

**EVALUACIÓN HIDRÁULICA DE LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN DE
HIDROCARBUROS EN CAMPO RÍO ZULIA.**

LUIS FRANCISCO GARCÍA DÍAZ
Ingeniero Industrial

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2015

**EVALUACIÓN HIDRÁULICA DE LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN DE
HIDROCARBUROS EN CAMPO RÍO ZULIA.**

LUIS FRANCISCO GARCÍA DÍAZ
Ingeniero Industrial

**Monografía de Grado presentada como requisito para optar el título de
Especialista en Producción de Hidrocarburos**

Director
ALFONSO VANEGAS PORTILLO
Ingeniero de Petróleos

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA

2015

A mi bebé por la fortaleza que me ha transmitido en este proceso.

A mi esposa por el apoyo incondicional.

A mi familia por estar siempre apoyándome con sus oraciones y afecto.

AGRADECIMIENTOS

Durante este tiempo que llevo de vida ha requerido sacrificios, voluntad y disciplina inigualable, vivencias y responsabilidades que enfrenté a pesar de todo percance. Pero los verdaderos pilares que sostuvieron con fuerza mi mirada hacia el horizonte, que secaron mis lágrimas y mi sudor, atendieron mis sollozos, suplieron mi sed, alimentaron mi coraje... fueron mis héroes. Almas maestras, guías modelos, personas sublimes que se involucraron en mi devenir, en mis decisiones, en mi aprendizaje y contribuyeron sin condiciones ni precio, con mis logros, con mis virtudes, con mis pasiones... A ustedes les dedico, no sólo éste trabajo sino cada aplauso, bendición y reconocimiento que recibo.

A mí, **Dios**, porque a pesar de que muchas veces puse mis intereses por encima de ti nunca me faltaste y aunque no soy tu hijo más devoto, en ti confío. Siempre me haz ayudado a seguir adelante y por ti, aún no pierdo la esperanza, sé que todos pueden decepcionarme menos tú y reconozco que sin ti, no hubiese podido sobrevivir estos últimos tiempos y me provee la fuerza suficiente para continuar viviendo y disfrutando con armonía cada día de vida que me regalas. Muchas Gracias.

A mis padres: Por ser más de lo que les pedí y de lo que en algunas ocasiones merecía. Por dar más de lo que necesité. Por brindarme todo lo que me hizo falta antes de que lo notara, antes de que lo pidiera. Por valerse de sus experiencias para enseñarme el valor de prever. Por tener la paciencia que tantas veces he necesitado. Les agradezco principalmente por haberme dejado ser, porque estoy orgulloso de quien soy y de quien he sido. Por velar por mí. Junto a ustedes aprendí que soy justo lo que siempre he querido ser. **A mis hermanas**, por apoyarme en los momentos en que me mantuve inmutable. Por respetar mi persona y abrir paso a mis decisiones. Por confiar en mi sentido común y

ayudarme a educarlo. Por "ver" a través de mí mejor que muchos. Por ser un modelo ejemplar de hermanas. Junto a ustedes aprendí que amar es suficiente. **A mí esposa**, por entender mi carácter y enseñarme a moldearlo. Por instruir mi lógica respetando mis propósitos y atribuciones. Por darle siempre un lugar importante a las cosas que quiero que para muchos otros no son prioridad. Por ser un ejemplo de fortaleza, valor y coraje. Junto a ti aprendí que la fortaleza te la da la intención. **A mi hermano**, por brindarme aspiraciones y modelos iniciales que me sirvieron para orientar mis habilidades, mis fortalezas y dirigirme cada vez con mayor claridad hacia el camino que he escogido y del cual me siento tan orgulloso. Junto a ti aprendí que el enfoque está en superar las propias expectativas.

CONTENIDO

	Pág.
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	19
2. JUSTIFICACIÓN.....	20
3. OBJETIVOS.....	21
3.1 OBJETIVO GENERAL	21
3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	21
4. MARCO TEÓRICO	22
5. RECOPIACIÓN DE DATOS.....	36
5.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROCESO SISTEMA HIDRÁULICO	36
5.2 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN	39
5.3 SISTEMA DE RECOLECCIÓN GS-1.....	42
5.3.1 Proceso del Sistema de Recolección.....	42
5.4 SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA EN BOTTOM HOLE	45
5.4.1 Proceso del Sistema de inyección de Agua en Bottom Hole	46
5.4.2 Operación en el sistema de Inyección de Agua.....	47
5.5. SISTEMA DE TRANSFERENCIA DE FLUIDOS.....	49
5.5.1 Proceso del sistema de transferencia	49
5.5.2 Operación del sistema de transferencia.....	50
5.6 SUBESTACIÓN GS-2.....	50
6. MODELO CON HYSYS PARA REALIZAR LA EVALUACIÓN AL SISTEMA HIDRÁULICO EN EL CAMPO RIO ZULIA.....	54
7. SELECCIÓN PUNTOS CRÍTICOS	55

7.1 NÚMERO DE REYNOLDS	55
7.2 OPORTUNIDADES DE MEJORA.....	56
7.3 CAÍDAS DE PRESIÓN	57
7.4 CARGA NETA POSITIVA DE SUCCIÓN.....	57
7.5 ESPESOR DE TUBERÍAS.....	58
7.6 CABEZA DE ACELERACIÓN.....	58
7.7 PÉRDIDAS DE PRESIÓN.....	60
7.8 VELOCIDAD DE FLUJO	61
8. DISEÑO BÁSICO.....	63
8.1 DESCRIPCIÓN SISTEMA DE SUCCIÓN	63
8.2 OPCIÓN 1: USANDO TUBERÍA DE 4" OD	63
8.3. OPCIÓN 2: USANDO TUBERÍA DE 6" NPS, CÉDULA 160.....	63
9. PRESUPUESTO.....	64
10. CONCLUSIONES	65
BIBLIOGRAFIA.....	66

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Grafica de control operacional en Estándares Establecidos para el sistema de Gestión Integral de Ecopetrol.	18
Figura 2. Localización Geográfica Campo Río Zulia.....	22
Figura 3. Estructura Campo Río Zulia.....	24
Figura 4. Estudio de Caracterización y Simulación, Campo Río Zulia. Formación Mirador. Santafé de Bogotá, abril de 1996.....	25
Figura 5. Simulación de un proceso.....	32
Figura 6. Subestación GS 1	37
Figura 7. Sistema de Operación Estación GS-1	41
Figura 8. Sistema de recolección	42
Figura 9. Detalle distribución del Manifold	44
Figura 10. Bombas Kobe GS 1	45
Figura 11. Sistema de inyección agua – kobe	46
Figura 12. Operación de Drenaje de crudo del tanque Kobe.....	48
Figura 13. Especificaciones técnicas del Sistema de Inyección de Agua.	49
Figura 14. Salida de la Línea de Transferencia de Emulsión desde la GS-1 Rumbo a la Estación Principal.	49
Figura 15. Pozos y Línea de Flujo de la Subestación GS-2.....	51
Figura 16. Diagrama de Flujo de la subestación Gs2	53

LISTADO DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Componentes del gas del Campo Río Zulia.....	26
Tabla 2. Especificaciones Técnicas del Sistema de Inyección de químicos.....	45
Tabla 3. Caída de presión en tubería de acero, Cédula 40	57
Tabla 4. Velocidades típicas de flujo para diferentes tipos de bomba	61
Tabla 5. Velocidad de flujo de acuerdo con el diámetro y volumen	61
Tabla 6. Materiales y Accesorios	64

GLOSARIO

AGUAS ACEITOSAS: son las aguas que contienen un cierto porcentaje de aceite y que son entre otras, provenientes de los drenajes de los separadores, tanques de almacenamiento y estaciones de bombeo. Estas aguas son canalizadas hacia el “skimmer”.

API (AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE): Instituto Americano del Petróleo de Estados Unidos de Norteamérica, encargado de estandarizar y normalizar bajo estrictas especificaciones de control de calidad, diferentes materiales y equipos para la industria petrolera. Igualmente establece normas para diseño, construcción y pruebas en instalaciones petroleras, incluyendo diseño de equipos y pruebas de laboratorio para derivados del petróleo.

BARRIL: unidad corriente para la medida de líquidos en la industria petrolera. Contiene 42 galones a 60 °F

BOMBEO HIDRÁULICO: sistema de levantamiento artificial que consiste en la inyección de un fluido motriz (agua o aceite) a alta presión. Mediante un mecanismo especial (jet o pistón) el fluido motriz se une en el fondo del pozo a la columna de fluidos del pozo y crea una caída de presión tipo ventury que ayuda a su ascenso hasta la superficie.

BS&W: Basic Sediments and Water; contenido de sedimentos y agua que tiene el crudo después de descontar el agua libre. Se mide en porcentaje (%).

CAÍDA DE PRESIÓN: Es la disminución de la presión en un fluido que hace que éste se mueva a través de una tubería o recipiente.

CHOKER: se conoce como una restricción al área de flujo en una tubería.

CORROSIÓN: indica el deterioro de una pieza o lámina metálica (generalmente de hierro o acero) por efecto de alguna sustancia corrosiva, por ejemplo: Sal, Soda Cáustica, etc.

EMULSIÓN: mezcla formada entre dos líquidos inmiscibles ó pocos miscibles, tales como aceite y agua, en donde gotas finas de uno de los líquidos permanecen suspendidas en el otro líquido. El tamaño de estas gotas varía desde $1 \cdot 10^{-5} \mu$ hasta glóbulos de varios milímetros de diámetro.

FLUIDO DE DESCARGA: se refiere a la presión con que es expulsado un líquido, normalmente a través de una tubería. Por ejemplo; de la salida de un separador, de una bomba, etc.

GS 1: estación de recolección número uno (1) del campo Rio Zulia

GS 2: estación de recolección número dos (2) del campo Rio Zulia

LÍNEAS DE FLUJO: tuberías utilizadas para la conducción de los fluidos en las diferentes etapas del proceso.

MANIFOLD O MÚLTIPLE: arreglo de tuberías conectadas con sus respectivos accesorios, para que mediante un juego de válvulas las corrientes de las líneas entrantes se puedan dirigir hacia las líneas salientes según se requiera.

PRESIÓN DE OPERACIÓN: presión interna a la cual trabaja un equipo, accesorio ó tubería, en un proceso determinado. Puede ser inferior pero nunca superior a la de trabajo especificada por el fabricante.

PRESIÓN DE SUCCIÓN: es la presión promedio medida cerca del puerto de entrada de la bomba durante la operación.

PRESIÓN DE TRABAJO: presión interna a que puede someterse un equipo, accesorio ó tubería, sin que se corra el riesgo de falla o ruptura.

SEPARADOR DRY: recipiente apto para recibir la producción emulsionada de los pozos, pero que debido a la baja producción del campo no es necesario mantenerlo en servicio. Éste es trifásico horizontal, pero está adecuado para funcionar como bifásico es decir que separa las dos fases la producción recibida que son gas y crudo emulsionado (agua y crudo)

SEPARADOR TEST O DE PRUEBA: recipiente que recibe la producción del pozo en prueba para liquidación de su aporte de fluidos a la producción general. Éste es bifásico horizontal.

SEPARADOR WET: recipiente el cual recibe la producción emulsionada o con agua proveniente de los pozos. Funciona como trifásico horizontal, es decir que separa las tres fases del crudo que son agua, aceite y gas.

TANQUE KOBE: el tanque KOBE es el utilizado como vasija de almacenamiento de fluido motriz (agua) separada en la subestación GS-1 y que nutre la succión de las bombas de inyección de agua para el sistema de levantamiento artificial por bombeo hidráulico.

RESUMEN

TÍTULO. EVALUACIÓN HIDRÁULICA DE LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN DE HIDROCARBUROS EN CAMPO RÍO ZULIA

AUTOR. LUIS FRANCISCO GARCÍA DÍAZ

PALABRAS CLAVES: Sistema Hidráulico, Líneas De Inyección, Líneas De Producción, Subestaciones De Recolecciones Gs-1, Gs-2, Bombas Kobe.

DESCRIPCIÓN:

El sistema de bombeo hidráulico es un sistema de levantamiento artificial para producción de pozos petroleros, donde mediante un fluido presurizado se transmite potencia a una bomba en el fondo del pozo, para la industria de los hidrocarburos es cada día más exigente en la aplicación de normas y procedimientos con el fin de generar una operación limpia, asequible y sustentable. En campo de Río Zulia perteneciente a la Gerencia de Catatumbo Orinoquia, se ha realizado una evaluación al Sistema Hidráulico y así generar un informe de la vida útil del sistema hidráulico, donde sea posible determinar las recomendaciones posibles para mejorar el sistema y evitar las frecuentes paradas de pozos por fallas en el sistema hidráulico, Lo anteriormente enunciado conlleva a la aplicación de métodos y procedimientos aplicables para la operación óptima del sistema hidráulico, manejando Pronósticos reales en pérdidas o daños al sistema hidráulico y evitando contaminaciones ambientales que conlleva a la disminución de costos en la operación al sistema hidráulico.

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos, de ser posible, elaborar una evaluación económica para la necesidad de mejora en el sistema hidráulico de líneas de distribución de hidrocarburos en Campo Río Zulia.

Adicional, se describen las instalaciones del sistema hidráulico al cual se aplicó la evaluación y de donde se obtuvieron los resultados mostrados.

La composición teórica de la presente monografía da inicio con una breve investigación de los antecedentes de aplicación y operación del sistema hidráulico.

* Monografía

** Facultad de Ingenierías Físico Químicas. Especialización en Producción de Hidrocarburos.
Director Alfonso Vanegas Portillo

SUMMARY

TITLE. HYDRAULIC EVALUATION OF OIL DISTRIBUTION LINES IN FIELD ZULIA RIVER

AUTHOR. LUIS GARCIA FRANCISCO DÍAZ

KEYWORDS: hydraulics, injection lines, production lines, Substation of harvest, Hysys Software

SUBJECT OF DESCRIPTION:

The hydraulic pumping system is an artificial lift system for the production of oil wells where using a pressurized fluid power is transmitted to a pump at the bottom of the well, the hydrocarbon industry is increasingly demanding the application of rules and procedures in order to create a clean, affordable and sustainable operation. In Rio Zulia field belonging to the Orinoco Catatumbo Management, it has conducted an assessment to the hydraulic system and generate a report of the life of the hydraulic system, where possible identify potential recommendations to improve the system and avoid frequent stops wells by faults in the hydraulic system, The above statement leads to the application of methods and procedures for the optimal operation of the hydraulic system, handling real forecasts loss or damage to the hydraulic system and preventing environmental pollution that leads to lower costs operation in the hydraulic system.

Considering the results, if possible, develop an economic assessment for the need for improvement in the hydraulic system of distribution lines for hydrocarbons in Campo Zulia River.

Additional, the facilities of the hydraulic system to which the evaluation was applied and where the displayed results obtained are described.

The theoretical composition of this paper begins with a brief survey of the history of implementation and operation of the hydraulic system.

* Monograph

** Faculty of Physical Chemical Engineering. Specialization in Production of Hydrocarbons.
Director Alfonso Portillo Vanegas

INTRODUCCIÓN

En las instalaciones de Ecopetrol, del campo Rio Zulia, perteneciente a la Gerencia de Catatumbo Orinoquia en Norte de Santander, donde sus activos se desarrollan en el proceso de extracción de crudo, el cual opera el sistema bombeo hidráulico como un sistema de levantamiento artificial. En el área de producción, para la separación primaria de los fluidos producidos por los pozos, existen dos estaciones denominadas localmente GS-1 y GS-2 donde en cada una se cuenta con dos separadores bifásicos (Dry / Test), uno trifásico (Wet) y el sistema de tratamiento de agua residual aceitosa con separador API.

Contigua al área de las oficinas administrativas y del taller de mantenimiento se cuenta con una estación central, donde operan los sistemas de separación, acumuladores de líquidos (Scrubber), separador de agua libre (FWKO), torre de enfriamiento de agua, sistema de tratamiento de agua residual aceitosa con separador API y laguna de oxidación.

La industria de los hidrocarburos es cada día más exigente en la aplicación de normas y procedimientos con el fin de generar una operación limpia, asequible y sustentable. en campo de Rio Zulia, se ha hecho unas corridas con software especializado para la evaluación y seguimiento de la vida útil del sistema hidráulico, esta monografía es encaminada a emplear una metodología basada en el análisis de una evaluación al sistema de levantamiento artificial que consiste en la inyección de un fluido motriz (agua) a alta presión, para producir emulsión agua/aceite y a través de un simulador de procesos, someter el sistema hidráulico existente, de acuerdo con las grandes ventajas que ofrece el software Hysys; ya que es una herramienta que proporciona una simulación de un sistema que se describe con anterioridad conociendo previamente todos los parámetros, el cual

permitirá predecir el comportamiento de dicho sistema al momento de verificar la producción, con el fin de especificar posibles limitaciones hidráulicas, que contribuirá a prevenir problemas operacionales tales como, caídas de presión excesivas en la tubería, corrosión, entre otros.

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos, de ser posible, elaborar una evaluación económica para la necesidad de mejora en el sistema hidráulico de líneas de distribución de hidrocarburos en Campo Río Zulia.

Figura 1. Grafica de control operacional en Estándares Establecidos para el sistema de Gestión Integral de Ecopetrol.

EQUIPO BATERIA	RANGO	SEPARADOR GENERAL		SEPARADOR PRUEBA	TRATADOR	TEMPERATURA DEL TRATADOR (°F)	VOLUMEN DE ROMPEDOR (GPD)	GRD EC 6402A	VOLUMEN DE CLARIFICADOR (GPD)	GPD EC 2222A	BOMBA		
		BAJA	ALTA								PRESIÓN INYECCIÓN (Succión) (PSI)	PRESIÓN INYECCIÓN (Descarga) (PSI)	PRESIÓN DESCARGA (Ideal) (PSI)
		Presión (psi)	Presión (psi)	Presión (psi)	Presión (psi)	(°F)	(GPD)	ROMP. INVERSO / CLARIFICADOR . DOSIFICACION RECOMENDADA	ROMP. DE EMULSION DOSIFICACION RECOMENDADA				
GS2	min	70	NA	70	NA	NA	3	4	NA	NA	NA	NA	NA
	max	80	NA	80	NA	NA	4		NA		NA	NA	

EQUIPO BATERIA	RANGO	SEPARADOR GENERAL		SEPARADOR PRUEBA	TRATADOR	TEMPERATURA DEL TRATADOR (°F)	VOLUMEN DE ROMPEDOR (GPD)	GRD EC 6402A	VOLUMEN DE CLARIFICADOR (GPD)	GPD EC 2222A	BOMBA		
		BAJA	ALTA								PRESIÓN INYECCIÓN (Succión) (PSI)	PRESIÓN INYECCIÓN (Descarga) (PSI)	PRESIÓN DESCARGA (Ideal) (PSI)
		Presión (psi)	Presión (psi)	Presión (psi)	Presión (psi)	(°F)	(GPD)	ROMP. INVERSO / CLARIFICADOR . DOSIFICACION RECOMENDADA	ROMP. DE EMULSION DOSIFICACION RECOMENDADA				
GS1	min	70	NA	70	NA	NA	3	4	NA	NA	40	2700	2800
	max	80	NA	80	NA	NA	4		NA		NA	60	

Fuente. Manual operacional de las subestaciones GS-1 y GS-2 de Río Zulia.

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El flujo de los fluidos en tuberías está siempre acompañado de rozamiento de las partículas del fluido entre si y, consecuentemente, por la pérdida de energía disponible, por esta razón en campo de Rio Zulia perteneciente a la Gerencia de Catatumbo Orinoquia, se evidencia Pocos registros de evaluación y seguimiento de la vida útil del sistema hidráulico además es Frecuente las paradas de pozos por fallas en el sistema hidráulico, Lo anteriormente enunciado puede ser causado por desconocimiento de los métodos y procedimientos aplicables para la evaluación optima del sistema hidráulico, creando Pronósticos errados por pérdidas o daños al sistema hidráulico y la generación de contaminaciones ambientales que conlleva a sobre costos por manipulación inadecuada al sistema hidráulico.

2. JUSTIFICACIÓN

En el desarrollo de esta monografía se aprovechara con éxito una evaluación óptima del sistema hidráulico, con apoyo de un simulador y así se verificara el estado real del sistema hidráulico con el fin de generar las posibles recomendaciones para mejoras y así evitar pérdidas o daños al sistema hidráulico y se obvia la generación de contaminaciones ambientales que conlleva a sobre costos por manipulación inadecuada al sistema hidráulico.

Por tal razón, esta monografía está encaminada a emplear una metodología basada en el análisis de una evaluación al sistema hidráulico para transporte y recolección de emulsión (agua/aceite), a través de un simulador de procesos para el sistema hidráulico existente, desde las subestaciones a los tanques de la estación principal, de acuerdo con las grandes ventajas que ofrece el software Hysys; conociendo previamente todos los parámetros, el cual permitirá predecir el comportamiento de dicho sistema al momento de verificar la vida útil en la producción, con el fin de especificar posibles limitaciones hidráulicas, que contribuirá a prevenir problemas operacionales tales como, caídas de presión excesivas en la tubería, corrosión, entre otros.

La adopción del modelo planteado tendrá un impacto positivo en la disminución de pérdidas de producción y la disminución de costos, para determinar la necesidad de mejoras para el sistema hidráulico de líneas de distribución de hidrocarburos en Campo Río Zulia.

Teniendo en cuenta lo anterior, es necesario elaborar una evaluación simulada para determinar la necesidad de mejoras para el sistema hidráulico de líneas de distribución de hidrocarburos en Campo Río Zulia.

3. OBJETIVOS

3.1 OBJETIVO GENERAL

Realizar una Evaluación hidráulica de líneas de distribución de hidrocarburos en Campo Río Zulia.

3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

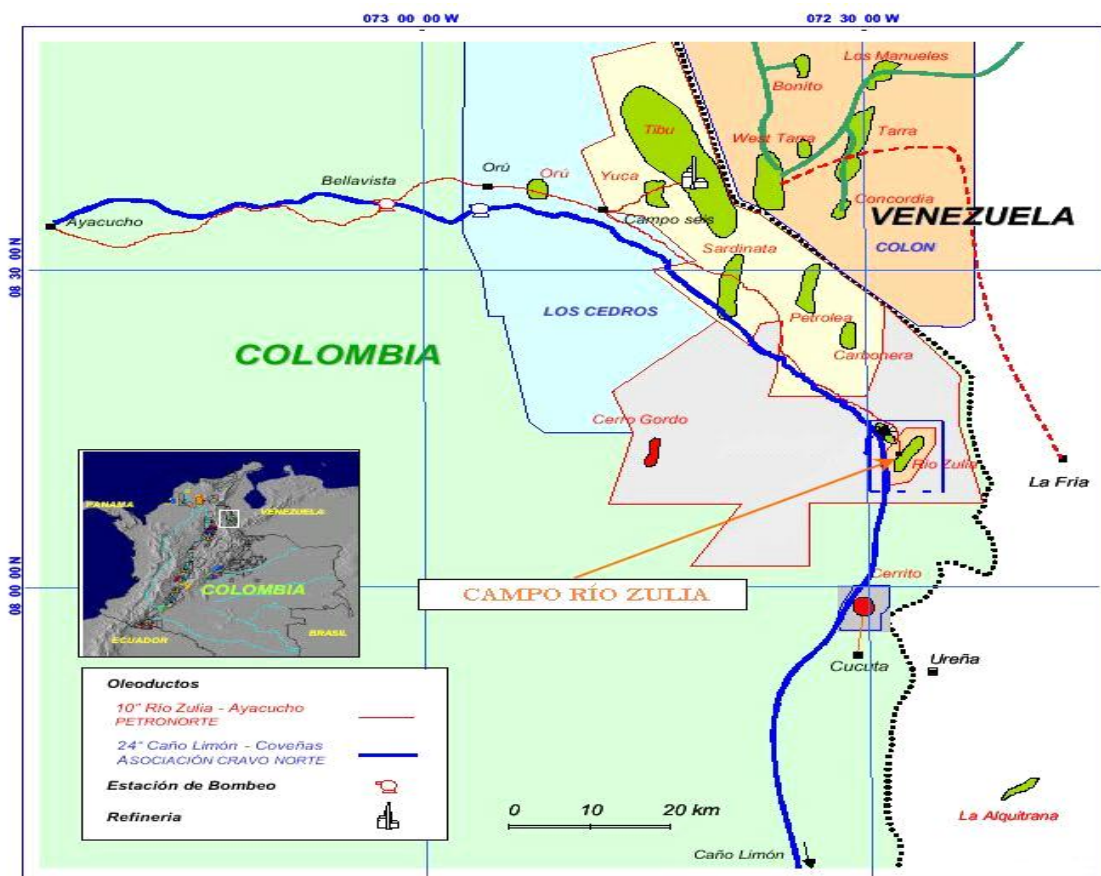
1. Describir el estado actual de las líneas de distribución mediante ayuda del simulador hysys.
2. Identificar los puntos críticos a intervenir del sistema hidráulico analizado mediante análisis de resultados de la simulación con hysys.
3. Establecer las opciones de mejora a realizar en los puntos críticos identificados del sistema hidráulico.
4. Establecer una evaluación económica de los cambios planteados, en el sistema hidráulico.

4. MARCO TEÓRICO

El Campo Río Zulia se encuentra localizado 45 km al norte de la ciudad de Cúcuta en el Departamento de Norte de Santander, Cuenca del Catatumbo, que a su vez hace parte de la Cuenca de Maracaibo en Venezuela (Figura 1).

La región del Catatumbo está situada al Suroeste de la Cuenca del Maracaibo cuyos límites son: al Oeste la Serranía del Perijá, al Oriente la Serranía de Mérida, al Norte con el Río de Oro y la frontera con Venezuela y al Sur con los Andes de Mérida y el Macizo de Santander.

Figura 2. Localización Geográfica Campo Río Zulia



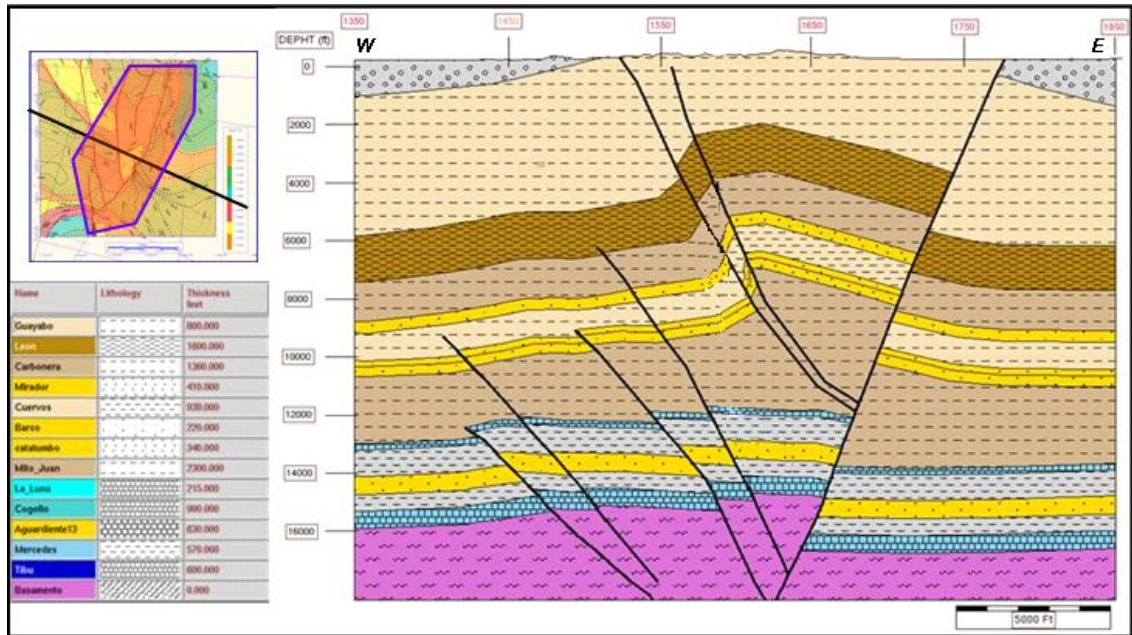
El Campo de Río Zulia está localizado en el extremo sudoeste de la Cuenca de Maracaibo. Los límites sur y oeste de esta cuenca están formados por la Cordillera de Mérida y la Serranía de Perijá, respectivamente. Geológicamente el Campo de Río Zulia está en el extremo sur del cinturón plegado del Piedemonte de dicha serranía.

El Campo Río Zulia tiene un área en superficie de 25 km cuadrados, distribuidos así: 7.2 km en dirección Norte – Sur y 3.45 km en dirección Este – Oeste. La estructura del Campo Río Zulia es un anticlinal asimétrico, limitado por dos fallas inversas asociadas a una Estructura de Flor Positiva y en su parte más alta se localizan la mayor cantidad de pozos. Es una estructura con muy poca expresión en superficie en la cual aflora únicamente la Formación Guayabo.

El área del Campo Río Zulia se caracteriza por el tectonismo compresivo, dirección preferencial Sur-oeste a Noreste con sectores afectados por fallas inversas formando cabalgamientos o Thrust.

Las fallas que limitan el Campo al Oeste y al Este tienen una alta probabilidad de ser sellantes. Así mismo, cualquier falla que afecte a la serie de Mirador ha de tener más de 200 pies de salto para que sea sellante.

Figura 3. Estructura Campo Río Zulia

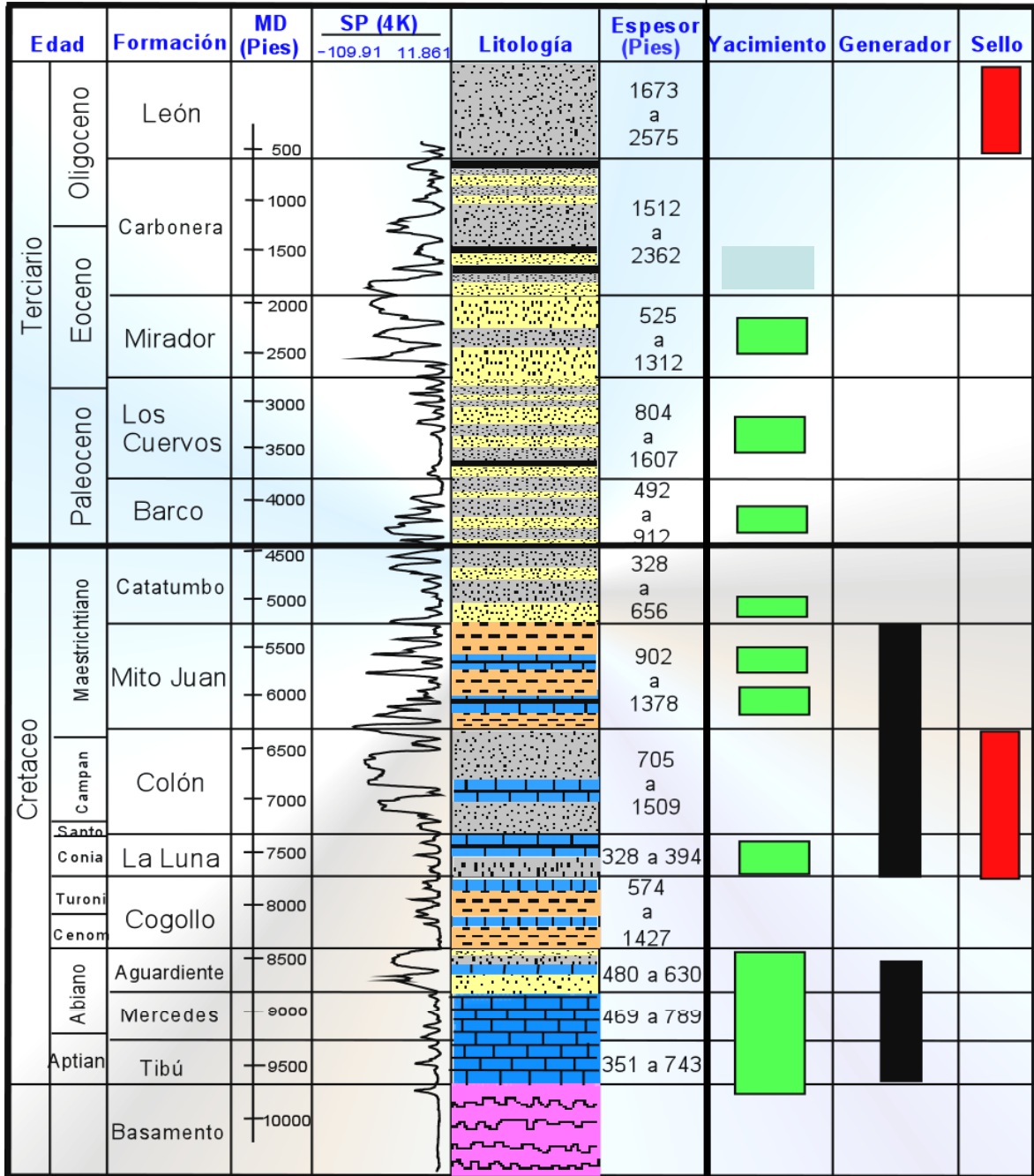


Fuente: Informe de oportunidades incrementales para la formación Barco en las áreas adyacentes al Campo Río Zulia, Manuel Montt, abril de 2003.

El desarrollo del Campo se inició en 1964 y han sido perforados 39 pozos (2 de estos pozos con sidetrack) de los cuales siete resultaron secos (adicionalmente, uno de los sidetrack resultó seco).

Las principales rocas almacenadoras en Río Zulia son areniscas del Terciario Inferior (Paleoceno y Eoceno) de las formaciones Carbonera, Mirador, Los Cuervos y Barco. Las mayores reservas se encuentran en las areniscas de la Formación Mirador de edad Eoceno, las cuales han contribuido con el 97% de la producción acumulada; la cual se encuentra ubicada a una profundidad media de 5600 pies y produce bajo empuje de agua activo. La máxima tasa de producción del Campo, 36,750 BOPD, se alcanzó en el año 1966. Figura 3. Columna Estratigráfica generalizada de la Cuenca del Catatumbo (Modificada de Exxon. 1994).

Figura 4. Estudio de Caracterización y Simulación, Campo Río Zulia. Formación Mirador. Santafé de Bogotá, abril de 1996.



El crudo Campo Zulia, es de color verde, base parafínica de 41° API; la emulsión actual es inversa debido a las altas producciones de agua asociada y los bajos volúmenes de aceite. El agua asociada es fresca, básica con baja dureza y alta temperatura (150 °F @ 14.7 psia).

- **Aceite:** **41 ° API**
 Gravedad específica: 0.82 @ 60 °F
 Viscosidad: 5 – 7 cP @ 60 °F

- **Agua:** **Gravedad específica:** 1.012 @ 60 °F
 Viscosidad: 0.85 cP @ 60 °F

- **Gas:** Los componentes del gas producido en el campo Río Zulia se pueden observar a continuación en la Tabla N° 1.

Tabla 1. Componentes del gas del Campo Río Zulia.

COMPONENTES	
C1	70,03
C2	13,039
C3	8,527
IC4	1,8
NC4	2,304
IC5	0,642
NC5	0,429
C6+	0,017
O2	0,101
N2	1,774
H2	0
CO	0
CO2	1,337
H2S	0
Total	100

Fuente: ECOPETROL

El petróleo y en si los hidrocarburos no tienen las mismas características. Hay diferentes tipos de crudo y sus propiedades físicas son diferentes. Esto implica

que dependiendo del tipo de crudo que se tenga en el yacimiento (es decir, no es lo mismo producir un aceite negro que un aceite volátil), se necesitarán diferentes equipos para extraerlo y por lo tanto facilidades de producción específicas. Es muy importante tener en cuenta esto, ya que estas propiedades tienen influencia en el factor económico y es necesario que el ingeniero las conozca para no tener margen de error al producir el fluido.

El transporte de materiales peligrosos, incluidos los hidrocarburos por tubería, es practicado desde hace varias décadas, por ofrecer seguridad en el traslado y manipulación de estas sustancias, representa una posible respuesta a preocupaciones actuales para mejorar la eficiencia energética. Estos están diseñados ampliamente para permitir el acceso a la energía a todos, a un costo razonable y de conformidad con el medio ambiente. Este modo de transporte eficiente de la energía no produce emisiones a la atmósfera, el agua, el suelo y hace poco impacto fuera del período de trabajo.

Sin embargo sus métodos de implementación son aún poco conocidos, ya que además de hidrocarburos, los ductos son un medio de transporte que puede ser utilizado para el transporte de alimentos generando un impacto positivo no solo en materia económica sino ambiental, realizando esta tarea de un modo más eficiente y rápido que los actualmente utilizados. Así pues los ductos representan una forma útil que debe ser considerada para otros usos, no solo el relacionado con el transporte de hidrocarburos, pues la masificación de la implementación de estos sistemas podría llegar a ser una solución de fondo al grave problema de emisiones de carbono que el mismo sistema ha masificado.

ESTACIONES Son las instalaciones que forman parte de un ducto y estas pueden clasificarse en: estaciones de bombeo, estaciones reductoras de presión y estaciones de recepción.

Estaciones de bombeo. Son instalaciones que impulsan el producto a través de la tubería con ayuda de los grupos motobombas, entregándole energía hidráulica a las estaciones anterior y posterior a ella.

Estaciones reductoras de presión. Son las instalaciones de un ducto que tienen como finalidad disminuir la presión del producto por medio de válvulas reductoras de presión.

Estación reductora y de recepción. Son las instalaciones que funcionan como una reductora de presión y de recepción, disminuyendo la presión de llegada del producto y procediéndose a la recepción de los mismos en los tanques de almacenamiento, pueden funcionar como estaciones de bombeo y de recepción, impulsando o recibiendo el producto en la forma que se estime conveniente, e inclusive funcionando esta instalación como una estación inicial o de cabecera.

Tubería de Línea. Está formado por una serie de tuberías soldadas entre si cuya unión da la respectiva línea que une las estaciones de bombeo, de recepción y los depósitos. A través de ésta circula el producto que es transportado. El transporte por ductos es el transporte de mercancías a través de una tubería. Más comúnmente, los líquidos y gases son enviados, pero existen tubos neumáticos que utilizan aire comprimido, los cuales pueden transportar cápsulas sólidas.

Efecto de la caída de presión de los fluidos incompresibles en tuberías

El transporte de un líquido a través de una tubería viene acompañado de una pérdida de energía disponible, denominada comúnmente como caída de presión o pérdida de carga, resultado de la resistencia que presenta un fluido en movimiento cuando entra en contacto con la superficie interna de la tubería. Esta pérdida de carga se manifiesta como una disminución de la presión en el sentido del flujo.

La caída de presión excesiva perjudica considerablemente a la tubería y a la bomba. El fenómeno que más frecuentemente se presenta es el golpe de ariete. Esta descarga dinámica de presión resulta cuando en un instante toda la energía en movimiento se transforma en un aumento de presión, debido a que el flujo se detiene repentinamente por el cierre de una válvula. Los golpes de ariete por presión pueden ser lo suficientemente grandes para romper la carcasa de una bomba o reventar las tuberías, por lo tanto es recomendable considerar la caída de presión excesiva durante el dimensionamiento de tuberías.

También existen otras caídas de presión presentes en el trayecto de las tuberías que se manifiestan como una pérdida de energía adicional al sistema, tales como: válvulas, accesorios, medidores de flujo o equipos. Es por ello, que se debe tener especial cuidado cuando se proponen trayectorias preliminares para un sistema de bombeo, ya que se debe evitar el uso excesivo de accesorios, diferencias de altura y cambios de dirección, con la finalidad de evitar caídas de presión excesivas que perjudiquen al sistema y se vean reflejadas posteriormente en los costos de mantenimiento.

Para cuestiones prácticas durante el transporte de líquidos se considera como límite máximo recomendado una caída de presión de 2 psi por cada 100 ft, de longitud de tubería (2 psi/100 ft), con la finalidad de proporcionar una condición de servicio adecuada para la tubería y la bomba.

En cuanto a los gases y líquidos, sustancias químicamente estables se pueden enviar a través de un sistema de ductos. Por lo tanto las tuberías para aguas residuales, lodo, agua, o incluso de cerveza existen, pero sin duda los más valiosos son los destinados al transporte de petróleo crudo y productos refinados de petróleo como combustibles: el petróleo (oleoducto), el gas natural (red de gas), y los biocombustibles. Este tipo de transporte es mucho más veloz (de 1 a 6

metros por segundo). Sin embargo, en la mayoría de los casos, todavía se utilizan barcos petroleros para este fin, por sus altos costos de construcción y tecnificación.

Para tal fin la simulación de Procesos. “Simulación es la imitación de la operación de un proceso del mundo real o de un sistema en el tiempo” o definido de otra forma, la simulación es una técnica, donde un modelo, tal como una hoja de cálculo, es iterado con diferentes valores de entrada, con la intención de conseguir una completa representación de todos los escenarios que podrían ocurrir en una situación incierta.

Desventajas para principiantes, la simulación de procesos les puede parecer muy difícil y tienden a desanimarse cuando no obtienen los resultados esperados. Son necesarias mucha paciencia y persistencia, además, si el profesional empieza a familiarizarse con estas herramientas desde los primeros cursos de una forma gradual, en asignaturas avanzadas se pueden obtener resultados satisfactorios.

El simulador de procesos tiende a ser visto como una caja negra si no se conocen los modelos de cálculos que el simulador utiliza y si no se estudian previamente a su uso los conceptos y algoritmos necesarios para resolver el problema en cuestión, que para reducir esta tendencia, los conceptos teóricos y de este modo, lograr que una vez el profesional se enfrente a la simulación, entienda qué métodos o cálculos fueron llevados a cabo.

HYSYS es un programa de simulación de procesos con el cual se tiene la facilidad de simular cualquier proceso de extracción, refinación o producción que se requiera en una planta, por esto es uno de los simuladores más usados en las industrias petroquímicas a nivel mundial. HYSYS es un simulador bastante completo y relativamente fácil de usar, contiene una gran variedad de

componentes, ecuaciones y propiedades termodinámicas, unidades, herramientas de procesos, entre otros, lo cual favorece y facilita en muchos aspectos la labor de diseño y optimización de procesos.

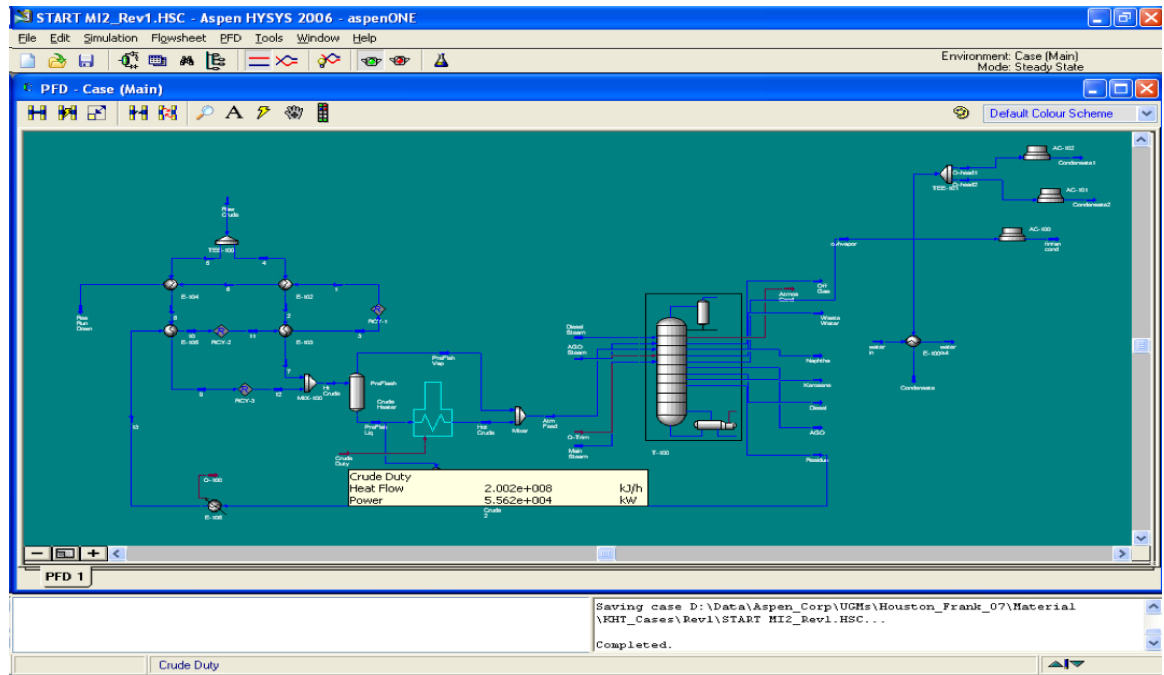
Con este programa de simulación es posible diseñar o establecer el funcionamiento de casi cualquier equipo o unidad de proceso en la industria, pronosticar el comportamiento de equipos como compresores, bombas, turbinas, intercambiadores de calor, unidades de destilación, separadores, reactores, mezcladores y muchos otros con la finalidad de maximizar la eficiencia de la planta. Por esto es posible dentro de la industria petrolera o gasífera, simular unidades complejas como de destilación de crudo, al vacío, craqueo catalítico, reformación, alquilación, tratamiento de aguas, producción de aminas, coquización, compresión, obtención de lubricantes, etc.

El uso de simuladores como HYSYS produce beneficios importantes en una planta; la exactitud que estos programas logran en la simulación de un proceso permite optimizar el proceso, reducir costos de instalación y operación, hacer pruebas de rediseño en el proceso y mejorar al máximo el producto final.

Componentes de la Simulación. Al iniciar un caso nuevo en HYSYS, se mostrará una ventana llamada simulation basis manager, donde se encuentra un cuadro llamado lista de componentes (component lists), en la cual se debe suministrar todos los componentes químicos que se van a manipular en la simulación. En el momento de introducirlos en la tabla, aparecerá una lista con muchos componentes químicos que se utilizan en la industria, en orden alfabético, de manera de introducir los necesarios para la simulación. También se pueden importar componentes utilizados o calculados en alguna otra simulación o crear un componente químico hipotético especificando sus características.

Utilizando el simulador HYSYS. Se realiza, también, un análisis de sensibilidad paramétrica para identificar las variables sensibles de operación para alcanzar las especificaciones de calidad del fluido y el medio de conducción.

Figura 5. Simulación de un proceso



Fuente: <http://simulacionprocesos.weebly.com/blog/software-de-simulacin-para-la-ingeniera-qumica>

HYSYS dispone de dos modelos para simular la dinámica de un reactor tubular. El primero tiene manipulación directa de la velocidad de transferencia de calor Q . El segundo utiliza un fluido de calentamiento o enfriamiento que intercambia calor con el fluido del proceso. El flujo del medio de enfriamiento es en paralelo y esta es la única opción para el patrón de flujo en el HYSYS. Si el reactor contiene catalizador, este puede incluirse en el modelo. Se supone que la temperatura del fluido del proceso es igual a la del empaque catalítico en todas las posiciones.

El tiempo de computador no es un factor crítico. Cuando la complejidad del proceso aumenta, el tiempo que se necesita para generar resultados se vuelve importante. En realidad, este factor limita el tamaño del proceso que puede manejarse prácticamente. Un modelo de N bloques se utiliza en todas las simulaciones discutidas.

Flujo de fluidos por tuberías.

A medida que un fluido fluye por un conducto, tubo o algún otro dispositivo (tuberías) ocurren pérdidas de energía debido a la fricción, al diámetro de la tubería y de igual manera debido a otros accesorios presentes en las líneas de flujo.

Tales energías traen como resultado una disminución de la presión entre dos puntos del sistema de flujo lo que hace que dichos sistemas sean creados tomando en cuenta las necesidades de transporte de los fluidos y los parámetros a los cuales deben abstenerse para dicha fabricación de las líneas de flujos.

Flujo Laminar. Es uno de los dos tipos principales de flujo en fluido. Se llama flujo laminar o corriente laminar, al tipo de movimiento de un fluido cuando éste es perfectamente ordenado, estratificado, suave, de manera que el fluido se mueve en láminas paralelas sin entremezclarse si la corriente tiene lugar entre dos planos paralelos, o en capas cilíndricas coaxiales como, por ejemplo la glicerina en un tubo de sección circular. Las capas no se mezclan entre sí. El mecanismo de transporte es exclusivamente molecular.

El manejo de los fluidos en superficie provenientes de un yacimiento de petróleo o gas, requieren de la aplicación de conceptos básicos relacionado con el flujo de fluidos en tuberías en sistemas sencillos y en red de tuberías, el uso de válvulas

accesorios y las técnicas necesarias para diseñar y especificar equipos utilizados en operaciones de superficie.

Se puede definir como la identificación y evaluación de los elementos que afectan el flujo de fluidos en el yacimiento a través de variables del sistema, tales como: Presión, Temperatura, Características y Tipos de Fluidos; así como, Fallas Geológicas Semipermeables, Impermeables ó Conductivas que en su momento afectan parcial ó totalmente la transmisibilidad en el medio poroso ó comuniquen otras estructuras.

Para proyectar instalaciones de transporte de fluidos, tanto si el flujo es a presión como en lámina libre, es preciso conocer : 1) la relación existente entre la pérdida de carga o la pendiente de la línea de energía y el caudal; 2) las características del fluido, y 3) la rugosidad y configuración de la tubería o canal. En esta sección se discuten algunas ecuaciones que relacionan dichos factores. Puesto que se supone que el lector está familiarizado con los fundamentos del flujo de fluidos, no se incluyen deducciones engorrosas y se presentan las ecuaciones sin discutir todas las limitaciones concernientes a su aplicación.

El gas natural es una mezcla de gases entre los que se encuentra en mayor proporción el metano; entre un 75 % y un 95 % del volumen total de la mezcla; el resto de los componentes son: etano, propano, butano, nitrógeno, dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, helio y argón.

Aunque existen yacimientos que proporcionan exclusivamente gas natural, éste se encuentra generalmente asociado al petróleo, y sale a la superficie junto a él cuando se perfora el pozo.

La máxima recuperación de los sustratos del yacimiento, a un costo mínimo y a una tasa conveniente, solo es posible a través del conocimiento previo de los límites y propiedades del yacimiento.

Las pruebas de pozo son de gran ayuda para predecir las propiedades de la formación. En ellas se evalúa el yacimiento por medio de técnicas que consisten en medir la respuesta a un cambio, en las condiciones de producción y/o inyección en función del tiempo. La medición se realiza a través de equipos especiales los cuales poseen, entre otros elementos, sensores de presión y temperatura colocados cercanos a la arena para medir la variación de varios parámetros con tiempo.

Una de las pruebas más conocidas es el Drill Stem Test (D.S.T.), que consiste en una completación temporal de un pozo con el objeto de tener información sobre los parámetros de yacimiento, composición de fluido de la formación y productividad del pozo bajo condiciones dinámicas.

Uno de los parámetros más importantes que se obtienen a través de éstas pruebas, es la presión del yacimiento, que es empleada en la realización del análisis nodal. Éste análisis es una herramienta que nos ayuda a simular y evaluar el flujo cerca del yacimiento; bien en el fondo del pozo, en el cabezal o en el separador. Finalmente, para la elaboración del informe, es necesario plantear una serie de objetivos que contribuirán a que la búsqueda de información cumpla una serie de necesidades que requieren una solución.

5. RECOPIACIÓN DE DATOS

Se ha investigado, de manera preliminar, artículos técnicos, capítulos de libros y recursos informáticos sobre la caracterización del sistema hidráulico utilizado para transporte de emulsiones (agua/crudo) desde la cabeza de pozo hasta los recipientes de almacenamiento utilizados por la empresa Ecopetrol, los mantenimientos realizados e inspecciones para verificar su vida útil en la operación. Con esto se pudo evidenciar las posibles técnicas aplicadas.

Se trabajó en el análisis de la información recopilada por medio de las consultas clasificadas realizadas sobre las características de los sistemas hidráulicos operados por la industria del petróleo, una vez identificado el sistema hidráulico de campo Rio Zulia se ha realizado la aplicación de una inspección con ayuda de un software especializado para determinar cuál es el estado real del sistema hidráulico y así se ha identificado los posibles puntos críticos a intervenir.

5.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROCESO SISTEMA HIDRÁULICO

En la estación GS-1, distante por carretera aproximadamente 4 kilómetros del área donde están ubicadas las oficinas administrativas y el taller de mantenimiento, se encuentran instalados los equipos de superficie requeridos para el levantamiento hidráulico de producción o estación de bombeo hidráulico KOBE.

Figura 6. Subestación GS 1



La estación GS1 es una **estación de recolección** la cual es atendida por un operador, quien realiza el recorrido a pozos y controla las variables de operación de la estación.

La estación se encuentra ubicada en el sector norte del campo Rio Zulia ubicado en el Departamento de Norte de Santander a 45 kilómetros del municipio de Cúcuta por la vía de acceso a Puerto Santander, en la vereda San Agustín de los Pozos del corregimiento de Buena Esperanza, allí se recibe la producción de cinco (5) pozos activos, cuatro (4) con sistema de levantamiento hidráulico (RZ-06, RZ-21, RZ-29 y RZ-31) y uno (1) con levantamiento gas lift (RZ-19); con el propósito de separarle la mayor cantidad de gas, agua y crudo, inyectarle químico y transferirlo a la estación principal para continuar con el proceso de separación y su almacenamiento.

En la estación se recibe en promedio 397 BOPD, con una producción bruta de 9000 BFPD (Barriles de fluido por día) aproximadamente. Para el manejo de esta

producción, en la estación se cuenta con un Manifold que recibe los fluidos de 5 pozos pertenecientes al Campo Rio Zulia, y los encausa por medio de los colectores, hacia la primera etapa de separación. En el siguiente cuadro se puede apreciar el sistema de producción, la gravedad API y la producción de aceite, agua y gas de cada uno de los pozos productores que llegan a esta subestación de recolección.

Cuadro 2. Pozos y Línea de Flujo de la Subestación GS-1

POZO	SISTEMA DE PRODUCCIÓN	°API	PRODUCCIÓN			LÍNEA DE FLUJO
			Crudo (BOPD)	Agua (BWPD)	Gas (KPCD)	Diám. (pulg)
RZ-06	Bombeo Hidráulico	41	84	52	5	4
RZ-19	Gas Lift	41	60	2360	60	4
RZ-21	Bombeo Hidráulico	41	45	932	2	4
RZ-29	Bombeo Hidráulico	41	121	1737	7	4
RZ-31	Bombeo Hidráulico	41	87	2811	19	4
PRODUCCIÓN TOTAL			397	7872	93	-----

Para el manejo de esta producción en esta estación se encuentran instalados tres (3) separadores horizontales: dos (2) de 4' x 15', que reciben la producción general, uno de éstos es el DRY el cual es horizontal trifásico pero está adecuado para funcionar como bifásico, y el WET el cual es horizontal trifásico y funciona como tal. El tercero es un (1) separador de prueba de 3' X 15', funciona como bifásico y recibe la producción del pozo que se encuentra a prueba.

Para ayudar a la separación, se cuenta con un sistema de inyección de químico por medio de los cual se suministra un rompedor de emulsión inversa en dos puntos específicos, el primero ubicado en el colector de general corriente arriba para así permitir la adecuada entre mezcla con los fluidos del reservorio antes de entrar al separador, y el segundo en la línea de transferencia de emulsión hacia la

estación principal, permitiendo la separación de las fases dentro del recorrido hasta la estación principal.

Desde esta estación salen dos (2) líneas paralelas hacia la estación Principal Zulia, una de 10" y otra de 6" de diámetro nominal, que transportan líquido (aceite/agua) y gas respectivamente hacia la segunda etapa de separación en la estación principal. Sin embargo el agua que logra separarse se dirige hacia el tanque de almacenamiento de agua (Kobe) del sistema de inyección para el levantamiento artificial por bombeo hidráulico. El tanque se encarga de recibir y almacenar el agua, para suministrarla a las bombas de succión.

Por último dentro de la estación se cuenta con un sistema contraincendios propio, conformado por: un tanque de almacenamiento de agua, una bomba con motor Diesel y todo un sistema de hidrantes adecuados y dispuestos para su uso en cualquier momento en que se presente una emergencia. Además, de extintores de polvo químico seco de tipo rodante y cuatro extintores portátiles.

5.2 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN

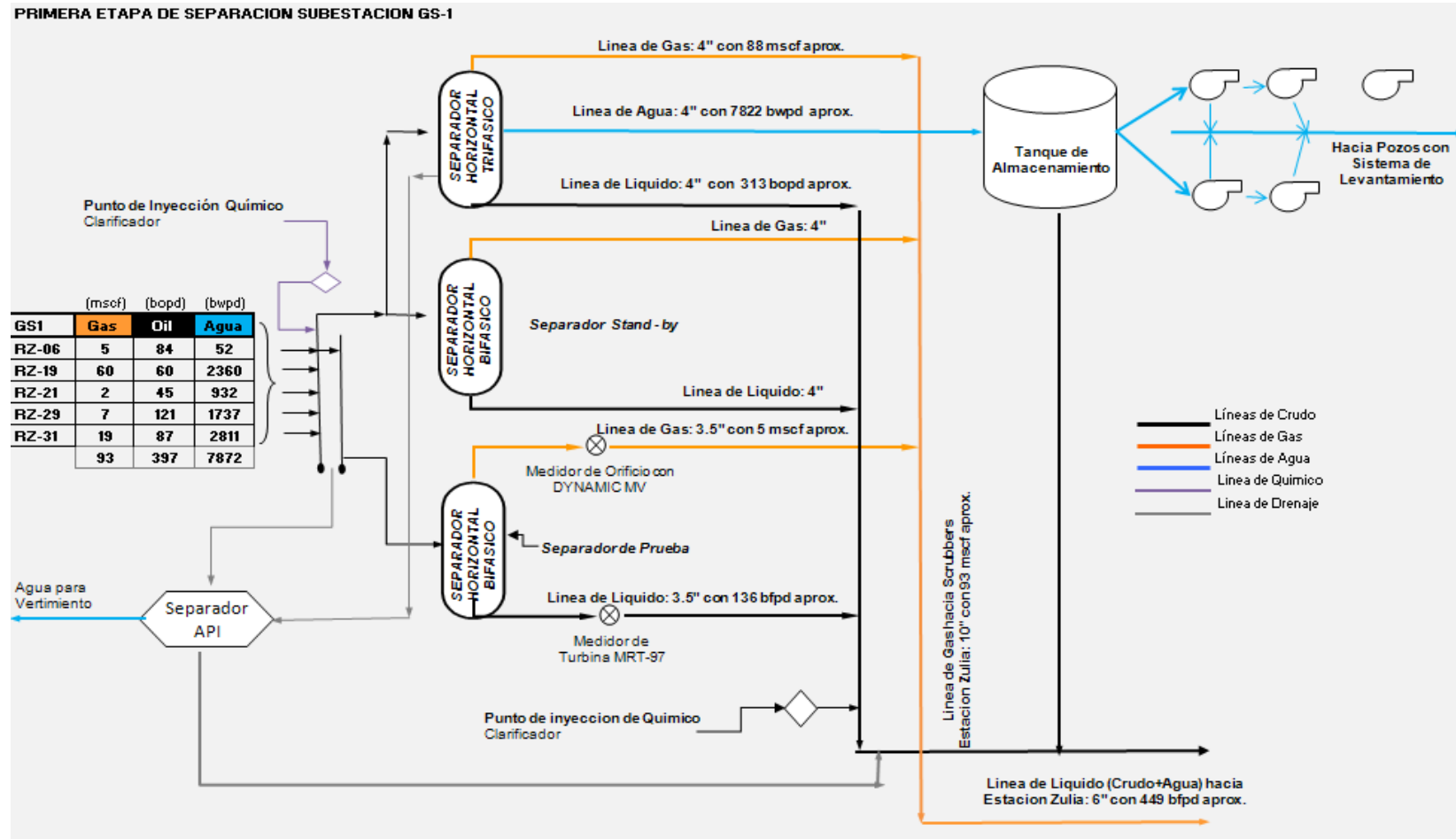
Los equipos que forman parte de esta estación son:

- Un (1) Manifold de color gris, que es el encargado de recibir la producción que llega de las redes, se encuentra conformado por un grupo de válvulas que direccionan al crudo, un colector general, un colector de prueba, un línea de excesos resultantes cuando se toman muestras y una línea de descarga de pozos.
- Dos (2) Separadores horizontales trifásicos (crudo-agua-gas) de color gris, ambos reciben la producción general; el primero funciona como trifásico

normalmente y el otro que a pesar de ser trifásico está adecuado para funcionar bifásico y se encuentra fuera de servicio debido a la baja producción que se recibe en la subestación.

- Dos (2) bombas de inyección de químico, las cuales son usadas para inyectar el químico rompedor de emulsión inversa (EC6402A Nalco) al crudo.
- Un (1) tanque de almacenamiento de agua de techo fijo de color azul, encargado de almacenar agua para suministro de las bombas Kobe.
- Cinco (4) Bombas triplex de color rojo, que reciben agua del tanque kobe para luego descargarlas a mayor presión hacia los pozos.
- Un (1) Separador API de dos cámaras, encargado de tratar el agua de producción y agua lluvia que a él llegan.
- Un (1) Sistema de contraincendios, con los equipos necesarios para cualquier emergencia dentro de la estación.

Figura 7. Sistema de Operación Estación GS-1



5.3 SISTEMA DE RECOLECCIÓN GS-1

Figura 8. Sistema de recolección



5.3.1 Proceso del Sistema de Recolección

El sistema de recolección, recibe la producción de los pozos productores (RZ-06, RZ-21, RZ-29, RZ-31 y RZ-19) que ingresan a la Estación GS1 mediante líneas de llegada individuales de diámetros de 4" y luego se reducen a 2" con temperatura y presión promedio de 125 °F y 90 psi.

El fluido que entra pasa por una trampa para raspadores, para recibir cualquier material que haya podido arrastrar la emulsión en su trayecto, luego pasa por una válvula de retención o cheque con la función de evitar el contra-flujo, es decir, garantizar que el flujo sea en la dirección de los pozos hacia el múltiple y no lo contrario; seguido, el fluido se pasa por una válvula de diafragma de cierre automático, que se activa de manera automática cuando se tienen problemas con los separadores o en las líneas.

Este múltiple cuenta con tres colectores principales, dos de 6" de diámetro que manejan la producción general y uno de 4" de diámetro para el pozo en prueba, cada colector tiene como función básica la recolección de la producción de un número determinado de pozos y enviarla hacia la zona de separadores, cada colector se dirige hacia un separador específico; en la salida de cada uno de éstos, hay boquillas para la inyección de químicos,

Además, en el múltiple se cuenta con redes de recolección que van a un colector de 3" de diámetro para excesos generados durante la toma de muestras de la producción de cada pozo y una línea de alivio de 3", donde se pueden descargar los pozos, ambas líneas se dirigen hacia el separador API de la estación.

Las tuberías de crudo, gas y agua, se encuentran debidamente señalizadas y diferenciando la dirección del flujo y el tipo de producto con los siguientes colores: Gris para la conducción de crudo, verde para agua, naranja para el gas y rosado para gas a tea (alivio). En las válvulas los colores representan el separador al cual abren o cierran el flujo; el color verde representa el separador Wet, horizontal trifásico, el negro representa el separador Dry horizontal trifásico pero que está adecuado para funcionar como bifásico y el Amarillo representa el separador de prueba bifásico horizontal.

Figura 9. Detalle distribución del Manifold



Proceso del Sistema de Inyección de Químicos.

Los rompedores de emulsión se aplican con el fin de ayudar a la separación de los fluidos, neutralizar la acción de los agentes emulsificantes presentes y de esta forma desestabilizar y romper la emulsión.

El sistema de inyección de químicos de la Estación GS1 está diseñado para suministrar un solo tipo de químico para el tratamiento del crudo y del agua asociada que se utiliza en el proceso de levantamiento hidráulico, el cual es rompedor de emulsión inversa el cual se encarga de ayudar a separar las partículas de crudo inmersas en el agua.

Tabla 2. Especificaciones Técnicas del Sistema de Inyección de químicos.

		Descripción	
Sistema de Inyección de Químicos	Químico	Cantidad	1
		Marca/Compañía	Nalco
		Nombre Comercial	EC6402A
		Tipo	Rompedor Inverso-Deolier
		Inflamabilidad	Leve
		Reactividad	Insignificante
	Tanque de almacenamiento de químico	Cantidad	1
		Capacidad (Gls)	260
		Material	Plástico
	Bombas de Inyección de Químico	Cantidad	2
		Tipo	Eléctrica
		Marca/Compañía	PULSATRON
		Presión Máxima	150
		Caudal Nominal (Gls/día)	1,2

5.4 SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA EN BOTTOM HOLE

Figura 10. Bombas Kobe GS 1



Figura 11. Sistema de inyección agua – kobe



5.4.1 Procesodel Sistema de inyección de Agua en Bottom Hole

El sistema de inyección de agua está conformado por el tanque de almacenamiento de 1.000 barriles de capacidad y un sistema de bombeo. La inyección de agua se hace de manera independiente para cada uno de los pozos que tienen sistema de levantamiento por bombeo hidráulico.

El tanque se encarga de recibir el agua retirada en el separador WET para su almacenamiento y posterior suministro a la succión de las bombas. El agua entra al tanque por una línea de 3" de diámetro, que cuenta con una válvula automática que permite o restringe el flujo de la misma, según la señal emitida por los controladores de nivel instalados en el tanque.

El tanque tiene una línea de salida de 3" de diámetro en la parte superior del tanque la cual va directamente hacia el separador API, por donde se pueden retirar las trazas o capas de crudo que no se pudieron retirar en la etapa de

separación. Esta línea es operada por medio de una válvula manual tipo compuerta.

El tanque abastece dos cabezales de 8" de diámetro que se encuentran conectados a la succión de las bombas. La descarga de las bombas cuenta con amortiguadores y conexión en manguera al colector de descarga de 12" de diámetro que abastece el sistema de conducción a pozos en 3" de diámetro.

De los cabezales de succión se alimenta el agua a las bombas, mediante 5 brazos por tubería de 2" de diámetro, cada uno de ellos cuenta con una válvula de bola ajustable manualmente, y al cabezal de descarga están conectadas cada una de las bombas por medio de líneas de 2" de diámetro y descargan por medio de una válvula de bola ajustable manualmente y una válvula check, para impedir que el fluido se devuelva.

El sistema de bombeo cuenta con cinco unidades, cuatro de las cuales se encuentran en funcionamiento y la otra como relevo. Las unidades de bombeo son triplex de desplazamiento positivo, cada una de las bombas inyecta 9600 BWPD a una presión de 2.800 psig para el suministro al sistema de bombeo hidráulico. Los motores de las unidades de bombeo funcionan con gas como combustible.

5.4.2 Operación en el sistema de Inyección de Agua

El sistema de inyección de agua para el sistema de levantamiento hidráulico es el paso más importante dentro de la estación GS1, por ende sus operaciones deben realizarse cuidadosamente siguiendo los siguientes pasos:

Arranque de la Bomba Kobe

Figura 12. Operación de Drenaje de crudo del tanque Kobe

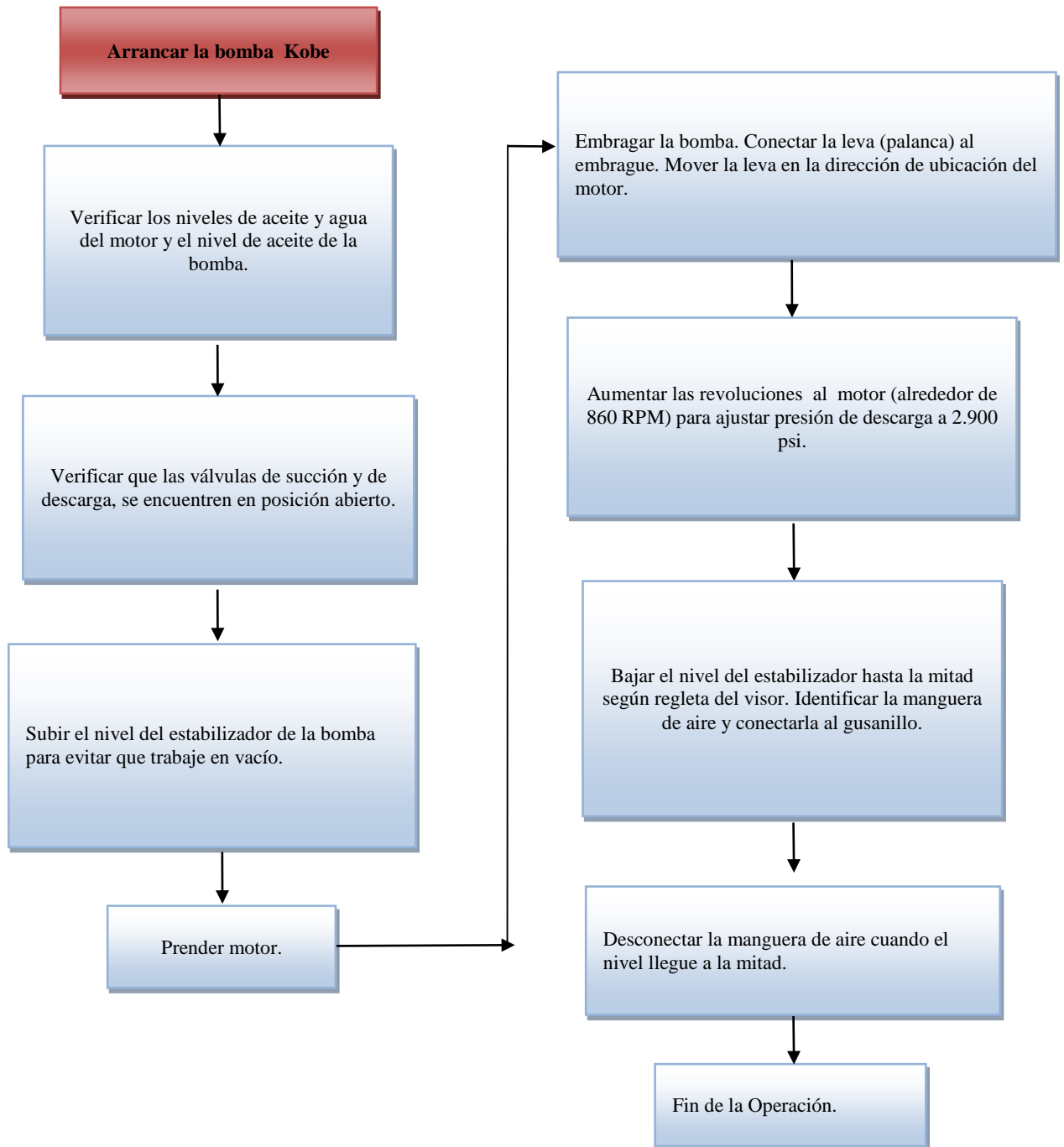


Figura 13. Especificaciones técnicas del Sistema de Inyección de Agua.

Sistemas de Operación		Descripción	
Sistema de inyección de agua	Tanque de Almacenamiento de agua	Cantidad	1
		Tipo	Techo Fijo
		Capacidad (bls)	1000
		Presión de Operación (psi)	14,7
		Temperatura de operación (psi)	85
	Bombas de Inyección de Agua	Cantidad	5
		Tipo	Triplex de desplazamiento positivo
		Caudal (bwpd)	9600
		Presión de Succión (psi)	35-45
		Presión de Descarga (psi)	2900

5.5. SISTEMA DE TRANSFERENCIA DE FLUIDOS

5.5.1 Proceso del sistema de transferencia

El sistema de transferencia está compuesto por las líneas de conducción de líquido y gas mediante las cuales se transfieren las corrientes obtenidas durante la primera etapa de separación en la subestación GS-1 hasta la estación principal del campo Río Zulia.

Figura 14. Salida de la Línea de Transferencia de Emulsión desde la GS-1 Rumbo a la Estación Principal.



La línea que conduce la emulsión (líquido) tiene 10" de diámetro, es de color gris y posee una longitud de 2,2 kilómetros.

5.5.2 Operación del sistema de transferencia

La emulsión proveniente de los separadores es enviada hacia la estación principal del campo Rio Zulia a través de una línea de 10" de diámetro, de color gris por medio de la válvula reguladora de líquidos ubicada a la salida de los separadores. A esta línea también llegan los fluidos recuperados de la Trampa API y son enviados hacia la estación principal para una segunda etapa de separación; esta línea de transferencia es operada por válvulas de tipo compuerta y mariposa.

5.6 SUBESTACIÓN GS-2

En la Estación GS1, el sistema de control automático se utiliza para controlar varios de los sistemas que en ella operan, como lo son: Sistema de separación, Sistema de depuración y en el tanque Kobe.

Figura 14. Estación GS 2



La estación GS-2 es una **estación de recolección** la cual es atendida por un operador, quien realiza el recorrido a pozos y controla las variables de operación de la estación.

Figura 15. Pozos y Línea de Flujo de la Subestación GS-2

POZO	SISTEMA DE PRODUCCIÓN	°API	PRODUCCIÓN			LÍNEA DE FLUJO	
			Crudo (BOPD)	Agua (BWPD)	Gas (KPCD)	Diám. (pulg)	Long. (m)
RZ-32	Bombeo Hidráulico	41	111	630	45	4	1510,0
RZ-33	Bombeo Hidráulico	41	41	959	39	4	1.013,9
RZ-28	Bombeo Hidráulico	41	70	930	42	4	1.400
RZ-03	Bombeo Hidráulico	41	37	973	39	4	2500
PRODUCCIÓN TOTAL			252	2900	165	-----	

La estación se encuentra ubicada en el sector norte del campo Rio Zulia ubicado en el Departamento de Norte de Santander a 45 kilómetros del municipio de Cúcuta por la vía de acceso a Puerto Santander, en la vereda San Agustín de los Pozos del corregimiento de Buena Esperanza, allí se recibe la producción de dos (2) pozos activos, con sistema de levantamiento hidráulico (RZ-03, RZ-28, RZ-32 y RZ-33, con el fin de separarle el gas, agua y crudo, inyectarle los químicos y transferirlo a la estación principal para continuar con el proceso de separación y su almacenamiento.

En la estación se recibe en promedio 476 BOPD, con una producción bruta de 13.239 BFPD. Para el manejo de la producción, en la estación se cuenta con un Manifold que recibe los fluidos de 2 pozos pertenecientes a Campo Rio Zulia y los encausa por medio de los colectores, hacia la primera etapa de separación. En el siguiente cuadro se puede apreciar el sistema de producción, la gravedad API y la producción de aceite, agua y gas de cada uno de los pozos productores que llegan a esta subestación de recolección.

Para el manejo de esta producción en esta estación se encuentran instalados tres (3) separadores horizontales, dos (2) de 4' x 15', que reciben la producción general y uno (1) de 3' X 15 de prueba; Dos de los separadores están diseñados como separadores trifásicos, sin embargo, todos operan como bifásicos.

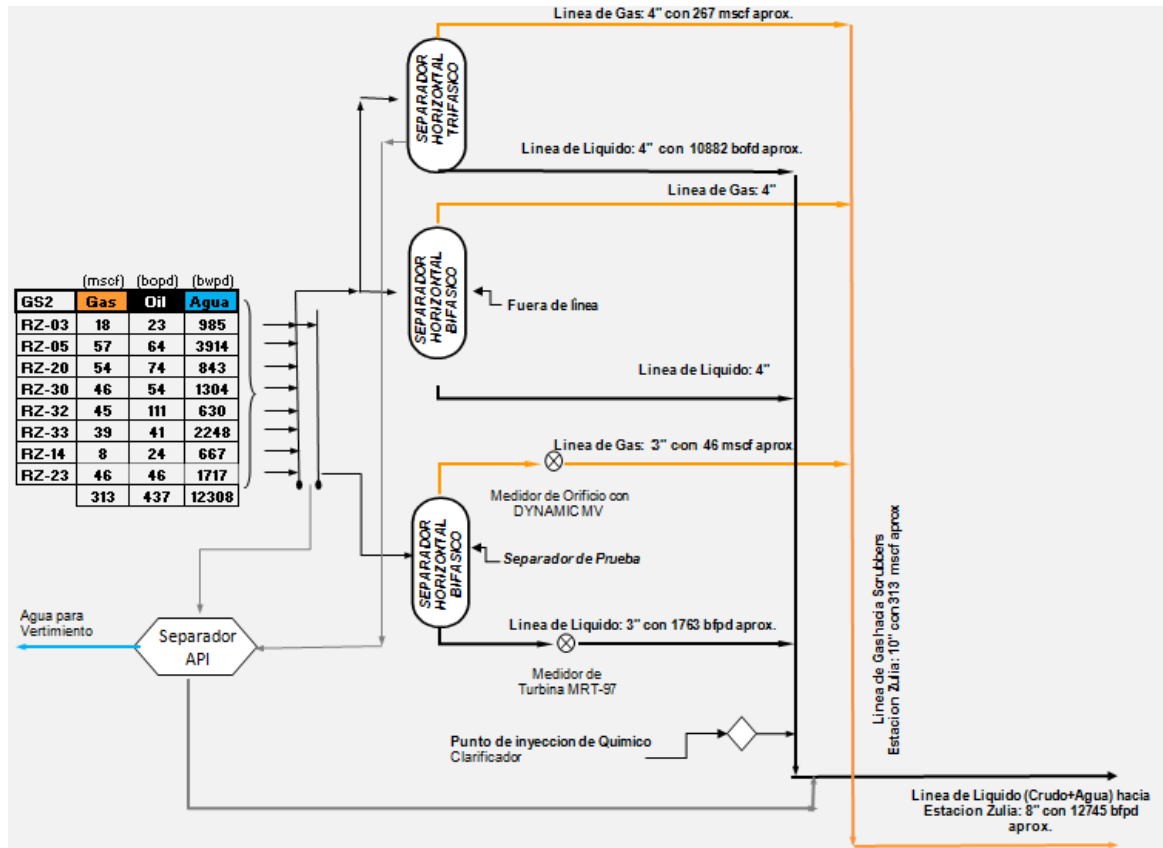
Para ayudar a la separación, se cuenta con un sistema de inyección de químico por medio de los cual se suministra un rompedor de emulsión inversa en un punto específico, este se encuentra ubicado en la línea de transferencia de emulsión hacia la estación principal, permitiendo la separación de las fases dentro del recorrido hasta la estación principal. .

Desde la estación salen dos (2) líneas paralelas hacia la estación principal Zulia, una de 10" y otra de 8" de diámetro nominal, que transportan gas y líquido (aceite/agua) respectivamente hacia la segunda y tercera etapa de separación que se llevan a cabo en la estación principal.

El sistema de drenaje de la estación canaliza las aguas lluvias y aguas aceitosas, provenientes de diferentes puntos, hacia el separador API, el cual separa el agua del aceite por diferencia de densidades. El agua que se separada aquí y el agua libre que se drena de los separadores, son enviadas hacia una piscina de tierra donde tendrán un proceso de oxidación y retención, para su posterior vertimiento, a corrientes de aguas naturales.

Por último dentro de la estación se cuenta con un sistema contraincendios propio, conformado por: un tanque de almacenamiento de agua, una bomba con motor Diesel y todo un sistema de hidrantes adecuados y dispuestos para su uso en cualquier momento en que se presente una emergencia. Además, de extintores de polvo químico seco de tipo rodante y cuatro extintores portátiles.

Figura 16. Diagrama de Flujo de la subestación Gs2



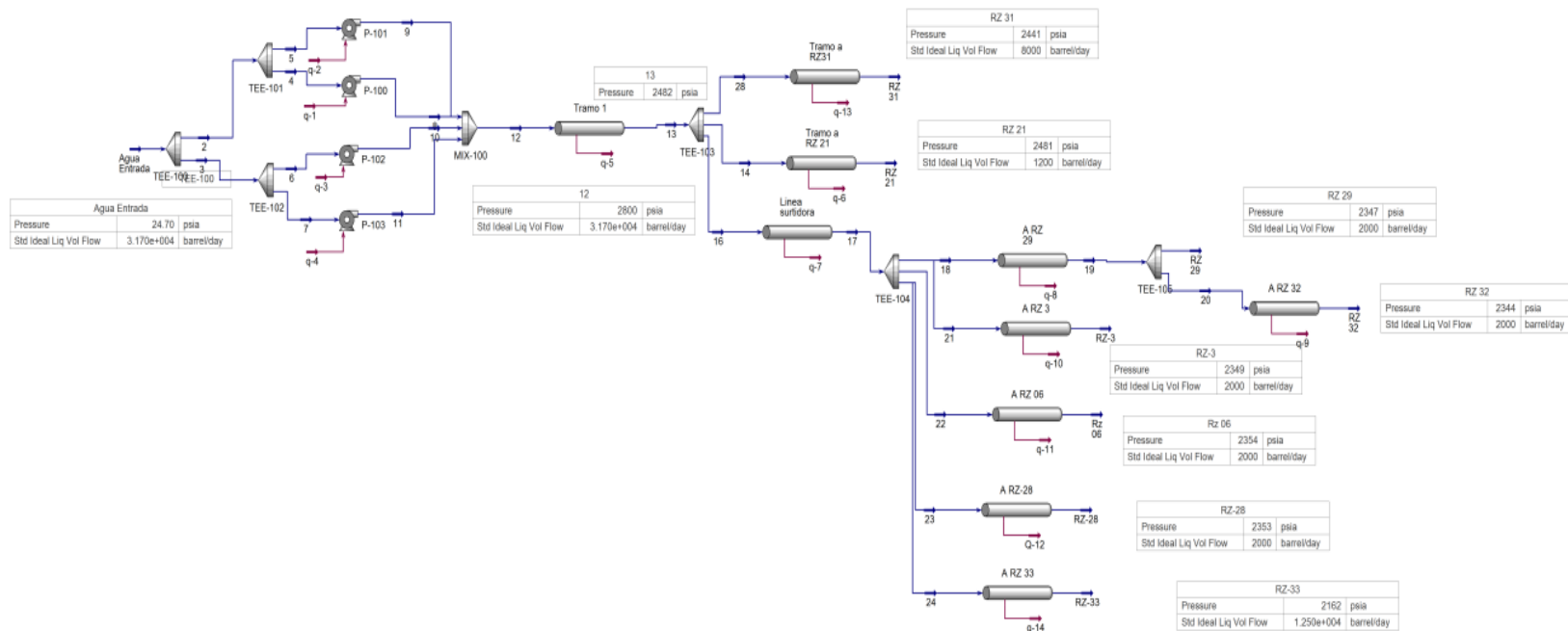
En la Subestación GS-2, distante por carretera aproximadamente 3 kilómetros del área donde están ubicadas las oficinas administrativas y el taller de mantenimiento, se encuentran instalados los equipos de superficie requeridos para el levantamiento hidráulico de producción.

Contigua al área de las oficinas administrativas y del taller de mantenimiento se cuenta con una estación central, donde operan los sistemas de separación, acumuladores de líquidos (Scrubber), separador de agua libre (FWKO), torre de enfriamiento de agua, sistema de tratamiento de agua residual aceitosa con separador API y laguna de oxidación.

6. MODELO CON HYSYS PARA REALIZAR LA EVALUACIÓN AL SISTEMA HIDRÁULICO EN EL CAMPO RIO ZULIA.

Se ha realizado evaluación hidráulica a ocho (8) pozos de las estaciones GS-1 y GS-2, el cual reciben inyección de agua de cuatro (4) bombas Kobe, como se muestra en la gráfica.

Figura 16. Diagrama de modelo con Hysys al sistema hidráulico GS-1 y GS-2



Ver archivo adjunto

7. SELECCIÓN PUNTOS CRÍTICOS

La experiencia en el diseño del tamaño de tuberías ha mostrado que para minimizar ruido, golpes de ariete, erosión, los depósitos de sólidos y caídas de presión, se debe tener un límite de velocidad del fluido a través de la línea.

El RP-14E establece que la velocidad de flujo, para líquidos monofásicos, no debe exceder de 15 pies / segundo a la rata máxima de flujo y que en la mayoría de los casos prácticos de flujo de agua, una velocidad de flujo de 3 a 5 pies / segundo es suficiente para minimizar los depósitos de sólidos y caídas de presión.

La ecuación utilizada generalmente es:

$$V = 0.012 Q/d^2 \quad (1)$$

Donde:

V = Velocidad promedio del líquido, pies / segundo

Q = Flujo total de agua, barriles por día

d = Diámetro interno de la tubería, pulgadas

7.1 NÚMERO DE REYNOLDS

El número de Reynolds es un parámetro adimensional que sirve para determinar si el flujo es tipo laminar o turbulento.

Por sus experimentos con diferentes fluidos y tamaños de tuberías, Reynolds desarrolló una expresión que se conoce como el número de Reynolds y se expresa:

$$Re = \frac{2214*9*sg}{\mu*d} \quad (2)$$

Donde:

q = Flujo, barriles por hora

sg = Gravedad específica del fluido

μ = Viscosidad del fluido, centipoises

d = Diámetro interno de la tubería, pulgadas

2214 Constante obtenida por conversión de unidades

Para números de Reynolds superiores a 4.000, las condiciones de flujo son del tipo turbulento y pueden establecerse factores de rozamiento definitivos, que dependen del número de Reynolds y del tipo de pared de la tubería. Esto es importante, ya que permite determinar las características del flujo de cualquier fluido que se mueva por una tubería, suponiendo conocidas la viscosidad y la densidad en las condiciones del flujo.

Para valores menores de 2100 el flujo es de tipo laminar.

7.2 OPORTUNIDADES DE MEJORA

Se ha Identificado Infraestructura hidráulica básica, equipo e instrumentos de medición y control de la instalación con objetividad, para lo cual se hará una descripción en el que se construya cuáles son los posibles puntos críticos del sistema hidráulico que requiere intervención, con el fin de aplicar un programa de mantenimiento específico en el sistema hidráulico analizado.

7.3 CAÍDAS DE PRESIÓN

Con el fin de definir la tubería apropiada para el sistema de succión, se determinan las caídas de presión para los dos posibles diámetros.

La Tabla 5 presenta los valores de pérdidas de presión para diversos flujos de agua en las tuberías seleccionadas.

Tabla 3. Caída de presión en tubería de acero, Cédula 40

CAUDAL		CAIDA DE PRESION (por 1000 metros de tubería)			
(barriles/día)	Pie/seg	VELOCIDAD (Pie/seg.)	CAIDA DE PRESION (psi)	VELOCIDAD (Pie/seg.)	CAIDA DE PRESION (Psi)
		4"		6"	
12000	0.7800	8.9	95.8	3.9	13.3
10000	0.6500	7.4	66.5	3.2	9.2
8000	0.5200	5.9	42.6	2.6	5.9
7000	0.4550	5.2	32.6	2.3	4.5
6000	0.3900	4.4	24.0	1.9	2.0
5000	0.3250	3.7	16.6	1.6	1.9
4000	0.2600	3.0	10.7	1.3	1.5
2000	0.1300	1.5	2.7	0.6	0.4

7.4 CARGA NETA POSITIVA DE SUCCIÓN

En esta sección se analiza la cabeza neta positiva de succión, NPSHD, para el sistema propuesto de reubicación de las bombas KOBE.

Para obtener el NPSHD, se consideran, las siguientes condiciones de operación:

Fluido: Agua

Temperatura: 140° F

Presión de vapor: 7 pies mínimo

Tanque: Abierto

Altura de/agua: 16 pies

Tubería de succión

- a) 20 m de tubería de 4", manejo de 8000 bpd, pérdida de 0.80 psi
- b) 6 m de tubería de 10" manejo de 4000 bpd, pérdida de 0.01 psi
- c) 9 m de tubería de 3" manejo de 2900 bpd, pérdida de 0.20 psi

El cálculo del NPSHD, utilizando la ecuación (7.1) a la entrada de la bomba centrífuga es: $NPSHD = 33 + 16 - 3 - 7 = 39$ pies de agua (16,8 psia)

7.5 ESPESOR DE TUBERÍAS

Después de seleccionar el diámetro interior apropiado, es necesario escoger una tubería con suficiente espesor para que pueda soportar la presión interna. Hay diferentes estándares usados para calcular el espesor requerido de una tubería.

7.6 CABEZA DE ACELERACIÓN

La bomba centrífuga provee presión a la succión de la bomba recíproca KOBE, lo cual reducirá la carga de aceleración del sistema. Es posible que por esta razón, y porque el fluido manejado es agua, con poco contenido de gases, no se requiera del estabilizador de succión.

Si el estabilizador se mantiene de acuerdo con las normas del Hydraulic Institute, se reducirá la longitud efectiva de la tubería de succión, de la Ecuación (9), a alrededor de 10 diámetros del tubo, es decir, que con un tubo de succión de 10 pulgadas, sería de 100 pulgadas o sea 8.33 pies de longitud y esto daría una pérdida por carga de aceleración, menor a lo calculado con la longitud total.

El espesor de pared, especificado por ANSI 831-3, para una tubería dada se calcula por la ecuación:

$$t = \left[t_c + t_{th} + \frac{p \cdot d_o}{2(SE + PY)} \right] \left[\frac{100}{100 - T_{OI}} \right] \quad (3)$$

Donde:

t = Espesor de pared, pulgadas

t_c = Factor de corrosión

T_{th} = Factor de expansión

P = Presión interna de diseño, psi

d_o = Diámetro exterior, pulgadas

S = Esfuerzo de cedencia del material, psi

E = Factor de soldadura

Y = Factor de temperatura

T_{oi} = Factor de tolerancia

El espesor de pared especificado por ANSI B 31.8 para una dada tubería puede ser calculada por:

$$t = + \frac{p \cdot d_o}{2(FETS)} \quad (4)$$

Donde:

T = Espesor de pared, pulgadas

P = Presión Interna de diseño, psi

d_o = Diámetro externo, pulgada

S = Esfuerzo de cedencia del material, psi

F = Factor de construcción

E = Factor de soldadura

T = Factor de temperatura

7.7 PÉRDIDAS DE PRESIÓN

El flujo de los fluidos en tuberías está siempre acompañado de rozamiento de las partículas del fluido entre si y, consecuentemente, por la pérdida de energía disponible. En otras palabras, existe una pérdida de presión en el sentido de flujo.

La ecuación general de la pérdida de presión, es conocida como la fórmula de DARCY y se expresa así:

$$\Delta P = \frac{P f L V^2}{144 D 2 g c} \quad (5)$$

Donde:

ρ = Densidad del fluido, lb /pie³

f = Factor de fricción, adimensional

L = Longitud de la tubería, pies

D = Diámetro interno de la tubería, pies

g_c = Aceleración de la gravedad, pies /seg²

Δp = Caída de presión, psi

La ecuación (5) permite obtener la pérdida de presión debido al rozamiento y se aplica a tubería de diámetro constante por la que pasa un fluido cuya densidad permanece razonablemente constante, a través de una tubería recta, ya sea horizontal, vertical o inclinada; y se recomienda para agua, con preferencia sobre otras ecuaciones empíricas.

7.8 VELOCIDAD DE FLUJO

El API RP 14E recomienda que en lo posible las líneas de succión y descarga de las bombas deben ser lo más cortas posibles y que su diámetro sea una o dos veces mayor que el diámetro de entrada o salida de la bomba; pero que en definitiva el tamaño debe seleccionarse con base en el análisis de costo de la tubería.

En la Tabla 6 se presentan los parámetros típicos de velocidad de flujo dados por el API RP 14E, para determinar el tamaño preliminar de las líneas de succión y descarga para diferentes tipos de bombas.

Tabla 4. Velocidades típicas de flujo para diferentes tipos de bomba

TIPO DE BOMBA	VELOCIDAD EN LA SUCCIÓN (pies /seg.)	VELOCIDAD EN LA DESCARGA (pies / seg.)
Bombas reciprocantes:		
Velocidad hasta 250 rpm	2	6
Velocidad 251 – 330 rpm	1-1/2	4-1/2
Velocidad 330 + rpm	1	3
Bombas centrifugas	2-3	6-9

En la Tabla 7 se presentan los valores dados por el API RP 14E, para la velocidad de flujo en tuberías de diferentes diámetro y de acuerdo con volumen a manejar.

Tabla 5. Velocidad de flujo de acuerdo con el diámetro y volumen

Caudal (barriles / día)	Diámetro de tubería				
	3"	4"	6"	8"	10"
12000	>14	>8	>3	<3	<2
10000	>8	>7	3	<3	<1.5
8000	>10	>5	<3	<3	<1
7000	10	>5	<3	<1.5	<1
6000	>7	>4	<2	<1.5	<0.8
5000	>6	>4	<2	<1	<0.6
4000	>5	<3	<2	<1	<0.5
2000	>3	<2	<1	<0.5	<0.5

Desde el punto de vista de velocidad de flujo, el análisis de los datos de la tabla anterior indica que las tuberías más apropiadas para el manejo del flujo total son las de 4" y 6" NPS.

En la Tabla 8 se dan los valores calculados de la velocidad de flujo de agua, empleando la Ecuación (1), para diferentes diámetros de tuberías y tasas de flujo.

8. DISEÑO BÁSICO

8.1 DESCRIPCIÓN SISTEMA DE SUCCIÓN

Básicamente el sistema constará de:

- Línea de 4" DN para suministro de agua, desde el separador de agua libre hasta
- el tanque de almacenamiento.
- Tanque para almacenamiento de agua, soldado cilíndrico vertical, de techo cónico con capacidad de 1000 barriles, existente en la antigua estación.
- Línea de 4 U DN para conducir agua desde el tanque de almacenamiento hasta
- el múltiple de succión.
- Múltiple de succión de 10".
- Cuatro líneas de 3" NPS para alimentación de agua a las bombas.
- Cuatro bombas KOBE triplex de desplazamiento positivo instaladas dentro de la caseta de bombas,

8.2 OPCIÓN 1: USANDO TUBERÍA DE 4" OD

Esta opción evalúa la alternativa de hacer la conexión con tubería de 4", manejando el flujo total desde la sala de bombas (S.B.) hasta el pegue a la tubería del sistema existente de 4" OD en el cruce hacia el pozo RZ-32; y desde allí el flujo requerido por cada pozo en bombeo hidráulico KOBE.

8.3. OPCIÓN 2: USANDO TUBERÍA DE 6" NPS, CÉDULA 160

Esta opción evalúa la alternativa de hacer la conexión con tubería de 6", Cédula 160, manejando el flujo total desde la **sala de bombas (S.B.)** hasta el pegue a la tubería del sistema existente de 4" NPS en el cruce hacia el pozo **RZ-32**; y desde allí el flujo requerido por cada pozo en bombeo hidráulico KOBE.

9. PRESUPUESTO

Tabla 6. Materiales y Accesorios

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD (Unidad)	VALOR TOTAL (US\$)
1	Tubería de acero sin costura, 6" NPS, Sch 160, 0.719" de espesor, extremos biselados para soldar, doble rango.	2600 (Mts)	175.000
2	Tubería de acero sin costura, 4" NPS, Sch 40, 0.237" de espesor, extremos biselados para soldar, doble rango.	24 (Mts)	400
3	Tubería de acero sin costura, 3" NPS, Sch 160, 0.438" de espesor, extremos biselados para soldar, doble rango. (mts)	60 (Mts)	1.300
4	Tubería de acero sin costura, 2" NPS, Sch 160, 0.347" de espesor, extremos biselados para soldar, doble rango.	12 (Mts)	150
5	Válvula de compuerta de 4"x 150 ANSI Class, RF, FB, con flanches compañeros, espárragos y tuercas.	1 Unidad	3.850
6	Válvula de bola de 3" x 150 ANSI Class, RF, FB, con flanches compañeros, espárragos y tuercas. (Unidad)	4 Unidades	3.000
7	Válvula de bola de 2" x 3000 # WP, RTJ, FB, con flanches compañeros, espárragos y tuercas.	4 Unidades	7.000
8	Accesorios varios.	Global	3.800
	Total		195.500

NOTA: Para las tuberías se tomó un costo promedio de US \$ 0.45/libra.

Tabla 9. Mano de Obra

ITEM	DESCRIPCIÓN	VALOR TOTAL (US\$)
1	Interinteroría y supevisión con transporte	5.000
2	Instalación de tubería soldada de 6"NPS, Sch. 160	18.000
3	Instalación de otras tuberías y accesorios	1.500
4	Instalación de válvulas y cheques	500
5	Construcción e hincada de mamó "H"	1.500
6	Cruces de vías con tubería revestida	1.500
7	Obras civiles	4.500
8	Desmantelamiento, transporte e de líneas viejas	13.800
9	Calificación de soldadores y de procedimiento de soldadura	2.500
10	Inspección radiográfica de soldaduras	3.500
11	Prueba hidrostática	3.500
12	Pintura, limpieza de escombros y otros	2.000
	Total	15.800

10. CONCLUSIONES

La presente monografía, se basa en la evaluación del sistema hidráulico del campo Rio Zulia, con el fin de conocer, cuál es su estado real de operación y de antemano que posibles acciones de mejora sea viable a implementar en este sistema hidráulico, este informe de resultados será entregada a la Universidad Industrial de Santander como trabajo de grado para optar por el título de especialista en Producción de Hidrocarburos. Este documento escrito se ha elaborado a medida que el cronograma de actividades fue avanzando hasta culminar el cronograma planteado.

Los datos hallados de la evaluación mediante software hysys, permiten concluir que técnicamente el sistema hidráulico compuesto de las bombas del sistema KOBE, y líneas de inyección y producción, en el área disponible de las subestaciones y estación principal, es factible utilizando tubería de 6" NPS, Cédula 160 como línea de conducción de agua hasta el empalme con las líneas de 4" NPS existentes y presenta las siguientes ventajas:

La decisión de realizar los cambios dependerá de la evaluación financiera y requisitos legales, contractuales y sociales.

BIBLIOGRAFIA

BANKS, Jerry. (1998). Handbook of Simulation: Principles, Methodology, Advances, Applications, and Practice. New York: John Wiley & Sons. p. 849 (Classics in applied mathematics). ISBN 0471134031.

Behrenbruch, P., Dedigama T., "Clasificación y caracterización de los aceites crudos basados en las propiedades de destilación", Revista de la Ciencia del Petróleo e Ingeniería, 57, pp. 166- 180 de 2007.

BELL, John, FOGLER, Scout. (1995). The Investigation and Application of Virtual Reality as an Educational Tool. University of Michigan. Department of Chemical Engineering.150p.

CABRERA, José Libardo, IBÁÑEZ, Jeferson Steve. Manual de Operaciones Bateria Churuyaco. Tesis Universidad Surcolombiana. Neiva.180p.

JOSEPHSON, William. (2004). A self assessment of computer science education in Chemical Engineering curriculum. Tuskegee University. Chemical Engineering Department.)300p.

MORA, Marcela. (2005). Simulación de procesos industriales en ASPEN. Medellín: Universidad Eafit. 4 p.

PEREZ, Martha Ilce y CALDERON, Zuly. Orientaciones prácticas para la elaboración exitosa de trabajos de grado de ingeniería. División de publicaciones UIS. Universidad Industrial de Santander. 2011. Bucaramanga 191p.

SERRANO IÑÍGUEZ, Angela Julieth. DIAZ ARAUJO, Diana Marcela. Manual de Operaciones de la Bateria Tello. Tesis Universidad Surcolombiana. Neiva.200p.