

**EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO HIDRÁULICO DEL SISTEMA DE
RECOLECCIÓN DE FLUIDOS DEL CAMPO COLORADO.**

Carlos Andrés Pérez Reyes

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA
BUCARAMANGA
2012**

**EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO HIDRÁULICO DEL SISTEMA DE
RECOLECCIÓN DE FLUIDOS DEL CAMPO COLORADO.**

Carlos Andrés Pérez Reyes

**Trabajo de grado modalidad de práctica industrial, para optar el título de:
Ingeniero Químico**

Director:

PhD. Rolando de Jesús Barrera Zapata

Codirector:

Msc. Carlos Lara Mantilla

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA
BUCARAMANGA
2012**

DEDICATORIA

A DIOS por darme valor y paciencia para afrontar los obstáculos que se me presentaron en el camino y sabiduría para poder superarlos de la mejor manera, por hacer de mí un espíritu luchador, lleno de responsabilidad, dedicación, Compromiso, perseverancia, optimismo, superación, servicio y sacrificio en pro de conseguir mi primer gran sueño.

A mi mamá Flor María Reyes, Por haberme apoyado en todo momento, por sus consejos, sus valores, por la motivación constante, Por los ejemplos de perseverancia y constancia que la caracterizan y que me formó para ser una persona de bien, Pero sobre todo gracias a su amor y a sus oraciones .

A mis dos lindas hermanas Angy y Algenís por ser mi ejemplo como hermanas mayores, y de las cuales he aprendido de lucha, de aciertos y de valentía al afrontar momentos difíciles.

A mi hermosa sobrina que es el alma de mi hogar.

A mi padre Ariel Pérez Por creer en mí, y enseñarme a través de sus sabios regaños y sus muchos consejos, a ser fuerte, saber resistir, cubrir heridas, forjar firmeza y siempre seguir adelante.

A mi familia, todos aquellos que participaron directa o indirectamente en la formación de mi carácter y mis valores como persona, como ser humano y profesional.

A Caro mi princesa, la mujer que alegro mi vida, gracias por estar conmigo en las buenas y en las malas, por brindarme todo su amor y apoyo siempre que lo necesité.

A mis grandes amigos Víctor Polo QEPD, Mateo, Andrés, Alvaro.A.A, Mauro.G Iván.S, Fercho.A.S, Jesús.Pira, Cesar, Dorita, LeidyB, Diana.S, AndreitaP, Juan.Dav, DiegoB, Lilibeth, PaolitaF, OscarP, Alirio, JuanJT, Manuel.O, Suescun, Jose.P, por las peleas, por los trasnochos, por compartir mis alegrías, por lamentar mis tristezas , simplemente por siempre estar ahí para cuando los necesité durante todos estos años .

¡Gracias a ustedes hoy culminó con éxito esta primera etapa de mi vida!

Carlos Andrés Pérez Reyes

AGRADECIMIENTOS

Expreso mis agradecimientos a:

PhD. Rolando De Jesús Barrera Zapata, Docente de la Escuela de Ingeniería Química y Director del Proyecto, por su colaboración, orientación y grandes enseñanzas que me han hecho crecer como profesional y persona.

MSc. Carlos Lara Mantilla, Ingeniero de Producción del Campo Escuela Colorado, Co-Director del Proyecto, por brindarme su confianza, transmitirme muchos de sus infinitos conocimientos, por ser el modelo y el ejemplo que me ha ayudado a formarme como Ingeniero íntegro, Responsable, Calificado y Competente.

Ing. Jairo Osorio, Gerente de Producción del Campo Escuela Colorado, por darme la oportunidad y el honor de ser parte de su equipo de trabajo, por enseñarme que el conocimiento se transmite con sencillez, humildad y que el liderazgo se basa en entender con claridad el rol y los alcances de los integrantes de éste, y siempre encontrar espacios para el reconocimiento de cada uno de ellos.

Ing. Leonardo Franco por su amistad, por sacar un momento de su valioso tiempo para brindarme su apoyo incondicional, regalarme enseñanzas y recomendaciones fundamentales para el desarrollo de este proyecto, pero sobre todo por estar pendiente de mi formación y mi desarrollo como ingeniero.

Todos mis compañeros de trabajo, mi más profunda gratitud, Ing. Luis Benítez, Ing. Héctor Cancelado, Ing. Edison Odilio García, Ing. Alexander Camacho, Rubén Rondón, Diana Aceros, Ing. Jairo Rivas, Salomón Galvis, Ing. Carolina, Álvaro mora, Álvaro Meléndez, Eugenio Herrera, César Cortes, Rafael Rodríguez, Rafael García, Julio César, Anita y Giovanni, por permitirme aprender de su sabiduría y mucho más de lo meramente laboral, agradezco la calidez con la que me integraron a la familia W.E.I. LTD, sin esto, y sin el apoyo de cada uno de ustedes no hubiera sido posible alcanzar este objetivo.

La Universidad Industrial de Santander, a la Escuela de Ingeniería Química, al Campo Escuela Colorado, a W.E.I. LTD. y al grupo de investigación de modelamiento de procesos de hidrocarburo.

A mis compañeras de práctica Deisy Reyes y Jennifer Mejía por compartir conmigo tantos momentos agradables.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	13
1 MARCO TEÓRICO	15
Generalidades del campo colorado.....	15
Localización.....	15
Historia de producción	15
Actualidad del campo.....	16
Fundamentos de flujo multifásico	17
Parámetros características del flujo multifásico.....	18
Patrones de flujo multifásico horizontal:	20
Correlaciones De Flujo	21
Criterios de diseño de líneas de flujo. (API RP 14 E)	22
2 METODOLOGÍA EXPERIMENTAL.....	22
3 ANÁLISIS Y RESULTADOS	26
COLECTOR ACTUAL.....	27
COLECTOR NORTE	30
COLECTOR SUR	33
Tabla 7: Colector sur actual con línea de recolección de gas incluyendo el C-52.....	35
4 CONCLUSIONES	37
5 RECOMENDACIONES.....	38
6 BIBLIOGRAFÍA.....	39
7 ANEXOS.....	42

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Ubicación del Campo Escuela Colorado.	15
Figura 2: Actualidad del Campo Escuela Colorado.	17
Figura 3: Patrones y regímenes de flujo para tubería horizontal, Beggs y Brill	21
Figura 4: Presiones en cabeza de pozo reales de cada pozo vs presiones en cabeza de pozo simuladas	27
Figura 5: Limitaciones hidráulicas del sistema actual al incluir los 4 pozos periféricos y los pronósticos de producción.	29
Figura 6: Limitaciones hidráulicas colector norte independiente incluyendo los pozos C-58, C-59, C42.	31
Figura 7: Limitaciones hidráulicas Colector norte en 3" independiente incluyendo los pozos C-58, C-59, C-42. Con línea de recolección de gas en 3".	32
Figura 8: Limitaciones hidráulicas del Colector sur actual incluyendo el C-52	34

LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Colector actual incluyendo los pronósticos de producción y los 4 pozos periféricos.	28
Tabla 2: Colector norte actual independiente incluyendo los pozos C-58, C-59, C42.	30
Tabla 3: Colector norte en 3" independiente incluyendo los pozos C-58, C-59, C-42. Con línea de recolección de gas en 3".....	31
Tabla 4: Colector norte en 4" independiente incluyendo los pozos C-58, C-59, C-42. Con línea de recolección de gas en 3".....	32
Tabla 5: Colector norte de gas en 3 pulgadas.	33
Tabla 6: Colector sur actual incluyendo el C-52.	33
Tabla 7: Colector sur actual con línea de recolección de gas incluyendo el C-52.	35
Tabla 8: Colector sur de recolección de gas en 3 pulgadas.	35
Tabla 9: Colector sur de recolección de gas en 4 pulgadas.	36

LISTA DE ANEXOS

Anexo 1: Producción actual y pronósticos.....	42
--	----

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO HIDRÁULICO DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE FLUIDOS DEL CAMPO COLORADO. *

AUTOR: CARLOS ANDRÉS PÉREZ REYES. **

PALABRAS CLAVES: Campo Colorado, sistema de recolección, comportamiento hidráulico, producción.

DESCRIPCIÓN

El convenio interadministrativo de cooperación celebrado entre la UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER y ECOPEPETROL S.A, permitió crear el proyecto Campo Escuela Colorado, para integrar el conocimiento de las diferentes escuelas de aprendizaje con el objetivo de fortalecer la formación de los estudiantes con un componente práctico en sus programas académicos que permita desarrollar nuevas tecnologías aplicadas a la industria petrolera. Debido a la implementación de estudios de investigación y técnicas operacionales de reactivación, el Campo Colorado ha incrementado su producción en el último año de 30 BOPD (barriles de petróleo por día) a 500 BOPD, se espera que para el año 2013 la producción alcance los 1400 BOPD.

Este trabajo es resultado de la práctica industrial realizada en el Campo Colorado, en donde se evaluó el sistema de recolección de fluidos actual empleando el software PIPESIM, con el objetivo de identificar oportunidades de mejora. Como alternativas se proponen cambios en el diseño del sistema de recolección del Campo teniendo en cuenta la capacidad de aumento de su producción para 2013.

El estudio se realizó en cuatro etapas: 1) Representación del sistema de recolección actual en el software y obtención del modelo matemático que mejor ajuste el comportamiento real del campo. 2) Evaluar el sistema de recolección de fluidos actual incluyendo los pronósticos de producción. 3) Proponer y evaluar escenarios de mejora con el objetivo de obtener la infraestructura mínima requerida para el transporte seguro de los fluidos producidos. 4) Estimar el costo total del proyecto.

De la evaluación realizada se concluye que la mejor opción para el sistema de recolección es construir en la parte norte un colector en tubería de 4 (in), y una red de recolección de gas en tubería de 3(in), para la parte sur la mejor opción es construir una red de recolección de gas en (4).

* *proyecto de grado. Modalidad Práctica Industrial.*

** *Facultad de ingenierías fisicoquímicas, Escuela De Ingeniería Química. director: PhD. Rolando de Jesús Barrera Zapata. Co-director: Msc. Carlos Lara Mantilla.*

ABSTRACT

TITLE: EVALUATION OF THE HYDRAULIC BEHAVIOR OF THE FLUID COLLECTION SYSTEM OF THE COLORADO FIELD.*

AUTHOR: CARLOS ANDRÉS PÉREZ REYES. **

KEY WORDS: Colorado Field, Collection system, Hydraulic behavior, Production.

DESCRIPTION

The administrative agreement of cooperation established between the Universidad Industrial de Santander and Ecopetrol S.A, it helped to create the Colorado field School project, to integrate knowledge from different schools of learning to strengthen the students training, adding a practical component in their programs academics to enable the development of new technologies for the oil industry. Due to the implementation of research studies and application of operational techniques to reactivate the Colorado Field has increased its production in the last year from 30 BOPD to 500 BOPD (barrels of oil/day), production is expected to reach in 2013 a value of 1400 BOPD.

This work was the result of the industrial practice realized in Colorado Field, the hydraulic evaluation of current collection system was made using the software PIPESIM, to identify opportunities to improve. As alternative were proposed changes to redesign the Filed collection system taking into account the increase in production capacity by 2013.

The study was developed in four stages: 1) Representation of the current collection system in software and obtaining the mathematical model to adjust the actual behavior of the field. 2) Assess the current system including production forecasts. 3) Propose and evaluate improvement scenarios in order to obtain the minimum infrastructure required for the safe transportation of produced fluids. 4) Estimate the project cost.

From the developed evaluation was concluded that best collection of fluid at Colorado Field is build a collector on the north side with a collector pipe 4 (in) and a network of gas collection pipe 3 (in), for southern part is suggested to build a network of collection of gas in pipe 4(in).

* *Project of grade. Industrial practice mode.*

** *Faculty of Physicochemical Engineering, School of Chemical Engineering. The director: PhD. Rolando de Jesús Barrera Zapata. Co-director: Msc. Carlos Lara Mantilla.*

INTRODUCCIÓN

La implementación de estudios de investigación y la aplicación de técnicas operacionales de reactivación en el Campo Colorado, han aumentado sustancialmente el número de pozos en producción y la producción total del campo. En el año 2006 la producción del campo oscilaba entre los 20 y 30 BOPD (barriles de petróleo por día) con un total de 5 pozos activos, el promedio para el 2012 es de 448 BOPD con 29 pozos activos, se espera que para el año 2013 la producción alcance los 1200 BOPD.

Debido al aumento en la producción de fluidos del Campo Colorado, se pueden presentar serios problemas de embotellamiento de la producción y además múltiples problemas operativos adicionales (blackflow o reflujo de la producción, excesivas pérdidas de presión, deposición de parafinas, ruptura de líneas, represamiento de los fluidos, sobrepresionamiento en cabezas de pozo, problemas de erosión y corrosión, daños en la formación, entre otros), generando posibles riesgos medioambientales a la hora de una ruptura. Por otra parte, hay que tener en cuenta que actualmente existen 4 pozos periféricos cercanos que no están conectados al sistema de recolección, por lo tanto se deben adecuar líneas de flujo que transporten los fluidos producidos hasta la estación de recolección y así dar cumplimiento a la normativa vigente (ley 10 de 1961 artículo 14).

En virtud a esto, nace la necesidad de analizar el sistema de recolección de crudo existente en el Campo Colorado con la finalidad de recolectar, de manera eficiente y segura, la producción proyectada de todos los pozos.

La metodología utilizada para el desarrollo del proyecto se basó en la evaluación del sistema de recolección actual de fluidos, a partir de modelos matemáticos de flujo multifásico empleando un software especializado, el cual permitió obtener a partir de las variables reales el modelo matemático de flujo multifásico que mejor representó el comportamiento del Campo Colorado, de esta manera se realizó la evaluación del comportamiento hidráulico del sistema actual al momento de incorporar la producción adicional de fluidos en los pozos conectados al sistema y

los 4 pozos periféricos con el objetivo de especificar las limitaciones hidráulicas de dicho sistema. Adicionalmente se evaluaron diferentes configuraciones para el sistema y se seleccionó la infraestructura mínima requerida para obtener un sistema de transporte de fluidos eficiente y seguro. Por último se estimaron los costos de la adecuación del sistema de recolección de fluidos.

Los resultados y conclusiones alcanzados por el desarrollo de este proyecto son el principal soporte al momento de ejecutar programas de workover en el Campo Colorado para rediseñar el sistema de recolección de fluidos.

1 MARCO TEÓRICO

Generalidades del campo colorado. [1]

Localización: Localizado al sudeste de la ciudad de Barrancabermeja y al sur del campo La Cira– Infantas, en el área de la antigua concesión de Mares, sobre la cuenca del valle medio del Río Magdalena, en la región estructural del piedemonte occidental de la cordillera oriental y geográficamente ubicado en el departamento de Santander (Colombia), en el municipio de San Vicente de Chucuri, corregimiento de Yarima, vereda los colorados, entre las coordenadas: $X=1'036.000-1'040.500$ Este, y $Y= 1'238.000-1'247.500$ Norte, del sistema de coordenadas conforme de Gauss (Transverso de Mercator) y elipsoide de deformación Hayford, Con origen en el observatorio astronómico de Bogotá.



Figura 1: Ubicación del Campo Escuela Colorado.

Historia de producción: La primera etapa de perforación se realizó de 1923 a 1932, por la compañía Tropical Oil Company (TROCO), se perforaron 7 pozos, de los cuales 6 fueron abandonados por problemas mecánicos. El 11 de febrero de 1932 finalizó la primera fase de exploración en Campo Colorado.

Entre 1945 y 1946 se inició la Segunda fase exploratoria con la perforación de 8 pozos adicionales y entre los años de 1953 a 1964 Ecopetrol desarrolló el campo con 60 pozos perforados para un total de 75 pozos.

El Campo Colorado inició producción oficialmente en el año de 1945 con una tasa de 300 BOPD, en 1961 alcanzó su máxima producción, con un caudal de 1771 BOPD y en 1963 la mayor cantidad de pozos en producción (44 pozos activos en total), para el mes de abril de 1966 la producción decreció rápidamente hasta llegar a 670 BOPD, provocando una de las etapas más problemáticas en el desarrollo del campo. La principal causa de la pérdida de pozos productores fue por problemas mecánicos como el taponamiento de tuberías por precipitación de parafinas.

En el año 1976 la producción pasó de 670 BOPD a 47 BOPD; desde entonces se ha mantenido con un promedio de 20 a 30 BOPD. Se realizaron campañas de “Workover” con el fin de aumentar la producción del área, pero se mantuvo la rápida declinación haciendo poco efectivo los trabajos realizados. La producción de gas ha estado casi constante desde 1989 con un valor promedio de 225 MSCFD (miles de pies cúbicos por día).

Actualmente en el Campo Colorado, de los 75 pozos perforados, solo 56 reportan algún tipo de producción.

Las reservas de petróleo estimado de acuerdo al último reporte emitido por ECOPETROL son de 121 MMBOP (millones de barriles de petróleo), de las cuales se han obtenido 8.5 MMBOP, lo que indica un factor de recobro de 7,02%.

Actualidad del campo: Actualmente el Campo Colorado está siendo operado por la Universidad Industrial de Santander que trabaja con su aliado tecnológico Worldwide Energy Investments LTD (W.E.I LTD.), que busca promover la investigación y la formación de nuevos profesionales. El sistema de producción actual es levantamiento artificial por bombeo mecánico en todos los pozos activos. Como aspectos relevantes, se destacan que el campo colorado tiene una producción de agua de 18% y que la gravedad API del crudo producido en el campo está alrededor de 38 a 42 °API, siendo esta propia de un crudo liviano de excelente calidad; no obstante, cabe resaltar que es un crudo parafínico y por consiguiente los problemas operacionales más graves en el campo se deben a la

precipitación de compuestos parafínicos en las tuberías de producción. Actualmente el sistema de recolección de fluidos del Campo Colorado está formado por dos colectores uno en la parte sur del campo construido en tubería de 4(in) que recoge la producción de 8 pozos y otro en la parte norte del campo construido en tubería de 2 7/8 (in) que recoge la producción de 6 pozos.



Figura 2: Actualidad del Campo Escuela Colorado.

Fundamentos de flujo multifásico

El flujo multifásico es el movimiento simultáneo de gas y líquido a través de una tubería o conducto que lo transporta. El gas y el líquido pueden existir como una mezcla multifásica o como dos fases perfectamente definidas. La distribución física de estas fases en la tubería se define como patrón de flujo dado para tuberías verticales, horizontales o inclinadas [2]. El movimiento de fluido multifásico en tuberías se encuentra directamente relacionado con el gradiente de presión, parámetro importante en la industria petrolera para el diseño de tuberías o facilidades de superficie, que permiten transportar los fluidos producidos por los pozos hasta los tanques de almacenamiento de manera eficiente y segura.[3]

El flujo multifásico puede ser dividido en cuatro categorías: flujo multifásico vertical, flujo multifásico horizontal, flujo multifásico inclinado, flujo multifásico direccional. [2]

La presencia de más de una fase crea cierta complejidad para el estudio de estos sistemas, ya que las variables que describen el flujo multifásico y los gradientes de presión en la tubería se ven directamente afectadas por variables de producción

como la tasa de líquido, la relación gas-líquido (GOR), el corte de agua (w-cut), el diámetro de la tubería, la viscosidad, tensión superficial y energía cinética. [2] [4]

Parámetros características del flujo multifásico [2]

El nivel de líquido se define como la razón del volumen de un segmento de tubería ocupado por líquido al volumen total del segmento de tubería (Holdup del líquido)

$$H_L = \frac{\text{Volumen de líquido en el elemento de tubería}}{\text{Volumen del elemento de tubería}} = \frac{V_L}{V_T}$$

El valor del Holdup del líquido varía desde cero para flujo monofásico de gas hasta uno para flujo monofásico de líquido. Por otro lado el Holdup del líquido sin deslizamiento se define como la relación de volumen de líquido en un elemento de tubería que podría existir, si el gas y el líquido lo atravesaran a la misma velocidad (no deslizante) dividido por el volumen del elemento de tubería.

$$\lambda_L = \frac{q_L}{q_L + q_g} = \frac{V_L}{V_m}$$

El nivel de gas no deslizante o fracción de gas nulo se define como:

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

Entendiéndose la diferencia entre el Holdup de líquido y el Holdup sin deslizamientos como una medida del grado de deslizamiento entre las fases de gas y líquido.

Densidad del líquido: Cuando dos líquidos inmiscibles como aceite y agua fluyen simultáneamente, la definición de densidad llega a ser complicada. La densidad de la mezcla gas-líquido fluyendo es difícil de evaluar por la separación gravitacional de las fases y el deslizamiento entre estas. La densidad de la mezcla agua- aceite puede ser calculada de las densidades y las tasas de flujo si se asume no deslizamiento entre el agua y el aceite. [2]

$$\rho_L = \rho_O * F_O + \rho_W * F_W$$

Donde:

$$F_o = \frac{q_o}{q_o + q_w} \qquad F_w = 1 - F_o$$

Densidad bifásica: El cálculo de la densidad bifásica requiere conocer el factor Holdup de líquido.

$$\rho_m = \rho_L * H_L + \rho_g(1 - H_L)$$
$$\rho_n = \rho_L * \lambda_L + \rho_g(1 - \lambda_L)$$

La primera ecuación es usada para calcular la densidad real de la mezcla y la segunda para calcular la densidad de la mezcla sin considerar deslizamiento entre las fases. [2] [3]

Velocidad superficial: La velocidad superficial de una fase de fluido es definida como la velocidad que tendría la fase si fluyera sola a través del área de sección transversal total de la tubería. La velocidad superficial del gas se calcula de la siguiente manera: [2] [3]

$$V_{sg} = \frac{q_g}{A}$$

El área a través del cual fluye el gas se reduce por la presencia del líquido a AH_g . Por lo que la velocidad real del gas es calculada de la siguiente forma:

$$V_g = \frac{q_g}{AH_g}$$

Donde A es el área de la tubería.

La velocidad superficial y real de líquido se calculan de manera similar.

$$V_{sg} = \frac{q_g}{A} \qquad V_{sL} = \frac{q_L}{AH_L}$$

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

Las dos fases o velocidad de la mezcla son calculadas con base en la tasa de flujo total in-situ con la ecuación: [2]

$$V_m = \frac{q_L + q_g}{A} = V_{sL} + V_{sg}$$

La fase gas y líquido pueden viajar a diferentes velocidades en la tubería. Algunos investigadores prefieren evaluar el grado de deslizamiento y de ese modo con el nivel de líquido se determina la velocidad de deslizamiento V_s , que está definida como la diferencia entre las velocidades actuales de gas y líquido por: [2] [3]

$$V_s = V_g - V_L = \frac{V_{sg}}{H_g} - \frac{V_{sL}}{H_L}$$

Viscosidad: La siguiente ecuación se usa para calcular viscosidad de las dos fases gas-liquido. [2] [3]

$$\mu_m = \mu_L * \lambda_L + \mu_g * \lambda_g$$

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

$$\mu_L = \mu_O * F_O + \mu_W * F_W$$

Tensión superficial: La tensión superficial depende de otras propiedades de fluido tales como gravedad del aceite, gravedad del gas y gas disuelto. Cuando la fase líquida contiene ambos, agua y aceite, los mismos son factores de peso para calcular densidad y viscosidad son usados, así: [2]

$$\sigma_L = \sigma_O * F_O + \sigma_W * F_W$$

Patrones de flujo multifásico horizontal:

Es evidente que al fluir dos fases simultáneamente, lo pueden hacer en formas diversas. Cada una de estas formas presenta una distribución relativa de una fase con respecto a la otra, constituyendo así lo que llamamos un patrón de flujo o tipo de flujo multifásico que se define como la descripción de la distribución de las

fases en la tubería [5]. El patrón de flujo es influenciado por la geometría de la tubería, por las propiedades físicas de la mezcla (densidad, tensión superficial, viscosidad) y por las tasas de flujo.



Figura 3: Patrones y regímenes de flujo para tubería horizontal, Beggs y Brill

Los regímenes de flujo horizontales se pueden predecir con mapas de regímenes de flujo. Algunos de los más utilizados son: Baker [6] propuesto en 1953, y más tarde modificado por Scoot [7], Mandhane [8] presentado en 1964, Taitel y Dukler propuesto en 1976 [9] y Finalmente, Beggs y Brill presentado en 1978 [10] [11].

Correlaciones De Flujo

Para el desarrollo de este proyecto se debe tener en cuenta la topografía del campo por lo que las correlaciones de flujo multifásico utilizadas serán de flujo inclinado para realizar el análisis del sistema actual de recolección, estas son: Beggs & Brill Original [10],[11], Beggs & Brill Revised [12][13] Taitel Dukler [14], Dukler [15] AGA & Flanigan [16], Dukler [15] AGA & Flanigan [16] (Eaton holdup [17]), Mukherjee and Brill [18], Xiao [19].

Para la evaluación de las redes de gas se empleara la correlación propuesta por Weymouth.

Criterios de diseño de líneas de flujo. (API RP 14 E)

Velocidad de gas: la velocidad de la fase gaseosa no debe exceder los 60 ft/s ya que generaría problemas de erosión en la tubería. [20]

Velocidad de Erosión (Velocidad Límite): Líneas de flujo, múltiples de producción, procesos de cabezales de pozos y otras líneas que transportan gas y líquido en flujo bifásico deben diseñarse primeramente con base en la velocidad de erosión del fluido. La pérdida de espesor de la pared ocurre por un proceso de erosión/corrosión. Este proceso es acelerado por las altas velocidades del fluido, presencia de arena, contaminantes corrosivos tales como CO₂, H₂S y de accesorios. [20]

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

$$V_E = \frac{C}{\rho_m}$$

El valor de la constante C para procesos continuos es 100 y para procesos intermitentes su valor es igual a 125. [20]

2 METODOLOGÍA EXPERIMENTAL

La metodología planteada se divide en cuatro etapas. En la primera se llevó a cabo toda la selección de información sobre las variables necesarias y se construyó el modelo que representa el sistema actual en el software especializado y se realizó la evaluación de los diferentes modelos de flujo multifásico inclinado disponibles en el software con el objetivo de determinar el modelo matemático que se ajuste al actual comportamiento hidráulico del sistema de recolección de fluidos del Campo Colorado. La segunda etapa consistió en determinar las limitaciones hidráulicas del sistema de recolección actual al momento de evaluar los pronósticos de producción. En la tercera fase se realizó el planteamiento de los escenarios técnicos y su respectiva evaluación con el objetivo de determinar la infraestructura mínima requerida para transportar de forma segura la producción

del campo y por último en la cuarta fase se realizó un estimado del costo de la adecuación del sistema de recolección de fluidos del Campo Escuela Colorado.

Para llevar a cabo el presente trabajo se realizaron constantes visitas al Campo Colorado, con el objetivo de observar el sistema y recopilar la información necesaria para la construcción del modelo en el software.

Trabajo de campo: se realizaron actividades como la toma de datos de presión en cabeza de pozos y separadores (3 meses), medida de las longitudes y diámetros de las líneas de flujo de los pozos y de los colectores, toma de los perfiles de altura empleando un GPS (sistema de posicionamiento global), levantamiento del inventario de dispositivos y accesorios de flujo dentro del sistema tales como: válvulas, cheques, codos, tees, reducciones, expansiones, conexiones y pegas de tuberías.

Datos reportes de producción: Se consultaron datos como corte de agua (BSW), relación gas-aceite (GOR), gravedad API y producción diaria para cada uno de los pozos para la construcción del modelo "Black Oil" en el software especializado.

Datos de investigaciones y tesis: de la revisión bibliográfica de todas las investigaciones y análisis realizados a los fluidos del campo se obtuvieron valores de gravedad específica del gas, composición, peso molecular, factor de compresibilidad y datos del agua y el crudo tales como gravedad específica.

Además se recopiló toda la información anterior para los pozos periféricos que se encuentran activos y cercanos al sistema de recolección con el objetivo de incluirlos en el sistema.

Antes de representar el sistema en la herramienta computacional, se realizó un tratamiento estadístico a los datos de la variable presión en cabeza del sistema actual que es la variable con la cual se compararon los resultados obtenidos después de evaluar los modelos de predicción de caída de presión en el software. Es de resaltar que los valores de presión en cabeza varían en el tiempo debido a que los caudales de fluido no son constantes además, existen operaciones de

producción y mantenimiento como por ejemplo cambio de empaques, cambio de las rpm en la unidad de bombeo, inyección de químico, etc. en las que por seguridad los pozos deben ser purgados y apagados, generándose de esta forma gran incertidumbre en los datos dada la dificultad de homogenizar condiciones de operación y condiciones de producción de fluidos debido a la dinámica del proceso.

Para el tratamiento estadístico se realizó una corrección por la media y posteriormente se determinó un intervalo de confianza dentro del cual se representa adecuadamente el comportamiento de la variable.

Inicialmente se simulaban secciones cortas de tubería en varios software especializados, con el objetivo de realizar pruebas y comparar los resultados. Se optó por elegir el software que mejor comportamiento presento, además pose mayor versatilidad de modelos de flujo multifásico y resultó más amigable para la construcción de los modelos de las líneas a partir de las propiedades de los fluidos de cada pozo utilizando la información disponible (API, W-Cut, GOR, gravedad específica de agua y gas entre otros).

Construcción del modelo en la herramienta computacional: en un procedimiento estándar se eligen las fuentes (sources) que representan los pozos, se renombran y se caracterizan cada uno con sus respectivas propiedades (temperatura, flujo de liquido, w-cut, GOR, gravedad específica del gas y agua, gravedad API y seleccionar las correlaciones para el cálculo la viscosidad de Dead oil y Live oil) y se crea de esta manera un modelo del fluido "Black Oil". Posteriormente se eligen las líneas (Branch) de flujo que se unen con las fuentes y los nodos (Junction) que sirven para unir líneas de flujo (Branch), se introducen los datos de diámetro interno, espesor, rugosidad, cambios de altura, temperatura ambiente y longitud y longitud equivalente de los accesorios. Por último se introduce el Separador.

Teniendo listo el modelo se procede a elegir la correlación de flujo multifásico en el menú configuración y se da la orden al software para que realice los cálculos. Terminado este proceso se procede a comparar los resultados de la variable

presión en cabeza calculadas por el software, incluyendo la incertidumbre del intervalo de confianza con los datos de campo. El mismo proceso se realizó con todas las correlaciones de flujo multifásico inclinado disponibles en la herramienta computacional.

Una vez analizados los resultados se eligió la correlación de flujo multifásico inclinado que mejor ajustó el comportamiento hidráulico del sistema de recolección de líquido/gas del Campo Colorado.

Después de elegir el modelo matemático, se modificaron los datos de producción actual por los pronósticos esperados y se incluyeron los pozos periféricos cercanos activos al sistema, evaluando los resultados con el objetivo de ver las limitaciones hidráulicas que presenta el sistema y poder plantear escenarios de mejora en los cuales se pretende realizar cambios como independizar los colectores, aumentar diámetros y/o construir un sistema independiente de recolección de gas.

Con estos cambios se busca mejorar el sistema de recolección de fluidos para transportar de manera segura y eficiente los fluidos producidos en el campo, solucionando problemas como blackflow o reflujo, excesivas pérdidas de presión, deposición de parafina, ruptura de líneas, represamiento, sobrepresionamiento en cabezas de pozo, problemas de erosión y corrosión, obteniendo un sistema de transporte de fluidos óptimo y mejorando así el comportamiento del yacimiento. Todo esto con el objetivo de aumentar la producción del campo.

Para realizar la evaluación se plantearon los siguientes escenarios de estudio.

Colector Norte

- ✓ **Colector norte actual** independiente incluyendo los pozos Colorado-58, Colorado-59, Colorado-42.
- ✓ **Colector norte en 3"** independiente incluyendo los pozos Colorado-58, Colorado-59, Colorado-42. Con **línea de recolección de gas en 3"**.

- ✓ **Colector norte en 4"** independiente incluyendo los pozos Colorado-58, Colorado-59, Colorado-42. Con **línea de recolección de gas en 3"**.
- **Colector Sur**
 - ✓ **Colector sur actual** incluyendo el Colorado-52.
 - ✓ **Colector sur actual con línea de recolección de gas en 3"** incluyendo el Colorado-52.
 - ✓ **Colector sur actual con línea de recolección de gas en 4"** incluyendo el Colorado-52.

Para evaluar resultados se tuvo en cuenta las siguientes consideraciones de la norma API RP 14 E: velocidad de erosión "parámetro crítico", velocidad de la mezcla y gradiente de presión/100ft, todo esto con el objetivo de obtener un sistema de recolección de fluidos eficaz y seguro para el transporte de la totalidad de los fluidos producidos en el campo hasta la estación de recolección.

Los caudales de gas que transportaran los sistemas de recolección de gas serán un 75% de acuerdo con la experiencia en campo, velocidad máxima permitida en tuberías de transporte de gas es 60 ft/s.

Evaluando todas las configuraciones anteriores se precedió a estimar el costo de la adecuación del sistema.

3 ANÁLISIS Y RESULTADOS

Selección del modelo matemático.

Se realizaron las corridas de las simulaciones en la herramienta computacional evaluando 6 modelos matemáticos de flujo multifásico inclinado cuyos resultados se muestran en la figura 5. Para las líneas el modelo matemático que más se ajustó fue el propuesto por Dukler AGA-Flanigan (línea de color fucsia) y para el caso de los colectores de gas se va a utilizar el modelo matemático de Weymouth.

PRESIONES EN CABEZA DE POZO DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN ACTUAL DE FLUIDOS Y RESULTADOS DE LAS CORRELACIONES DE FLUJO MULTIFASICO INCLINADO

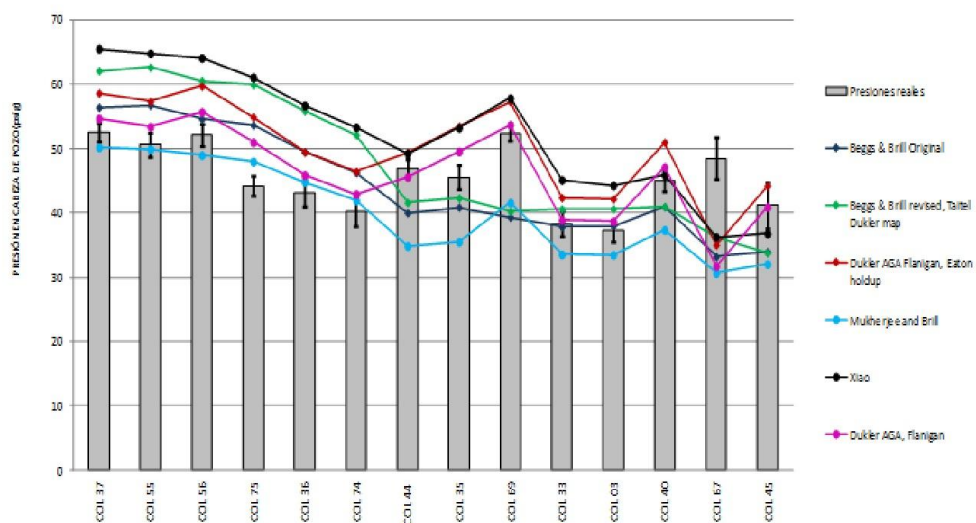


Figura 4: Presiones en cabeza de pozo reales de cada pozo vs presiones en cabeza de pozos simuladas.

Analizando los resultados del modelo matemático que mejor representa el sistema de recolección de fluidos actual del Campo Colorado se observa que un 80% de los datos de presión en cabeza simulados ajustan con los valores reales.

COLECTOR ACTUAL

La evaluación del sistema actual se realizó empleando el modelo de Dukler AGA-Flanigan y utilizando los pronósticos de producción de los pozos conectados al sistema y de los 4 pozos periféricos relacionados en el anexo 1. Los resultados se presentan en la tabla 1.

Tabla 1: Colector actual incluyendo los pronósticos de producción y los 4 pozos periféricos.

RESULTADOS SISTEMA ACTUAL INCLUYENDO LOS PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN Y LOS CUATRO POZOS PERIFÉRICOS										
DUKLER AGA, FLANIGAN										
Lineas de flujo										
Linea	Presión en cabeza de pozo	Longitud (ft)	Diámetro (in)	Caida de presión (psi)	Gradiente de presión (psi/100ft)		Velocidad de la mezcla (ft/s)		Velocidad de erosión (ft/s)	Regimen de flujo
					Limite	Actual	Limite 0,7*Verosión	Actual		
C37	155,69	1089	27/8"	1,04	<1	0,10	32,08	1,00	45,83	STRAT-SMOOTH
C55	154,87	256	2"	1,13	<1	0,44	52,40	9,10	74,85	ANULAR-DISP
C56	154,89	1030	2"	3,90	<1	0,38	58,26	5,90	83,23	INTERMITENTE
C75	151,12	443	2"	0,13	<1	0,03	36,69	1,70	52,41	STRAT-SMOOTH
C56-75	---	623	2"	2,89	<1	0,46	50,45	7,60	72,07	INTERMITENTE
C36	140,74	302	27/8"	0,79	<1	0,26	65,42	8,10	93,45	INTERMITENTE
C74	130,35	239	27/8"	1,54	<1	0,64	69,75	10,60	99,64	INTERMITENTE
C58	131,58	1050	3"	2,78	<1	0,26	38,96	1,30	55,66	
C59	128,93	1050	3"	0,12	<1	0,01	43,67	1,60	62,39	
C42	97,66	328	3"	3,79	<1	1,16	36,90	1,50	52,72	
N1	---	486	2"	5,73	<1	1,18	47,98	10,90	68,54	INTERMITENTE
N2	---	735	2"	9,21	<1	1,25	50,33	19,60	71,90	ANULAR-DISP
N3	---	280	27/8"	10,88	<1	3,89	56,46	23,80	80,65	ANULAR-DISP
N4	---	1030	27/8"	35,51	<1	3,45	64,95	52,00	92,78	ANULAR-DISP
N5	---	656	27/8"	37,78	<1	5,76	76,79	82,90	109,70	ANULAR-DISP
C70	112	1693	2"	0,04	<1	0,00	38,04	1	54	
C52	112,2	755	3"	0,26	<1	0,03	46,02	4,10	66	
C44	96,88	46	2"	0,14	<1	0,30	59,89	11,30	85,55	STRAT- WAVY
C35	101,03	1033	2"	4,22	<1	0,41	82,94	11,50	118,49	INTERMITENTE
C69	103,55	1427	2"	10,68	<1	0,75	21,36	1,60	30,52	STRAT-SMOOTH
C33	92,22	272	2"	2,01	<1	0,74	87,58	20,50	125,11	ANULAR-DISP
C03	90,72	591	27/8"	3,03	<1	0,51	71,42	11,00	102,03	INTERMITENTE
C40	95,99	879	27/8"	14,72	<1	1,67	42,24	3,70	60,34	INTERMITENTE
C67	74,09	427	27/8"	2,62	<1	0,61	58,04	11,30	82,92	INTERMITENTE
C45	76,36	610	27/8"	13,50	<1	2,21	49,22	3,00	70,32	INTERMITENTE
S	---	3018	4"	0,02	<1	0,00	38,04	0,30	54,34	
S5	---	1027	4"	15,41	<1	1,50	47,68	3,10	68,12	
S1	---	43	4"	0,02	<1	0,05	52,64	6,10	75,20	STRAT-SMOOTH
S2	---	525	4"	4,18	<1	0,80	61,82	10,70	88,31	INTERMITENTE
S3	---	791	4"	2,96	<1	0,37	55,00	11,40	78,57	STRAT-SMOOTH
S4	---	623	4"	2,48	<1	0,40	61,94	17,20	88,48	INTERMITENTE
S5	---	1280	4"	6,36	<1	0,50	65,51	22,70	93,58	INTERMITENTE
S6	---	1555	4"	9,75	<1	0,63	66,51	26,70	95,01	STRAT- WAVY
S7	---	968	4"	8,53	<1	0,88	68,64	34,30	98,05	STRAT- WAVY
S8	---	705	4"	6,58	<1	0,93	70,74	38,70	101,06	STRAT- WAVY
NS1	---	476	4"	20,27	<1	4,26	86,64	96,80	123,77	ANULAR-DISP
NS2	---	328	4"	15,96	<1	4,86	104,67	141,30	149,53	ANULAR-DISP

Evaluando los criterios de diseño contemplados para realizar la evaluación se observa (en rojo) las limitaciones hidráulicas que se presentaría en el sistema de recolección actual del campo lo cual permite concluir que para manejar los caudales esperados después de realizar las operaciones de workover se debe rediseñar el sistema ya que viola los criterios establecidos.

Para verlos de una manera más didáctica en la figura 6 se muestran en rojo las fallas del sistema.

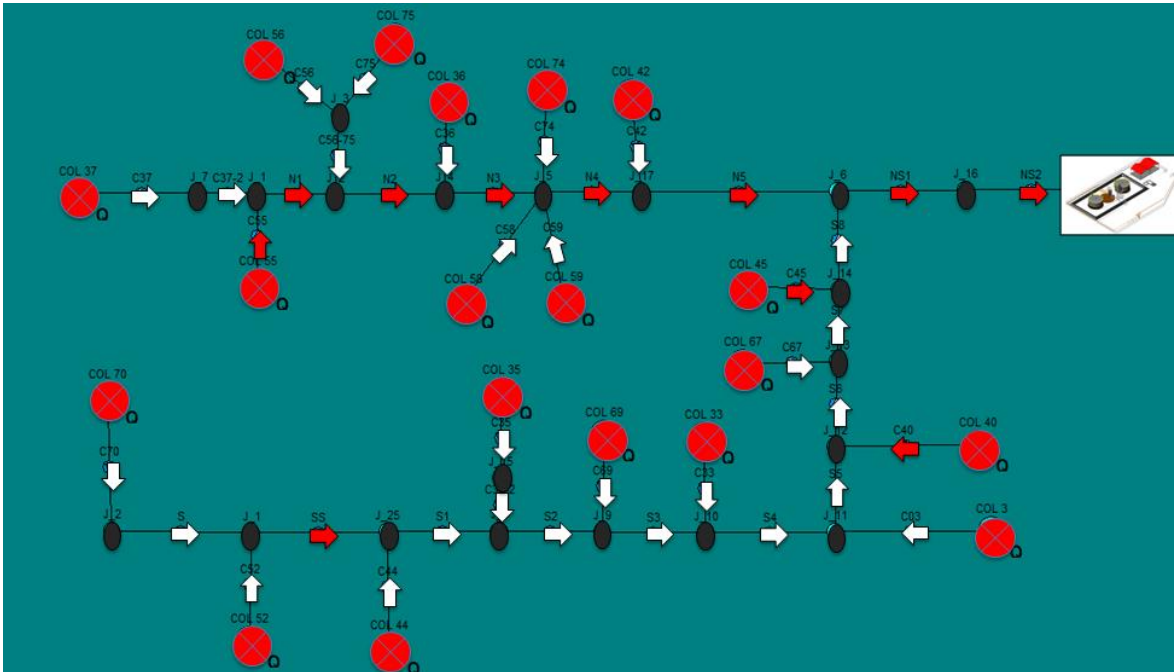


Figura 5: Limitaciones hidráulicas del sistema actual al incluir los 4 pozos periféricos y los pronósticos de producción.

Colector Norte: Al estudiar los resultados se observa que los tamos (N1, N2, N3, N4, N5) presentan pérdidas de presión que superan el valor recomendado en el criterio de diseño. La causa principal de esto es la limitación de diámetro del colector, los altos caudales de fluidos especialmente el gas, lo que genera incrementos en las velocidades de la mezcla multifásico produciendo elevada fricción entre las paredes de la tubería y el fluido lo que se refleja en un incremento en el valor de las pérdidas de presión.

En la unión de los colectores tramos (NS1 Y NS2) se aprecian excesivas pérdidas de presión ocasionadas principalmente porque las velocidades de flujo son relativamente elevadas y sobrepasan la velocidad permitida, esto genera más fricción con las paredes de la tubería y de ahí el elevado valor de la caída de presión, promoviendo la erosión y corrosión de la línea.

En el colector sur se observa que se presentan tres situaciones de pérdidas excesivas de presión, en este caso la caída de presión se genera debido a condiciones geográficas y por los altos caudales de gas que hacen que se incremente la velocidad de flujo del fluido.

Analizando los resultados, las presiones en cabeza de todos los pozos aumentaría de manera significativa tomando valores en algunos casos por encima de los 150 psig, esto puede ocasionar efectos negativos en la producción y el yacimiento ya que actualmente no se cuenta con un estudio completo de yacimientos que indique el valor de las presiones de las zonas productoras de crudo por lo tanto al aumentar mucho la presión en cabeza se podría aislar las zonas productoras originando un decremento significativo en la producción.

COLECTOR NORTE

El primer escenario planteado se evaluó empleando el modelo de Dukler AGA-Flanigan y utilizando los pronósticos de producción de los pozos conectados al sistema y de los 4 pozos periféricos relacionados en el anexo 1. Los resultados se presentan en la tabla 2.

Tabla 2: Colector norte actual independiente incluyendo los pozos C-58, C-59, C42.

RESULTADOS COLECTOR NORTE ESCENARIO 1										
DUKLER AGA, FLANIGAN										
Lineas de flujo de los pozos										
Linea	Presión en cabeza de pozo	Longitud (ft)	Diametro (in)	Caída de presión (psi)	Gradiente de presión (psi/100ft)		Velocidad de la mezcla (ft/s)		Velocidad de erosión (ft/s)	Regimen de flujo
					Limite	Actual	Limite 0,7*Verosión	Actual		
C37	91,58	1089	27/8"	0,96	<1	0,09	40,47	1,67	57,81	INTERMITENTE
C55	91,08	256	2"	1,31	<1	0,51	66,64	14,77	95,20	ANULAR-DISP
C56	90,58	1368	2"	5,60	<1	0,41	74,47	9,47	106,38	INTERMITENTE
C75	85,41	1066	2"	0,41	<1	0,04	47,16	2,88	67,37	STRAT-SMOOTH
C36	83,59	302	27/8"	0,85	<1	0,28	82,60	12,98	118,00	ANULAR-DISP
C74	79,53	239	27/8"	1,38	<1	0,58	86,93	16,53	124,18	INTERMITENTE
C58	80,59	1050	3"	2,45	<1	0,23	48,34	2,02	69,05	INTERMITENTE
C59	78,29	1050	3"	0,15	<1	0,01	54,30	2,47	77,57	STRAT-SMOOTH
C42	65,36	328	3"	3,35	<1	1,02	43,73	2,09	62,47	INTERMITENTE
N1	---	486	2"	4,78	<1	0,98	61,33	8,11	87,61	INTERMITENTE
N2	---	735	2"	2,30	<1	0,31	63,29	14,11	90,42	STRAT- WAVY
N3	---	280	27/8"	5,20	<1	1,86	70,56	23,53	100,80	ANULAR-DISP
N4	---	1030	27/8"	16,11	<1	1,56	77,13	46,49	110,18	ANULAR-DISP
N5	---	656	27/8"	42,01	<1	6,40	109,82	107,44	156,89	ANULAR-DISP

analizando los resultados de la tabla 2 se observan las falencias hidráulicas que se presentan al separar los colectores e incluir al colector norte actual los tres pozos periféricos más cercanos vemos que se presentan problemas de excesivas pérdidas de presión en las líneas (C42, N3, N4 Y N5), y altas velocidades de flujo en la línea (N5) lo cual provoca problemas de erosión y corrosión en la línea, además de esto vemos valores altos de presión en cabeza de pozo lo puede ocasionar el aislamiento de zonas productoras lo que ocasiona una disminución significativa en la producción global del campo.

Se presenta en la grafica 7 de una manera más didáctica las falencias hidráulicas del sistema.

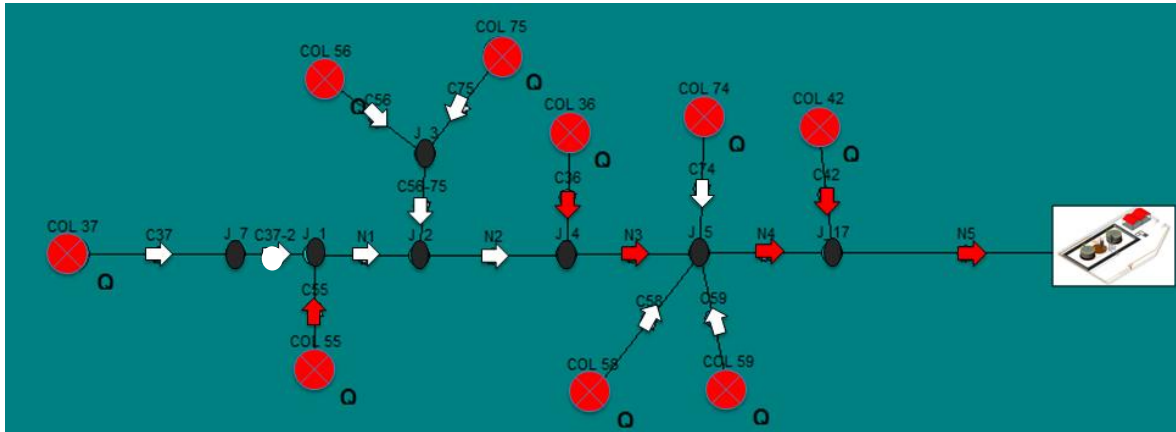


Figura 6: Limitaciones hidráulicas colector norte independiente incluyendo los pozos C-58, C-59, C42.

Continuando con la evaluación de los escenarios vemos en la tabla 3 los resultados de la evaluación de la segunda modificación propuesta para el colector de la parte norte del campo y se resalta en rojo las fallas hidráulicas.

Tabla 3: Colector norte en 3" independiente incluyendo los pozos C-58, C-59, C-42. Con línea de recolección de gas en 3".

RESULTADOS COLECTOR NORTE ESCENARIO 2										
DUKLER AGA, FLANIGAN										
Lineas de flujo										
Linea	Presión en cabeza de pozo	Longitud (ft)	Diametro (in)	Caida de presión (psi)	Gradiente de presión (psi/100ft)		Velocidad de la mezcla (ft/s)		Velocidad de erosión (ft/s)	Regimen de flujo
					Limite	Actual	Limite 0,7*Verosión	Actual		
C37	44,74	1089	27/8"	0,87	<1	0,08	48,48	2,34	69,25	INTERMITENTE
C55	43,84	256	2"	0,75	<1	0,29	51,15	6,80	73,07	INTERMITENTE
C56	43,12	1368	2"	3,95	<1	0,29	60,27	4,54	86,10	INTERMITENTE
C75	37,03	1066	2"	0,08	<1	0,01	35,25	1,44	50,36	STRAT-SMOOTH
C36	35,96	302	27/8"	0,59	<1	0,20	69,99	6,39	99,98	INTERMITENTE
C74	34,64	239	27/8"	1,50	<1	0,63	74,47	8,10	106,38	INTERMITENTE
C58	36,08	1050	3"	2,93	<1	0,28	36,07	1,01	51,53	STRAT-SMOOTH
C59	33,2	1050	3"	0,06	<1	0,01	41,06	1,23	58,65	STRAT-SMOOTH
C42	32,8	328	3"	2,11	<1	0,64	30,88	0,97	44,12	INTERMITENTE
N1	---	486	3"	2,14	<1	0,44	53,15	5,12	75,93	INTERMITENTE
N2	---	735	3"	1,44	<1	0,20	52,91	8,14	75,59	INTERMITENTE
N3	---	280	3"	2,16	<1	0,77	58,33	12,70	83,33	STRAT- WAVY
N4	---	1030	3"	4,58	<1	0,44	60,07	22,26	85,82	ANULAR-DISP
N5	---	656	3"	8,56	<1	1,30	63,43	28,92	90,61	ANULAR-DISP

Analizando vemos que en N5 se presenta una falencia en el sistema debido a las excesivas pedidas de presión. a continuación se presenta la representación grafica del colector norte y en rojo se resalta las fallas del sistema.

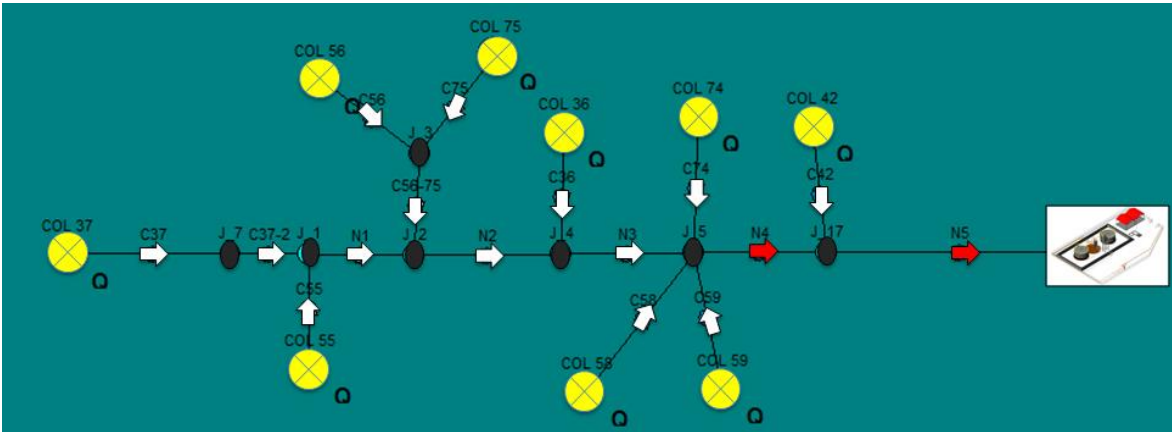


Figura 7: Limitaciones hidráulicas Colector norte en 3" independiente incluyendo los pozos C-58, C-59, C-42. Con línea de recolección de gas en 3".

En la tabla 4 se muestran los resultados de la evaluación del último escenario planteado para la parte norte del campo observando los resultados vemos que cumple con todos los requerimientos de diseño necesarios para la construcción de líneas de transporte de fluido multifásico por lo que se recomienda la construcción del colector norte en tubería de 4 pulgadas, para transportar de manera segura y eficiente los fluidos adicionales de los pozos conectados al sistema y de los 3 pozos periféricos incluidos.

Tabla 4: Colector norte en 4" independiente incluyendo los pozos C-58, C-59, C-42. Con línea de recolección de gas en 3".

RESULTADOS										
DUKLER AGA, FLANIGAN										
Lineas de flujo										
Linea	Presión en cabeza de pozo	Longitud (ft)	Diametro (in)	Caida de presión (psi)	Gradiente de presión (psi/100ft)		Velocidad de la mezcla (ft/s)		Velocidad de erosión (ft/s)	Regimen de flujo
					Limite	Actual	Limite 0,7*Verosión	Actual		
C37	34,32	1089	27/8"	0,83	<1	0,08	53,40	2,84	76,28	INTERMITENTE
C55	33,53	256	2"	0,73	<1	0,29	56,37	8,26	80,53	INTERMITENTE
C56	30,98	1368	2"	3,48	<1	0,25	68,07	5,79	97,24	INTERMITENTE
C75	25,69	1066	2"	0,09	<1	0,01	39,80	1,84	56,86	STRAT-SMOOTH
C36	25,15	302	27/8"	0,54	<1	0,18	78,97	8,14	112,82	INTERMITENTE
C74	24,86	239	27/8"	1,31	<1	0,55	83,30	10,14	119,00	INTERMITENTE
C58	26,34	1050	3"	2,79	<1	0,27	40,22	1,26	57,46	INTERMITENTE
C59	23,61	1050	3"	0,07	<1	0,01	45,85	1,54	65,50	STRAT-SMOOTH
C42	26,45	328	3"	2,04	<1	0,62	33,23	1,13	47,47	INTERMITENTE
N1	---	486	4"	2,30	<1	0,47	60,21	3,81	86,01	INTERMITENTE
N2	---	735	4"	1,10	<1	0,15	59,73	6,01	85,33	INTERMITENTE
N3	---	280	4"	1,16	<1	0,41	65,30	9,23	93,28	INTERMITENTE
N4	---	1030	4"	1,36	<1	0,13	65,02	15,12	92,89	STRAT-SMOOTH
N5	---	656	4"	2,57	<1	0,39	63,41	16,76	90,58	STRAT- WAVY

Tabla 5: Colector norte de gas en 3 pulgadas.

RESULTADOS COLECTOR DE GAS SECTOR NORTE									
WEYMOUTH Eficiencia de 0,95									
Lineas de flujo de gas									
Linea	Presión en cabeza de pozo	Longitud (ft)	Diametro (in)	Velocidad del Gas (ft/s)	Linea	Presión en cabeza de pozo	Longitud (ft)	Diametro (in)	Velocidad del Gas (ft/s)
C37	42,68	1089	3"	4,46	C59	38,81	1050	3"	3,18
C55	42,68	256	3"	9,07	C42	31,82	328	3"	2,53
C56	42,53	1368	3"	5,78	N1	---	486	3"	13,35
C75	42,39	1066	3"	1,67	N2	---	735	3"	20,83
C36	41,74	302	3"	10,69	N3	---	280	3"	32,55
C74	39,03	239	3"	13,55	N4	---	1030	3"	49,42
C58	38,85	1050	3"	2,53	N5	---	656	3"	58,33

En los resultados de la tabla 5 vemos que el colector de gas cumple con los criterios de diseño propuestos en la norma API RP 14 E, garantizando el transporte seguro de este fluidos, por tanto se recomienda que la construcción del colector de gas en tubería de 3 pulgadas para la parte norte del campo.

Analizando lo anterior la mejor opción de diseño del colector norte es el escenario 3 "Colector norte en 4" independiente incluyendo los pozos C-58, C-59, C-42. Con línea de recolección de gas en 3".

COLECTOR SUR

A continuación se muestran los resultados obtenidos de la evaluación de los escenarios planteados. A continuación en la tabla 6 se presentan los resultados de la evaluación del primer escenario planteado para la parte sur del campo.

Tabla 6: Colector sur actual incluyendo el C-52.

RESULTADOS										
DUKLER AGA, FLANIGAN										
Lineas de flujo										
Linea	Presión en cabeza de pozo	Longitud (ft)	Diametro (in)	Caída de presión (psi)	Gradiente de presión (psi/100ft)		Velocidad de la mezcla (ft/s)		Velocidad de erosión (ft/s)	Regimen de flujo
					Limite	Actual	Limite 0,7*Verosión	Actual		
C70	95,83	1693	2"	0,04	<1	0,00	40,71	0,68	58,15	STRAT-SMOOTH
C52	96,07	755	3"	0,29	<1	0,04	49,23	4,67	70,33	STRAT- WAVY
C44	81,9	46	2"	0,16	<1	0,35	64,39	13,11	91,99	STRAT- WAVY
C35	85,96	1033	2"	4,13	<1	0,40	89,21	13,36	127,44	INTERMITENTE
C69	88,17	1427	2"	10,33	<1	0,72	22,82	1,97	32,60	INTERMITENTE
C33	77,12	272	2"	2,13	<1	0,78	94,79	24,14	135,42	INTERMITENTE
C03	75,31	591	27/8"	2,92	<1	0,49	77,48	13,22	110,69	INTERMITENTE
C40	78,69	879	27/8"	13,36	<1	1,52	46,20	4,40	66,00	STRAT-SMOOTH
C67	56,71	427	27/8"	2,47	<1	0,58	64,89	14,14	92,70	INTERMITENTE
C45	55,74	610	27/8"	11,78	<1	1,93	56,57	3,90	80,81	INTERMITENTE
S	---	3018	4"	0,02	<1	0,00	40,71	0,39	58,16	STRAT-SMOOTH
SS	---	1027	4"	14,36	<1	1,40	51,26	3,56	73,23	INTERMITENTE
S1	---	43	4"	0,03	<1	0,07	56,58	7,00	80,83	STRAT-SMOOTH
S2	---	525	4"	3,87	<1	0,74	66,56	12,42	95,08	INTERMITENTE
S3	---	791	4"	2,87	<1	0,36	59,40	13,32	84,85	STRAT- WAVY
S4	---	623	4"	2,6	<1	0,42	67,18	20,23	95,97	INTERMITENTE
S5	---	1280	4"	7,05	<1	0,55	71,77	27,25	102,53	INTERMITENTE
S6	---	1555	4"	11,1	<1	0,71	74,39	33,47	106,27	STRAT- WAVY
S7	---	968	4"	10,29	<1	1,06	78,96	45,4	112,8	STRAT- WAVY
S8	---	1509	4"	23,96	<1	1,59	101,14	79,07	144,49	ANNULAR-DISP

En la figura 8 se muestra de manera grafica el colector sur del campo y sus falencias hidráulicas (en rojo).

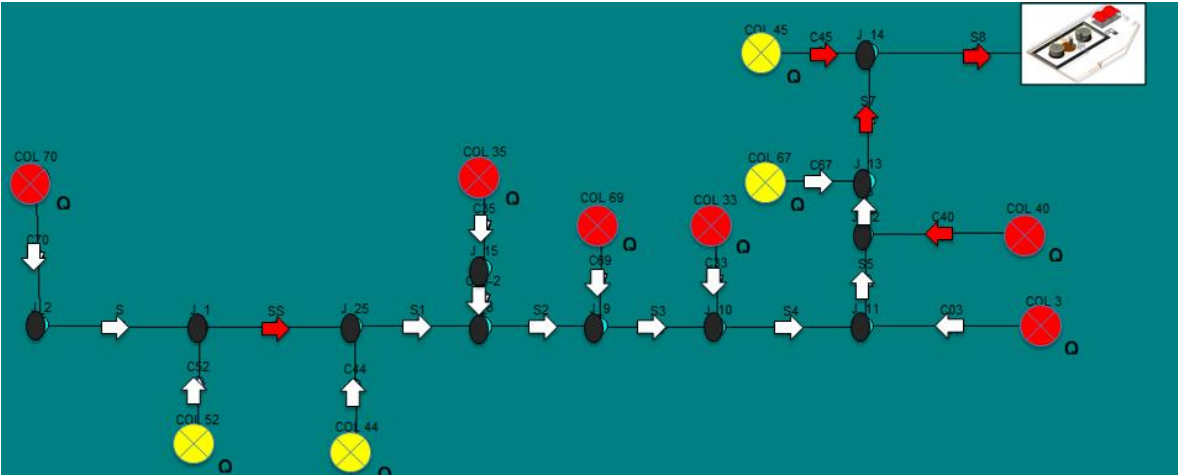


Figura 8: Limitaciones hidráulicas del Colector sur actual incluyendo el C-52

Evaluando los resultados vemos que en este escenario existen limitaciones hidráulicas en los tramos (SS, S7, S8, C40 y C45) del colector, debido a las excesivas pérdidas de presión, por último se observa que el valor de la presión en cabeza de la mayoría de los pozos es elevado siendo este una de las condiciones que se desean evitar.

Continuando con la evaluación vemos en la tabla 7 los resultados obtenidos de la evaluación del segundo escenario propuesto para el sistema de recolección de la parte sur del campo.

Tabla 7: Colector sur actual con línea de recolección de gas incluyendo el C-52.

DUKLER AGA, FLANIGAN										
Lineas de flujo										
Linea	Presión en cabeza de pozo	Longitud (ft)	Diametro (in)	Caida de presión (psi)	Gradiente de presión (psi/100ft)		Velocidad de la mezcla (ft/s)		Velocidad de erosión (ft/s)	Regimen de flujo
					Limite	Actual	Limite 0,7*Verosión	Actual		
C70	72,82	1693	2"	0,02	<1	0,00	22,32	0,18	31,88	STRAT-SMOOTH
C52	73,05	755	3"	0,08	<1	0,01	27,52	1,27	39,31	STRAT-SMOOTH
C44	50,58	46	2"	0,04	<1	0,09	39,74	3,99	56,77	STRAT-SMOOTH
C35	55,97	1033	2"	5,42	<1	0,52	62,45	3,99	89,21	INTERMITENTE
C69	55,84	1427	2"	12,69	<1	0,89	14,86	0,82	21,23	INTERMITENTE
C33	40,95	272	2"	1,60	<1	0,59	71,27	8,09	101,81	INTERMITENTE
C03	41,09	591	27/8"	3,90	<1	0,66	52,77	4,51	75,39	INTERMITENTE
C40	54,45	879	27/8"	8,08	<1	0,92	28,76	1,56	41,08	STRAT-SMOOTH
C67	31,18	427	27/8"	3,47	<1	0,81	40,66	4,74	58,08	INTERMITENTE
C45	42,38	610	27/8"	6,05	<1	0,99	33,61	1,25	48,02	INTERMITENTE
S	---	3018	4"	0,01	<1	0,00	22,32	0,11	31,88	STRAT-SMOOTH
SS	---	1027	4"	9,80	<1	0,95	30,55	1,11	43,64	INTERMITENTE
S1	---	43	4"	0,01	<1	0,02	34,17	2,16	48,81	STRAT-SMOOTH
S2	---	525	4"	5,10	<1	0,97	42,85	4,09	61,21	INTERMITENTE
S3	---	791	4"	3,81	<1	0,48	37,98	4,58	54,25	STRAT-SMOOTH
S4	---	623	4"	2,19	<1	0,35	44,04	6,98	62,92	INTERMITENTE
S5	---	1280	4"	3,81	<1	0,30	47,08	9,29	67,25	INTERMITENTE
S6	---	1555	4"	5,67	<1	0,36	47,75	11,14	68,21	STRAT- WAVY
S7	---	968	4"	3,97	<1	0,41	48,86	14,18	69,8	STRAT- WAVY
S8	---	1509	4"	3,73	<1	0,25	50,48	16,17	72,11	STRAT- WAVY

La tabla 7 muestra que al transportar el gas por un colector independiente, el colector sur actual puede transportar de manera eficiente y segura los pronósticos de producción, cumpliendo con todos los parámetros de diseño.

Tabla 8: Colector sur de recolección de gas en 3 pulgadas.

RESULTADOS									
WEYMOUTH Eficiencia de 0,95									
Lineas de flujo de gas									
Linea	Presión en cabeza de pozo	Longitud (ft)	Diametro (in)	Velocidad del Gas (ft/s)	Linea	Presión en cabeza de pozo	Longitud (ft)	Diametro (in)	Velocidad del Gas (ft/s)
C70	66,18	1693	3"	0,72	S	---	3018	3"	0,72
C52	66,36	755	3"	4,96	SS	---	1027	3"	5,70
C44	66,09	46	3"	5,6	S1	---	43	3"	11,29
C35	66,33	1033	3"	8,11	S2	---	525	3"	19,36
C69	65,29	1427	3"	0,7	S3	---	791	3"	20,22
C33	64,31	272	3"	9,89	S4	---	623	3"	30,72
C03	62,41	591	3"	7,5	S5	---	1280	3"	41,31
C40	56,02	879	3"	2,47	S6	---	1555	3"	50,27
C67	46,79	427	3"	7,89	S7	---	968	3"	67,79
C45	38,71	610	3"	2,12	S8	---	1509	3"	106,29

Al construir un sistema de recolección de gas en la parte sur del campo colorado con tubería de 3" vemos en los resultados presentes en la tabla 8 que en las secciones S7 Y S8 no cumple con el criterio de diseño de tuberías de gas según

la norma API RP 14 E, estas limitaciones ocasionan problemas de erosión y corrosión en las paredes de la tubería.

A continuación en la tabla 9 se presentan los resultados de la evaluación de del colector sur de gas en tubería de 4 pulgadas.

Tabla 9: Colector sur de recolección de gas en 4 pulgadas.

RESULTADOS WEYMOUTH Eficiencia de 0,95 Líneas de flujo de gas									
Línea	Presión en cabeza de	Longitud (ft)	Diametro (in)	Velocidad del Gas	Línea	Presión en cabeza de	Longitud (ft)	Diametro (in)	Velocidad del Gas
C70	33,87	1693	3"	1,2	S	---	3018	4"	0,70
C52	34,04	755	3"	8,34	SS	---	1027	4"	5,55
C44	33,84	46	3"	9,41	S1	---	43	4"	10,99
C35	34,22	1033	3"	13,55	S2	---	525	4"	18,77
C69	33,53	1427	3"	1,17	S3	---	791	4"	19,49
C33	33,31	272	3"	16,41	S4	---	623	4"	29,32
C03	32,68	591	3"	12,31	S5	---	1280	4"	38,05
C40	30,46	879	3"	3,89	S6	---	1555	4"	43,08
C67	27,60	427	3"	11,52	S7	---	968	4"	52,85
C45	25,14	610	3"	2,86	S8	---	1509	4"	60,74

Analizando los resultados vemos que al construir un sistema de recolección de gas en la parte sur del campo colorado con tubería de 4" no se presenta ningún tipo de limitación por lo tanto se concluye que esta configuración es la mejor para transportar el gas producido por la parte sur teniendo en cuenta los criterios de diseño y la seguridad de la comunidad y trabajadores.

Evaluando todos los anteriores resultados vemos que la mejor opción de diseño para transportar de manera eficiente y segura los fluidos producidos por los pozos de la parte sur del Campo Escuela Colorado es "Colector sur actual con línea de recolección de gas en 4" incluyendo el C-52".

Es costo total estimado de este proyecto es 1478'691.786 pesos.

4 CONCLUSIONES

- El modelo matemático de Dukler AGA & Flanigan, resultó ser el modelo de mejor ajuste, para el sistema de recolección de fluidos del Campo Colorado con respecto a los valores reales de presión en cabeza, por lo tanto se recomienda su uso en la determinación de limitaciones hidráulicas al momento de anexar los pronósticos de producción.
- Se determinó que al evaluar el sistema de recolección de fluidos actual con los pronósticos de producción se presentan una serie de limitaciones hidráulicas por lo que se concluye que actualmente no se cuenta con la infraestructura mínima necesaria para el transporte seguro y eficiente de los caudales contemplados en los pronósticos de producción.
- De acuerdo con los criterios de diseño se concluye que para transportar de forma segura y eficiente los pronósticos de producción en la parte norte del Campo Colorado se debe construir un colector de recolección en tubería de 4" y una red de recolección de gas en 3", mientras que para la parte sur del Campo Colorado se debe construir una red de recolección de gas en tubería de 4" para transportar de forma segura y eficiente los pronósticos de producción.
- Debido a que en el campo colorado se produce elevados caudales de gas se concluye que la mejor manera de manejarlo es con la construcción de un colector de gas, puesto que esto ayuda a prevenir la formación de flujo anular en los colectores porque de esta manera se disminuyen las velocidades de flujo en los colectores que transportan crudo, evitando las excesivas pérdidas de presión.

5 RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar un estudio de integridad a las líneas que no van a ser reemplazadas con el objetivo de garantizar que no presenten problemas de corrosión y de deposición de compuestos parafínicos, evitando problemas operacionales.
- Ya que este estudio muestra cuales son las falencias del sistema de recolección, es importante resaltar que se debe realizar un estudio que determine si los equipos y las líneas de transporte instalados en la estación de separación pueden manejar de manera eficiente y segura los pronósticos de producción con el objetivo de optimizar todo el proceso y no poner en peligro el personal operativo, la comunidad y el medio ambiente.
- Continuar realizando evaluación del sistema de recolección teniendo en cuenta los cambios que se presenten en datos de producción y propiedades de los fluidos y temperatura.
- Se recomienda para las líneas de gas construir la facilidad para poder enviar los limpiadores (marranos), además se debe empezar a realizar trabajos de investigación con el objetivo de determinar mecanismos para controlar el proceso de corrosión interna en las tuberías, sobre todo en las líneas principales del campo.

6 BIBLIOGRAFÍA

- [1]. Informe anual de operaciones año 2006
- [2]. Kermit E. Brown, y H. Dale Beggs. The technology of artificial lift methods: Tulsa, Oklahoma: PennWell Publishing Company, 1977. Pág. 67-90.
- [3]. Gómez Macias, Claudia. Bohórquez Bacca, Ferney. Optimización del sistema de recolección de crudo pesado y extrapesado del campo Chichimene: Bucaramanga, 2010, 77p. TESIS (Ingeniero de petróleo). Universidad Industrial de Santander. Facultad de fisicoquímicas. Escuela de ingeniería de petróleos.
- [4]. Bertucci Vecchio, Miguel Alejandro. Análisis del comportamiento hidráulico del sistema de recolección de crudo, en el campo Uracoa, unidad monagas sur, HARVEST VINCCLER: C.A. Maturín, 2006, p 34. TESIS (Ingeniero de petróleos). Universidad del oriente. Escuela de ingeniería de petróleos.
- [5]. Colegio de ingenieros de petróleos de México A.C. transporte de hidrocarburos por ductos. Ing. Francisco Garaicoechea Patrirena. Ing. Cesar Bernal Hurcochea. Ing. Oscar López Ortiz. 1991.
- [6]. Baker, O.: "Design of Pipelines for the Simultaneous Flow of Oil and Gas", Oil and Gas J.1953
- [7]. Economides, J. M. and Hill, A. D: "Petroleum Production Systems", Hall PTR Prentice, New Jersey, 1994 (Cap. 7 y 10).
- [8]. Mandhane, J. M.: "A Flow Pattern Map for Gas-Liquid Flow in Horizontal Pipes", Int. J. Multiphase Flow, 1974.
- [9]. Taitel, Y.: "Advances in Two Phase Flow Modeling", paper SPE 27959, May 1995.

[10]. Beggs, H. D.: "Production Optimization Using Nodal Analysis" OGCI Publications, Oklahoma, 1991.

[11]. Beggs, H.D. and Brill, J.P.: "A Study of Two-Phase Pressure Drop in Inclined Pipes" JPT, May 1973 (Cap. 3).

[12]. Palmer, C. M.: "Evaluation of Inclined Pipe Two-Phase Liquid Holdup Correlations Using Experimental Data," M.S. Thesis, The University of Tulsa (1975).

[13]. Payne, G. A.: "Experimental Evaluation of Two-Phase Pressure Loss Correlations for Inclined Pipe," M.S. Thesis, The University of Tulsa (1975).

[14]. Taitel, Y. and Dukler, A. E.: "A Model for Predicting Flow Regime Transitions in Horizontal Gas-Liquid Flow," AIChE J. (vol. 22, no. 1) (Jan. 1976) 47-55.

[15]. Dukler, E. A., et al.: "Gas-Liquid Flow in Pipelines, I. Research Results," AGA-API Project NX-28 (May 1969).

[16]. Flanigan, O.: "Effect of Uphill Flow on Pressure Drop in Design of Two-Phase Gathering Systems," Oil and Gas J. (March 10, 1958) 56, 132.

[17]. Eaton, B. A.: "The Prediction of Flow Patterns, Liquid Holdup and Pressure Losses Occurring During Continuous Two-Phase Flow In Horizontal Pipelines", paper JPT, June 1967.

[18]. Mukherjee, H. and Brill, J. P.: "Liquid Holdup Correlations for Inclined Two-Phase Flow," JPT (May 1983) 1003-1008.

[19]. Xiao, J. J.: "A Comprehensive Mechanistic Model for Two-Phase Flow in Pipelines", paper SPE 20631, Sept. 1990.

[20]. American Petroleum Institute. API RP 14 E. Fifth edition, October 1, 1991, pág. 15, 21,23

7 ANEXOS

Anexo 1: Producción actual y pronósticos.

Producción actual y proyectada para los pozos de la zona norte del campo colorado.

PRODUCCION ACTUAL Y PROYECTADA BLOQUE NORTE CAMPO COLORADO								
	PRODUCCION ACTUAL			PRODUCCION PROYECTADA			Wcut%	GOR
	PRODUCCIÓN DE OIL	PRODUCCIÓN DE AGUA	PRODUCCIÓN DE GAS EN	PRODUCCIÓN DE OIL	PRODUCCIÓN DE AGUA	PRODUCCIÓN DE GAS		
	BLS/D	BLS/D	ft³/d	BLS/D	BLS/D	ft³/d		
COL 37	7	2	6734	32	9	30784	0,222	962
COL 55	32	10	109472	57	18	194997	0,238	3421
COL 56	6	1	24000	31	5	124000	0,143	4000
COL 75	7	1	7805	32	5	35680	0,125	1115
COL 36	12	4	73320	37	12	226070	0,250	6110
COL 74	33	0	155100	58	0	272600	0,000	4700
COL 58	15	5	18990	40	13	50640	0,250	1266
COL 59	22	2	29788	47	4	63638	0,083	1354
COL 42	5	6	7320	30	36	43920	0,545	1464
TOTAL	139	31	432529	364	103	1042329		

Producción actual y proyectada para los pozos de la zona norte del campo colorado.

PRODUCCION ACTUAL Y PROYECTADA BLOQUE SUR CAMPO COLORADO								
	PRODUCCION ACTUAL			PRODUCCION PROYECTADA			Wcut%	GOR
	PRODUCCIÓN DE OIL	PRODUCCIÓN DE AGUA	PRODUCCIÓN DE GAS EN	PRODUCCIÓN DE OIL	PRODUCCIÓN DE AGUA	PRODUCCIÓN DE GAS		
	BLS/D	BLS/D	ft³/d	BLS/D	BLS/D	ft³/d		
COL 45	20	2	17700	45	5	39825	0,09	885
COL 67	70	21	125650	95	29	170525	0,23	1795
COL 40	37	11	36741	62	18	61566	0,23	993
COL 03	38	3	123158	63	5	204183	0,07	3241
COL 33	20	0	122620	45	0	275895	0,00	6131
COL 69	1	3	759	26	78	19734	0,75	759
COL 35	11	1	70950	36	3	232200	0,08	6450
COL 44	39	8	97500	64	13	160000	0,17	2500
COL 52	6	14	27510	31	72	142135	0,70	4585
COL 70	2	0	0	27	0	0	0,00	
TOTAL	244	63	622588	494	223	1306063		