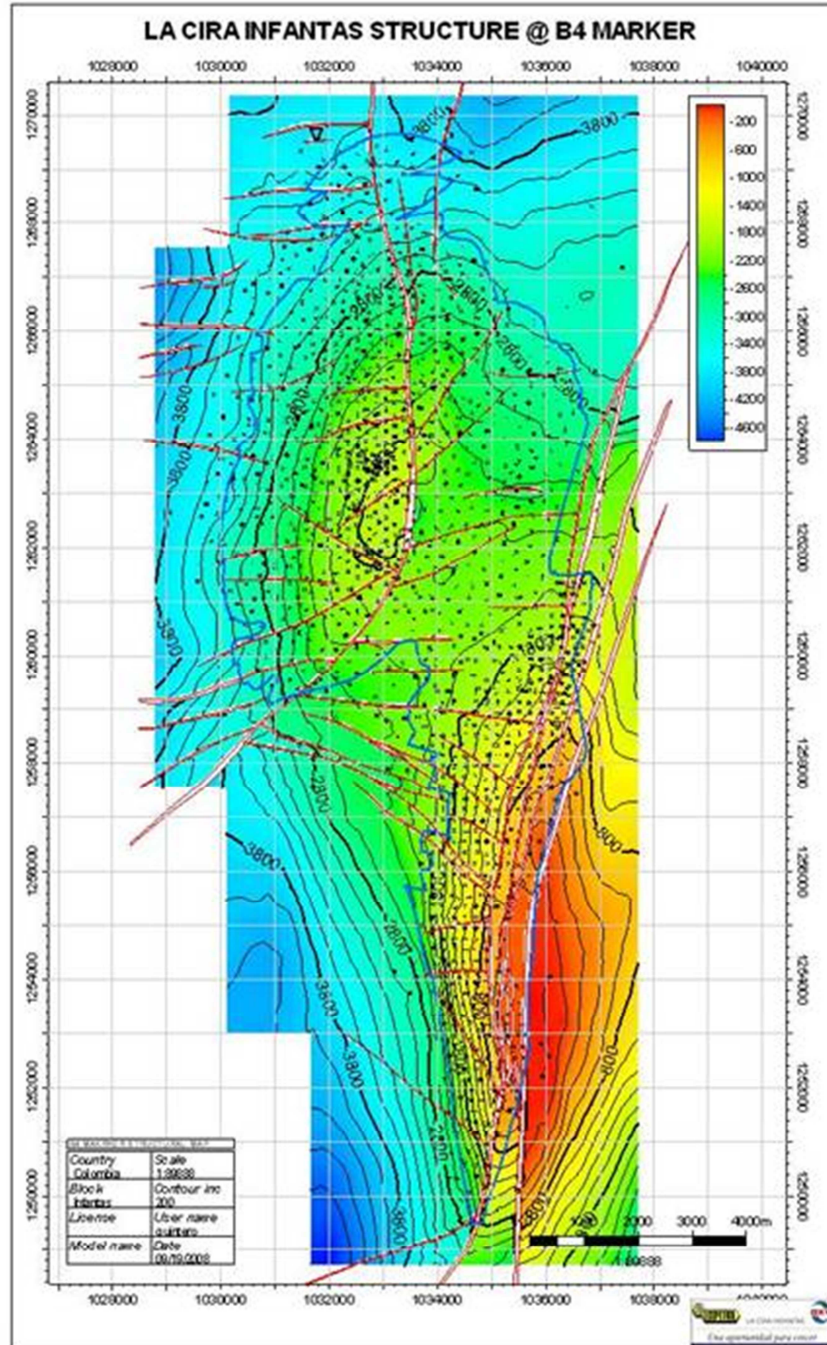
En términos generales se puede considerar que el flanco occidental del anticlinal presenta mayores buzamientos que el flanco oriental. La falla de Infantas buza hacia el Este con un ángulo entre 45° y 70° y es evidenciada en superficie por la presencia de resumaderos (oil seeps) y por zonas de arrastres y pliegues inversos así como por la expresión morfológica a lado y lado de la falla debido a los cambios en la litología.

1.3.2 Mapa Estructural. Esta estructura consiste de un anticlinal en forma de domo alargado en dirección N-S al Noroeste del Anticlinal de Infantas, con cabeceo (plunge) hacia el Norte y hacia el Sur y está cortada al Este del eje del Anticlinal por la Falla La Cira, que es una falla inversa de alto ángulo (70°-80°) que buza hacia el Occidente y cuyo desplazamiento oscila entre 200 y 300 pies en el tope de la estructura. Hacia el Este de la Falla La Cira la estructura se hunde un poco en forma de "U" a manera de sinclinal entre esta falla y la Falla de Infantas. Esta estructura tiene una longitud aproximada de 9 Km y un ancho de 6 km. Los buzamientos de la estructura hacia el Norte y el Oeste son de aproximadamente 10° a 15°. De acuerdo con los datos de producción del campo se puede considerar que la Falla La Cira actúa como una barrera efectiva entre el flanco Occidental y Oriental de la estructura.

Existe en este campo un gran número de fallas transversales al eje de la estructura (ver figura 3.) las cuales son normales con buzamientos entre 80° y 90° y desplazamientos de hasta 250 pies y que dividen al campo en varios bloques.

Hoy en día la actividad de desarrollo ejecutada en el Campo La Cira-Infantas, el equipo Integrado del Proyecto ha venido llevando a cabo un programa exploratorio, con el fin de adicionar reservas potenciales que puedan ser puestas en producción una vez descubiertas, tomando ventaja de las facilidades disponibles y por ende los bajos costos asociados. El área de evaluación de este potencial exploratorio está restringido a la zona de producción. Para este proceso de evaluación, se ha tomado como base estudios realizados previamente por Ecopetrol.

Figura 3. Mapa Estructural



Fuente: ECOPETROL S.A.³

³ ECOPETROL S.A. Informe Anual GRM 2011

De esta evaluación, ha sido posible identificar varias oportunidades exploratorias en la parte oriental del Campo La Cira, en el bloque colgante de la Falla de Infantas.

Así mismo, a través de la evaluación de información de pozos, se logró definir otra oportunidad en el intervalo Pre-Cretácico perforado en el pozo La Cira-1273. Se cuenta para este pozo con información de corazones, en donde se describen saturaciones de aceite para una sección por debajo de la discordancia regional del Terciario Inferior en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Esta sección estaría por debajo de la sección inferior de la Formación Mugrosa (Zona D), predominantemente arcillosa, lo que hace prospectivo el intervalo perforado en este pozo.

Para este proceso de evaluación, se ha tomado como base estudios realizados previamente por ECOPETROL, además de evaluaciones previas realizadas por Occidental de Colombia.

Así mismo, con los mapas en profundidad, se han hecho diagramas de Allan, que permiten evaluar la yuxtaposición de reservorios a lo largo de las fallas que limitan los prospectos y de esta manera evaluar su capacidad de sello.

Finalmente, con base en los parámetros de reservorio promedio para las zonas A y B, se estiman unos cálculos volumétricos preliminares para las oportunidades definidas en el Terciario. Para una oportunidad definida en el Pre-Cretácico (sector en donde se encuentra el pozo Cira-1273), se ha definido también un volumen preliminar de hidrocarburos potenciales, teniendo en cuenta información de pruebas e información de pozos cercanos.

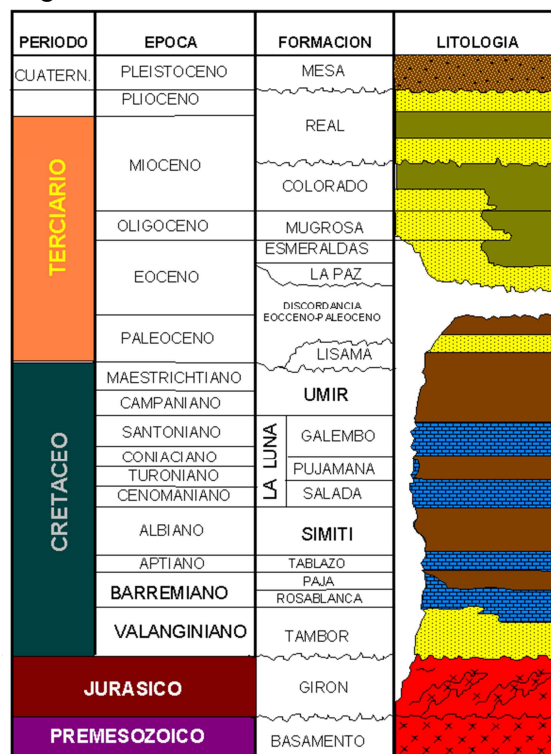
1.2.3 Estratigrafía. La columna estratigráfica atravesada por los pozos perforados en los dos campos abarca rocas desde el pre - Cretáceo hasta el Oligoceno; el Mioceno está presente en algunos campos vecinos, y los depósitos del Pleistoceno descansan discordantemente sobre el Oligoceno hacia el Occidente de la Cira (ver figura 4).

Las características litológicas y estratigráficas del terciario comprende: La Fm. Esmeralda-La Paz (Zona D) constituida por intercalaciones de arenas y arcillas con predominio de éstas últimas.

La Fm. Mugrosa inferior (Zona C) constituida por areniscas de grano medio a grueso y composición variable entre subarcosas, arcosas y sublitoarenitas. La Fm. Mugrosa superior (Zona B) constituida por intercalaciones de arena fina a muy fina con composición entre arcosas y subarcosas. La Fm. Colorado (Zona A) constituida por arenisca de grano fino a muy fino con intercalaciones de grano medio y composición entre arcosa lítica y subarcosa.

El Cretáceo está conformado por una secuencia marina en la que predominan las calizas y los shales oscuros. Se encuentra discordantemente por debajo de la secuencia del Terciario.

Figura 4. Columna Estratigráfica



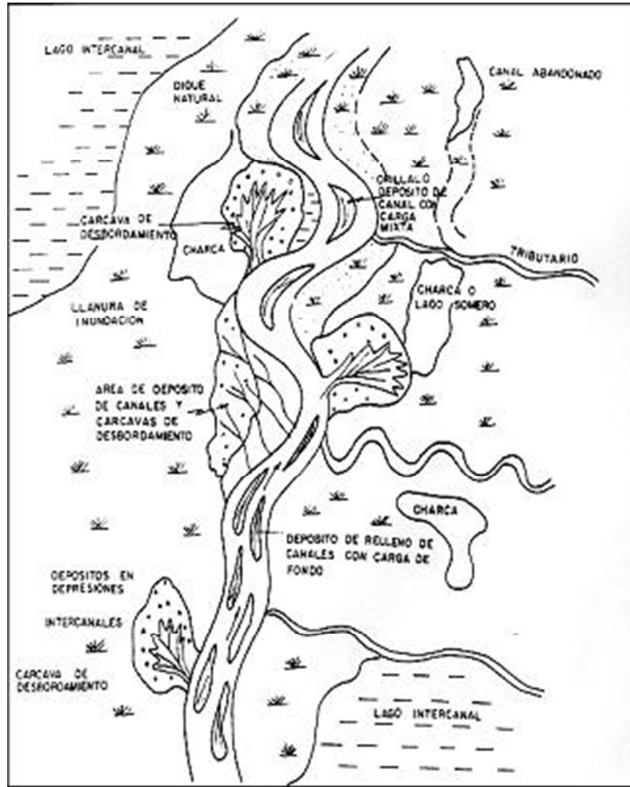
Fuente: ECOPETROL S.A.⁴

1.2.4 Ambiente de Deposición. Los cuerpos arenosos presentes en la secuencia terciaria se depositaron en un ambiente Fluvial (ver figura 5) y se definieron los siguientes subambientes:

⁴ ECOPETROL S.A. Brochure Alianza Campo La Cira Infantas.

- **Zona A:** Es de tipo Meandriforme y Braided.
- **Zona B:** Está definido como Braided con tendencia Meandriforme, con procesos Bedload y Mixload de base a tope asociados con algunos depósitos paludales.
- **Zona C:** Tipo Braided presentando apilamiento de canales.

Figura 5. Ambiente de Depositación Formación Mugrosa



Fuente: ECOPEL S.A.⁵

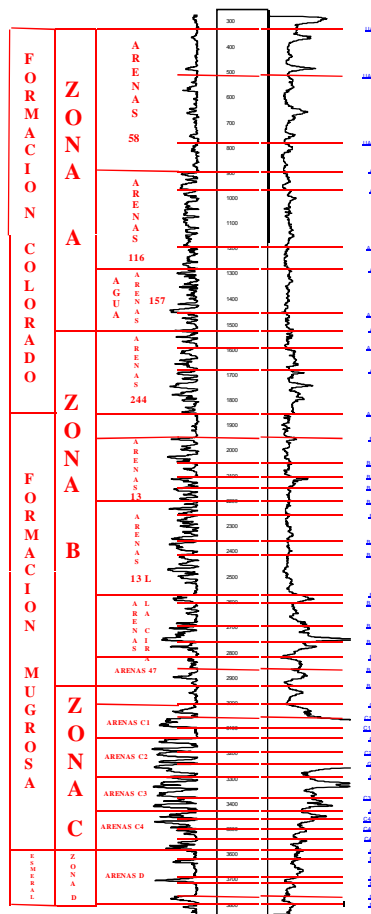
1.4 PROPIEDADES DEL YACIMIENTO

1.4.1 Propiedades Petrofísicas. En el Campo La Cira-Infantas se realizó la evaluación petrofísica de las Formaciones Mugrosa y Colorado en 823 pozos para lo cual se empleó la información de 6 pozos corazonados del Campo La Cira (1879, 1880, 1882, 1884, 1888, 1892) y se contó con la información de aprox. 3200 datos de análisis básicos de corazones de dichos pozos corazonados. Con esta información se realizó el cálculo de porosidad y permeabilidad en forma continua a partir de los perfiles disponibles para cada pozo.

⁵ ECOPEL S.A. Brochure Alianza Campo La Cira Infantas.

Además con la información de estudios especiales de corazones (70 muestras presentan propiedades eléctricas y presiones capilares, 24 muestras presentan permeabilidades relativas, 3 de mojabilidad y 11 de sensibilidad), se estableció las correlaciones que permitieron el cálculo de permeabilidades relativas y saturaciones originales basadas en datos de presión capilar, permitiendo por medio de la comparación de esta saturación y la calculada por Archie definir zonas acuíferas y zonas afectadas por inyección de agua dulce para los pozos perforados después de la inyección. Se definieron tres tipos de calidad de roca calibrada con la información de los pozos corazonados, identificando las zonas con mejores propiedades petrofísicas. En la figura 6 se muestra una evaluación petrofísica de las formaciones mugrosa y colorado del campo La Cira Infantas.

Figura 6. Registro Tipo



Fuente: ECOPETROL S.A.⁶

⁶ ECOPETROL S.A. Brochure Alianza Campo La Cira Infantas.

En el Campo La Cira-Infantas, está probada la acumulación de hidrocarburos con las siguientes propiedades petrofísicas como lo muestra la tabla 1 y las propiedades del fluido como lo muestra la tabla 2:

Tabla 1. Propiedades Petrofísicas

Parámetros Zona	INFANTAS		LA CIRA		
	B	C	A	B	C
Área (acres)	1171	2778	1492	3444	7438
Tope (pies)	900	2390	820	1600	3070
Espesor Neto (pies)	257	290	227	257	290
Porosidad prom. (%)	21	22	24	21	22
Permeabilidad prom. (md)	40	95	111	40	95
Swi (%)	45	45	45	45	45

Fuente: ECOPETROL S.A.⁷

Tabla 2. Propiedades del Fluido

PROPIEDAD	LA CIRA			INFANTAS	
	A	B	C	B	C
Temperatura de Yacimiento, °F	92	98	105	85	95
Presión de Saturación, PSI	640	715	1570	500	945
Factor Volumétrico a Ps y Py RB/STB	1067	1075	1,08	---	1
Rs, SCF/STB	70	93	181	93	200
Gravedad API	18 - 24	20 - 27	16 - 25	25	24 - 28
Viscosidad, CP	58 cps a 100°F	11,4 cps a 98 °F y 650 PSI	19 cps a 105°F y 1570 PSI	11,4 cps a 98°F y 650 PSI	5,5 cps
Salinidad ppm NaCl	10000 -15000	15000 - 25000	25000 - 40000	15000 - 25000	20000 - 40000
Tipo de Crudo	Nafténico			Nafténico - Parafico	
Mecanismo de Producción	Gas Disuelto			Drenaje Gravitacional Gas Disuelto	

Fuente: ECOPETROL S.A.⁸

1.5 HISTORIA DE PRODUCCION

El campo La Cira Infantas inicia su explotación en 1926 con la construcción del Oleoducto entre El Centro y el puerto de Mamonal (en la Costa Norte), lo cual permitió continuar con el desarrollo del campo considerandose en 1931 completo el desarrollo de zona "C" para la estructura de Infantas, con un espaciamiento promedio de 11 acres.

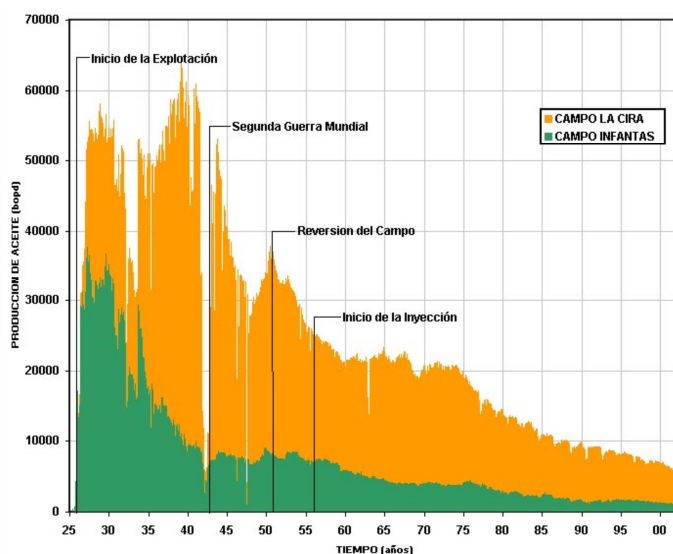
⁷ ECOPETROL S.A. Brochure Alianza Campo La Cira Infantas.

⁸ ECOPETROL S.A. Brochure Alianza Campo La Cira Infantas.

Entre 1930 y 1932 se desarrolla la zona “B” completándose 23 pozos y se profundizan 111 pozos de zona “C”, comenzando a declinar su producción con una tendencia hiperbólica que en la actualidad es de 2.9 % anual ($b=0.037$).

Al igual que el campo Infantas el campo la Cira en el año 1926 inicia su explotación y se consideró desarrollado en 1947, cuando se habían perforado 857 pozos.

Figura 7. Producción de Crudo 1925-2002



Fuente: ECOPETROL S.A.⁹

La máxima producción se obtuvo en 1939 como se indica en la figura 7 con una tasa de 53000 bpd de petróleo, siendo actualmente de 28000 bpd de aceite. El campo La Cira (a excepción de Área 01) se encuentra en proceso de recuperación secundaria por inyección de agua desde 1957.

Tabla 3. Producción de Crudo 2007 2010

ÁREA	PRODUCCIÓN PROMEDIO 2007 (BPPD)	PRODUCCIÓN PROMEDIO 2008 (BPPD)	PRODUCCIÓN PROMEDIO 2009 (BPPD)	PRODUCCIÓN PROMEDIO 2010 (BPPD)	% DE INCREMENTO ULTIMO AÑO
La Cira-Infantas	10.020	16.647	24.595	26.862	9%
Total SCI	10.020	16.647	24.595	26.862	9%

Fuente: Autor

⁹ ECOPETROL S.A. Brochure Alianza Campo La Cira Infantas.

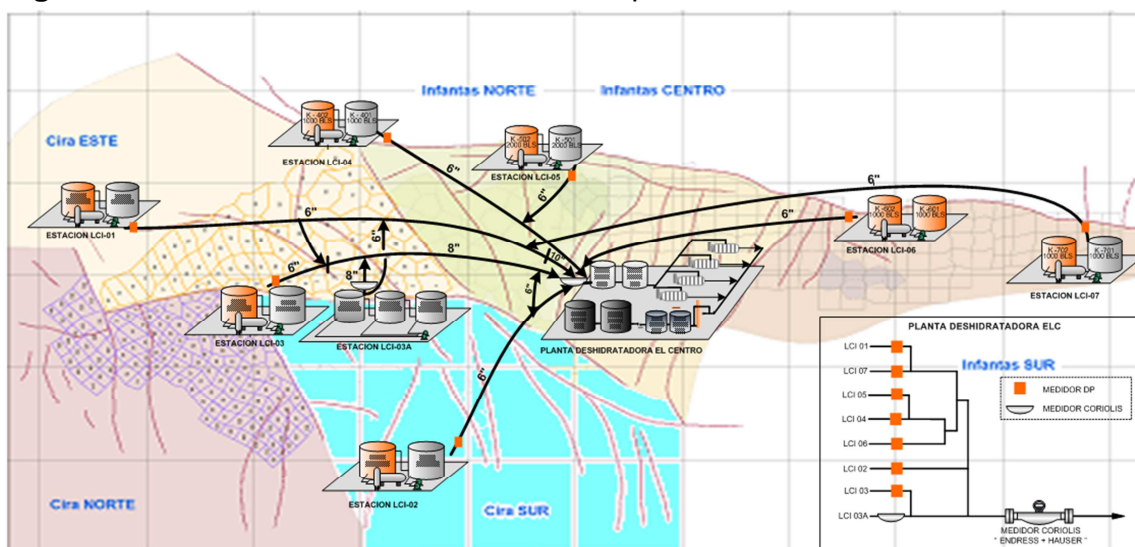
Tabla 4. Producción Promedio de Crudo 2010

CAMPO	PRODUCCIÓN PROMEDIO (BPPD)
La Cira	23.218
Infantas	3.644
Total SC	26.862

Fuente: Autor

En la figura 8 se muestra un esquema general de los fluidos salientes de las facilidades hacia la planta deshidratadora y un esquema del sistema de gas del campo La Cira Infantas.

Figura 8. Proceso General de Crudo del campo La Cira Infantas



Fuente: ECOPETROL S.A.¹⁰

1.6 RECUPERACIÓN SECUNDARIA

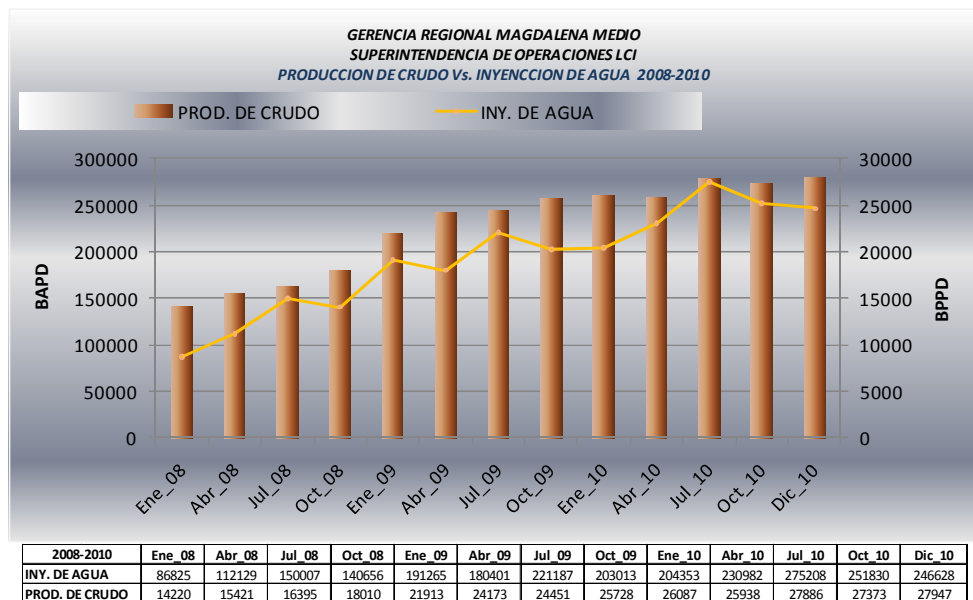
La Inyección de Agua es un método de recuperación secundaria de crudo (aceite) y sirve para mejorar la producción de aceite (factor de recobro), aumentando la presión del yacimiento por medio de un desplazamiento del crudo ejercido por el agua inyectada a alta presión (1800 psig). El crudo se encuentra en los poros de la roca, una analogía de esto puede ser una esponja mojada, siendo la esponja el yacimiento y el agua el crudo. A medida de que se va explotando el yacimiento por un gradiente de presión (diferencia de presiones entre la superficie y el yacimiento), se produce el crudo y la presión del yacimiento disminuye.

¹⁰ ECOPETROL S.A. Facilidades La Cira Infantas.

Para tratar de aliviar ésta pérdida de presión se utiliza las propiedades de baja compresibilidad he inmiscibilidad del agua con el crudo para lograr un desplazamiento del crudo. Algunas propiedades que se tienen que tener en cuenta El primer programa de inyección de agua en el campo La Cira se realizó entre 1946 y 1949, a través de siete pozos localizados en su periferia sobre el acuífero, en el sector del área 3W, con el propósito de presurizar el yacimiento. En 1957, se inició la ejecución de recobro de aceite por inyección de agua en la zona “ C “ del campo la Cira, en un área de 280 acres, localizado en la parte central del área 3W. A finales de 1958, se inicia el segundo desarrollo en el área 3W.

En Zona “B”: Se realizaron pilotos de inyección en las arenas “244”, “13” y “ La Cira” del área 3W que involucró como pozos productores centrales a: LC-892, LC-762, LC-853. La producción máxima del campo se obtuvo en 1939 con un valor de 53000 Bopd, el pico de producción secundaria se alcanzo en octubre de 1974, con una tasa de 11780 Bopd. Con una rata de inyección de 120300 Bwpd. El sistema de inyección-producción se ha venido deteriorando con el tiempo por diversas causas, y es así como en las épocas iniciales del desarrollo secundario llegando a estas épocas con una relación de 10 Bls de crudo por cada 100 Bls de agua inyectada con un factor de recobro de 10% (ver figura 9).

Figura 9. Comportamiento Inyección de Agua 2008-2010



Fuente: Autor.

Respecto a los espesores individuales de los intervalos productores o de los sometidos a inyección se tiene:

Formaciones:

Zona A formación Colorado

Zona B y C formación Mugrosa.

Profundidades:

Zona A, 600ft

Zona B, 1100 ft

Zona C, 2200 ft

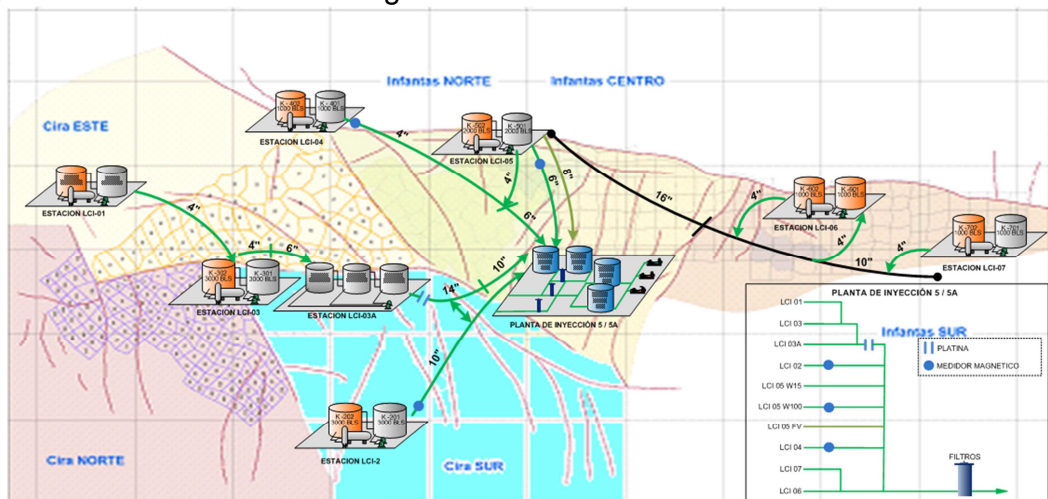
Espesor total de las zonas productoras:

Promedio: 250 ft

Máximo: 500 ft.

Considerando la extensión del área del proyecto de recuperación secundaria, se encuentra que el área total es de 6.960 hectáreas, y que el área con recuperación secundaria es de 6.073 hectáreas aproximadamente. En la figura 10 se evidencia la distribución de aguas producidas provenientes de las facilidades de producción y recibidas en la planta de inyección para luego ser tratadas e inyectadas nuevamente al campo.

Figura 10. Proceso General Aguas Producidas



Fuente: ECOPETROL S.A.¹¹

¹¹ ECOPETROL S.A. Facilidades La Cira Infantas

En el proceso de recuperación secundaria, la técnica de producción utilizada para separar las emulsiones que se presentan en la SCI, es utilizar un tratamiento termoquímico electrostático. Agregando un desemulsificante más temperatura se rompe la emulsión, y con la aplicación de un campo magnético, se logra la separación del agua necesaria para dejar el crudo bajo especificaciones.

1.7 PRODUCCIÓN DE GAS EN EL AREA LA CIRA

La producción promedio de gas de formación en el Área La Cira-Infantas fue de 2.8 MMSCFD (ver tabla 1), el cual se destina en proceso para la obtención de productos blancos y la venta de gas seco.

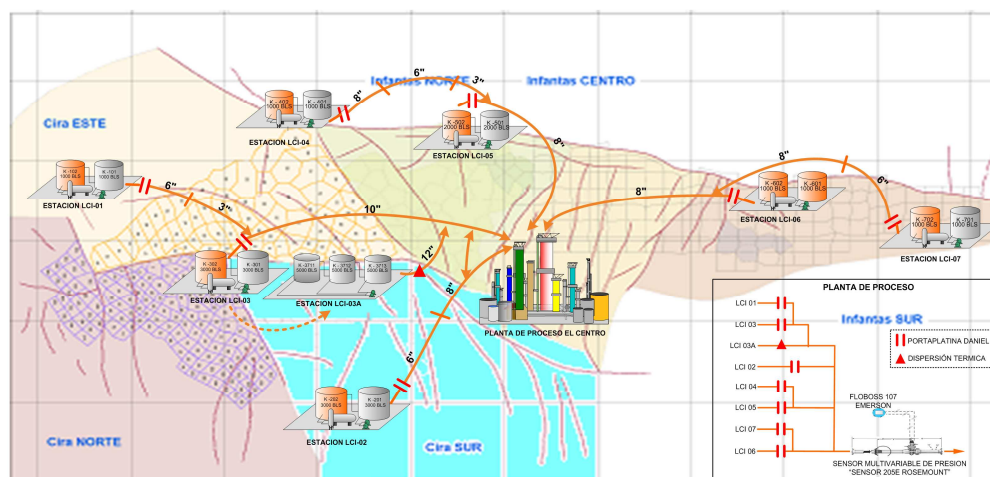
Tabla 5. Producción de gas – SCI 2010

CAMPO	PRODUCCION (KPC)	PRODUCCION PROMEDIO (KPCD)
La Cira	725.140	1.987
Infantas	306.499	840
TOTAL SCI	1.031.639	2.826

Fuente: Autor

La producción de gas del campo La Cira Infantas proviene del sistema de la red anular provisto de los pozos de mayor producción de gas y del proceso de separación que se realiza en cada una de las facilidades, tal como se aprecia en la figura 11.

Figura 11. Proceso General de Gas



Fuente: ECOPETROL S.A.¹²

¹² ECOPETROL S.A. Facilidades La Cira Infantas.

1.8 PRODUCCION DE CRUDO EN EL AREA LA CIRA

1.8.1 Tipos de Completación. Existen diferentes tipos de completaciones para los pozos que se han perforado en el Campo La Cira Infantas: verticales, direccionales y horizontales, dependiendo del área que se desea drenar y las propiedades del yacimiento que determinan el flujo.

1.8.2 Pozos Verticales. Son aquellos que se perforan perpendicularmente a un plano horizontal del yacimiento con un ángulo de inclinación entre $0 - 7^\circ$ grados respecto a la vertical, estos pozos ayudan a producir a lo ancho del pozo.

1.8.3 Pozos Direccionales. Son pozos perforados con un ángulo de inclinación respecto a la vertical, entre $7 - 60^\circ$ (perforación desviada), para cubrir el área máxima de un yacimiento de petróleo o de gas, o para librar el equipo abandonado en el agujero original.

1.8.4 Pozos Horizontales. Son pozos perforados horizontalmente o paralelos a los planos de estratificación de un yacimiento con la finalidad de tener mayor área de drenaje y aumentar la producción. También se denominan pozos horizontales aquellos con un ángulo de inclinación no menor de 60° respecto a la vertical.

La longitud de la sección horizontal depende de la extensión del yacimiento y del área a drenar en el mismo. Adicionalmente, se requiere un ensamblaje especial de la sarta de perforación para poder obtener los grados de inclinación máximos, hasta llegar al objetivo.

1.9 SISTEMAS DE PRODUCCIÓN

Cuando existe una tasa de producción donde la energía con la cual el yacimiento aporta los fluidos, en el nodo, es igual a la energía demandada por la instalación (separador y conjunto de tuberías: línea y tubería de producción) sin necesidad de utilizar fuentes externas de energía en el pozo, se dice entonces que el pozo es capaz de producir por flujo natural.

Cuando cesa la producción del pozo por flujo natural, se requiere el uso de una fuente externa de energía para lograr conciliar la oferta con la demanda; la utilización de esta fuente externa de energía en el pozo con fines de levantar los fluidos desde el fondo del pozo hasta el separador es lo que se denomina método de levantamiento artificial.

1.9.1 Flujo Natural. Se define de esta manera al tipo de levantamiento de un pozo cuando la presión con la que el yacimiento aporta el fluido es la suficiente para que el fluido llegue hasta la estación de recolección sin incorporar a este ningún tipo de energía adicional.

1.9.2 Levantamiento Artificial. Cuando la presión natural de empuje del reservorio cae a un punto en que no puede producirse por sí solo. La extracción del crudo en el campo La Cira Infantas y en especial a la troncal de 20", se realiza de forma artificial, utilizando tres mecanismos diferentes de bombeo:

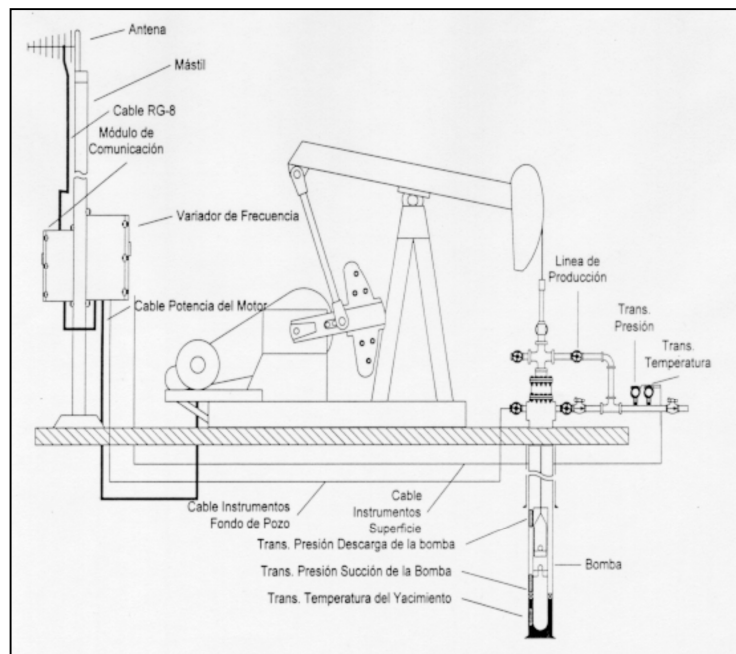
1.9.2.1 Bombeo Mecánico Convencional. Es el método de levantamiento artificial más común en el campo La Cira Infantas y consta de unidades de bombeo (Lufkin Mark II) y bombas de sub-suelo de desplazamiento positivo (Harrison - Fisher ó Weatherford), este sistema integrado puede manejar caudales de 0 a 1000 bpd. Fundamentalmente consiste en una bomba de subsuelo de acción reciprocante, abastecida de energía a través de una sarta de cabilla. La energía proviene de un motor eléctrico, o de combustión interna, la cual moviliza una unidad de superficie mediante un sistema de engranajes y correas, tal como se aprecia en la figura 12.

El bombeo mecánico convencional tiene su principal aplicación en el ámbito mundial en la producción de crudo pesado y extra pesado, aunque, también se usa en la producción de crudos medianos y livianos. Para que ocurra la acción del bombeo, el pistón realiza un movimiento reciprocante dentro del barril, la tubería confina la sarta de cabilla de succión que acciona a su vez la bomba en el subsuelo; posee válvulas fijas y viajera, son válvulas de no retorno, de bola y asiento de modo que solo permite el flujo en una sola dirección hacia el cabezal.

El volumen encerrado entre estas dos válvulas constituye la cámara de bombeo. Cuando el balancín esta en el punto muerto de inferior, las válvulas fijas y viajeras se hallan cerradas. Al comenzar la carrera ascendente, la presión de fondo y el efecto de succión del pistón permiten la apertura de la válvula fija; el fluido pasa del pozo hacia el inferior de de la bomba. Al mismo tiempo, la columna de fluido ejerce una presión sobre la válvula viajera y permanece cerrada durante la carrera ascendente fluido continua liberando la válvula hasta que el pistón llega al punto muerto del pistón. La válvula fija y cierra y comienza la carrera descendente.

El pistón se mueve hacia abajo y produce un punto de compresión cuando la presión interna es superior a la que existe en la válvula viajera, esta se abre y el fluido es trasferido al pistón hasta llegar al punto muerto inferior, donde se repite el ciclo de bombeo. No obstante hay que tener presente que la tubería deba ser capaz de soportar la presión debido a la columna de flujo sobre la bomba.

Figura 12. Sistema de Bombeo Mecánico



Fuente: BRICEÑO, Wilfredo¹³

1.9.2.1.1 Convencional. Es la unidad más conocida y popular de todos los campos petroleros, por ventajas económicas, fácil operación y mantenimiento. El movimiento rotatorio del motor es transmitido por medios de correas, a la caja de trasmisión la cual reduce la velocidad a través de un sistema de engranajes. Este movimiento más lento es comunicado a la viga viajera mediante conexión biela /manivela y convertidor alternativo vertical que se refleja en la barra pulida.

1.9.2.1.2 Unitorque. La unidad unitorque (Mark II), es un diseño que parte del modelo convencional, se caracteriza por ser capaz de soportar más fluido sin necesidad de sobre cargar el equipo, aunque es más costoso manufactura. Su estructura y requiere mayor contra-balance. El balanceo de esta unidad se hace

¹³ BRICEÑO, Wilfredo. Levantamiento Artificial

en la manivela y su requerimiento adicional es para contrarrestar el balance estructural originado por su geometría de fabricación.

1.9.2.1.3 Balanceada por Aire. Se caracteriza por utilizar un cilindro con aire comprimido en lugar de usar pesas de hierro, su costo por transporte e instalación es mas económica que las convencionales por lo cual puede ser usada costa afuera o cuando es necesario mover con frecuencia la unidad, el mantenimiento del cilindro de aire, pistón compresor y controles de neumáticos, lo hacen ser la unidad más costosa en cuanto a operaciones, pero son más resistentes a cargas que las convencionales.

1.9.2.1.1 Componentes del Equipo. Los componentes que conforman el sistema de bombeo mecánico se dividen en equipos de superficie y en equipos de subsuelo.

1.9.2.1.2 Descripción del Equipo de Superficie

- **Motor.** Es el encargado de suministrar la energía necesaria a la unidad de bombeo para levantar los fluidos de pozo. Estos motores pueden ser de combustión interna o eléctrica. Los motores de combustión interna pueden ser de baja o alta velocidad; los de baja velocidad operan entre 200 y 600 rpm y poseen un cilindro, los de alta velocidad funcionan entre 800 y 1400 rpm. En la actualidad el tipo de motor más utilizado en la industria petrolera es el motor eléctrico, este posee también una velocidad constante (baja velocidad) y una potencia que varía entre 5 y 100 hp, el motor de velocidad variable (alta velocidad) su potencia varía entre los 10 y 200 hp este ultimo utilizado para alto deslizamiento.
- **Caja de Engranaje.** Se utiliza para convertir energía del momento de rotación, sometidas a altas velocidades del motor primario, a energía de momento de rotación alto de baja velocidad. La maquina motriz se conecta al reductor de velocidad (caja de engranaje) mediante correa. El reductor de velocidad puede ser: Simple, doble o triple. La reductora doble es la más usada.
- **Manivela.** Es la responsable de transmitir el movimiento de la caja de engranaje o transmisión a la biela del balancín, que está unida a ellos por pines se están sujetas al eje de baja velocidad de la caja de engranajes y cada una de ellas tienen un número igual de orificios, los cuales representan una determinada

carrera del balancín, en ellos se colocan los pines de sujeción de las bielas. El cambio de pines de un hueco a otro se llama cambio de tiro.

- **Pesas ó Contra Peso.** Se utiliza para balancear las fuerzas desiguales que se originan sobre el motor durante a las carreras ascendente y descendente del balancín a fin de reducir la potencia máxima efectiva y el momento de rotación. Estas pesas generalmente, se colocan en la manivela y en algunas unidades sobre la viga principal, en el extremo opuesto el cabezote.
- **Prensa Estopa.** Consiste en una cámara cilíndrica que contienen los elementos de empaque que se ajustan a la barra pulida permitiendo sellar el espacio existente entre la barra pulida y la tubería de producción, para evitar el derrama de de crudo producido.
- **Barra Pulida.** Tubería fabricada de material resistente, generalmente se encuentran de diámetros de 1 1/4 y 1 1/2 pulgadas y longitud de 15 y 22 pies. Se encarga de soportar el peso de la sarta de cabillas, de la bomba y del fluido dentro de la tubería.
- **Unidad de Bombeo.** Su función principal es proporcionar el movimiento reciprocante apropiado, con el propósito de accionar la sarta de cabilla y estas, la bomba de subsuelo Mediante la acción de correas y engranajes se logra reducir las velocidades de rotación. El movimiento rotatorio resultante se transforma en uno reciprocante, a través de la manivela, la biela y el propio balancín.
- **Balancines Tipo API.** Son diseñados basados en especificaciones API, operan con movimientos armónicos simples que realiza una viga viajera activada por la caja de engranajes, conectada a un motor por medios de correas.

1.9.2.1.3 Descripción Del Equipo De Subsuelo.

- **Tubería de Producción.** Es una serie de tubos que se usa para trasportar el fluido y, al mismo tiempo, sirve de guía a la sarta de cabilla que acciona la bomba. Los tipos de tuberías más empleados para este tipo de completación (BM) son las EUE y la Hydrill.

- **Ancla De Tubería.** Controla los movimientos de la tubería, eliminar los esfuerzos durante la acción de bombeo, mantiene la tubería en una posición constante y reduce la fricción entre las cabillas y la tubería.
- **Sarta de Cabilla.** Es el elemento de conexión entre la unidad de bombeo, instalada en la superficie y la bomba de subsuelo. Mediante esta se transmite el movimiento reciproco a la bomba para deslizamiento de fluido, generalmente son fabricadas en acero y por lo tanto, poseen propiedades de elasticidad, aunque existen cabillas de fibra de vidrio y las continuas, cada una de ellas diseñadas para diferentes diámetros y longitud.
- **Cabillas API ó Convencionales.** Existen tres tipos de cabillas API de acuerdo al material de su fabricante C., D, K. Las longitudes de las cabillas pueden ser de 25 o 30 pies, utilizando niples de cabillas (tramos de cabillas de menor longitud), en los casos que ameriten para obtener la profundidad de asentamiento de la bomba, otros elementos adicionales de la sarta de cabilla s podrían ser una barra (Sinker Bar), diseñado para adicionar peso al colocar en la parte inferior de la barras de peso es de 1 ½ a 2 pulgadas. En pozos productores de crudo pesado; donde se crea una especie de colchón que aumenta el efecto de flotación de las cabillas durante su carrera descendiente, dificultando el desplazamiento del pistón dentro del barril de la bomba 0, con una consecuente disminución de la eficiencia volumétrica de la bomba, es ventajoso utilizar barra de peso en la sarta de cabillas, ya que facilita el desplazamiento de crudo viscoso al mantener tensión en la sarta de cabillas.´
- **Cabillas No API ó Continuas.** Son aquellas cabillas que no cumplen con las normas API, ellas son; Electra, continuas, fibra de vidrio dentro de las cuales las más usadas son las cabillas continuas, su elongación es 3.8 veces mayor que las cabillas de acero para la igual carga y diámetro.

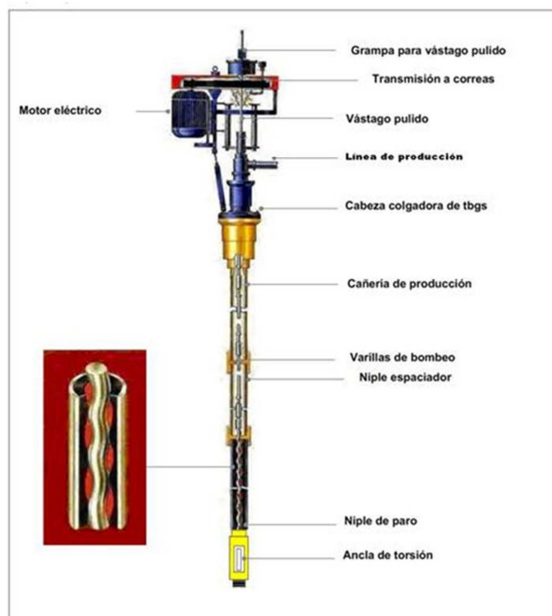
1.9.2.1.4 Bomba de Subsuelo. Es el primer elemento que se debe considerar al diseñar una instalación de bombeo mecánico para un pozo, ya que del tipo, tamaño y ubicación de la bomba depende el resto de los componentes. Es una bomba de desplazamiento positivo.

- **Barril ó Cilindro de la Bomba.** Es una pieza cilíndrica pulida en la cual se almacena el fluido.

- **El Embolo ó Pistón.** Es el elemento movable dentro de la bomba. Su diámetro determina la capacidad de desplazamiento y su resistencia es menor que el que la del cilindro.
- **La Válvula Viajera.** Está ubicada en el pistón, el tipo bola y asiento, permite la entrada del fluido del barril al pistón.
- **La Válvula Fija de Tipo Bola y Asiento.** Esta facilita la entrada del fluido desde el pozo hasta el barril de la bomba.

1.9.2.2 Bombas de Cavidades Progresivas. El Bombeo por Cavidad Progresiva proporciona un método de levantamiento artificial que se puede utilizar en la producción de fluidos muy viscosos y posee pocas partes móviles por lo que su mantenimiento es relativamente sencillo. En el campo La Cira Infantas hay (PCP) (Weatherford ó Netzsch) con capacidades de 500 – 2,000 bpd. Un sistema PCP consta básicamente de un cabezal de accionamiento en superficie y una bomba de fondo compuesta de un rotor de acero, en forma helicoidal de paso simple y sección circular, que gira dentro de un estator de elastómero vulcanizado (ver figura 13).

Figura 13. Sistema de Bombeo de Cavidades Progresivas



Fuente: <http://www.monografias.com/trabajos69/bombero-cavidades-progresivas/bombero-cavidades-progresivas2.shtml#sistemadea>

La operación de la bomba es sencilla; a medida que el rotor gira excéntricamente dentro del estator, se van formando cavidades selladas entre las superficies de ambos, para mover el fluido desde la succión de la bomba hasta su descarga. El estator va en el fondo del pozo enroscado a la tubería de producción con un empaque no sellante en su parte superior. El diámetro de este empaque debe ser lo suficientemente grande como para permitir el paso de fluidos a la descarga de la bomba sin presentar restricción de ningún tipo, y lo suficientemente pequeño como para no permitir el paso libre de los acoples de la extensión del rotor.

El rotor va roscado en las varillas por medio del niple espaciador o intermedio, las varillas son las que proporcionan el movimiento desde la superficie hasta la cabeza del rotor. La geometría del conjunto es tal, que forma una serie de cavidades idénticas y separadas entre sí. Cuando el rotor gira en el interior del estator estas cavidades se desplazan axialmente desde el fondo del estator hasta la descarga generando de esta manera el bombeo por cavidades progresivas. Debido a que las cavidades están hidráulicamente selladas entre sí, el tipo de bombeo es de desplazamiento positivo.

La instalación de superficie está compuesta por un cabezal de rotación, que está conformado, por el sistema de transmisión y el sistema de frenado. Estos sistemas proporcionan la potencia necesaria para poner en funcionamiento la bomba de cavidades progresivas. Otro elemento importante en este tipo de instalaciones es el sistema de anclaje, que debe impedir el movimiento rotativo del equipo ya que, de lo contrario, no existirá acción de bombeo. En vista de esto, debe conocerse la torsión máxima que puede soportar este mecanismo a fin de evitar daños innecesarios y mala operación del sistema.

El niple de asentamiento o zapato, en el que va instalado y asegurado al sistema de anclaje, se conecta a la tubería de producción permanentemente con lo cual es posible asentar y desasentar la bomba tantas veces como sea necesario.

1.9.2.2.1 Instalación Convencional. En la instalación convencional, primero se baja la tubería de producción se la ancla con un packers luego de la fijación se baja el estator y rotor que son instalados de forma separada; en este tipo de instalación se demora y consume más tiempo y en consecuencia mayor inversión, las varillas son las que proporcionan el movimiento giratorio, son enroscadas al rotor generando el movimiento giratorio que el sistema exige para ponerse en marcha.

1.9.2.2.2 Equipos de superficie y quipos de subsuelo. El sistema de bombeo por cavidades progresivas está integrado por equipos de superficie y equipos de subsuelo.

- **Tubería de producción.** Es una tubería de acero que comunica la bomba de subsuelo con el cabezal y la línea de flujo. En caso de haber instalado un ancla de torsión, la columna se arma con torsión óptimo API, correspondiente a su diámetro. Si existiera arena, aún con ancla de torsión, se debe ajustar con la torsión máxima API, de este modo en caso de quedar el ancla atrapada, existen más posibilidades de librarla, lo que se realiza girando la columna hacia la izquierda. Si no hay ancla de torsión, se debe ajustar también con el máximo API, para prevenir el desenrosque de la tubería de producción.
- **Sarta de varillas.** Es un conjunto de varillas unidas entre sí por medio de cuplas formando la mencionada sarta, se introduce en el pozo y de esta forma se hace parte integral del sistema de bombeo de cavidad progresiva. La sarta está situada desde la bomba hasta la superficie. Los diámetros máximos utilizados están limitados por el diámetro interior de la tubería de producción, utilizándose diámetros reducidos y en consecuencia cuplas reducidas, de manera, de no raspar con el tubing.
- **Estator.** Usualmente está conectado a la tubería de producción; es una hélice doble interna y moldeado a precisión, hecho de un elastómero sintético el cual está adherido dentro de un tubo de acero. En el estator se encuentra una barra horizontal en la parte inferior del tubo que sirve para sostener el rotor y a la vez es el punto de partida para el espaciamiento del mismo.
- **Elastómero.** Es una goma en forma de espiral y esta adherida a un tubo de acero el cual forma el estator. El elastómero es un material que puede ser estirado varias veces su longitud original teniendo la capacidad de recobrar rápidamente sus dimensiones una vez que la fuerza es removida.
- **Rotor.** Suspendido y girado por las varillas, es la única pieza que se mueve en la bomba. Este consiste en una hélice externa con un área de sección transversal redondeada, tornada a precisión hecha de acero al cromo para darle mayor resistencia contra la abrasión. Tiene como función principal bombear el fluido girando de modo excéntrico dentro del estator, creando cavidades que progresan en forma ascendente. Estando el estator y el rotor al mismo nivel, sus extremos inferiores del rotor, sobresale del elastómero aproximadamente

unos 460 mm a 520 mm, este dato permite verificar en muchos casos si el espaciamiento fue bien realizado. En caso de presencia de arena, aunque sea escasa, esta deja muchas veces marcada la hélice del rotor. De este modo, al retirar el rotor por cualquier motivo, se puede observar en qué punto estuvo trabajando dentro del estator, partiendo del extremo superior del rotor.

- **Centralizador.** Puede ser un componente adicional, sin embargo, tiene mayor uso en especial para proteger las partes del sistema. El tipo de centralizadores es el "no soldado". Empleado en la tubería con el propósito de minimizar el efecto de variaciones y a la vez para centralizar la bomba dentro de la tubería de producción.
- **Niple Intermedio o Niple Espaciador.** Su función es la de permitir el movimiento excéntrico de la cabeza del rotor con su cupla o reducción de conexión al trozo largo de maniobra o a la última varilla, cuando el diámetro de la tubería de producción no lo permite. En este caso es imprescindible su instalación.
- **Niple De Paro.** Es parte componente de la bomba y va roscado al extremo inferior del estator. Su función es hacer de Tope al rotor en el momento del espaciamiento, para que el rotor tenga el espacio suficiente para trabajar correctamente, servir de pulmón al estiramiento de las varillas, con la unidad funcionando y Como succión de la bomba. Los más usuales son los de rosca doble, con una rosca hembra en su extremo superior, que va roscada al estator y una rosca macho de la misma medida en su extremo inferior, para permitir instalar debajo el ancla de torsión o cualquier otro elemento. A la vez el centro de la misma hace de tope con el rotor, durante el espaciamiento.
- **Trozo De Maniobra.** Es muy importante instalar un trozo de esta medida inmediatamente por encima del rotor, en lugar de una varilla, cuando gira a velocidades superiores a las 250 RPM. Cuando se instala una varilla, debido a su largo y al movimiento excéntrico del rotor que se transmite directamente a ella, tiende a doblarse y rozar contra las paredes de la última tubería de producción. El trozo de maniobra, al ser de menos de la mitad del largo de la varilla, se dobla menos o no se dobla, dependiendo de su diámetro.
- **Ancla de Torsión.** Al girar la sarta en el sentido de las agujas del reloj, o hacia la derecha (vista desde arriba) se realiza la acción de girar la columna también hacia la derecha, es decir hacia el sentido de desenrosque de los caños. A esto

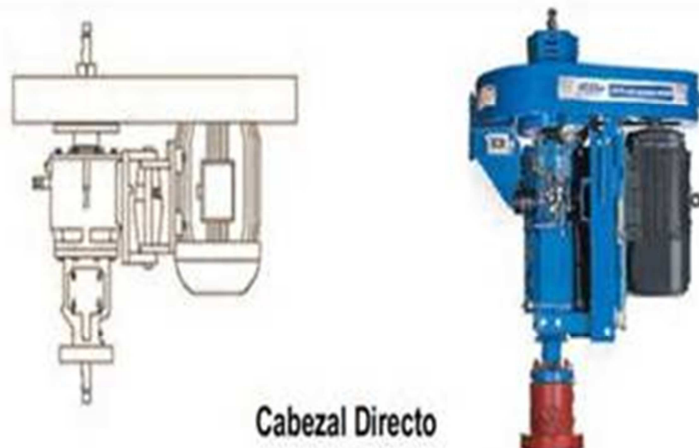
se suman las vibraciones producidas en la columna por las ondas armónicas ocasionadas por el giro de la hélice del rotor dentro del estator, vibraciones que son tanto mayores cuanto más profunda es la instalación de la bomba. La combinación de ambos efectos puede producir el desprendimiento de la tubería de producción, el ancla de torsión evita este problema. Cuanto más la columna tiende al desenrosque, más se ajusta el ancla. Debe ir siempre instalada debajo del estator. Es el elemento de la columna donde el esfuerzo de torsión es mayor, no siempre es necesaria su instalación, ya que en bombas de menor caudal a bajas velocidades y bajas profundidades no se tienen torques importantes y no se producen grandes vibraciones. No obstante, es recomendable en todos los casos.

- **Niple Asiento.** Es una pequeña unión sustituta que se corre en la sarta de producción. Permite fijar la instalación a la profundidad deseada y realizar una prueba de hermeticidad de cañería. En bombas insertables el mecanismo de anclaje es mediante un mandril a copas que permite utilizar el mismo niple de asiento que una bomba mecánica, evitando en un futuro el movimiento de instalación de tubería de producción al momento de cambiar el sistema de extracción.
- **Mandril A Copas.** Permite fijar la instalación en el niple de asiento y produce la hermeticidad entre la instalación de tubería de producción y el resto del pozo. El término mandril tiene muchos significados. Puede referirse al cuerpo principal de una herramienta o un eje. Adicionalmente, partes de la herramienta podrían estar conectadas, arregladas o encajadas adentro. También puede ser varillas de operación en una herramienta.
- **Zapato probador de hermeticidad.** En caso de ser instalado (altamente recomendado), se debe colocar siempre arriba del niple intermedio. Para poder probar toda la cañería y además como su diámetro interno es menor que el de la tubería de producción no permite el paso de centralizadores a través de él. Para algunas medidas de bomba, no se puede utilizar, porque el pasaje interior del mismo es inferior al diámetro del rotor impidiendo su paso en la bajada. La interferencia entre el rotor y el estator es suficiente sello para probar la hermeticidad, aunque siempre existe escurrimiento, tanto mayor, cuanto mayor sea la presión total resultante sobre la bomba. La suma de la presión de prueba más la altura de la columna debe ser tal que no supere la altura manométrica de la bomba para evitar dañarla.

- **Caño Filtro.** Se utiliza para evitar, (en el caso de rotura de estator con desprendimiento de elastómero), trozos de tamaño regular del mismo, pueden estar dentro del espacio anular. Una vez cambiada la instalación de fondo, estos pedazos de elastómero podrán ser recuperados con equipo especial y no permanecerán en el pozo donde se corre el peligro que sean succionados nuevamente por la bomba.
- **Equipos de superficie.** Una vez obtenidos los parámetros, mínimos de operación, necesarios para accionar el equipo de subsuelo, es necesario dimensionar correctamente los equipos de superficie que sean capaces de proveer la energía requerida por el sistema. Esto significa que deben ser capaces de suspender la sarta de varillas y soportar la carga axial del equipo de fondo, entregar la torsión requerida y rotar al vástago a la velocidad requerida y prevenir la fuga de fluidos en la superficie.
- **Cabezal de rotación.** El cabezal de rotación debe ser diseñado; para manejar las cargas axiales de las varillas, el rango de velocidad a la cual debe funcionar, la capacidad de freno y la potencia necesitara. Este es un equipo de accionamiento mecánico instalado en la superficie directamente sobre la cabeza de pozo. Consiste en un sistema de rodamientos o cojinetes que soportan la carga axial del sistema, un sistema de freno (mecánico o hidráulico) que puede estar integrado a la estructura del cabezal o ser un dispositivo externo. Un ensamblaje de instalación que incluye el sistema de empaque para evitar la filtración de fluidos a través de las conexiones de superficie. Además, algunos cabezales incluyen un sistema de caja reductora accionado por engranajes mecánicos o poleas y correas. La torsión se halla transferida a la sarta de varillas mediante una mesa porta grampa. El movimiento del mismo dentro del eje hueco permite el ajuste vertical de la sarta de varillas de succión (a semejanza del sistema buje de impulso/vástago de perforación). El peso de la sarta de varillas se halla suspendido a una grampa, provisto de cuatro pernos. La barra se puede levantar a través del cabezal a fin de sacar el rotor del estator y lavar la bomba por circulación inversa.
- **Cabezales de rotación.** El cabezal de rotación debe ser diseñado; para manejar las cargas axiales de las varillas, el rango de velocidad a la cual debe funcionar, la capacidad de freno y la potencia necesitara. Este es un equipo de accionamiento mecánico instalado en la superficie directamente sobre la cabeza de pozo. Consiste en un sistema de rodamientos o cojinetes que soportan la carga axial del sistema, un sistema de freno (mecánico o hidráulico)

que puede estar integrado a la estructura del cabezal o ser un dispositivo externo (ver figura 14). Un ensamblaje de instalación que incluye el sistema de empaque para evitar la filtración de fluidos a través de las conexiones de superficie. Además, algunos cabezales incluyen un sistema de caja reductora accionado por engranajes mecánicos o poleas y correas.

Figura 14. Plano del cabezal de una PCP.



Fuente: <http://www.monografias.com/trabajos69/bombeo-cavidades-progresivas/bombeo-cavidades-progresivas2.shtml#sistemadea>

Descripción de las partes del cabezal para PCP:

- ✓ Base Porta Empaque
- ✓ Tuerca Porta Empaque
- ✓ Buje Centralizador De Tuerca Empaque
- ✓ Buje Centralizador Inferior
- ✓ Deflector Ecológico
- ✓ Bulones 10/32 Anclaje Buje De Tuerca
- ✓ Cuerpo Principal
- ✓ Tapa Superior
- ✓ Eje Motriz Pasaje Hasta 1 1/2"
- ✓ Rodamiento 29420
- ✓ Rodamiento Nj 221
- ✓ Rodamiento Nj 214
- ✓ Caño Guía
- ✓ Visor
- ✓ Reten Inferior
- ✓ Mesa Porta Polea
- ✓ Bulones Alem 3/4 X 2 1/4"
- ✓ Caliper De Freno
- ✓ Disco De Freno
- ✓ Bulon Alem 12 X 175 X 35

- ✓ Caja Comando Hidráulico
- ✓ Motor Hidráulico
- ✓ Correa Sincrónica 90 X 190
- ✓ Engranaje 22 Dientes
- ✓ Engranaje 42 Dientes

- **Sistema de transmisión.** Como sistema de transmisión se conoce el dispositivo utilizado para transferir la energía desde la fuente de energía primaria (motor eléctrico o de combustión interna) hasta el cabezal de rotación. Para la transmisión de torsión de una máquina motriz a una máquina conducida, existen al menos tres métodos muy utilizados:

- ✓ Transmisión con engranajes
- ✓ Correas flexibles de caucho reforzado
- ✓ Cadenas de rodillos.

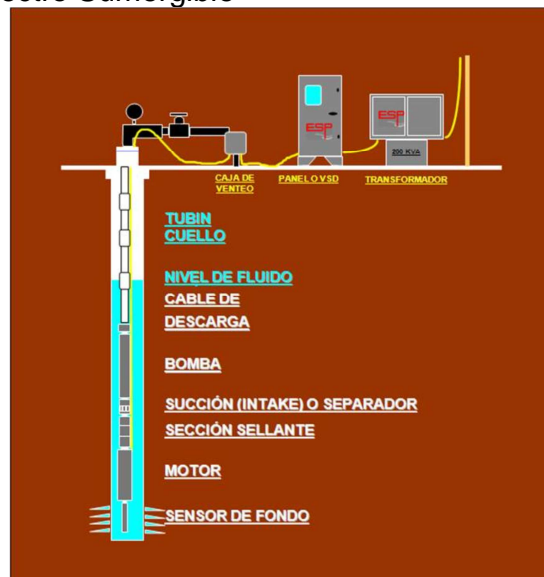
Dependiendo de la potencia, posición de los ejes, relación de transmisión, sincrónica, distancia entre ejes y costo; se seleccionará el método a utilizar. En la mayoría de las aplicaciones donde es necesario operar sistemas a velocidades menores a 150 RPM, es usual utilizar cabezales con caja reductora interna (de engranaje) con un sistema alternativo de transmisión, como correas y poleas. Esto se hace con el fin de no forzar al motor a trabajar a muy bajas RPM, lo que traería como resultado la falla del mismo a corto plazo debido a la insuficiente disipación de calor.

- **Sistema de Freno.** La segunda función importante del cabezal es la de frenado que requiere el sistema. Cuando un sistema BCP está en operación, una cantidad significativa de energía se acumula en forma de torsión sobre las varillas. Si el sistema se para repentinamente, la sarta de varillas de bombeo libera esa energía girando en forma inversa para liberar torsión. Adicionalmente, a esta rotación inversa se le suma la producida debido a la igualación de niveles de fluido en la tubería de producción y el espacio anular, en el momento de la parada. Durante ese proceso de marcha inversa, se puede alcanzar velocidades de rotación muy altas. Al perder el control de la marcha inversa, las altas velocidades pueden causar severos daños al equipo de superficie, desenrosque de la sarta de varillas y hasta la rotura violenta de la polea el cabezal, pudiendo ocasionar esta situación daños severos al operador.

1.9.2.3 Bombas Electro Sumergibles. En el Campo La Cira Infantas existen 8 bombas Electro Sumergibles (BES) (Schlumberger-REDA ó Baker Hughes) de las cuales 4 hacen parte de la troncal de 20" con capacidades desde 100 bpd.

Este sistema se basa en el principio del movimiento rotatorio de una bomba centrífuga conectada a un motor eléctrico sumergible, el equipo es colocado a una profundidad determinada en el pozo, la cual debe estar bajo el nivel dinámico del fluido. La bomba sumergible debido a la acción del movimiento rotatorio de los impulsores da energía al fluido, aumentando su presión. El diagrama indicado en la figura 15, describe los componentes esenciales de este tipo de unidad, la cual consta de un motor eléctrico, el cual recibe la energía por medio de un cable eléctrico proveniente de una fuente ubicada en la superficie.

Figura 15. Bomba Electro Sumergible



Fuente: <http://www.monografias.com/trabajos63/levantamiento-artificial-bombeo/levantamiento-artificial-bombeo2.shtml>

El protector o sección sellante está localizado arriba del motor y es utilizado especialmente para prevenir que los fluidos del pozo entren en él, está ensamblado herméticamente tanto al motor como a la bomba o al separador de gas si éste es necesario para ventear el gas en la instalación, en su interior existe un eje cuya función es transmitir el movimiento del motor a la bomba y al separador de gas, permitiendo que el fluido de formación supere el gradiente del fluido y llegue a superficie. Un sistema de bombeo electro sumergible se puede dividir en tres grupos principales.

1.9.2.3.1 Equipos de superficie. El equipo típico de superficie comprende de un transformador primario, un panel de control del motor (Switchboard o variador de frecuencia), un transformador secundario (en caso de que se use un variador de frecuencia), una caja de venteo y un cabezal de pozo.

- **Cabezales:** Tienen el propósito de suspender el revestidor (casing) y la sarta de tubería de producción, aislar anulares entre revestidor y tubing y proveer un medio de conducción entre el pozo y las conexiones de superficie. Pueden ser de varios tipos, de los cuales, los más comúnmente utilizados son:
 - ✓ Tipo HERCULES, para baja presión
 - ✓ Tipo Roscado, para alta presión
- **Transformador primario:** Este componente se utiliza para reducir el voltaje de la fuente primaria a un voltaje que pueda ser manejado por el panel de control o por el variador de frecuencia. Se puede utilizar un solo transformador trifásico o un conjunto de tres transformadores monofásicos.
- **Panel de Control:** Es el componente desde el que se gobierna la operación del motor en el fondo del pozo. Dependiendo de la calidad de control que se desea tener, se seleccionan los dispositivos que sean necesarios para integrarlos al tablero, este puede consistir en un arrancador de motor, protección por sobrecarga y baja carga, una llave manual para desconectarlo, retardo en el tiempo y un amperímetro registrador. Este panel entrega el voltaje requerido por el motor de fondo.
- **Variador de frecuencia:** Es un dispositivo diseñado e instalado para cambiar la frecuencia de la corriente que alimenta al motor, por lo tanto modificar su velocidad angular para obtener un rendimiento óptimo del equipo electro sumergible. El rango de ajuste de la frecuencia es de 30 a 90 Hz, lo que implica su amplio rango de velocidades y por lo tanto de caudales que es posible manejar con un mismo equipo de fondo. Si se utiliza un variador, un transformador secundario será requerido, puesto que el voltaje entregado no es el que requiere el motor de fondo.
- **Transformador secundario:** Se lo utiliza si se instala un variador de frecuencia, para elevar el voltaje hasta los requerimientos del motor. Puede ser un solo transformador trifásico o un banco de tres transformadores monofásicos.

- **Caja de venteo:** Se instala por razones de seguridad entre el cabezal del pozo y el tablero de control, debido a que el gas puede viajar a lo largo del cable superficial y alcanzar la instalación eléctrica en el tablero y ocasionar una explosión. En la caja de venteo o de unión, los conductores del cable quedan expuestos a la atmósfera evitando esa posibilidad.

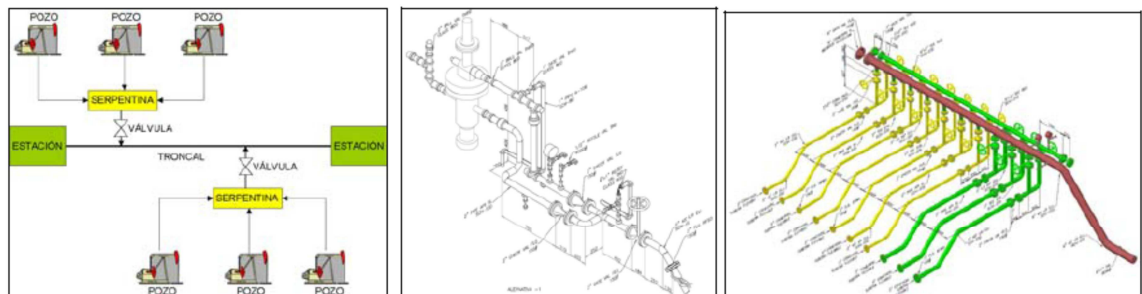
1.9.2.3.2 Equipos de subsuelo. Son aquellas piezas o componentes que operan instalados en el subsuelo. Las compañías de bombeo electro sumergible se especializan en la fabricación de estos equipos.

- **Bomba:** El corazón del sistema de bombeo electro sumergible es la Bomba Centrífuga. Estas bombas son del tipo multi- etapas y el número de estas depende de cada aplicación específica. cada “etapa” está formada por un impulsor y un difusor. el impulsor da al fluido energía cinética y el difusor cambia esta energía cinética en energía potencial (altura de elevación o cabeza).
- **Succión:** Esta es la puerta de acceso de los fluidos del pozo hacia la bomba, para que esta pueda desplazarlos hasta la superficie. Existen dos tipos básicos de succiones o intakes de bombas:

1.10 FACILIDADES DE SUPERFICIE

Los fluidos de pozos son recolectados a través de manifolds de producción distribuidas estratégicamente en el campo, estas serpentinas desembocan en ramales que ingresan a las estaciones, tal como se aprecia en la figura 16.

Figura 16. Flujo desde pozos hacia troncal (izq) cabeza de pozo(centro) serpentina (derecha)



Fuente: Gomez, Jose Rodrigo.¹⁴

¹⁴ GOMEZ, Jose Rodrigo. Manual de Operaciones Para La Estación-LCI3A

En la tabla 6 se presenta un resumen de los manifolds de producción correspondientes a la troncal de 20" con sus respectivos pozos.

Tabla 6. Estado Actual de los Manifolds de Producción y sus Pozos

MANIFOLDS DE PRODUCCION	POZO	ZONA	SLA	MANIFOLDS DE PRODUCCION	POZO	ZONA	SLA
SS39	255	C	PCP	SS113	823	C	PCP
	451	C	BM		838	C	BM
	934	B	BM		2192	C	BM
	935	B	BM		2193	C	PCP
	2212	C	PCP		2195	C	PCP
	2913	C	BM		2231	C	BM
SS39A	1710	C	BM		2604	C	PCP
	1712	B	BM		2661	C	BM
	1871	C	BM		2904	C	PCP
	2057	C	BM		SS106A	2238	C
	2102	C	PCP	2241		C	BM
	2116	C	BM	2242		C	BM
	2180	C	ESP	2243		C	BM
	2182	C	BM	2273		C	BM
	2183	C	PCP	2274		C	BM
2581	C	BM	2276	C		BM	
SS39B	231	B	BM	2278		C	BM
	341	C	BM	2282		C	BM
	342	C	BM	2577		C	ESP
	931	C	BM	SS106B	2244	C	BM
	2208	C	PCP		2246	C	BM
SS98A	503	BA	BM	SS105A	2576	C	BM
	710	CBA	BM		791	C	BM
	711	C	BM		2224	C	BM
	1714	C	BM		2226	C	BM
	1716	B	BM		2230	C	PCP
	1717	A	BM	2564	C	BM	
	1851	C	BM	SS98B	2583	C	PCP
	2029	C	BM		2586	C	PCP
	2030	C	BM		2598	C	BM
	2117	C	BM		2600	C	BM
	2185	C	BM		2601	C	PCP
2186	C	PCP	2602		C	PCP	
SS98C	2100	C	PCP		2603	C	PCP
	2101	C	ESP		2605	C	PCP
	2170	C	PCP		2606	C	PCP
	2172	C	PCP		2636	C	PCP
	2683	C	PCP	2903	C	PCP	
	2695	C	BM				

Fuente: ECOPETROL S.A.

Una vez el crudo se encuentra en la superficie es direccionado (presión de descarga de 120-150 psig) hacia la estación por medio de la conexión en serie de las siguientes facilidades mecánicas

- Facilidad en cabeza de pozo: compuesta por válvulas tipo Swing Check y Gate o Compuerta, accesorios y tubería de 2" sch std.
- Línea de Flujo flexible hecha en poli-(sufuro de fenileno) recubierta por una camisa de polipropileno, esta línea es la encargada de conectar el pozo al manifold de producción ó Serpentina.
- El Manifold de producción es el encargado de recibir el flujo de las líneas de los diferentes pozos, es un arreglo mecánico compuesto por válvulas tipo Swing Check y Gate o de compuerta, accesorios y tubería SCH STD.
- El Ramal de producción es el encargado de conectar la serpentina a la troncal, se construye en tubería de 6" o 8" SCH STD y puede llegar a medir de 100 a 1000 m de longitud dependiendo de su posición con respecto a la troncal.
- La Troncal de producción que es el último camino que recorre el fluido antes de llegar a la estación de separación, se construye en tubería de diámetros entre 8" a 20" SCH STD, a ella llegan todos los ramales provenientes de las serpentinas o manifolds de producción.
- Trampas para raspadores (limpieza de línea a la entrada de cada facilidad de separación).

La producción de los pozos fluye hacia la facilidad de Producción LCI-3A a través de 2 líneas troncales de recolección:

- Troncal de 8"Ø, para recoger la producción proveniente de los pozos de la zona Cira-Norte.
- Troncal de 20"Ø para recoger la producción que entregan los pozos de la zona Cira-Norte-Sur.

En la entrada de la estación, dichas troncales convergen en un cabezal principal de 24" del cual se desprenden 3 líneas de 10", que alimentan cada uno de los

trenes principales y 3 líneas de 8 pulgadas que permiten la interconexión de los trenes principales.

El sistema de recolección en cabeza de pozo opera en promedio a 120-150 psig, en serpentina aproximadamente a 110-130 psig y llegando a la facilidad a 35 psig. La temperatura oscila entre 60 y 110°F (madrugada y medio día) y en la noche vuelve a 80-90°F. Al cabezal principal no ingresan líneas de recirculación de fluidos de la estación, sin embargo se dispone de dos conexiones auxiliares de 10" y tres conexiones auxiliares de 8 pulgadas.

Tanto las líneas de entrada a las estaciones como los manifold y el cabezal de entrada, son tubería de acero al carbón clase A1, rating ANSI 150 RF cédula 40, cuya presión de diseño es de 285 psig, para el intervalo de temperatura de operación.

Cada línea de entrada al manifold tiene válvula de bloqueo tipo bola y válvula de cheque tipo cortina, que evita el retorno de los fluidos. Las líneas de entrada, los manifolds y el cabezal principal cuentan con la instrumentación, cuyo objetivo es el monitoreo continuo de las variables presión y temperatura. Se cuenta con dos alarmas de presión (alta y baja) y un interruptor de alta presión en el cabezal principal cuyos valores de ajuste (set point).

En caso de que la presión sobrepase el rango esperado de operación de 25-35 psig, se cuenta con dos alarmas programadas en el PIT con señal hacia el cuarto de control. Cuando la presión llega a 70 psig se activa la alarma de muy alta presión a través del PSHH produciendo una alarma para que el operador determine si es necesario proceder con el cierre de las válvulas SDV o si es requerido programar simultáneamente parada de pozos automatizados.

En el caso de cierre de las válvulas de control FCV sin cierre de las válvulas de corte SDV se garantiza la integridad del sistema de recolección por parada de pozos cuando la presión llega a 200 psig y/o la acción de dos válvulas de alivio de presión PSV ubicadas sobre el cabezal de 24 pulgadas, que relevan el fluido hacia el tambor de tea cuando la presión sube a 220 psig PSV. Se cuenta con otra localizada en paralelo PSV que provee la misma capacidad de alivio y la cual dispara si la presión sube hasta los 230 psig. El fluido transportado hacia la estación está compuesto de crudo, agua y gas. Cada troncal cuenta con una facilidad para adición de compuesto químico que se pueda requerir con el fin de romper la emulsión y facilitar la separación en la estación.

2. ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN

2.1 ANÁLISIS NODAL

Las compañías productoras de petróleo y gas realizan continuamente grandes esfuerzos por agregar valor a sus corporaciones y mejorar así sus resultados financieros. Estos esfuerzos están dirigidos a optimizar los Sistemas de Producción.

Esto constituye el “Núcleo del Negocio” de la Corporación ya que permite maximizar la producción total diaria de hidrocarburos y/o el beneficio neto, producto de la venta de los mismos.

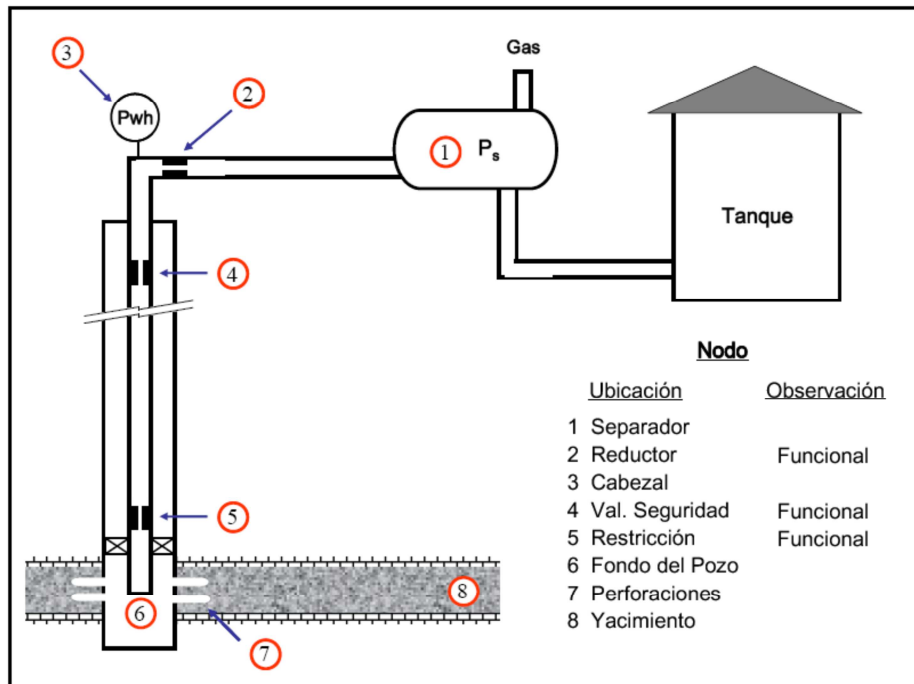
Una de las técnicas más utilizadas para optimizar sistemas de producción, dada su comprobada efectividad y confiabilidad a nivel mundial es el Análisis Nodal; con la aplicación de esta técnica se adecúa la infraestructura tanto de superficie como de subsuelo, para reflejar en superficie el verdadero potencial de producción de los pozos, asociados a los yacimientos del sistema total de producción.

En otras palabras, se logra cerrar la brecha existente entre la producción real de los pozos y la producción que debería exhibir de acuerdo a su potencial real de producción.

2.1.1 Concepto de Análisis Nodal. El análisis nodal es el estudio del comportamiento que tiene el sistema de flujo (yacimiento – pozo- completación - línea de producción – cabezal - línea de transferencia) de cada pozo, con el objetivo principal de evaluar las condiciones de productividad del mismo, tal como se muestra en la figura 17.

Saber con certeza que variables afectan el comportamiento del sistema de producción, permite optimizar el caudal de petróleo producido, ahí radica la importancia de un análisis de los pozos, de los yacimientos productores. Además permite conocer las condiciones de productividad de un pozo de gas y petróleo.

FIGURA 17. Ubicación de un Nodo en un Sistema de Producción Pozo-Yacimiento



Fuente: Márquez, Richard.¹⁵

2.1.2 Componentes del Análisis Nodal. El sistema está conformado básicamente por el comportamiento o aporte de fluidos desde el yacimiento (curva de oferta o Inflow) y la curva de levantamiento de fluidos (llamada generalmente curva de demanda u Outflow).

2.1.2.1 Curva de Inflow. La curva IPR es la representación gráfica de las presiones fluyentes, P_{wf} , y las tasas de producción de líquido, que el yacimiento puede aportar al pozo para cada una de dichas presiones.

Esta curva de afluencia de fluidos representa una foto instantánea de la capacidad de aporte del yacimiento hacia el pozo en un momento dado de su vida productiva y es normal que dicha capacidad disminuya a través del tiempo por reducción de la permeabilidad en las cercanías del pozo, por el porcentaje de agua producida, por la declinación de la presión en el yacimiento y por el aumento de la viscosidad del crudo en la medida en que se vaporizan sus fracciones livianas.

¹⁵ Ing. MARQUEZ, Richard. ANALISIS NODAL DEL SISTEMA DE PRODUCCION

Las ecuaciones matemáticas para el cálculo del Inflow se basan generalmente en modelos de índice de productividad, la ecuación de Darcy, Vogel, Jones, Forchheimer, y Joshi.

El índice de productividad que utilizamos hace referencia a la producción de líquido en superficie y a la diferencia de presión en subsuelo. Para nuestro estudio vamos a tomar en cuenta el fluido total que se está produciendo en los pozos. Es decir la producción del líquido que se tiene en el campo La Cira va a ser definida por la siguiente ecuación:

$$IP = \frac{k * h}{141.2 * \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \left[\frac{K_{r0}}{\mu_0 * \beta_0} + \frac{K_{rw}}{\mu_w * \beta_w} \right]$$

Se ha desarrollado varias ecuaciones que representan el comportamiento de la afluencia de los fluidos mediante hojas de cálculo que serán analizadas en conjunto en los posteriores análisis. Estos estudios nos sirven como referencia para el estudio de los resultados obtenidos en el software de análisis nodal.

2.1.2.2 Curva de Outflow. La curva de levantamiento puede ser determinada con las correlaciones de flujo multifásico (Hagerdon & Brown, Beggs & Brill, Duns & Ros, etc.) y la completación mecánica.

Las curvas de Outflow se van a encontrar influenciadas por dos fenómenos que ocurren a nivel de pozo: el primero, es el efecto de resbamiento de líquido (holdup), producido dentro del tubing, y el segundo factor es, el efecto de fricción que ocurre entre el fluido y algunos componentes mecánicos del pozo (niples de asiento, válvulas SSSV, crossover, etc.).

2.1.3 Procedimiento de Análisis. El procedimiento consiste en dividir el sistema de producción e inyección en nodos de solución, para calcular caídas de presión, así como el caudal de fluidos producidos y de esta manera poder determinar el potencial de producción de un yacimiento. Se trabaja considerando las pérdidas de presión que se producen en el pozo, desde el reservorio al separador o viceversa.

El nodo es un punto dentro del sistema de flujo. Este punto de solución se considera útil cuando el diferencial de presión y la tasa de producción que pasa por el nodo nos permiten representar una ecuación matemática o física.

En el análisis nodal se evalúa un sistema de producción dividiéndole en tres componentes básicos:

- Flujo a través de un medio poroso
- Flujo a través de una tubería vertical o direccional
- Flujo a través de una tubería horizontal

2.1.4 Punto de Análisis – Condiciones de Operación. La intersección de las curvas de Inflow y Outflow en la gráfica de P_{wf} vs. Q , es la condición actual de operación del pozo en estudio, y está basado en el nodo al fondo del pozo frente a la cara de la formación.

Todos los componentes aguas arriba del nodo solución comprenden la sección de “Inflow”, mientras la sección de “Outflow” consiste de todos los componentes aguas abajo del nodo. Una relación entre la tasa de flujo y la caída de presión se puede realizar para cada componente en el sistema. La tasa de flujo a través del sistema puede ser determinado una vez que los siguientes requerimientos sean satisfechos:

- Flujo dentro del nodo igual al flujo fuera de él.
- Solo una presión debe existir en el nodo.

La capacidad de producción del pozo en flujo natural lo establece la tasa de producción para la cual la capacidad de aporte de fluidos del yacimiento se iguala a la capacidad de levantamiento de fluidos del pozo conjuntamente con su línea de flujo en la superficie.

2.1.5 Análisis de Sensibilidades. La presión de salida del sistema es usualmente la presión del separador o la de cabeza ya sea que el pozo este o no siendo controlado en superficie por una restricción al flujo. El efecto de cambiar cualquier componente del sistema puede ser analizado, recalculando la presión en el nodo y la tasa de flujo, utilizando las nuevas características del componente que fue cambiado. Si el cambio se realizó aguas arriba del nodo, la curva “outflow” no cambiará. Las curvas también cambian si cambian las presiones, lo cual ocurre con cambios de completaciones o de las condiciones del separador.

Un sistema de producción puede ser optimizado seleccionando la combinación de componentes que posean las características necesarias para dar la máxima tasa de producción por el menor costo. Aunque la caída de presión del sistema sería la diferencia entre la presión de reservorio y la presión a la salida del sistema, se puede hacer un análisis en lugares específicos, la capacidad de producción del sistema depende del lugar donde las caídas de presión tengan lugar. Si demasiadas caídas de presión ocurren en un componente, existiría insuficiente presión para el desempeño eficiente de los otros componentes del sistema de flujo.

A pesar de que el reservorio tenga la capacidad de producir una gran cantidad de fluido, si la caída de presión en un componente del sistema es grande, el comportamiento del pozo se verá afectado.

El caso en el cual el desempeño del pozo está siendo controlado (“Inflow”), la excesiva caída de presión puede ser causada por un daño en la formación o perforaciones inadecuadas.

Es obvio en el gráfico que mejorando el sistema de tuberías de la completación (“Outflow”) o utilizando un método de levantamiento artificial se mejoraría la producción sin alterar los componentes de la formación. Un incremento en la tasa de producción ocurriría incrementando el diámetro de la tubería de producción. Sin embargo, si la tubería de producción es demasiado grande la velocidad del fluido dentro de la tubería podría ser muy baja para levantar efectivamente el líquido a la superficie.

Esto podría ser causado tanto por un tubing grande como por tasas de producción bajas. La velocidad del fluido es el resultado de la relación entre el caudal producido y el área transversal del tubing.

2.1.6 Definiciones básicas para flujo multifásico. El conocimiento de la velocidad y de las propiedades de los fluidos tales como densidad, viscosidad y en algunos casos, tensión superficial son requeridos para los cálculos de gradientes de presión. Cuando estas variables son calculadas para flujo bifásico, se utilizan ciertas reglas de mezclas y definiciones únicas a estas aplicaciones.

A continuación se presentan las definiciones básicas para flujo multifásico y la forma de calcular estos parámetros.

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

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

El hold up es una fracción que varía a partir de cero para flujo monofásico de gas a uno para flujo de líquido únicamente. El remanente del segmento de tubería es ocupado por gas, el cual es referido como un hold up de gas o fracción ocupada por gas.

$$H_g = 1 - H_L$$

2.1.6.2 Fracción de líquido sin deslizamiento. Hold up sin deslizamiento, algunas veces llamado contenido de líquido de entrada, es definido como la razón del volumen de líquido en un segmento de tubería dividido para el volumen del segmento de tubería, considerando que el gas y el líquido viajaran a la misma velocidad (no slippage).

$$\lambda_L = \frac{q_L}{q_L + q_g} = \frac{v_{SL}}{v_m}$$

Donde q_g y q_L son las tasas de flujo de gas y líquido en sitio, respectivamente. El hold up de gas sin deslizamiento (no slip) es definido:

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

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

2.1.6.3 Densidad de líquidos. La densidad total de líquido puede calcularse usando un promedio ponderado por volumen entre las densidades del crudo y del agua, las cuales pueden ser obtenidas de correlaciones matemáticas, para ello se requiere del cálculo de la fracción de agua y de petróleo a través de las tasas de flujo en sitio.

$$\rho_L = \rho_o \cdot F_o + \rho_w \cdot F_w$$

2.1.6.4 Velocidad. Muchas de las correlaciones de flujo multifásico están basadas en una variable llamada velocidad superficial. La velocidad superficial de una fase fluida está definida *como la velocidad que esta fase exhibiría si fluyera solo ella a través de toda la sección transversal de la tubería.*

$$\text{La velocidad superficial del gas viene dada por: } V_{sg} = \frac{q_g}{A}$$

$$\text{La velocidad superficial del líquido viene dada por: } V_{sL} = \frac{q_L}{A}$$

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

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

$$\mu_L = F_o \cdot \mu_o + F_w \cdot \mu_w$$

2.1.6.6 Tensión Superficial. Cuando la fase líquida contiene agua y petróleo se utiliza:

$$\sigma_L = F_o \cdot \sigma_o + F_w \cdot \sigma_w$$

2.1.6.7 Patrones de Flujo. La diferencia básica entre flujo de una sola fase y un flujo de varias fases, es que en este último la fase gaseosa y líquida pueden estar distribuidas en la tubería en una variedad de configuraciones de flujo, las cuales difieren unas de otras por la distribución especial de la interfase, resultando en características diferentes de flujo tales como los perfiles de velocidad y hold up.

La existencia de patrones de flujo en un sistema multifásico dado depende de las siguientes variables:

- Parámetros operacionales, es decir, tasas de flujo de gas y líquido.
- Variables geométricas incluyendo diámetro de la tubería y ángulo de inclinación.
- Las propiedades físicas de las dos fases, tales como; densidades, viscosidades y tensiones superficiales del gas y del líquido.

La determinación de los patrones de flujo es un problema central en el análisis de flujo bifásico. Realmente todas las variables de diseño de flujo son frecuentemente dependientes del patrón de flujo existente. Las variables de diseño son la caída de presión, el hold up de líquido, los coeficientes de transferencia de calor y masa, etc.

En el pasado, existieron desacuerdos entre los investigadores de flujo multifásico en la definición y clasificación de los patrones de flujo. Algunos detallaron tantos patrones de flujo como fueron posibles; mientras otros trataron de definir un grupo con un mínimo de patrones de flujo.

Los patrones de flujo para flujo Horizontal y cercanamente horizontal existente en estas configuraciones pueden ser clasificados como:

- **Flujo Estratificado (Stratified Smooth y Stratified Wavyt):** Abreviado como “St”, ocurre a tasas de flujo relativamente bajas de gas y líquido. Las dos fases son separadas por gravedad, donde la fase líquida fluye al fondo de la tubería y la fase gaseosa en el tope. Este patrón es subdividido en Stratified Smooth (SS), donde la interfase gas-líquido es lisa, y Stratified Wavy (SW), ocurre a tasas de gas relativamente altas, a la cual, ondas estables se forman sobre la interfase.

Figura 18. Interfase Lisa . Interfase Ondulante



Fuente: MAGGIOLO, Ricardo¹⁶

- **Flujo Intermitente (Flujo Tapón y Flujo de Burbuja Alargada):** Abreviado como “I”, el flujo intermitente es caracterizado por flujo alternado de líquido y gas, *plugs o slugs* de líquido, los cuales llenan el área transversal de la tubería, son separados por bolsillos de gas, los cuales tienen una capa líquida estratificada fluyendo en el fondo de la tubería. El mecanismo de flujo es el de un rápido movimiento del tapón de líquido ignorando el lento movimiento de la película de líquido a la cabeza del tapón.

¹⁶ Mcs MAGGIOLO, Ricardo. Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal

El líquido en el cuerpo del tapón podría ser aireado por pequeñas burbujas las cuales son concentradas en el frente del tapón y al tope de la tubería. El patrón de flujo intermitente es dividido en patrones de flujo Slug (SL) y de burbuja alargada (EB). El comportamiento de flujo entre estos patrones es el mismo con respecto al mecanismo de flujo, y por eso, generalmente, ninguna distinción se realiza entre ellos.

Figura 19. Tapón de Líquido Tapón de Gas



Fuente: MAGGIOLO, Ricardo¹⁷

- **Flujo Anular (A):** Flujo anular ocurre a muy altas tasas de flujo de gas. La fase gaseosa fluye en un centro de alta velocidad, la cual podría contener gotas de líquido arrastradas. El líquido fluye como una delgada película alrededor de la pared de la tubería. La película al fondo es generalmente más gruesa que al tope, dependiendo de las magnitudes relativas de las tasas de flujo de gas y líquido. A las tasas de flujo más bajas, la mayoría de líquido fluye al fondo de la tubería, mientras las ondas inestables aireadas son barridas alrededor de la periferia de la tubería y moja ocasionalmente la pared superior de la tubería. Este flujo ocurre en los límites de transición entre los flujos Stratified Wavy, Slug y Anular.

Figura 20. Flujo Anular



Fuente: MAGGIOLO, Ricardo¹⁸

- **Burbujas Dispersas:** A muy altas tasas de flujo de líquido, la fase líquida es la fase continua, y la gaseosa es la dispersa como burbujas discretas. La transición a este patrón de flujo es definida por la condición donde burbujas son primero suspendidas en el líquido, o cuando burbujas alargadas, las cuales tocan el tope de la tubería, son destruidas. Cuando esto sucede, la mayoría de las burbujas son localizadas cerca de la pared superior de la tubería.

¹⁷ Mcs MAGGIOLO, Ricardo. Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal

¹⁸ Mcs MAGGIOLO, Ricardo. Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal

A tasas de líquido mayores, las burbujas de gas son más uniformemente dispersas en el área transversal de la tubería. Bajo condiciones de flujo de burbuja disperso, debido a las altas tasas de flujo de líquido, las dos fases están moviéndose a la misma velocidad y el flujo es considerablemente homogéneo.

Figura 21. Flujo Neblina Flujo Burbuja



Fuente: MAGGIOLO, Ricardo¹⁹

2.1.6.7 Descripción de correlaciones de flujo multifásico en tuberías. Existen muchas correlaciones empíricas generalizadas para predecir los gradientes de presión. Dichas correlaciones se clasifican en:

- Las correlaciones Tipo A, que consideran que no existe deslizamiento entre las fases y no establecen patrones de flujo, entre ellas: Poettman & Carpenter, Baxendell & Thomas y Fancher & Brown.
- Las correlaciones Tipo B, que consideran que existe deslizamiento entre las fases, pero no toman en cuenta los patrones de flujo, dentro de ésta categoría la Hagedorn & Brown.
- Las correlaciones Tipo C, que consideran que existe deslizamiento entre la fases y los patrones de flujo, entre ellas: Duns & Ros, Orkiszweski, Aziz & colaboradores, Chierici & colaboradores, y Beggs & Brill.

Diversos investigadores (ver tabla 7) han desarrollado diferentes correlaciones de flujo multifásico en tuberías verticales y horizontales, basándose en los principios termodinámicos y de flujo de fluidos, pero principalmente en observaciones empíricas limitadas por caídas de presión por fricción, diámetros de tuberías, características de los fluidos utilizados, geometría y condiciones de flujo, y relaciones gas – líquido.

¹⁹ Mcs MAGGIOLO, Ricardo. Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal

Tabla 7. Correlaciones de Flujo Multifásico en Tuberías

CORRELACION	FECHA	SUSTENTO	DIAMETRO DE TUBERIA	FLUIDO
FLUJO VERTICAL				
Duns & Ross	1961	Datos de campo y laboratorio	Amplio rango	Aceite, agua y gas
Hagedorn & Brown	1965	Datos de campo y laboratorio	1 a 4 pulgadas	Aceite, agua y gas
Orkiszewski	1967	Revisión y modificación de otros modelos	Amplio rango	Aceite, agua y gas
Aziz & Govier	1972	Datos de campo y laboratorio	Amplio rango	Aceite, agua y gas
Beggs & Brill	1973	Datos de campo y laboratorio	1 a 1.5 pg	Agua y gas
Gray	1974	Datos de campo	< 3.5 pg	Gas y condensado
FLUJO HORIZONTAL				
Lochart-Martinelli	1949	Datos de Laboratorio	0,0586 a 1,1017 pg	Aceite, agua y gas
Eaton	1966	Datos de campo y laboratorio	2 a 4 pg	Aceite, agua y gas
Dukler	1969	Datos de Laboratorio	Amplio rango	Aceite, agua y gas
FLUJO INCLINADO				
Mukherjee-Bill	1983	Datos de Laboratorio	1,5 pulgadas	Keroseno, Aceite lubricante y gas

Fuente: Autor

No existe una correlación que sea la más adecuada para utilizarla en todas las aplicaciones. Cuando se utiliza algún modelo, se debe examinar la clase de sistemas en las cuales está basado, es decir, si el modelo y los datos que lo soportan son compatibles físicamente con el sistema propuesto para su aplicación.

Por ejemplo, algunas correlaciones están basadas en datos para tuberías horizontales de diámetro pequeño. Su aplicación es limitada para tuberías de diámetro mayor con perfiles topográficos que presenten diferencias de nivel con respecto a un plano de referencia.

2.1.6.8 Curvas de Gradiente en Tubería Horizontal. El primer estudio de flujo bifásico horizontal fue realizado en 1949 por Lockhart y Martinelli. Este estudio asumió que la caída de presión generada por la fase gaseosa era igual a la generada por la fase líquida. Igualmente, se estableció que durante el flujo simultáneo de gas y líquido podían existir cuatro patrones de flujo, para los cuales propusieron 4 correlaciones: Ambas fases en flujo laminar; ambas fases en flujo turbulento; una fase en turbulento y otra en laminar; y una fase en laminar y otra en turbulento. Esta correlación es considerada, sobre la base de sus resultados, muy buena para bajas tasas de flujo y diámetros pequeños de tubería.

En 1949, Bergelin y Gazeley presentaron un trabajo experimental en el que se describe la existencia de cinco patrones de flujo. Estos autores concluyen que la

correlación de Lockhart y Martinelli no es totalmente adecuada para estimar el gradiente de presión.

También en 1949, Kosterin realizó un trabajo teórico en el que introduce la idea de un factor de fricción bifásico, similar al desarrollado por Moody para flujo monofásico. Además, presentó una correlación para estimar los patrones de flujo.

En 1952, Jonson y Abou Sabe publicaron los resultados de un trabajo experimental en el cual construyeron un gráfico para predecir los patrones de flujo.

En 1953, Schneider presentó los resultados de un trabajo experimental en el cual se desarrolló una correlación para determinar el factor de fricción bifásico, basándose en la misma idea propuesta por Kosterin.

En 1954, Baker presentó un trabajo basado en datos de campo, donde se describen siete patrones de flujo y la ecuación respectiva que permite determinar la caída de presión en cada uno de estos patrones. Esta correlación dio muy buenos resultados bajo condición de flujo tapón de gas. Esta correlación es básicamente muy similar a la propuesta por Lockhart y Martinelli, con la única diferencia en que se introduce el concepto de patrones de flujo y se proponen correlaciones para estimar el gradiente de presión en cada uno de estos.

En 1955, Chenoweth y Martín llevaron a cabo un trabajo experimental para comprobar la correlación propuesta por Lockhart y Martinelli. Se evaluaron 264 pruebas de laboratorio, en tubería de gran diámetro y presiones promedio de 100 *Lpc*.

Las caídas de presión en tuberías horizontales pueden llegar a ser de 5 a 10 veces mayores que las ocurridas en flujo monofásico, debido a que la fase gaseosa se desliza, generalmente, a mayor velocidad sobre la fase líquida, incrementando las pérdidas. Entre las principales aplicaciones prácticas, el gradiente de presión en tubería horizontal es utilizado en la industria petrolera básicamente para determinar la contrapresión necesaria en el cabezal del pozo para llevar los fluidos producidos hasta el separador. La metodología utilizada para estimar la caída de presión en una tubería horizontal es básicamente el mismo al utilizado en tubería vertical.²⁰

²⁰ Ph.D MARQUEZ, Richard. Análisis Nodal del Sistema de Producción.

2.1.6.9 Curvas de Gradiente en Tubería Inclinada. En 1958, Flannigan propuso un procedimiento para estimar el gradiente de presión en tuberías inclinadas. Este gradiente resulta de la suma de los gradientes por fricción y elevación.

De acuerdo a Flannigan, el gradiente de presión por elevación es independiente del ángulo de elevación. Por otra parte y sobre la base de resultados experimentales, Flannigan propuso una correlación para estimar el hold up líquido, como una función de la velocidad superficial del gas.

El gradiente de presión por fricción se calcula mediante la ecuación propuesta por Panhandle, a la cual se le incorporo el factor de eficiencia para tomar en cuenta la presencia de líquido en la tubería.

Baker (1960) sugirió (como lo hizo Flannigan) que a la caída de presión por fricción, estimada mediante el procedimiento propuesto por él para tuberías horizontales, se le adicionara la caída de presión por elevación, de manera similar al propuesto por Flannigan.

En 1985, Mukherjee y Brill propusieron un nuevo método para predecir el gradiente de presión en tuberías inclinadas, en un intento de superar algunas limitaciones presentes en el método inicialmente presentado por Beggs y Brill (1973), así como también, tomar ventaja de una nueva instrumentación desarrollada para medir el hold up líquido.

Utilizando aire y kerosén como fluidos experimentales, Beggs y Brill obtuvieron mediciones de gradiente de presión y hold up líquido, en un orden superior a los 1000 y 1500 , respectivamente, y para un amplio rango de tasas de gas y líquido.²¹

2.2 MODELOS DE SIMULACIÓN

El análisis nodal de este proyecto radica principalmente en realizar un análisis de las causas de la elevación de presiones, establecer cuál es el impacto en la producción de esta área, en que influye una alta elevación de presión en la entrada de la estación LCI3A y recomendar las acciones a tomar para la optimización de este sistema de recolección.

²¹ Ph.D MARQUEZ, Richard. Análisis Nodal del Sistema de Producción.

2.2.1 Descripción del Programa Computacional del Análisis Nodal. Desde la base de GAP se realizará un modelamiento de las condiciones iniciales del sistema de recolección principal que incluye la troncal de 20 pulgadas teniendo en cuenta las propiedades físicas de los fluidos del área de La Cira, la topología accidentada del campo y todo lo relacionado con las tuberías que facilitan el transporte de los fluidos a la estación 3A.

Luego con los mismos datos utilizados en GAP, se simulara en HYSYS para luego realizar una comparación más detallada de los resultados obtenidos por ambas simulaciones para sí plantear alternativas de mejora en el sistema que conlleven a la disminución de pérdidas de producción

2.2.1.1 Simulador GAP. GAP (General Allocation Package) Es un simulador de flujo multifasico capaz de modelar y optimizar redes de producción e inyección. El concepto de red en este caso es tanto para líneas de flujo en subsuelo y superficie. GAP es parte de la suite IPM y permite a los analistas modelar sistemas completos incluyendo: Yacimiento, Pozo y Redes.

GAP puede ser enlazado con PROSPER y MBAL para modelar sistemas completos de Yacimiento, Pozo y redes de superficie, GAP también puede conectarse con simuladores numéricos como Eclipse, Reveal, Imax a través de Openwroks.

2.2.1.2 Simulador HYSYS. HYSYS es un programa interactivo orientado a objetos que difiere de la mayor parte de los simuladores interactivos en dos aspectos principales. En primer lugar cuenta con la estructura para interpretar los comandos en forma interactiva, es decir, ejecutarlos en el momento que recibe la información. El resto de las opciones disponibles requiere de un botón “correr”, el cual debe presionarse cada vez que se ingresan datos nuevos.

Por otro lado HYSYS cuanta con la capacidad de ejecutar todos los cálculos relacionados con las modificaciones de cualquier punto del proceso en forma bidireccional, es decir, tanto para los procesos subsecuentes como para los predecesores.

Gracias a esto HYSYS reduce la necesidad de cálculos iterativos con lo que incrementa la velocidad de respuesta. Asimismo, la capacidad de seccionar el diagrama de flujo permite utilizar diferentes opciones de simulación a lo largo del proceso.

2.2.2 Aspectos Generales de la Simulación. Las consideraciones teóricas individuales se describen en el estudio y análisis de cada manifold de producción (serpentina). Se ha tratado de simular las condiciones de flujo en los manifold de producción lo más cercano a la realidad, tomando en cuenta la mayoría de datos a disposición y en ciertas oportunidades, consideraciones teóricas bien fundamentadas.

Para poder tener un análisis más detallado de los flujos y las presiones de cada uno de los manifolds, la troncal de 20" se seccionó en 7 tramos diferentes como se describe e la tabla 8.

Tabla 8. Troncal de 20" Seccionada

TRAMOS DE LA TRONCAL DE 20"	MANIFOLDS DE PRODUCCION
Lomita - TRUNK 1	
TRUNK 1 - TRUNK 2	
TRUNK 2 - TRUNK 3	39B-39
TRUNK 3 - TRUNK 4	
TRUNK 4 - TRUCK 5	39A-98A-98B-98C-113A
TRUNK 5 - TRUCK 6	106A-106B-105A
TRUCK 6 - ESTACION LCI3A	

Fuente: Autor

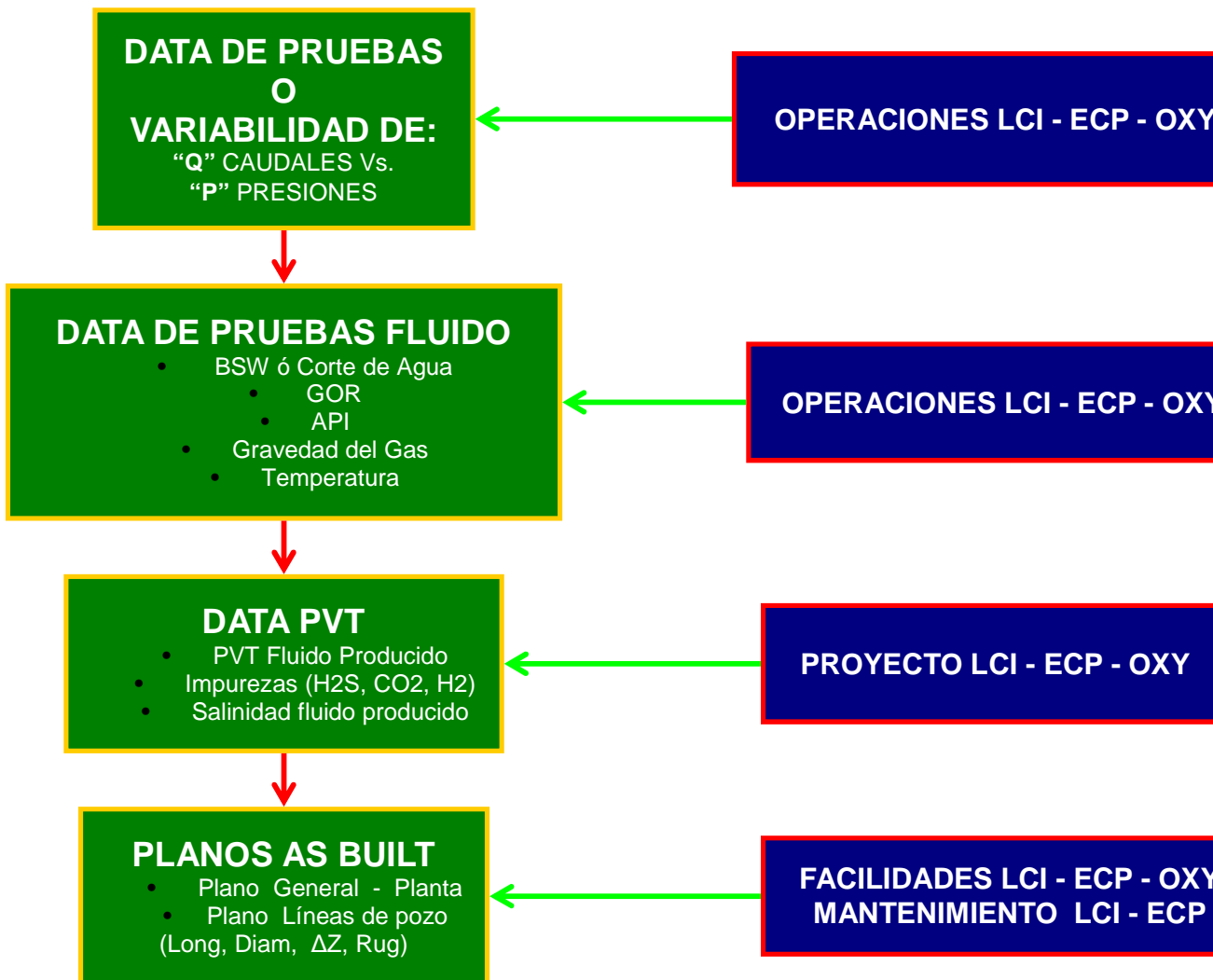
Cabe mencionar que cada suposición que se ha realizado en este estudio tiene un sustento teórico y/o práctico sacado de libros relacionados con el análisis nodal y de la experiencia del personal de campo.

Se ha adoptado un formato para el análisis nodal de cada manifold de producción. En la hoja de formato se describe primeramente las características básicas del manifold de producción como son: presión, velocidades, rata de líquido, rata de gas, GOR; para luego continuar con un análisis de los resultados y las comparaciones de los diferentes métodos de cálculo.

Las condiciones a las que los manifold de producción estén trabajando son parámetros de referencia para la simulación y posteriormente nos ayudarán como una guía para realizar el mejor ajuste de los modelos creados e igualmente el análisis y carga de datos detallados de la red: longitud, diámetro, cambios de elevación, rugosidad y temperatura del medio circundante.

En la figura 22 se muestra la forma secuencial del tipo de data y sus proveedores aplicado al software de simulación:

Figura 22. Estructura Secuencial de la Data



Fuente: Autor

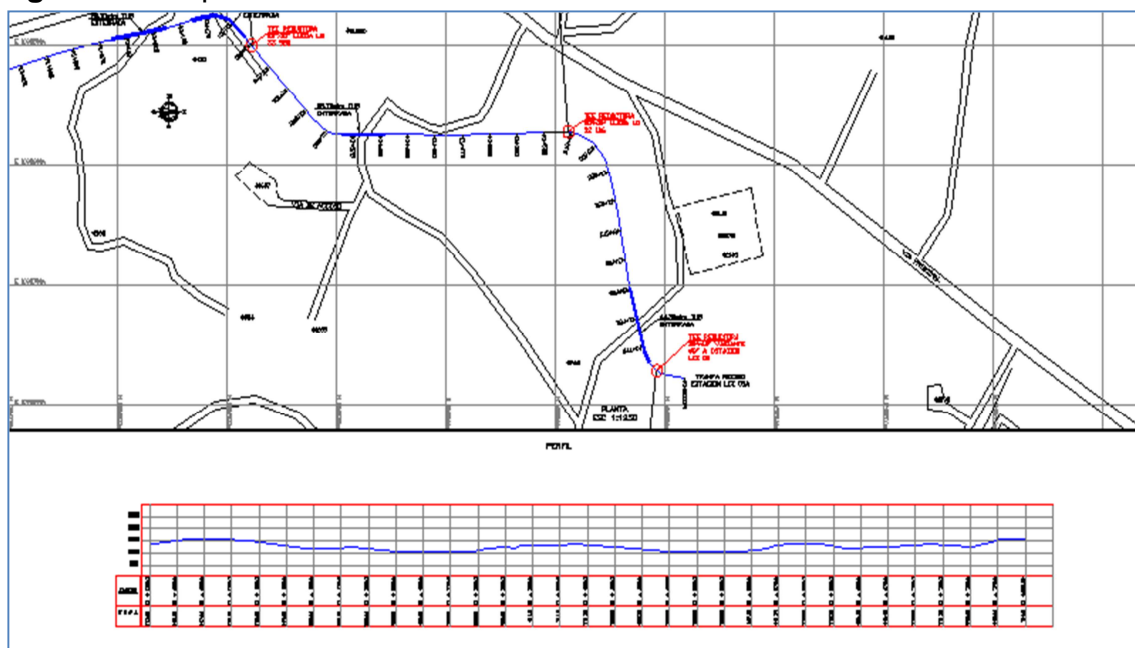
Se han desarrollado varias hojas de cálculo auxiliares para diferentes propósitos, pero en general todas apuntan al objetivo de comparar el sistema de flujo simulado con el real.

2.2.3 Consideraciones Generales del Estudio. Las correlaciones de flujo multifásico varían en cada manifold de producción de acuerdo a parámetros de producción individual de pozos, es decir, la cantidad de gas que se maneje, la viscosidad de los fluidos, la temperatura y la presión. Por este motivo en el análisis

que realizaremos a continuación, constará la correlación de flujo que describa el comportamiento del flujo presente.

Fue indispensable contar con los planos as-built de cada una de las líneas que componen los sistemas de recolección, tal como se muestra en la figura 23. Una vez se haya modelado la línea se procede a la integración de los manifold de producción a la red.

Figura 23. Esquema del Perfil de la Troncal de 20"



Fuente: ECOPETROL S.A.

- El campo La Cira tiene yacimientos con propiedades del fluido como son: GOR entre 12 y 144 scf/stb y un grado API promedio de 25°.
- La salinidad de la arenisca de la Zona A está en un rango de 10000 a 15000 ppm de cloruros, mientras que para la arenisca Zona B está en un rango de 15000 a 25000 ppm de cloruros.
- El coeficiente gravitacional va de acuerdo al perfil topográfico y se modifica en un rango 1 a 1.2 y el coeficiente de fricción que hace referencia a la tubería se maneja en un rango de 1 a 1.4.

- El ajuste de las condiciones de producción del manifold de producción se realizará con respecto a una producción promedia, obtenida de un histórico de producción, bajo las mismas condiciones operacionales durante los últimos meses de producción.
- Las viscosidades muertas del petróleo fueron medidas en laboratorio. Para determinar la viscosidad viva del petróleo se ha utilizado diferentes correlaciones tomando en cuenta el margen de error que se tiene, utilizando esta ecuación para presiones menores del punto de burbuja.
- La completación ingresada en la simulación corresponde al camino que sigue el fluido por el manifold de producción. Tomando en cuenta accesorios de tuberías, tipos de tuberías, el espacio descrito por la tubería de revestimiento y cualquier restricción y/o variación en el diámetro interno, cuando sea el caso.
- Se ha adoptado el valor de 0.05 pulgadas de rugosidad para todas las tuberías de producción, revestimiento y líneas de flujo. Esto debido al tiempo que tienen en uso estas tuberías y al material del que están hechas (acero).
- Los gradientes de temperatura de la simulación se estimaron de acuerdo a los sugeridos por el programa, tomando en cuenta la temperatura ambiente: 90°F
- La eficiencia del separador de gas se considera aproximadamente del 70%.

2.3 SIMULACION DEL SISTEMA DE RECOLECCION EN GAP

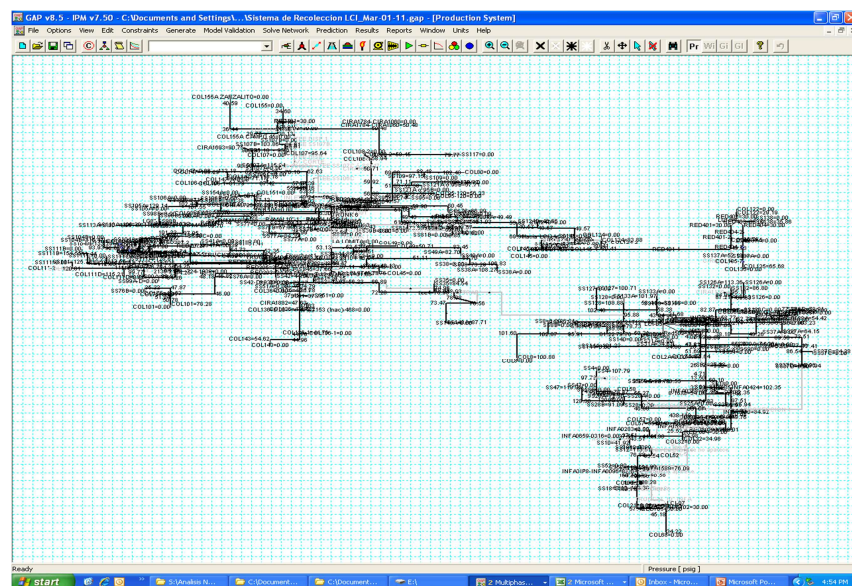
Para la simulación del sistema de recolección de la troncal de 20", se especifican dos escenarios, uno con las condiciones iniciales del sistema y el otro modela el sistema actual con las mejoras aplicadas a la desgasificación de la troncal de 20" con un sistema automático que retira el gas enviándolo al sistema de la red anular.

Para obtener datos confiables durante la simulación, se utilizara la correlación de Dukler-Eaton-Flannigan que representa acertadamente el comportamiento del flujo en líneas con topografía irregular y a su vez nos aproxima más a las condiciones reales de campo.

La secuencia en la que se ingresan los datos tiene mucha importancia en la simulación, por lo que a continuación se enunciará los pasos que se tienen que seguir en el software.

En la figura 24 se muestra un esquema de la distribución de la red del área la Cira con sus manifolds de producción y perfiles.

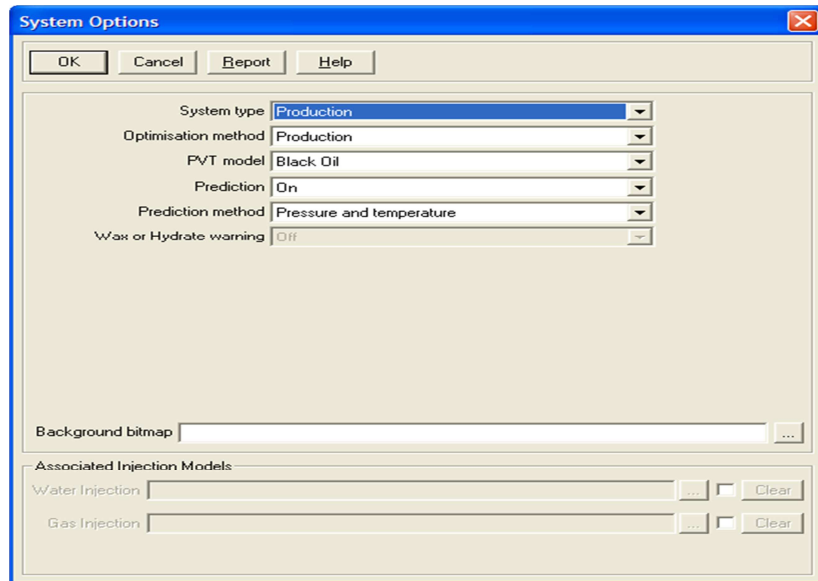
Figura 24. La Red



Fuente: Autor

Se define el sistema global de opciones como es el tipo de sistema donde se selecciona, el método de optimización, el modelo PVT y el método de predicción (ver figura 25).

Figura 25. Construcción de Modelo GAP



Fuente: Autor

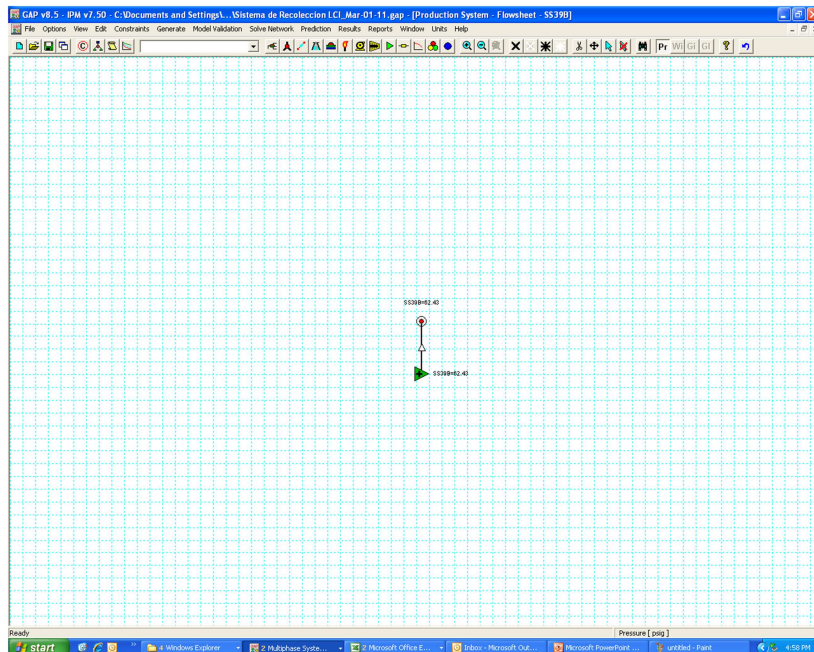
Para el modelamiento es importante definir el sistema de unidades y la selección de las variables a utilizar ya que se pueden configurar de forma individual o de forma general, tal como se muestra en la figura 26.

Figura 26. Definición del Sistema de Unidades

Unit Name	Unit Selections				Validation (Input Units)		Details
	Input	Sh/Mu	Output	Sh/Mu	Minimum	Maximum	
Acceleration	ft/sec/sec	Sh/Mu	ft/sec/sec	Sh/Mu	0	1000000	Details
Angle	degrees	Sh/Mu	degrees	Sh/Mu	0	360	Details
Anisotropy	fraction	Sh/Mu	fraction	Sh/Mu	0	1	Details
Bean Size	inches	Sh/Mu	inches	Sh/Mu	0.1	100	Details
Blade Height	mm	Sh/Mu	mm	Sh/Mu	1e-006	100	Details
Boiling Temperature	deg F	Sh/Mu	deg F	Sh/Mu	-459	3000	Details
BTU Cost	US\$/MMBTU	Sh/Mu	US\$/MMBTU	Sh/Mu	0	1000000	Details
C (Gas)	Mscf/day/psi2	Sh/Mu	Mscf/day/psi2	Sh/Mu	0	1000	Details
C (Oil)	STB/day/psi2	Sh/Mu	STB/day/psi2	Sh/Mu	0	1000000	Details
Casing Weight	lb/ft	Sh/Mu	lb/ft	Sh/Mu	0.1	100000	Details
Casing Yield	Kpsi	Sh/Mu	Kpsi	Sh/Mu	0	1000	Details
CGR / WGR	STB/MMscf	Sh/Mu	STB/MMscf	Sh/Mu	0	1000	Details
Choke Area	in2	Sh/Mu	in2	Sh/Mu	1	1000000	Details
Compressibility	1/psi	Sh/Mu	1/psi	Sh/Mu	1e-020	0.001	Details
Conductivity	BTU/hr/ft/F	Sh/Mu	BTU/hr/ft/F	Sh/Mu	0.0001	100	Details
Corey Exponent		Sh/Mu		Sh/Mu	0.1	10	Details
Critical Pressure	psig	Sh/Mu	psig	Sh/Mu	-1	30000	Details
Critical Temperature	deg F	Sh/Mu	deg F	Sh/Mu	-459	3000	Details
Critical Volume	ft3/lb.mole	Sh/Mu	ft3/lb.mole	Sh/Mu	0	10000	Details
Cumulative Flow	ft3	Sh/Mu	ft3	Sh/Mu	0	10000000000	Details
Currency	MMUS\$	Sh/Mu	MMUS\$	Sh/Mu	0	1000000	Details
Current	amps	Sh/Mu	amps	Sh/Mu	0	100000	Details
Daily Currency	MMUS\$/day	Sh/Mu	MMUS\$/day	Sh/Mu	0	1000000	Details
Damaged Zone Thickness	inches	Sh/Mu	inches	Sh/Mu	0.01	100	Details

Fuente: Autor

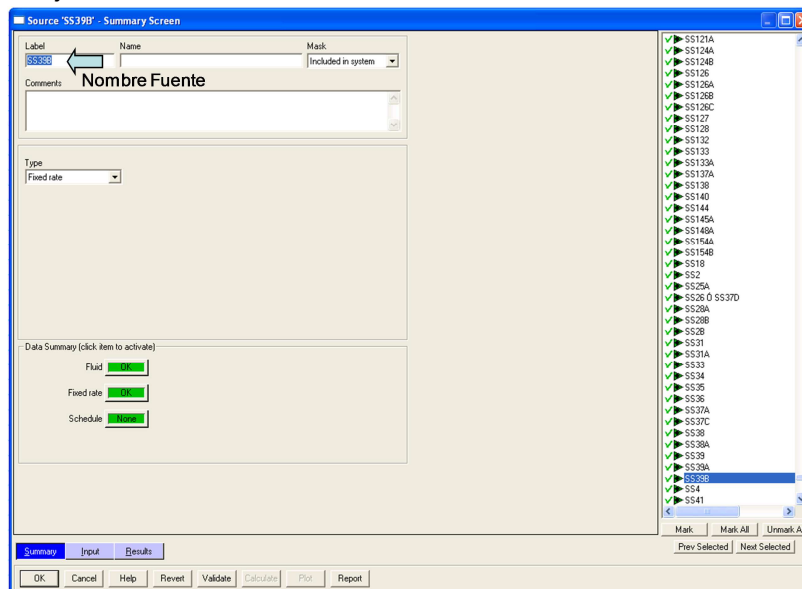
Figura 27. Dibujando el Sistema – Las fuentes



Fuente: Autor

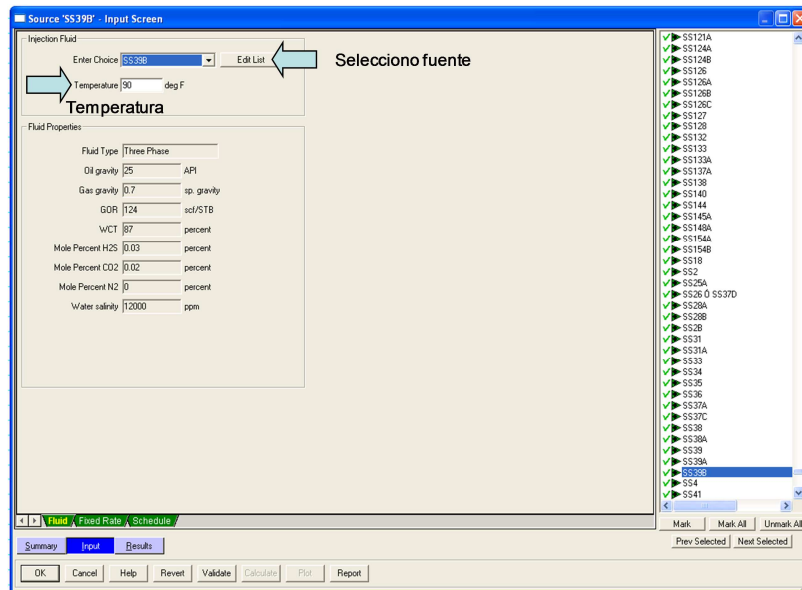
Para el diseño de las fuentes se tuvo en cuenta el perfil topográfico, el diámetro, el tipo de tubería y los accesorios como son válvulas, cheques y reducciones. (ver figura 28 y 29).

Figura 28. Dibujando el Sistema – Las fuentes



Fuente: Autor

Figura 29. Selección del Nombre de la Fuente



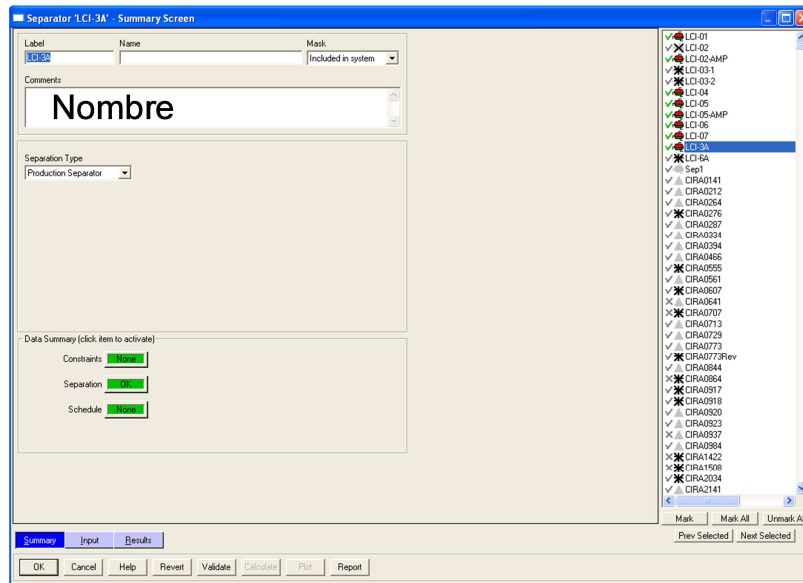
Fuente: Autor

Figura 30. Información de la Fuente

Fluid Label	Type	Gas gravity		Mole pct H2S	Mole pct CO2	Mole pct N2	Oil gravity	GOR	GOR	WCT	WGR	Water salinity	Quality	Concentration	Composition or Properties
		sp. gravity	percent	percent	percent	API									
747	SS12B	Oil	0.7	0.03	0.02	0	25	12	85			12000			
748	SS29A	Oil	0.7	0.03	0.02	0	25	56	49			12000			
749	SS2B	Oil	0.7	0.03	0.02	0	25	12	82			12000			
750	CRA2078	Oil	0.7	0.03	0.02	0	25	150	92			12000			
751	SS1078	Oil	0.7	0.03	0.02	0	25	124	95			12000			
752	COL147	Oil	0.7	0.03	0.02	0	25	124	54			12000			
753	COL147-2	Oil	0.7	0.03	0.02	0	25	124	65			12000			
754	COL107	Oil	0.7	0.03	0.02	0	25	124	49			12000			
755	SS107A	Oil	0.7	0.03	0.02	0	25	124	85			12000			
756	COL78	Oil	0.7	0.03	0.02	0	25	124	7			12000			
757	SS124A	Oil	0.7	0.03	0.02	0	25	124	85			12000			
758	SS35	Oil	0.7	0.03	0.02	0	25	124	85			12000			
759	COL95-120	Oil	0.7	0.03	0.02	0	25	124	87			12000			
760	CRA1027	Oil	0.7	0.03	0.02	0	25	150	88			12000			
761	SS120A	Oil	0.7	0.03	0.02	0	25	124	88			12000			
762	COL108	Oil	0.7	0.03	0.02	0	25	124	84			12000			
763	COL151	Oil	0.7	0.03	0.02	0	25	124	82			12000			
764	SS106C	Oil	0.7	0.03	0.02	0	25	124	73			12000			
765	COL160-1	Oil	0.7	0.03	0.02	0	25	150	31			12000			
766	COL80	Oil	0.7	0.03	0.02	0	25	124	94			12000			
767	SS109	Oil	0.7	0.03	0.02	0	25	124	86			12000			
768	SS38A	Oil	0.7	0.03	0.02	0	25	144	70			12000			
769	SS45	Oil	0.7	0.03	0.02	0	25	144	83			12000			
770	COL45	Oil	0.7	0.03	0.02	0	25	144	85			12000			
771	SS38	Oil	0.7	0.03	0.02	0	25	144	64			12000			
772	CRA1719	Oil	0.7	0.03	0.02	0	25	150	1			12000			
773	CRA0755	Oil	0.7	0.03	0.02	0	25	150	1			12000			
774	COL105	Oil	0.7	0.03	0.02	0	25	124	83			12000			
775	SS154A	Oil	0.7	0.03	0.02	0	25	124	91			12000			
776	SS77B	Oil	0.7	0.03	0.02	0	25	124	89			12000			
777	SS39	Oil	0.7	0.03	0.02	0	25	124	94			12000			
778	SS39B	Oil	0.7	0.03	0.02	0	25	124	87			12000			

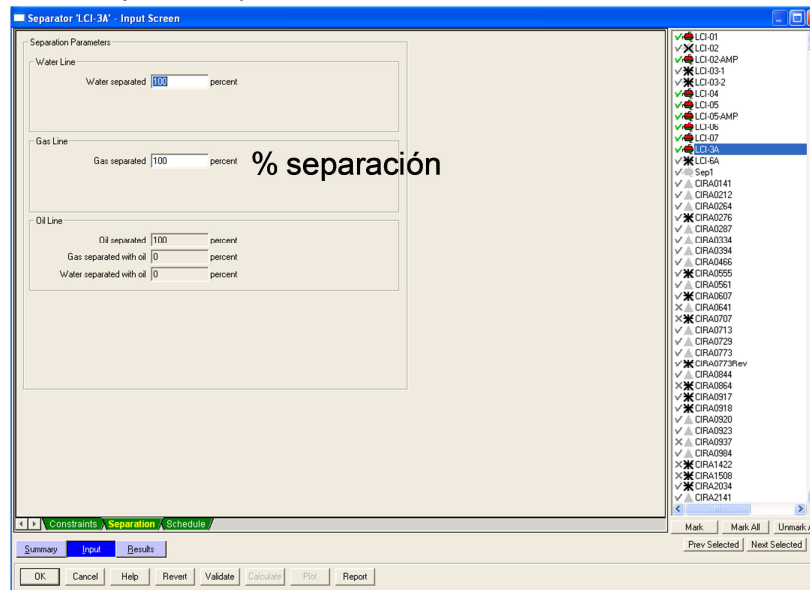
Fuente: Autor

La gravedad específica del gas, el API del crudo, el porcentaje de agua y el Gor son información crucial para el modelamiento de la fuente (manifold de producción).



Fuente: Autor

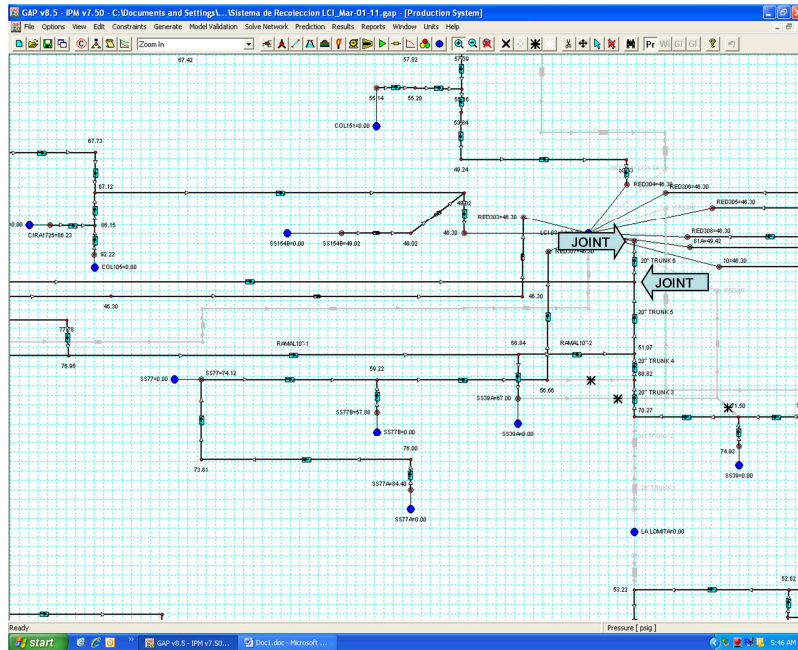
Figura 34. Porcentaje de Separación



Fuente: Autor

Se asume que el porcentaje de separación de agua-aceite y gas-liquido dentro de la línea es del 100%, tal como se muestra en la figura 35.

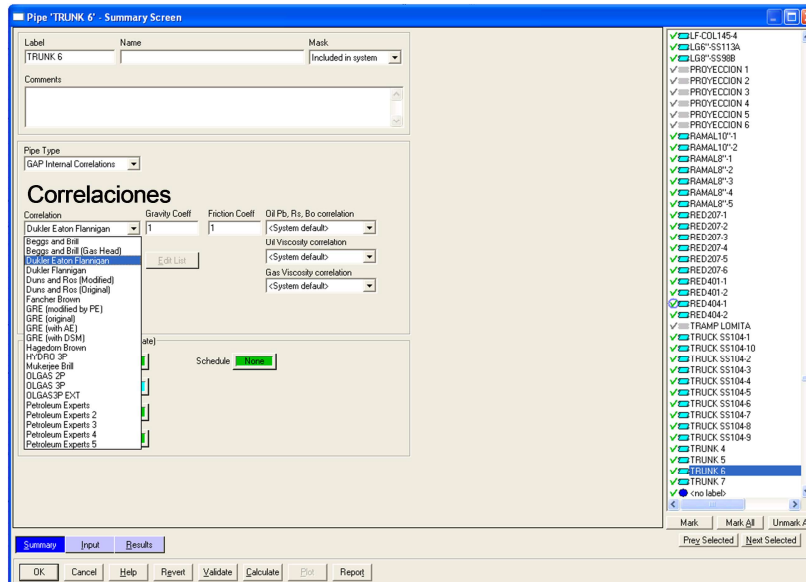
Figura 35. Sistema – Joint



Fuente: Autor

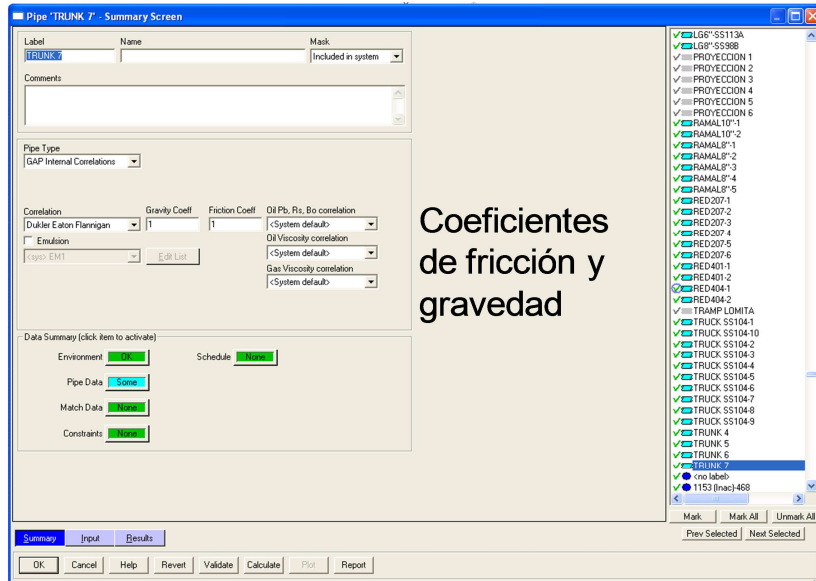
Un junction es un Manifold de producción o intersección donde las tuberías convergen. Toda tubería debe tener un Joint conectada en cada punta. Eso significa que para crear una línea de flujo 2 uniones (joints) deben ser introducidos (ver figura 36).

Figura 36. Selección de la Correlación



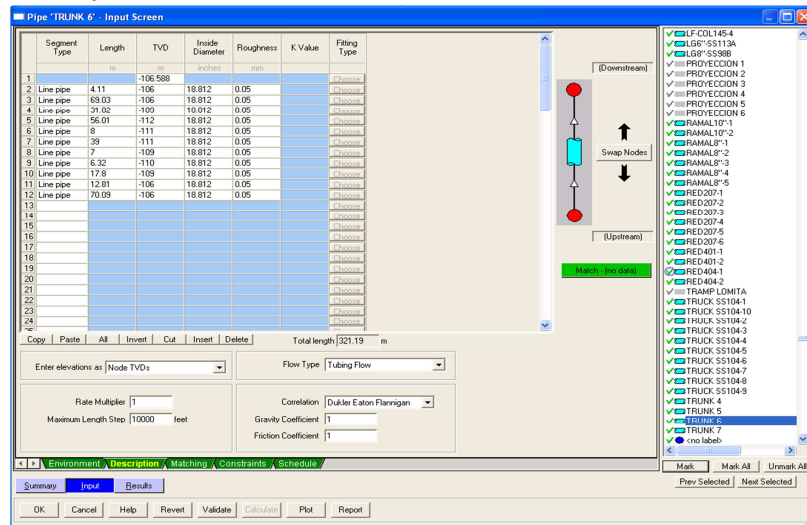
Fuente: Autor

Figura 37. Coeficiente de Fricción y de Gravedad



Fuente: Autor

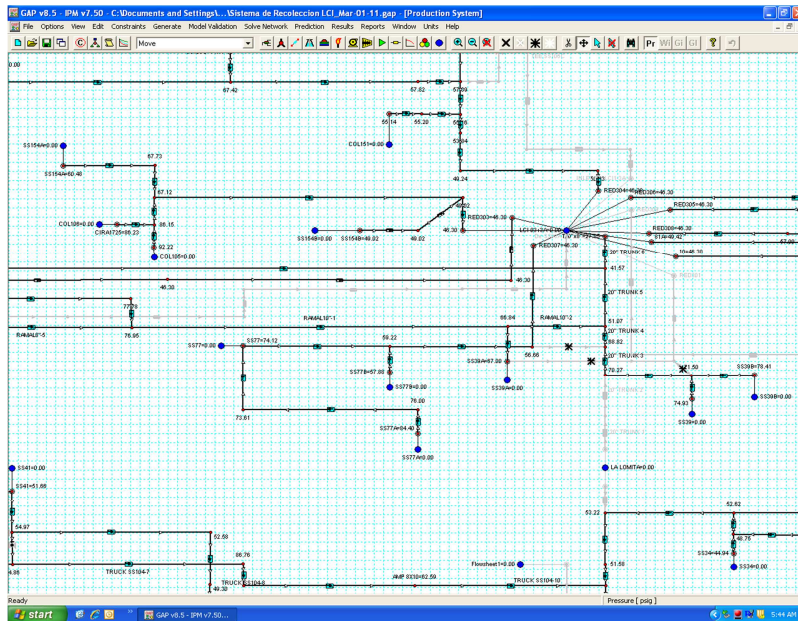
Figura 38. Descripción de la Tubería



Fuente: Autor

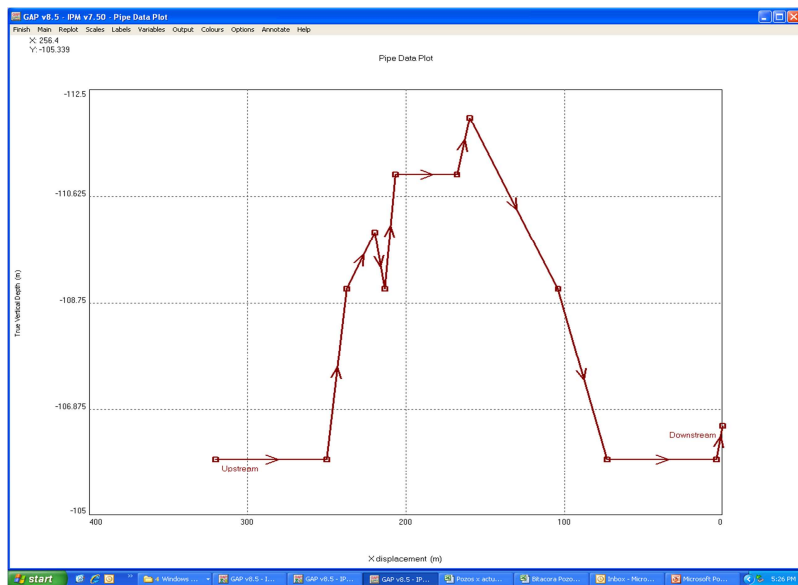
En la descripción de la tubería es importante tener en cuenta el tipo de material, la longitud, la altura y la rugosidad. Los datos de longitud están dados en km pero como se está utilizando el sistema de unidades Oilfield, se debe cambiar la unidad haciendo click en la celda de la misma, tal como se muestra en la figura 39.

Figura 39. Corrida en Condiciones Reales



Fuente: Autor

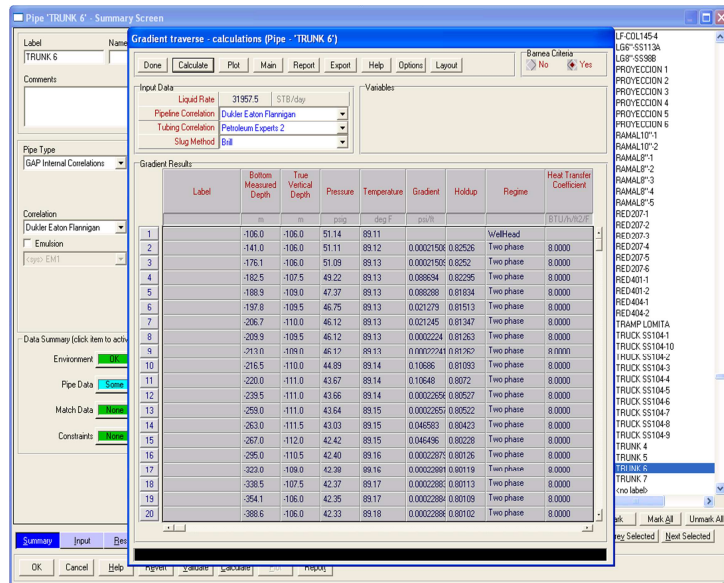
Figura 40. Perfil de la Línea



Fuente: Autor

Es fácil evidenciar la topografía irregular que presenta el tramo 5 de la troncal de 20", tal como se muestra en la figura 41.

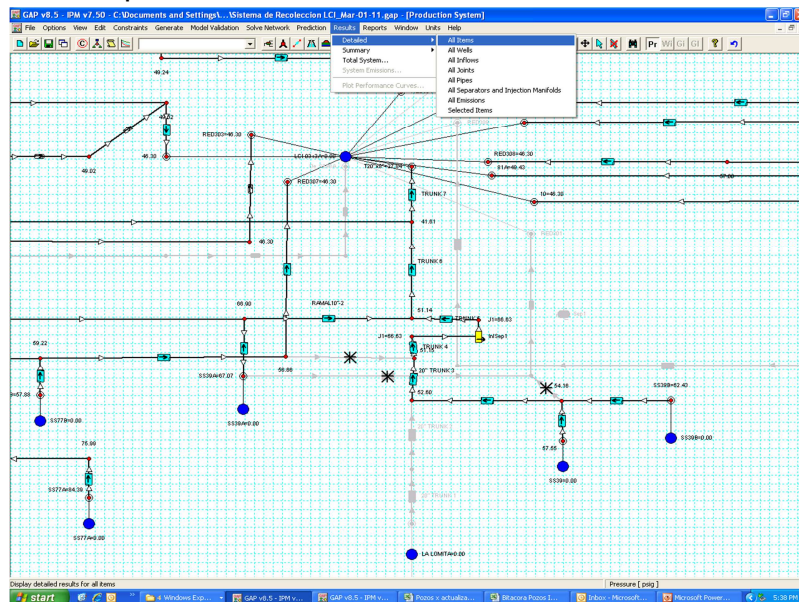
Figura 41. Información Punto a Punto



Fuente: Autor

La optimización que se le realizó al modelamiento fue la de instalar un venteo en el punto más alto de la troncal, lo cual se ubica en el punto comprendido entre el tramo 4 al tramo 5, tal como se muestra en la figura 42.

Figura 42. Corrida Optimizada



Fuente: Autor

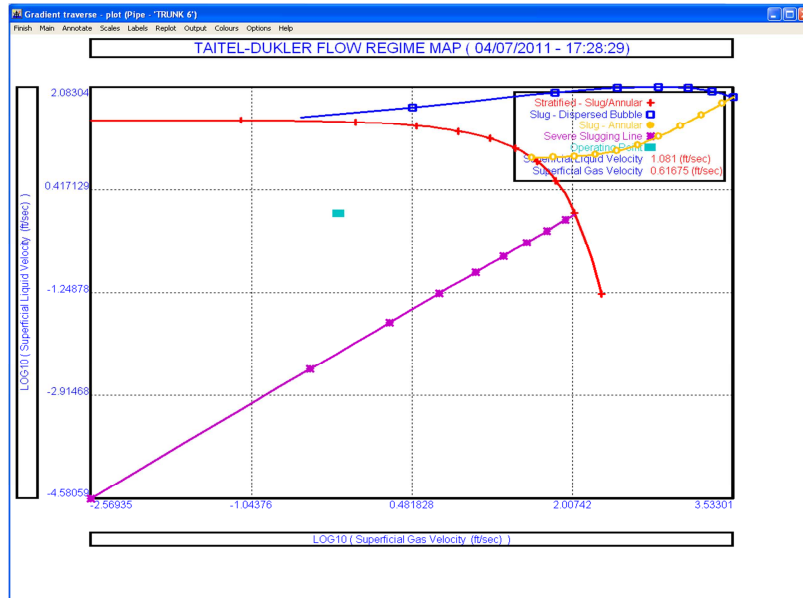
Figura 43. Resultados

Item	Separator	LLD	Oil Rate	Gas Rate	Water Rate	Liquid Rate	Revenue	Mass Flow Rate	HC Mass Flow Rate	Average Oil Rate	Average Gas Rate	Average Water Rate	Average Liquid Rate	Gross Hoisting Value	Specific Hoisting Value	Pressure	Temp
Gate Valve - no label	27.00	2340.3	0.480	21983.5	24629.8	0.00	89.68	12.14	3480.3	0.480	21983.5	24629.8	407.6	1220.3187	42.98	84.2	
Gate Valve - no label	27.00	468.2	0.059	3032.1	3560.3	0.00	14.40	1.75	488.2	0.059	3032.1	3560.3	71.9	1220.3187	42.20	84.2	
Gate Valve - no label	27.00	2173.2	0.275	12543.5	14716.6	0.00	59.45	8.14	2173.2	0.275	12543.5	14716.6	335.3	1220.3187	46.24	86.1	
Gate Valve - no label	27.00	4233.2	0.534	26542.8	30776.0	0.00	124.44	15.86	4233.2	0.534	26542.8	30776.0	651.3	1220.3187	34.44	86.1	
Gate Valve - no label	27.00	1180.3	0.149	7400.6	8560.8	0.00	34.70	4.42	1180.3	0.149	7400.6	8560.8	181.6	1220.3187	27.04	86.4	
Gate Valve - no label	27.00	2173.3	0.275	12544.2	14717.5	0.00	58.46	8.14	2173.3	0.275	12544.2	14717.5	336.4	1220.3187	42.40	86.0	
Gate Valve - no label	30.00	3363.5	0.448	19496.2	22885.7	0.00	92.42	12.66	3363.5	0.448	19496.2	22885.7	562.9	1220.3187	31.33	90.0	
Gate Valve - no label	30.00	3038.4	0.438	14861.6	17901.0	0.00	72.22	11.42	3038.4	0.438	14861.6	17901.0	534.1	1220.3187	31.33	90.0	
Gate Valve - no label	30.00	6408.9	0.924	34372.8	40768.7	0.00	164.63	24.08	6408.9	0.913	34071.0	40348.5	1127.0	1220.3187	31.33	90.0	
Gate Valve - no label	30.00	4320.0	0.628	20208.8	24081.7	0.00	121.85	17.47	4320.0	0.628	20208.8	24081.7	627.4	1220.3187	34.63	90.0	
Gate Valve - no label	30.00	3038.4	0.438	14861.6	17901.0	0.00	72.22	11.42	3038.4	0.438	14861.6	17901.0	534.1	1220.3187	31.62	90.0	
Gate Valve - no label	30.00	2360.4	0.343	12262.5	14773.0	0.00	58.64	8.94	2360.4	0.343	12262.5	14773.0	418.7	1220.3187	31.76	90.0	
Gate Valve - no label	30.00	658.0	0.095	2469.0	3128.0	0.00	12.58	2.48	658.0	0.095	2469.0	3128.0	115.0	1220.3187	31.63	90.0	
Gate Valve - no label	30.00	3363.5	0.448	19496.2	22885.7	0.00	92.42	12.66	3363.5	0.448	19496.2	22885.7	562.9	1220.3187	32.31	90.0	
Gate Valve - no label	30.00	841.0	0.136	6797.8	7919.8	0.00	30.45	3.54	841.0	0.136	6797.8	7919.8	185.4	1220.3187	34.63	90.0	
Gate Valve - no label	30.00	2315.5	0.333	17300.8	19616.4	0.00	79.47	8.70	2315.5	0.333	17300.8	19616.4	486.9	1220.3187	34.63	90.0	
Gate Valve - no label	30.00	274.4	0.040	1332.2	1588.6	0.00	6.48	1.03	274.4	0.037	1256.6	1490.1	44.4	1220.3187	34.63	90.0	
Gate Valve - no label	30.00	841.0	0.121	2206.5	3048.5	0.00	12.19	3.16	841.0	0.121	2206.5	3048.5	147.0	1220.3187	34.63	87.2	
Gate Valve - no label	30.00	3363.0	0.048	1895.4	2288.4	0.00	5.26	1.24	3363.0	0.048	1895.4	2288.4	59.0	1220.3187	34.63	90.0	
Gate Valve - no label	30.00	3211.9	0.080	2512.7	2884.6	0.00	114.73	11.83	3211.9	0.080	2512.7	2884.6	97.9	1220.3187	30.00	90.0	
Gate Valve - no label	30.00	807.7	0.015	7916.4	8724.1	0.00	35.36	2.57	807.7	0.015	7916.4	8724.1	18.3	1220.3187	30.00	89.5	
Gate Valve - no label	30.00	454.0	0.085	3444.5	3948.5	0.00	15.58	1.49	454.0	0.085	3444.5	3948.5	6.3	1220.3187	30.00	90.0	
Gate Valve - no label	30.00	562.1	0.007	5267.5	5828.7	0.00	23.61	2.07	562.1	0.007	5267.5	5828.7	6.2	1220.3187	30.00	90.0	
Gate Valve - no label	30.00	375.0	0.004	4013.4	4386.4	0.00	17.80	1.38	375.0	0.004	4013.4	4386.4	5.5	1220.3187	30.00	89.5	
Gate Valve - no label	30.00	482.3	0.023	5090.1	5882.4	0.00	23.78	2.96	482.3	0.023	5090.1	5882.4	2.8	1220.3187	30.02	90.0	
Gate Valve - no label	30.00	341.8	0.023	826.6	1167.4	0.00	4.65	1.27	341.8	0.023	826.6	1167.4	2.8	1220.3187	30.00	88.1	
Gate Valve - no label	30.00	15.0	0.003	8.9	27.8	0.00	0.11	0.07	15.0	0.003	8.9	27.8	0.5	1220.3187	90.41	90.0	
Gate Valve - no label	30.00	736.0	0.012	8948.3	9794.3	0.00	39.72	2.70	736.0	0.012	8948.3	9794.3	14.5	1220.3187	47.00	90.0	
Gate Valve - no label	30.00	328.0	0.049	1301.9	1540.3	0.00	6.19	1.27	328.0	0.049	1301.9	1540.3	85.6	1220.3187	78.98	90.0	
Gate Valve - no label	30.00	73.0	0.001	838.5	912.5	0.00	3.70	0.27	73.0	0.001	838.5	912.5	1.1	1220.3187	86.21	90.0	
Gate Valve - no label	30.00	311.0	0.044	2865.9	4276.9	0.00	17.37	1.14	311.0	0.044	2865.9	4276.9	4.5	1220.3187	36.63	90.0	
Gate Valve - no label	30.00	147.0	0.021	1189.4	1336.4	0.00	5.42	0.55	147.0	0.021	1189.4	1336.4	2.8	1220.3187	75.98	90.0	
Gate Valve - no label	27.00	51.1	0.001	26.6	31.7	0.00	0.13	0.02	51.1	0.001	26.6	31.7	0.8	1220.3187	49.95	90.0	
Gate Valve - no label	27.00	136.4	0.042	1817.8	2266.2	0.00	9.11	1.27	136.4	0.042	1817.8	2266.2	8.2	1220.3187	45.54	87.7	
Gate Valve - no label	27.00	675.9	0.044	3819.8	4482.7	0.00	18.14	2.52	675.9	0.044	3819.8	4482.7	10.0	1220.3187	45.54	87.7	
Gate Valve - no label	27.00	390.9	0.048	2215.1	2606.0	0.00	10.83	1.46	390.9	0.048	2215.1	2606.0	5.2	1220.3187	49.57	86.0	
Gate Valve - no label	27.00	906.1	0.063	2867.9	3374.0	0.00	13.63	1.90	906.1	0.063	2867.9	3374.0	7.6	1220.3187	49.57	86.0	
Gate Valve - no label	27.00	906.9	0.112	4791.4	5666.3	0.00	22.87	3.40	906.9	0.112	4791.4	5666.3	13.2	1220.3187	49.43	89.4	
Gate Valve - no label	27.00	1126.4	0.148	8086.4	9214.0	0.00	37.31	4.23	1126.4	0.148	8086.4	9214.0	18.0	1220.3187	49.43	89.4	
Gate Valve - no label	27.00	441.0	0.095	1534.6	1796.5	0.00	7.83	1.65	441.0	0.095	1534.6	1796.5	6.7	1220.3187	49.43	90.0	
Gate Valve - no label	30.00	905.7	0.130	6791.1	7956.8	0.00	31.02	3.40	905.7	0.130	6791.1	7956.8	19.8	1220.3187	67.20	90.0	
Gate Valve - no label	30.00	1988.7	0.229	12277.2	13885.9	0.00	96.19	5.57	1988.7	0.229	12277.2	13885.9	27.2	1220.3187	67.15	90.0	
Gate Valve - no label	30.00	214.0	0.031	1123.5	1337.5	0.00	5.40	0.80	214.0	0.031	1123.5	1337.5	0.6	1220.3187	68.40	90.0	
Gate Valve - no label	30.00	362.0	0.052	1713.0	2074.9	0.00	8.37	1.36	362.0	0.052	1713.0	2074.9	6.6	1220.3187	111.87	90.0	

Fuente: Autor

En los resultados obtenidos en la grafica de TAITEL-DUKLER, se encuentra que el régimen de flujo promedio es estratificado flujo-anular, tal como se muestra en la figura 44.

Figura 44. Mapa de Regímenes de Flujo



Fuente: Autor

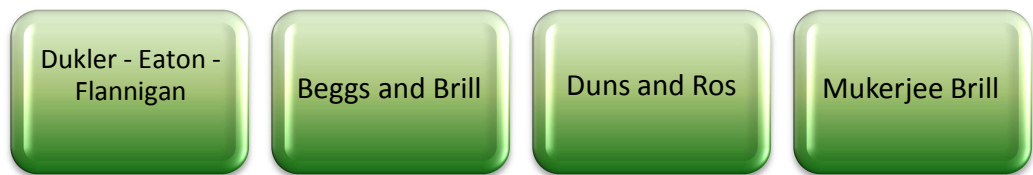
2.3.1 Método General de Ajuste de Parámetros Medidos

2.3.1.1 Propiedades del Fluido. El procedimiento de ajuste de las propiedades del fluido obedece a la influencia que tienen las mismas sobre el comportamiento del sistema de presión. El software nos facilita las herramientas necesarias para el ajuste de las correlaciones de las propiedades del fluido.

El ajuste de la correlación de flujo es un procedimiento que se realiza después de haber ajustado los parámetros del fluido y el perfil de presiones. El objetivo de este ajuste es simular de mejor manera el comportamiento del flujo. Las correlaciones de flujo disponen del factor L. Este factor no es más que una variable que permite acomodar la correlación escogida al comportamiento del flujo dentro de la superficie. Y solo puede variar dentro de $\pm 10\%$ de error.

En la figura 45 se presentan las correlaciones de flujo más utilizadas en el modelamiento ya que son las que mejor describen el comportamiento del flujo en el campo:

Figura 45. Correlaciones de Flujo Multifásico



Fuente: Autor

La simulación computacional nos permite comprobar la correlación que mejor describe el comportamiento de la variable que estamos evaluando mediante la determinación del porcentaje de ajuste. Así el número uno determina un ajuste perfecto y números inferiores a este valor significarían ajustes menos reales.

2.3.1.2 Perfil de Presiones. En todos los manifolds del área La Cira se dispone de indicadores de presión colocados en cada uno de los cabezales que compone el manifold de producción.

De acuerdo con los resultados del modelamiento se mostrara en la tabla 8, como se puede expresar la presión que existe en cada uno de los manifolds para el caso de un fluido multifásico, comparando las presiones de campo (reales) con presiones dadas por modelamiento sin la mejora y con la con la mejora.

Para el mejoramiento de los perfiles de presiones, en el modelamiento se realizó una optimización instalando un venteo en el punto más alto de la troncal de acuerdo al perfil topográfico comprendido entre el tramo 4 y el tramo 5, tal como se describe en la tabla 9.

Tabla 9. Troncal de 20" con Venteo.

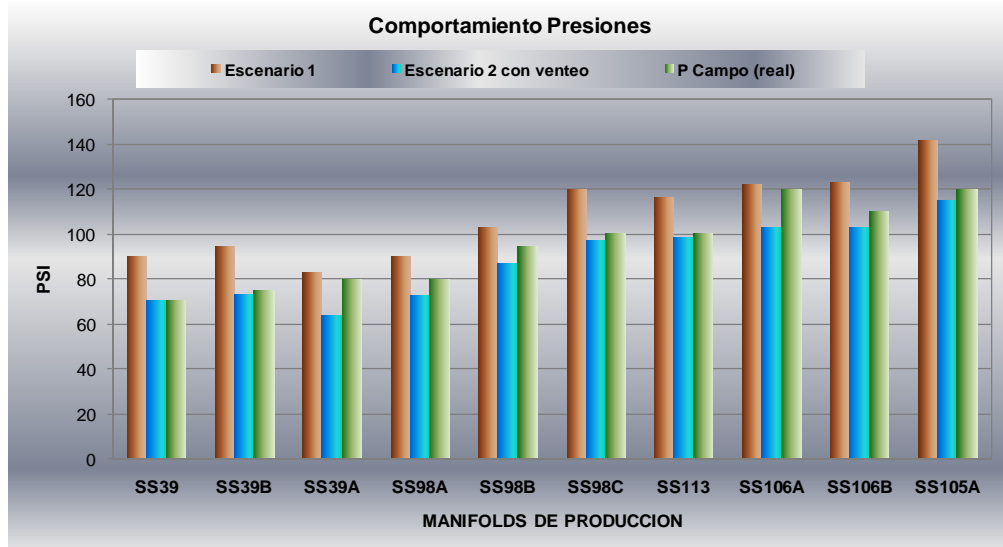
TRAMOS DE LA TRONCAL DE 20"	MANIFOLDS DE PRODUCCION
Lomita - TRUNK 1	
TRUNK 1 - TRUNK 2	
TRUNK 2 - TRUNK 3	39B-39
TRUNK 3 - TRUNK 4	
TRUNK 4 - TRUCK 5	VENTEO
TRUNK 5 - TRUCK 6	39A-98A-98B-98C-113A
TRUCK 6 -TRUCK 7	106A-106B-105A
TRUCK 7 - ESTACION LCI3A	

Fuente: Autor

En superficie el dato indispensable de presión es el medido en cada manifold de producción. La presión que ejerza el flujo en superficie, junto con las presiones medidas en la trayectoria de troncal, determinarán posteriormente la correlación de flujo que mejor ajuste con el perfil de presiones.

En la figura 46 se muestran los resultados obtenidos en los modelamientos realizados en cada uno de los escenarios. En el escenario 1 se muestran las presiones generadas por el simulador en condiciones normales y el escenario 2 son las presiones con la optimización de la instalación de un venteo.

Figura 46. Resumen de los Resultados Obtenidos en los Modelamientos



Fuente: Autor

Analizando los resultados obtenidos se decide que el escenario 2 representa un gran alivio en las presiones a lo largo de la troncal de 20", ya que la variación en promedio es del 8% con respecto a las presiones de campo, esta variación puede ser manejada adecuadamente en el área de La Cira.

2.4 SIMULACIÓN DEL SISTEMA COMPUESTO POR TUBERÍA TRONCAL, TREN DE SEPARACION DE FLUIDO A LA ENTRADA A LA ESTACION LCI3A

El modelamiento del sistema de proceso completo, que está compuesto por la tubería troncal de 20 pulgadas, los separadores en la entrada de la facilidad y el fluido multifásico característico de la zona Cira del campo se pueden realizar simultáneamente con el software ASPEN HYSYS . Este simulador, que admite realizar cálculos en estado estacionario y no estacionario, permite cuantificar adecuadamente las corrientes en equilibrio que se generan como resultado del cambio de presión asociado a la separación. Asimismo permite establecer el balance energético del sistema y la evolución de slug o paquetes de gas que se generan en el sistema de recolección y afectan principalmente el diseño de los separadores multifásicos.

La optimización del proceso de separación de crudo, obliga a conocer con exactitud, ciertas propiedades termodinámicas y de transferencia de masa y calor que solo se pueden estimar con la ayuda de un simulador de procesos químicos como HYSYS. Se explican cómo se siguen:

2.4.1 Propiedades Termodinámicas. (Propiedades de la sustancia que dependen de las condiciones P,T y del número de fases presentes, es decir del estado termodinámico del sistema, por ejemplo, densidad, volumen específico, entalpia. Para iniciar un modelo de cualquier proceso químico en HYSYS y en particular los asociados a crudo, se debe tener al menos una de las siguientes:

- Análisis cromatográfico por ASTM D3244 de la corriente de crudo (Anexo 01).
- GOR y Corte de agua de que ingresa hacia el separador (Se estima de la simulación en GAP ya que es el resultante de la interrelación de todos los pozos del campo, corte aproximado 90%).
- Análisis de puntos de ebullición o TBP (Punto de Ebullición Verdadero) según ASTM D2892 o ensayo del crudo.
- Cromatografía del gas (Anexo 02)

2.4.2 Propiedades de Transporte. (Propiedades que para este caso determinan las pérdidas irreversibles de energía y permiten entender el transporte de materia entre el pozo y las unidades separación). Estas dependen de las propiedades termodinámicas y se estiman mediante modelos constitutivos de la materia, por ejemplo la ley de Newton permite establecer estimados de viscosidad, reglas de API permiten estimar la tensión superficial, entre otras. El simulador las estima de acuerdo a correlaciones internas.

2.4.3 Definición de Propiedades. En la casilla de ambiente básico del programa se ingresa al área de definición de modelos termodinámicos, para ello es requerido definir las sustancias que componen el sistema que se hace de la siguiente manera:

- Para gas se establecen los compuestos básicos del gas natural, esto es metano, etano, propano, i-butano, etc. (los indicados en la cromatografía).
- Para la fase acuosa se introduce el agua (no se modelan sales y cloruros).

- Para la fase oleosa o liviana: se utilizará el Oil Manager que permitirá calcular pseudocomponentes que reflejen el análisis cromatográfico y el peso molecular en la curva de puntos de ebullición.

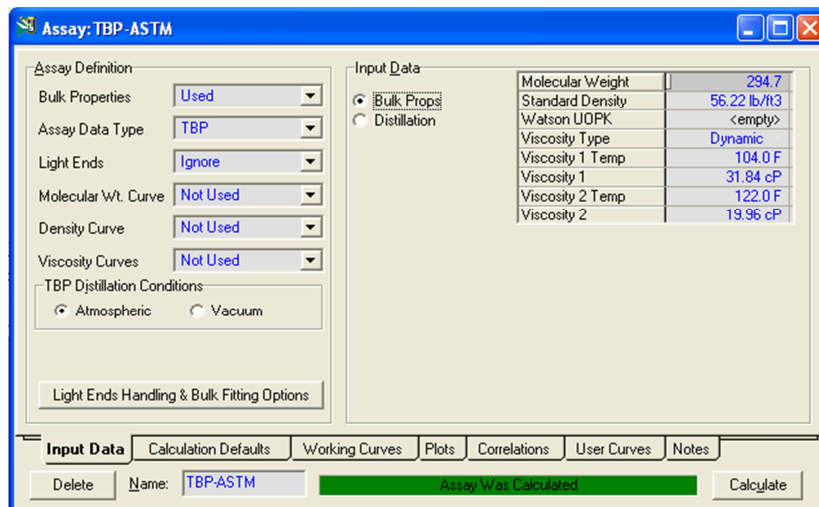
2.4.4 Definición de Modelo Termodinámico Es necesario igualmente definir el modelo termodinámico para la ecuación de estado de cada fase.

Para el gas de LCI, se utiliza el modelo de Soave-Redlich Kwong, ya que para la presión (30 psig), temperatura (90 F) y tipo de gas (hidrocarburos livianos) con este modelo de gas no ideal se refleja adecuadamente,

Para el crudo de LCI se utilizan dos métodos para estimar las propiedades del crudo LCI de acuerdo a análisis, a saber, el método TBP y el método cromatográfico, ambos basados en los respectivos análisis experimentales

2.4.4.1 El método TBP donde a través del ensayo de los puntos de ebullición y algunas propiedades generales (peso molecular, viscosidad a dos temperaturas y gravedad API), se generan curvas para la predicción de los puntos de ebullición de los pseudocomponentes asociados al rango de destilación. Para estimar el peso molecular, la gravedad específica, la temperatura crítica, la presión crítica y el factor accéntrico se emplea primordialmente la correlación de Lee Kesler. Una vez se cuentan con las curvas del ensayo se prepara la mezcla o blend donde se estiman las propiedades en mezcla de cada uno de los pseudocomponentes, se genera los datos termodinámicos asociados al punto crítico de cada uno de los pseudocomponentes y a partir de dichos datos y utilizando el método de interconversión ASTM D-86 se estiman las propiedades de mezcla necesarias para la simulación asociadas (ver figura 47).

Figura 47 Análisis TBP



Fuente: Autor

Figura 48 Datos de Entrada para las Propiedades TBP para Crudo LCI

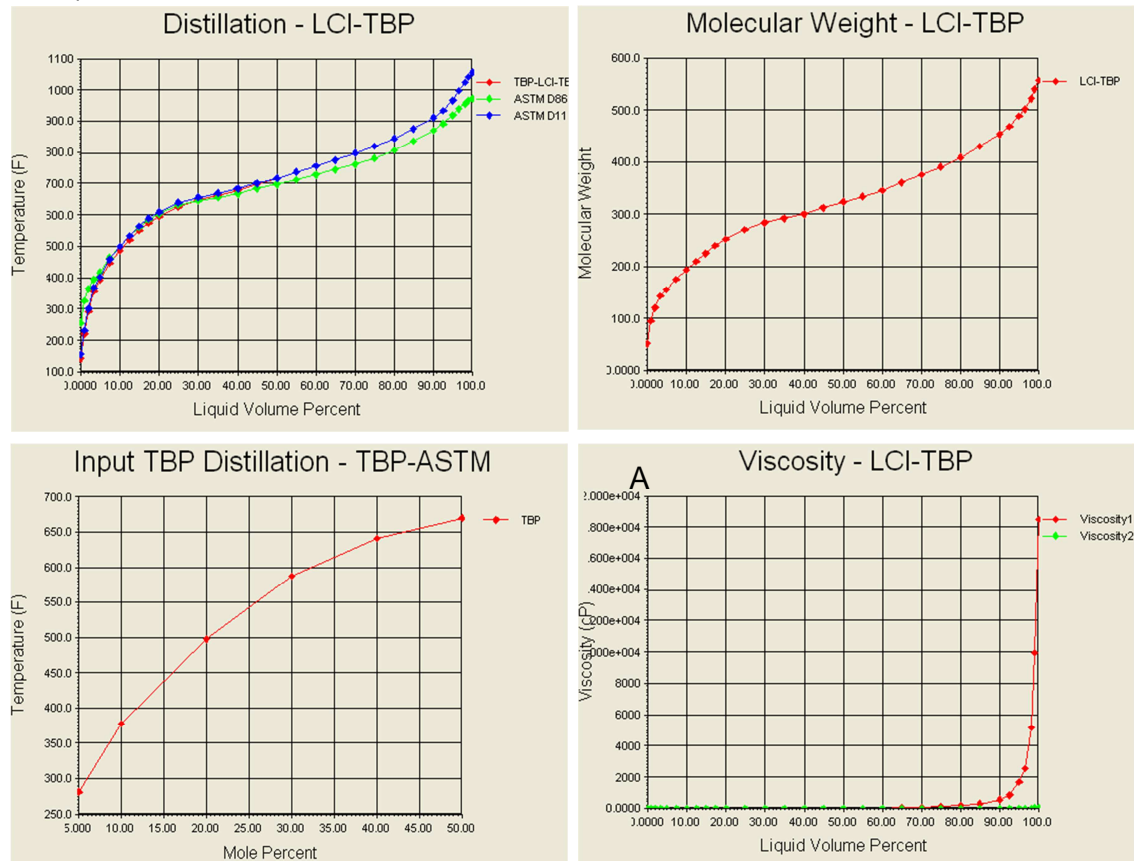
ANALYSIS			
TEST NAME AND NUMBER		UNIT	RESULT
Gravity API @ 60 °F (seco)	ASTM D-1298		25,3
Water and sediment	ASTM D-4007	vol%	1,40
Sulphur X-ray	ASTM D-4294	wt%	0,885
Flash Point	ASTM D-92	°C	40
Vanadium	ASTM D-5863A	ppm	44
Nickel	ASTM D-5863A	ppm	22
Ash	ASTM D-482	wt%	0,013
Pour Point	ASTM D-97	°C	<-33
Salt content	ASTM D-3230	PTB	22,2
Asphaltenes	IP-143	wt%	0,46
Paraffin Content	UOP-46	wt%	8,4
Vapor pressure (Reid Method)	ASTM D-323	psi	3,5
Viscosity @ 100°F	ASTM D-445	cP	31,84
Viscosity @ 122°F	ASTM D-445	cP	19,96
Viscosity @ 210°F	ASTM D-445	cP	5,100
Distillation			
TBP		°F	224
5%			282
10%			378
20%			498
30%			588
40%			642
50%			670
MEMBERS ASTM - API - SAE			

Fuente: Laboratorio Petróleos, ECOPETROL S.A., El Centro

Luego de introducir los valores en el modulo de Assay o ensayo se generan las diferentes curvas que son el reflejo de la estimación de propiedades de mezcla o blenda y que se exportan al ambiente de simulación como una corriente llamada

crudo TBP con un flujo equivalente de 4000 BOPD que es el correspondiente a un tren de la estación LCI3A.

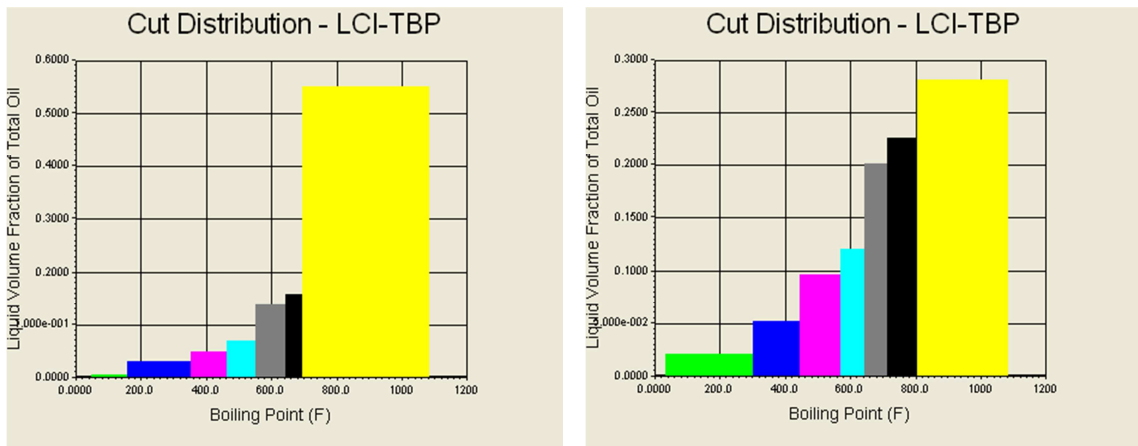
Figura 49 Curvas de destilación (datos de entrada y ajuste con el modelo ASTM D-86)



Fuente: Autor

Aunque los datos de entrada para el TBP se ajustan de una manera adecuada mediante la correlación de ASTM d86 y ASTM d11, los valores elevados de viscosidad dinámica (de orden de 10^4 cP) indican que el método indicado puede que sea miope para reflejar los cortes más pesados de hidrocarburo. Por lo tanto, el método TBP puede que sea recomendado para simular las propiedades de mezcla del crudo en agua pero no para simular las corrientes de corte como las que se tendrían en la columna de destilación atmosférica o en el tratamiento catalítico por craqueo de la refinería donde las propiedades de las corrientes pesadas se deben calcular con mucha precisión.

Figura 50 Distribución de peso molecular según punto de ebullición y viscosidad (a dos temperaturas) en función del porcentaje de líquido vaporizado



Fuente: Autor

Cortes de crudo según puntos de ebullición para el crudo LCI que se tendría en una columna de destilación atmosférica (izquierda) y en la unidad de craqueo catalítico (derecha) según el método TBP

2.4.4.2 El Método Cromatográfico. El método de estimación de propiedades a través de la incorporación de los cortes asociados a un ensayo cromatográfico quizás es el que representa más adecuadamente el crudo debido a que las composiciones en porcentaje molar de cada uno de los constituyentes livianos, aromáticos, parafínicos, y naftenicos se consigna en el formulario de composición de HYSYS. Para el crudo de LCI, estos valores se establecen rutinariamente mediante un ensayo de cromatografía (capilar). A partir de dichos valores y de los puntos de ebullición de cada uno de los componentes (corregidos de acuerdo a varios ensayos realizados en los laboratorios) se estiman por reglas de mezclado las propiedades termodinámicas y de transporte de cada uno de los componentes en mezclas del crudo. Los datos se exportan en una corriente llamada crudo LCI (composicional) y el análisis preliminar de los resultados de cortes por destilación atmosférica o straight run y asimismo los resultados asociados al craqueo catalítico, permiten validar adecuadamente el modelamiento riguroso de la corriente. La viscosidad dinámica y la curva TBP, revelan la inflexión asociada a la inexactitud en las fracciones a completitud asociada a este tipo de ensayos, más sin embargo reflejan con un buen ajuste ($R^2 = 0.995$) las propiedades del crudo en los intervalos estudiados.

2.4.4.3 Modelamiento de la Fase Acuosa: Se modela como agua ya que en términos de propiedades de interés para el análisis no se ve afectada por efectos iónicos ni de sales (se desprecian efectos sobre la tensión superficial), también se excluyen del análisis la arena (desde pozos) entre otras partículas (figura 51) y se desprecia el efecto del aceite que arrastra el agua (máximo 3000 ppm)

Figura 51. Distribución de Peso Molecular según Punto de Ebullición y Viscosidad

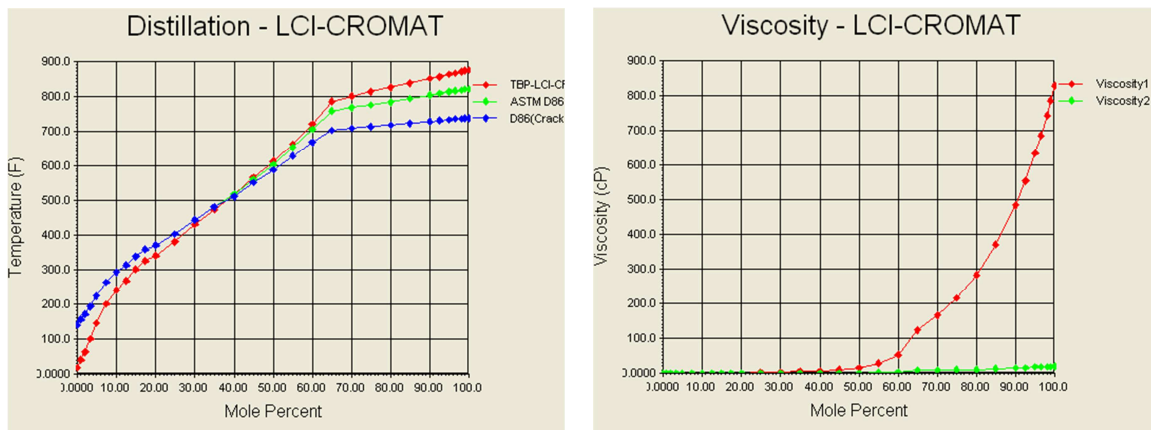
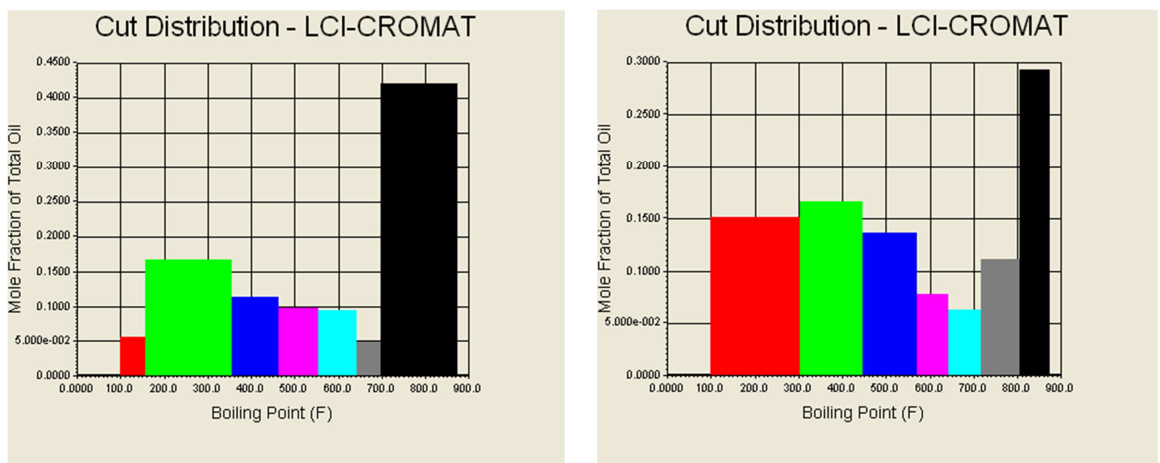


Figura 52. Ensayo TBP para el crudo de LCI visto



Fuente: Autor

Figura 53. Listados de algunos Pseudocomponentes Obtenidos con el Programa

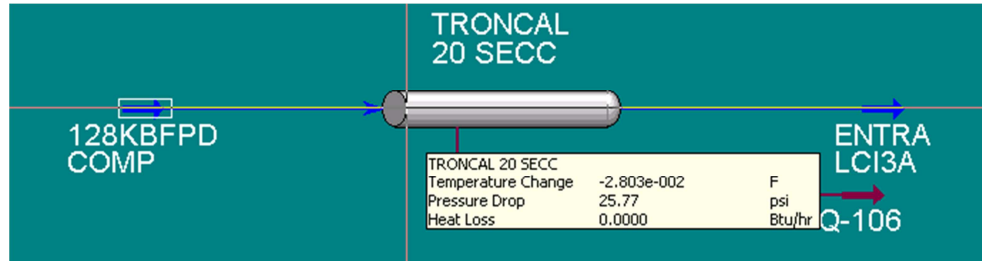
Hypo Group Controls							
Group Name	Blend-1 Hypos			Estimation Methods...	Clone Library Comps...		
Component Class	Hydrocarbon			Estimate Unknown Props	Notes		
Name	NBP [F]	MW	Liq Density [lb/ft3]	Tc [F]	Pc [psia]	Vc [ft3/lbmole]	Acentricity
NBP[0]249*	248.98	119.27	49.23	591.50	475.30	6.1892	0.3318
NBP[0]267*	267.22	125.70	49.69	611.67	461.10	6.4682	0.3475
NBP[0]296*	296.45	134.21	50.26	642.45	436.55	6.9641	0.3753
NBP[0]324*	323.90	146.52	51.02	672.69	419.79	7.3828	0.3992
NBP[0]345*	344.70	153.90	51.44	694.19	404.08	7.7484	0.4196
NBP[0]372*	371.62	163.55	51.96	721.47	386.17	8.2425	0.4470
NBP[0]401*	401.49	172.49	52.41	750.37	364.74	8.8469	0.4799
NBP[0]425*	425.34	183.14	52.92	774.42	351.27	9.2963	0.5044
NBP[0]451*	450.98	195.32	53.46	800.02	337.53	9.7926	0.5311
NBP[0]477*	476.89	208.04	53.98	825.53	324.15	10.3139	0.5588
NBP[0]503*	502.79	221.37	54.50	850.76	311.39	10.8524	0.5870
NBP[0]529*	528.68	235.31	55.00	875.71	299.21	11.4087	0.6156
NBP[0]555*	554.56	249.80	55.49	900.40	287.57	11.9839	0.6447
NBP[0]580*	580.45	264.79	55.97	924.85	276.41	12.5793	0.6743
NBP[0]606*	606.32	280.23	56.44	949.07	265.73	13.1951	0.7043
NBP[0]632*	632.13	295.91	56.90	972.99	255.51	13.8312	0.7347
NBP[0]658*	658.03	311.68	57.35	996.76	245.63	14.4943	0.7656
NBP[0]684*	684.01	327.56	57.79	1020.45	236.17	15.1813	0.7970
NBP[0]710*	709.92	343.16	58.23	1043.92	227.15	15.8891	0.8286
NBP[0]736*	735.84	358.00	58.66	1067.26	218.52	16.6213	0.8606
NBP[0]762*	761.72	374.91	59.08	1090.40	210.25	17.3780	0.8927
NBP[0]788*	787.62	395.84	59.50	1113.40	202.29	18.1635	0.9253
NBP[0]826*	825.52	425.45	60.10	1146.83	191.23	19.3633	0.9734
NBP[0]875*	875.10	462.83	60.87	1190.10	177.64	21.0966	1.0267
NBP[0]925*	924.92	499.50	61.61	1233.11	164.95	22.9583	1.0836
NBP[0]975*	974.57	535.46	62.32	1275.45	153.09	24.9835	1.1393
NBP[0]1024*	1023.91	573.06	63.03	1317.38	142.29	27.1460	1.1930
NBP[0]1077*	1076.67	611.34	63.70	1360.99	130.99	29.7648	1.2511

Fuente: Autor

2.4.5 Modelamiento de la troncal de 20 pulgadas en HYSYS. Con el fin de establecer un modelo para la probabilidad de presencia de slugs en la tubería de 20 pulgadas conforme se llegue al punto de diseño de la facilidad y aprovechando las facilidades que posee HYSYS para la estimación de este tipo de fenómenos, se redujo a 20 tramos la información topográfica consignada anteriormente y se ingreso mediante el modelo pipesegment para un flujo de 128000 BFPD.

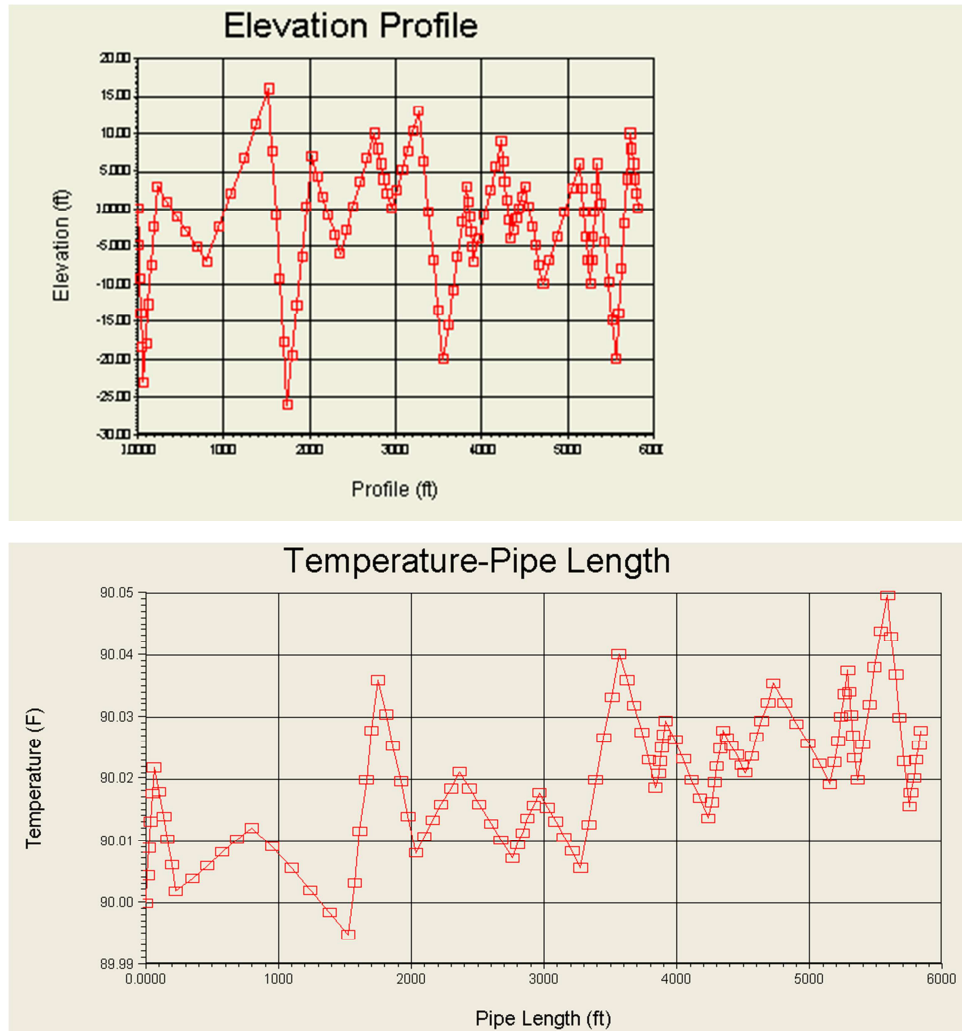
La corriente 128K de entrada de diseño a la troncal se especifica en el reporte de HYSYS para las corrientes asociadas a la tubería troncal de 20 pulgadas. La correlación de Beggs and Brill predice una caída de presión de entre 25 y 34 psi dependiendo del flujo instantáneo hacia la facilidad y del perfil de presiones. Los demás parámetros se indican en las siguientes gráficas.

Figura 54. Troncal de 20"



Fuente: Autor

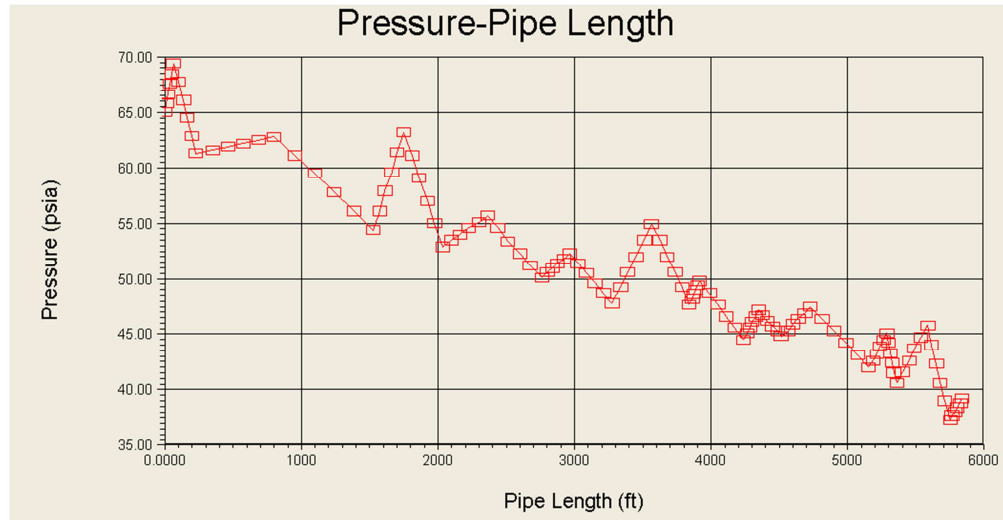
Figura 55. Perfil de Elevación y de Presión.



Fuente: Autor

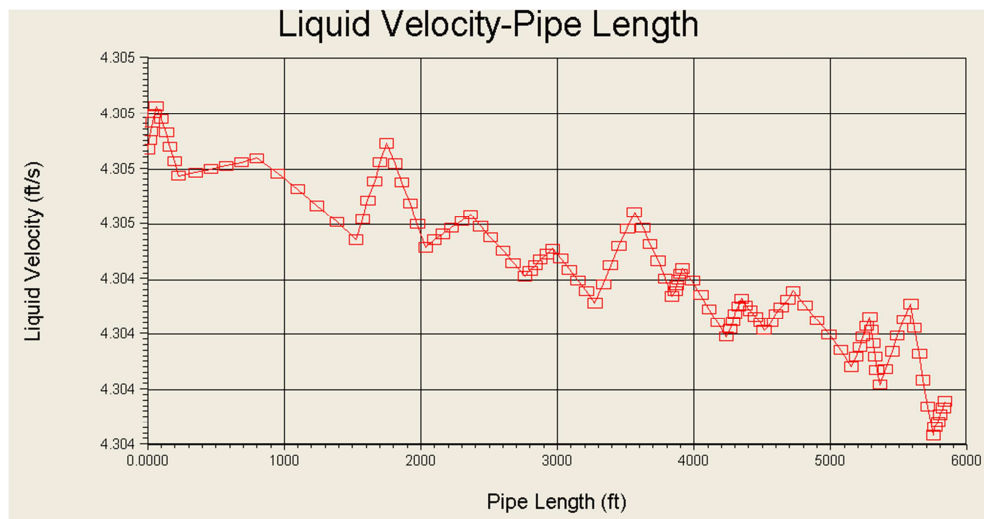
Para efectos de la simulación el supuesto isotérmico se explica conforme a la práctica y asimismo la tubería se encuentra solo un 5% enterrada (toda es aérea), siendo la transferencia de calor asociada a la velocidad del aire despreciable. La caída de presión se representa adecuadamente por el modelo de Beggs and Brill.

Figura 56. Perfil Caída de Presión.



Fuente: Autor

Figura 57. Perfil de la Velocidad del Fluido.

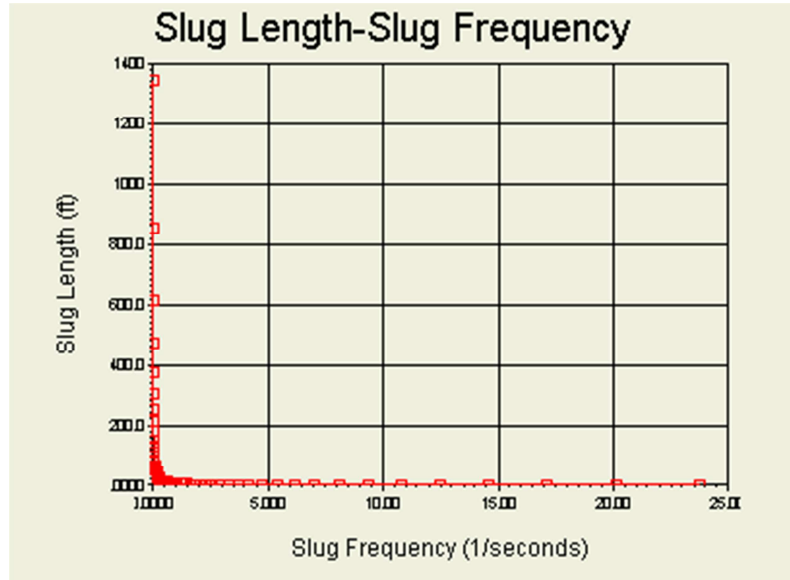


Fuente: Autor

2.4.6 Formación de Slugs en la Tubería. El modelamiento del caso en GAP no permite estimar con veracidad la posibilidad de slugs en la línea siendo esta otra ventaja asociada a HYSYS. Mediante el uso de la correlación de Benediksen, se solucionan simultáneamente y punto a punto la ecuación diferencial en estado estacionario combinada de momentum y transferencia de masa para una dimensión. El flujo que normalmente es estratificado por el excesivo diámetro de la tubería, se analiza para ver su respuesta frente a inestabilidades asociadas a los cambios de velocidad en el líquido por la pendiente de la tubería. Para un flujo de 128000 BFPD y su equivalente de gas (GOR máximo 150), se predice la formación de slugs en las zonas donde la tubería se inclina hacia abajo (downhill) casi en los puntos medios de los tramos. De acuerdo a los parámetros de Gregory, Colebrook y Hill, que son los que emplea HYSYS en la estimación, se establece que en promedio la frecuencia de los slug en cada zona donde se podrían desarrollar es de 0.09 segundos⁻¹, siendo la longitud promedio del paquete de líquido de 90 pies y la burbuja de gas que lo antecede de 25 pies de largo con velocidades promedio cercanas a 10 pies. Esta información es útil en el último tramo de entrada a la estación LCI3A ya que luego de un paquete de gas presionado y equivalente a la burbuja, para el flujo de 128000 BFPD se podría generar un paquete batch instantáneo de líquido de 75 pies de largo. Para la tubería de 20 pulgadas (STD) con un volumen de 1.92 ft³/ft, se establece que el volumen de líquido asociado a las condiciones no-estacionarias puede traducirse en aproximadamente 144 pies cúbicos por paquete de líquido que para la frecuencia estimada podrían llegar a los 1000 ft³ instantáneos en la entrada de la estación LCI3A.

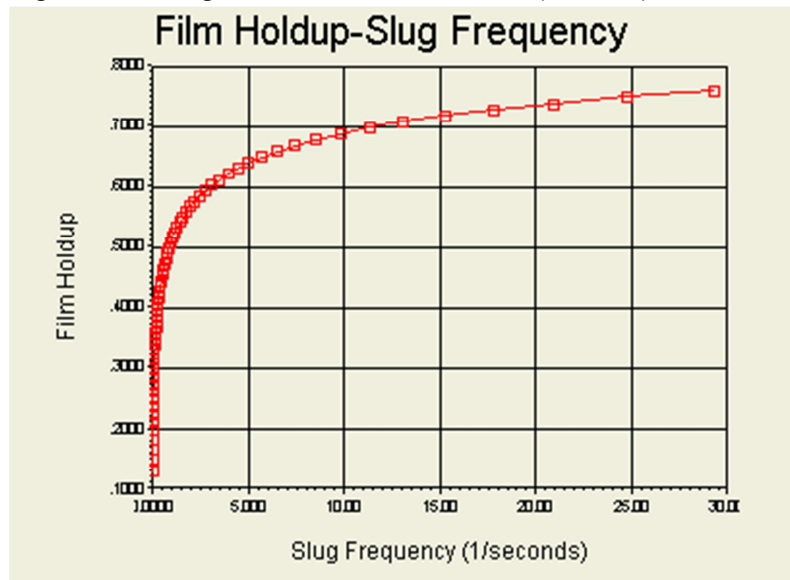
El diseño del recipiente, el lazo de control de la entrada de la facilidad y los volúmenes de las tuberías y recipientes involucrados en la separación del gas, deben tener este valor en cuenta que se dobla para efectos de diseño (factores de seguridad). En las siguientes graficas se observa el resumen de los parámetros de Benediksen para una coordenada de 300 pies antes de la llegada al cabezal de LCI3A, donde dependiendo de la frecuencia de slug, se verifica que el paquete puede tener una longitud de hasta 800 pies generando un batch instantáneo de hasta 300 barriles sobre la entrada. Durante la operación de la estación LCI3A, se ha verificado el elevado aumento de nivel en las botas de gas en ciertas ocasiones de despresurización pero en ningún momento el batch generado ha superado la respuesta del sistema de control de nivel de las botas de gas.

Figura 58. Perfil de la Velocidad del Fluido.



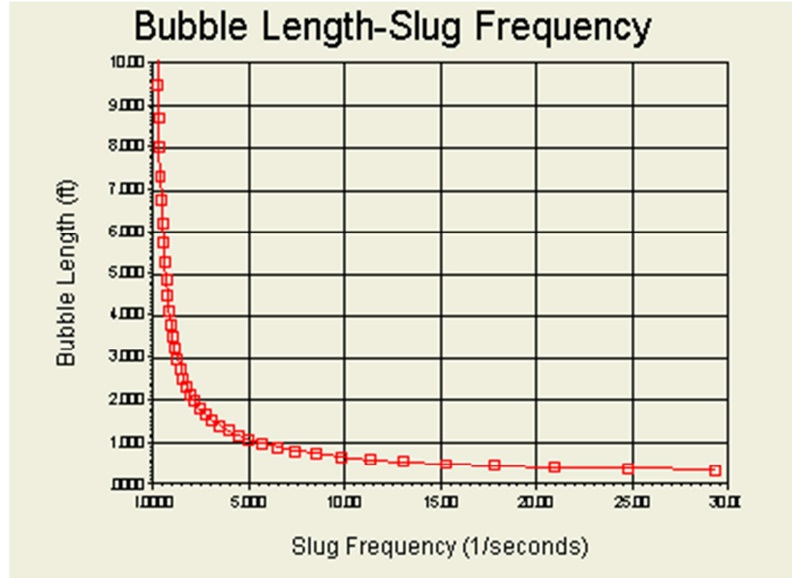
Fuente: Autor

Figura 59. Longitud del slug en la zona de entrada (5580 ft) a LCI3A



Fuente: Autor

Figura 60. Longitud de la Burbuja de Gas que Precede al Slug (5580 ft de abscisa)



Fuente: Autor

Tabla 10. Generación de puntos para prueba de slug (en rojo los datos que impactan la respuesta del cabezal de entrada)

Position [ft]	Status	Frequency [1/seconds]	Slug Length [ft]	Bubble Length [ft]	Film Holdup	Velocity [ft/s]
0.00	Stable 2Ph	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>
14.40	Stable 2Ph	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>
28.80	Stable 2Ph	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>
43.20	Stable 2Ph	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>
57.60	Stable 2Ph	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>
72.00	Slug Flow	0.09	92.98	23.42	0.34	9.92
104.80	Slug Flow	0.09	92.19	23.86	0.34	9.97
137.60	Slug Flow	0.09	91.58	24.35	0.33	10.01
170.40	Slug Flow	0.09	90.84	24.84	0.33	10.06
203.20	Slug Flow	0.09	89.98	25.32	0.33	10.11
236.00	Stable 2Ph	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>
350.80	Stable 2Ph	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>
465.60	Stable 2Ph	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>
580.40	Stable 2Ph	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>
695.20	Stable 2Ph	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>
810.00	Slug Flow	0.08	83.40	33.72	0.46	9.81
955.00	Slug Flow	0.08	82.32	34.32	0.45	9.86
1100.00	Slug Flow	0.09	81.53	35.04	0.45	9.92

Tabla 10. Continuación

1245.00	Slug Flow	0.09	80.61	35.74	0.45	9.97
1390.00	Slug Flow	0.09	79.56	36.44	0.44	10.04
1535.00	Stable 2Ph	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>
1579.00	Stable 2Ph	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>
1623.00	Stable 2Ph	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>
1667.00	Stable 2Ph	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>
1711.00	Stable 2Ph	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>
1755.00	Slug Flow	0.09	88.74	26.19	0.36	9.98
1812.80	Slug Flow	0.09	87.86	26.89	0.35	10.04
1870.60	Slug Flow	0.09	86.74	27.58	0.35	10.11
1928.40	Slug Flow	0.09	85.42	28.26	0.35	10.18
1986.20	Slug Flow	0.09	84.22	28.99	0.34	10.26
2044.00	Stable 2Ph	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>
2108.40	Stable 2Ph	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>
2172.80	Stable 2Ph	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>
2237.20	Stable 2Ph	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>
2301.60	Stable 2Ph	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>
2366.00	Slug Flow	0.09	80.38	34.59	0.43	10.05
2445.40	Slug Flow	0.09	79.74	35.08	0.42	10.10
2524.80	Slug Flow	0.09	79.13	35.58	0.42	10.14
2604.20	Slug Flow	0.09	78.44	36.09	0.42	10.19
2683.60	Slug Flow	0.09	77.72	36.58	0.42	10.23
2763.00	Stable 2Ph	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>
2803.60	Stable 2Ph	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>
2844.20	Stable 2Ph	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>
2884.80	Stable 2Ph	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>
2925.40	Stable 2Ph	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>
2966.00	Slug Flow	0.09	78.66	35.84	0.42	10.18
3029.00	Slug Flow	0.09	78.02	36.24	0.42	10.22
3092.00	Slug Flow	0.09	77.38	36.63	0.42	10.26
3155.00	Slug Flow	0.09	76.66	37.02	0.41	10.30
3218.00	Slug Flow	0.09	76.04	37.45	0.41	10.34
3281.00	Stable 2Ph	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>
3339.40	Stable 2Ph	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>
3397.80	Stable 2Ph	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>
3456.20	Stable 2Ph	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>
3514.60	Stable 2Ph	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>
3573.00	Slug Flow	0.09	83.51	30.20	0.37	10.16
3628.20	Slug Flow	0.09	82.54	30.75	0.37	10.21
3683.40	Slug Flow	0.09	81.49	31.27	0.36	10.27
3738.60	Slug Flow	0.09	80.64	31.90	0.36	10.34
3793.80	Slug Flow	0.09	79.78	32.54	0.36	10.40
3849.00	Stable 2Ph	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>
3864.00	Stable 2Ph	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>

Tabla 10. Continuación

3879.00	Stable 2Ph	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>
3894.00	Stable 2Ph	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>
3909.00	Stable 2Ph	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>
3924.00	Slug Flow	0.09	78.01	35.46	0.40	10.29
3989.00	Slug Flow	0.09	77.20	35.92	0.40	10.34
4054.00	Slug Flow	0.09	76.36	36.41	0.40	10.39
4119.00	Slug Flow	0.09	75.69	36.97	0.40	10.45
4184.00	Slug Flow	0.09	74.98	37.51	0.39	10.50
4249.00	Stable 2Ph	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>
4269.40	Stable 2Ph	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>
4289.80	Stable 2Ph	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>
4310.20	Stable 2Ph	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>
4330.60	Stable 2Ph	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>
4351.00	Slug Flow	0.09	75.43	37.97	0.41	10.39
4385.20	Slug Flow	0.09	75.13	38.22	0.41	10.41
4419.40	Slug Flow	0.09	74.82	38.46	0.41	10.44
4453.60	Slug Flow	0.09	74.45	38.73	0.41	10.46
4487.80	Slug Flow	0.09	74.10	38.97	0.41	10.49
4522.00	Stable 2Ph	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>
4564.00	Stable 2Ph	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>
4606.00	Stable 2Ph	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>
4648.00	Stable 2Ph	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>
4690.00	Stable 2Ph	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>
4732.00	Slug Flow	0.09	75.60	38.42	0.42	10.35
4818.00	Slug Flow	0.09	74.75	38.96	0.42	10.40
4904.00	Slug Flow	0.09	73.82	39.50	0.42	10.46
4990.00	Slug Flow	0.09	72.96	40.09	0.41	10.52
5076.00	Slug Flow	0.09	72.16	40.74	0.41	10.59
5162.00	Stable 2Ph	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>
5187.60	Stable 2Ph	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>
5213.20	Stable 2Ph	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>
5238.80	Stable 2Ph	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>
5264.40	Stable 2Ph	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>
5290.00	Slug Flow	0.10	82.48	29.58	0.29	10.84
5305.00	Slug Flow	0.10	81.72	29.96	0.29	10.90
5320.00	Slug Flow	0.10	80.88	30.33	0.28	10.95
5335.00	Slug Flow	0.10	80.00	30.70	0.28	11.01
5350.00	Slug Flow	0.10	79.35	31.15	0.28	11.07
5365.00	Stable 2Ph	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>
5409.60	Stable 2Ph	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>
5454.20	Stable 2Ph	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>
5498.80	Stable 2Ph	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>
5543.40	Stable 2Ph	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>
5588.00	Slug Flow	0.10	81.93	29.71	0.30	10.73

Tabla 10. Continuación

5620.80	Slug Flow	0.10	80.79	30.50	0.30	10.83
5653.60	Slug Flow	0.10	79.59	31.32	0.29	10.93
5686.40	Slug Flow	0.10	78.17	32.11	0.29	11.04
5719.20	Slug Flow	0.10	76.56	32.89	0.29	11.16
5752.00	Stable 2Ph	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>
5771.00	Stable 2Ph	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>
5790.00	Stable 2Ph	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>
5809.00	Stable 2Ph	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>
5828.00	Stable 2Ph	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>
5847.00	Stable 2Ph	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>

Fuente: Autor

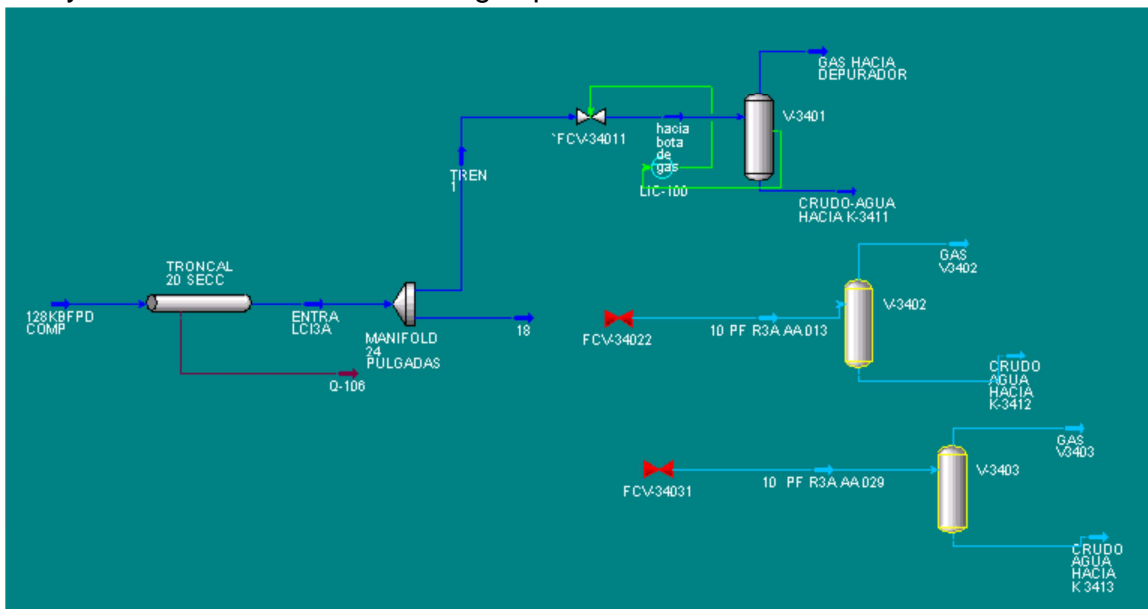
2.4.7 Descripción del Cabezal y de la Bota de Gas. El cabezal de entrada es el sistema de recolección de la líneas y troncales provenientes del campo, son tubería de acero al carbón clase A1, rating ANSI 150 RF cédula 40, cuya presión de diseño es de 285 psig, para el intervalo de temperatura de operación.

Cada línea de entrada al manifold tiene válvula de bloqueo tipo bola y válvula de cheque tipo cortina, que evita el retorno de los fluidos. Las líneas de entrada, los manifolds y el cabezal principal cuentan con la instrumentación, cuyo objetivo es el monitoreo continuo de las variables presión y temperatura. Se cuenta con dos alarmas de presión (alta y baja) y un interruptor de alta presión en el cabezal principal. En caso de que la presión sobrepase el rango esperado de operación de 25-35 psig, se cuenta con dos alarmas programadas en el PIT-34013 con señal hacia el cuarto de control. Cuando la presión llega a 70 psig se activa la alarma de muy alta presión a través del PSHH-34011 produciendo una alarma para que el operador determine si es necesario proceder con el cierre de las válvulas SDV-34012/34022/34032 o si es requerido programar simultáneamente parada de pozos automatizados.

En el caso de cierre de las válvulas de control (FCV-34011/21/31) sin cierre de las válvulas de corte (SDV 34011/21/31) se garantiza la integridad del sistema de recolección por parada de pozos cuando la presión llega a 200 psig y/o la acción de dos válvulas de alivio de presión (PSV- 34011/12) ubicadas sobre el cabezal de 24 pulgadas, que relevan el fluido hacia el tambor de tea cuando la presión sube a 220 psig (PSV-34011). Se cuenta con otra localizada en paralelo (PSV- 34012) que provee la misma capacidad de alivio y la cual dispara si la presión sube hasta los 230 psig.

2.4.7.1 Modelo de la Bota de Gas. La bota de gas como se aprecia en la figura 44, en esencia es un separador bifásico vertical con un tiempo de residencia de entre 30 y 45 segundos para las condiciones de flujo multifásico, en su interior tiene un tubo concéntrico (riser) de 10" de diámetro que prolonga la tubería de entrada y eleva el fluido hasta una altura de 30 pies (TT) donde impacta perpendicularmente con una placa con área de 314 pulgadas cuadradas. Este choque facilita en extremo la conversión de la energía asociada al movimiento de fluido (1237 BTU/lbmol) en energía que se entrega a la placa de choque y el valor anterior generalmente se usa para estimar el refuerzo y la soldadura (a tope) de la placa a la estructura de la bota.

Figura 61. Tren de recolección V3401 conectado con la simulación de la troncal, incluye lazo de control de bota de gas por nivel a través de válvula FCV-34011



Fuente: Autor

Cada bota de gas tiene un diámetro externo de 55" y una altura entre soldaduras de 31 pies y 7 pulgadas. La bota se encuentra soportada de tal manera que posee una altura total de 38 pies con respecto al nivel del piso. Está diseñada para una presión máxima de operación de 55 psig a 120 F (Figura 49).

Las propiedades de la corriente de entrada y la capacidad de separación de la bota existente se simula para un flujo de entrada de 62400 BFPD (la capacidad de diseño es de 44000 BFPD) a 90 F y 23 psia (luego de la válvula de control FCV-34011, permiten verificar que el fluido de pozos se encuentra en las condiciones

3. ANÁLISIS TÉCNICO – ECONÓMICO DE LAS ALTERNATIVAS DE MEJORA EN LA TRONCAL DE 20”

3.1 ANÁLISIS TÉCNICO

El objetivo del presente trabajo es disminuir las pérdidas de producción por la represión asociada a diámetros de tubería de recolección inadecuados. Para seleccionar el escenario más apropiado se tiene en cuenta los resultados obtenidos en el capítulo anterior con respecto a los cálculos para la disminución de las presiones en la cada uno de los manifold que hacen parte de la troncal de 20”, esto se hizo encontrando el valor de la variación en las presiones. Se determina la producción neta de crudo actual para cada uno de los manifold de producción teniendo en cuenta el potencial de los pozos que hacen parte de cada una de ellos y la producción neta crudo de la estación de recolección LCI3A. En las tablas 10 y 11 se muestra el análisis de cada uno de los escenarios.

Tabla 11. Presiones de los Manifold (Escenario 1)

ESCENARIOS DE ESTUDIO	SS39 (PSI)	SS39B (PSI)	SS39A (PSI)	SS98A (PSI)	SS98B (PSI)	SS98C (PSI)	SS113A (PSI)	SS106A (PSI)	SS106B (PSI)	SS105A (PSI)
ESCENARIO 1	90	95	83	90	103	120	116	122	123	142
ESCENARIO 2 (OPT)	70	73	64	73	87	97	98	103	103	115
P CAMPO	70	75	80	80	95	100	100	120	110	120
VARIACION ENTRE P CAMPO - ESC 1	-20	-20	-3	-10	-8	-20	-16	-2	-13	-22

UNIDADES DE CANTIDADES	BLS/DIA NETOS									
POTENCIAL DE LOS MANIFOLDS DE PRODUCCION ACTUAL	121	200	533	378	719	336	644	463	126	338
ESCENARIO 1	91	151	401	285	542	253	485	349	95	255
DIFERENCIA EN BLS	-30	-49	-132	-93	-177	-83	-159	-114	-31	-83

UNIDADES DE VENTA	USD/BLS									
CRUDO WTI NYMEX	86									
BALANCE DE LA DIFERENCIA DE DOLARES/DIA	\$ (2,579)	\$ (4,262)	\$ (11,358)	\$ (8,055)	\$ (15,322)	\$ (7,160)	\$ (13,724)	\$ (9,867)	\$ (2,685)	\$ (7,203)
BALANCE DIARIO USD	\$ (82,215)									
BALANCE ANNUAL USD	\$ (30,008,373)									

Fuente precios: www.ecopetrol.com.co

Tabla 12. Presiones de los Manifold (Escenario 2)

ESCENARIOS DE ESTUDIO	SS39 (PSI)	SS39B (PSI)	SS39A (PSI)	SS98A (PSI)	SS98B (PSI)	SS98C (PSI)	SS113A (PSI)	SS106A (PSI)	SS106B (PSI)	SS105A (PSI)
ESCENARIO 1	90	95	83	90	103	120	116	122	123	142
ESCENARIO 2 (OPT)	70	73	64	73	87	97	98	103	103	115
P CAMPO	70	75	80	80	95	100	100	120	110	120
VARIACION ENTRE P CAMPO - ESC 2	0	2	16	7	8	3	2	17	7	5

UNIDADES DE CANTIDADES	BLS/DIA NETOS									
POTENCIAL DE LOS MANIFOLDS DE PRODUCCION ACTUAL	121	200	533	378	719	336	644	463	126	338
ESCENARIO 2	148	244	652	462	879	411	787	566	154	413
DIFERENCIA EN BLS	27	44	119	84	160	75	143	103	28	75

UNIDADES DE VENTA	USD/BLS										
CRUDO WTI NYMEX	86.36										
BALANCE DE LA DIFERENCIA DOLARES/DIA	2,324	3,841	10,237	7,260	13,809	6,453	12,369	8,892	2,420	6,492	
BALANCE DIARIO USD	\$	74,097									
BALANCE ANUAL USD	\$	27,045,361									

Fuente precios: www.ecopetrol.com.co

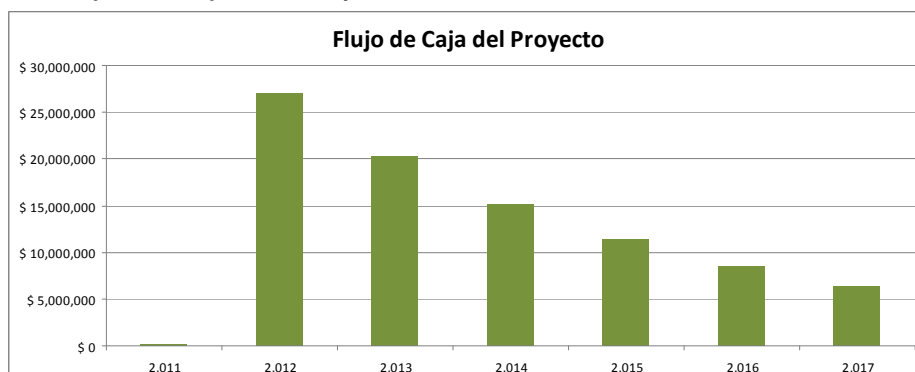
Del análisis de las tablas anteriores se determina que el escenario 2 es la mejor opción para disminuir las pérdidas de producción ya que genera gran disminución en las presiones de cada uno de los manifold.

Tabla 13. Tiempo Estimado de Recuperación de la Inversión.

DESCRIPCION DE LA INVERSIÓN	FORMATO COSTO DE CICLO DE VIDA DEL PROYECTO						
	2,011 0	2,012 1	2,013 2	2,014 3	2,015 4	2,016 5	2,017 6
Precio del crudo USD/BLS	86.4	86.4	86.4	86.4	86.4	86.4	86.4
TMR (Propia)	12.0%						
FASE DEL PROYECTO	0						
Inversiones en USD							
Suministro							
Bomba (incluye inst y motor)	\$ 15,000	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Sistema electrico y Comunicaciones (PLC +Scada)	\$ 35,000	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Instrumentos	\$ 15,000	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Separador (incluyendo instalación, transporte)	\$ 45,000	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Valvulas motorizadas (3unidades, incluye cableado y montaje)	\$ 36,000	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Tuberia y accesorios	\$ 10,000	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Mano de obra	\$ 15,600	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Mantenimiento							
Mantenimiento anual	\$ 0	\$ 10,000	\$ 30,000	\$ 10,000	\$ 10,000	\$ 30,000	\$ 10,000
Overhaul	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 90,000
Ingresos	\$ 370,484	\$ 27,045,361	\$ 20,284,021	\$ 15,213,016	\$ 11,409,762	\$ 8,557,321	\$ 6,417,991
Egresos	\$ -171,600	\$ -10,000	\$ -30,000	\$ -10,000	\$ -10,000	\$ -30,000	\$ -100,000
Flujo de Caja	\$ 198,884	\$ 27,035,361	\$ 20,254,021	\$ 15,203,016	\$ 11,399,762	\$ 8,527,321	\$ 6,317,991
VPN del proyecto	\$ 59,454,879						

Fuente: Autor

Figura 63. Flujo de Caja del Proyecto



Fuente: Autor

Para el cálculo del Flujo de Caja se realizaron las siguientes suposiciones:

Si bien la producción podría permanecer constante a lo largo del ejercicio, la optimización de la red, el aumento del flujo en el campo (disminuye presiones y redistribuye flujo) y la declinación en las pérdidas de producción permiten estimar conservativamente una disminución progresiva del 25% de crudo recuperado por la reducción de presiones para cada año. El ejercicio de Flujo de Caja para el escenario 2 arroja un Valor Presente Neto mucho mayor a cero, lo cual indica que el proyecto es conveniente porque genera un beneficio adicional al que generan las oportunidades convencionales de la empresa²². En general, para la industria del petróleo los costos asociados a tubería e instrumentación (como el separador multifásico) son mínimos comparados con los retornos asociados a incrementos en la producción. Al intentar aproximar la serie geométrica que permite el cálculo de la TIR se obtiene un número excesivamente grande, en términos conceptuales, cualquier cambio que mejora un proceso de producción de un recurso natural escaso siempre va a generar un excesivo rendimiento con respecto a la inversión. Es importante entonces considerar que no los beneficios del análisis nodal pueden impactar dramáticamente el retorno de una compañía operadora si se aplica con el suficiente rigor y se incluye dentro del plan de optimización general de la compañía, sin embargo, el valor ganado por proyectos similares suele depreciarse por fallas en la cadena de valor dentro de la compañía, por ejemplo, pobre mantenimiento de equipos, excesivas ineficiencias en la organización y naturalmente fenómenos asociados a la mala toma de decisiones de individuos de la organización siendo un claro ejemplo la corrupción.

²² SERRANO Rodríguez, Javier. Matemáticas financieras y Evaluación de Proyectos

4. CONCLUSIONES

- Del estudio desarrollado buscando la mejor alternativa de mejora en la disminución de pérdidas de producción por la represión asociada a diámetros de tubería de recolección inadecuados, se estableció que la opción corresponde a la de instalar un punto de venteo en el punto más alto de la troncal de 20" ya que con la implementación de esta alternativa Ecopetrol aumenta su valor como compañía en aproximadamente 60 millones de dólares de 2011, si se mantuvieran las variables en las mismas condiciones por un lapso de 5 años.
- Considerando que el problema asociado a la separación multifásica esta principalmente asociado a la acumulación de bolsas de gas de un promedio de 75 ft de largo a presiones típicas de entre 30 y 50 psig, se concluye que considerando el cambio de elevación (+-15 m), el GOR relativamente bajo (150) y las características del flujo a lo largo del sistema troncal de 20 pulgadas, si se retira el gas asociado al frente de bolsa de gas que antecede la formación de slug, es posible lograr una reducción en la distribución de presiones pues la velocidad superficial del gas tendería a disminuir al igual que la relación gas a líquido, disminuyendo los efectos del flujo estratificado sobre la presión general del sistema y en general la caída de presión
- Se propone retirar aproximadamente un flujo instantáneo de gas de 1.5 MMSCFD mediante la instalación de tres venteos de 4" en la zona de downhill o cuesta abajo de los puntos más altos de la planimetría de la troncal. El proyecto LCI instalo un venteo en la posición donde físicamente es más alta la tubería, sin embargo en este punto la relación de holdup es aproximadamente 0.5 y se eleva considerablemente el arrastre de crudo hacia el sistema de recolección del gas de venteo haciendo poco práctico la remoción de crudo ya que se tiende que ir líquido. Al instalar el punto sobre el tramo medio de la tubería se aprovecha que el liquido que cae y el gas que se separa, generan una relación de holdup instantánea cercana a 0.3 y por ende la velocidad superficial del gas es menor facilitando el manejo de gas a presión constante para ser depurado desde la troncal hacia el sistema de separación minimizando el arrastre de líquido.
- La instalación de los venteos en el sistema troncal genera una reducción en la presión de recolección del sistema de 10 psig (en promedio) que se traducen en un incremento en la producción de 850 BOPD.

BIBLIOGRAFÍA

BRICEÑO, Wilfredo. Levantamiento Artificial, 2008.

Brill James P., Hemanta Mukherjee. Multiphase Flow in Wells. Frist Printing, 1999.

GOMEZ, Jose Rodrigo. Manual de Operaciones Para La Estación-LCI3A, 2009.

GUO, Boyun. LYONS, William. GHALAMBOR, Ali. Petroleum Production Engineering, Elsevier, 2007.

MAGGILOLO, Ricardo. Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal, 2008.

MARQUEZ, Richard. Análisis Nodal del Sistema de Producción, 2008.

MAURER ENGINEERING INC. Multiphase Flow Production Model Theory And User's Manual, **1994**.

McCain W. The Properties of Petroleum Fluids. Segunda Edición, 1990

PAEZ CAPACHO, Ruth. Análisis Nodal, 2008.

SERRANO Rodríguez, Javier. Matemáticas financieras y Evaluación de Proyectos, 2005.

www.ecopetrol.com.co

www.monografias.com/trabajos69/bombeo-cavidades-progresivas/bombeo-cavidades-progresivas2.shtml#sistemadea