

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI  
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA**



**Diseño de un sistema de inyección de anti-asfáltico  
para minimizar el taponamiento de los capilares de fondo en  
los pozos del Distrito Norte (PDVSA), estado Monagas**

**Realizado por:  
Br. Edinson Enrique Rodríguez Bastardo**

Trabajo de grado presentado ante la Universidad de Oriente como requisito parcial para optar al título de **INGENIERO QUÍMICO**.

Puerto La Cruz, Octubre de 2010

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI  
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA**



**Diseño de un sistema de inyección de anti-asfálténico  
para minimizar el taponamiento de los capilares de fondo en  
los pozos del Distrito Norte (PDVSA), estado Monagas**

**Asesor**

---

**Ing. Químico Luís Moreno**  
Asesor académico

Puerto La Cruz, Octubre de 2010

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI  
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA**



**Diseño de un sistema de inyección de anti-asfálténico  
para minimizar el taponamiento de los capilares de fondo en  
los pozos del Distrito Norte (PDVSA), estado Monagas**

***JURADO CALIFICADOR***

---

**Ing. Quím. Luis Moreno**  
Asesor Académico

---

**Ing. Quím. Yuvi Moreno, Esp.**  
Jurado principal

---

**Ing. Quím. Ronald Arias**  
Jurado principal

Puerto La Cruz, Octubre de 2010

## **RESOLUCIÓN**

De acuerdo al artículo 41 de Reglamento de Trabajos de Grado de la  
Universidad de Oriente

“Los trabajos de grado son de exclusiva propiedad de  
la universidad y solo podrán ser utilizados con el  
consentimiento del consejo de núcleo respectivo, quien lo  
participa al consejo universitario”

## DEDICATORIA

He alcanzado mi meta principal: graduarme de ingeniero químico; algo que pude lograr gracias a:

***A mi Dios todopoderoso***, por haberme dado la vida y la oportunidad de estudiar la carrera que quería, gracias por la sabiduría e inteligencia que me distes en toda esta travesía, se que sin ti nunca seré exitoso Gracias....!!!

***A mis Padre Ledia Bastardo y Omar Rodríguez***, por hacerme el hijo y el hombre que soy ahora, gracias por las buenas enseñanzas que me han dado, por su apoyo incondicional y por estar conmigo en la buenas y en la malas, los amo...!!!

***A mi abuela Maxima Bastardo***, por quererme y cuidarme tanto en toda mi vida gracias por la cosas buenas que me has enseñado y deseo que Dios te de larga vida para que estés conmigo por mucho tiempo mas, Te amo mi vieja...!!!

***A mis Hermanos Jean Carlos y Omar Rodríguez***, por ser como son y siempre estar cerca de mí, gracias le doy a dios por ustedes...!!!

***Edinson Enrique Rodríguez Bastardo***

## **AGRADECIMIENTOS**

**A DIOS**, por permitirme lograr mi meta y por siempre estar conmigo, siempre te amare Gracias...!!!!

**A MIS PADRES**, por haberme traído al mundo y por todas sus enseñanzas y el cariño que me han dado.

**A MI ABUELA**, por estar conmigo en toda mi vida t por entregarme todo tu cariño te quiero mucho..!!!!

**A MIS HERMANOS**, por siempre ayudarme en lo que pueden y por estar ahí a mi lado.

**A LA ILUSTRE UNIVERSIDAD DE ORIENTE**, por abrirme sus puertas y por darme todo el conocimiento que tengo ahora.

**AL PROFESOR LUIS MORENO**, por ofrecerme su ayuda y apoyo para alcanzar esta meta.

**A MIS JURADOS LOS PROFESORES YUVI MORENO Y RONALD ARIAS**, por toda la ayuda y el apoyo prestado en mi trabajo de tesis... Mil gracias...!!

**AL SR. GEOVANNY JOUBERT**, por su gran apoyo en mi tesis y por compartir sus conocimientos conmigo que sé que me serán de gran ayuda a lo largo de mi carrera.

**A LA SRA. VENUS ACEVEDO**, por darme la oportunidad que me brindó y gracias por todas las enseñanzas.

**AL SR. MARCELO RAMOS**, por toda su ayuda y apoyo brindado para culminar este trabajo.

**A TAMARA ESTANGA**, por tu amistad y por todo el apoyo que me brindaste para culminar esta meta.

**A TODOS LOS AMIGOS DE LA GERENCIA DE TECNOLOGIA**, por su apoyo y ayuda en mi tiempo que estuve con ustedes, Betzaida Marcano, Carmen Mata, Anyela Barrios, Carmen Casas, Jesús Padrón entre otros gracias...!!!

**A MIS AMIGOS DE LA UNIVERSIDAD**, por todos los momentos compartidos dentro y fuera de la universidad fueron unos de los mejores años de mi vida, gracias por el trabajo en equipo, las risas, los juegos y por el apoyo en los malos ratos, Oskarina Villarroel, Marina Marcano, Leonardo Rojas, Angelis Lezama, Orlando Cova, Yeselin Carrillo, Leonel Boutto, Carlos y Paola Cedeño, Simon Carrera entre otros disculpen si no están aquí pero siempre serán mis amigos se los quiere.

**A MIS AMIGOS DE PASANTIAS**, Livinel Guaita, Eudomar Gonzáles y Ricardo Loaiza, por su amistad y apoyo en ese poco de meses que estuvimos juntos y que seguiremos estando les deseo éxito a todos....!!!!

Y a todas las personas que no puede nombrar, pero le tengo mucho que agradecer.



## RESUMEN

En este trabajo se realizó un diseño de un sistema de inyección de anti-asfálténico para minimizar el taponamiento de los capilares de fondo en pozos del distrito norte (PDVSA), estado Monagas. Inicialmente, se identificaron todos los pozos que fueron completados con capilares en el distrito norte por medio de entrevistas al personal encargado en los diferentes campos de dicho distrito. Luego, se recopiló toda la información necesaria de los mismos como: producción, longitud del capilar, estado del capilar, etc; se propuso un sistema de inyección capaz de cumplir con las exigencias operacionales de cada pozo, en este punto se realizaron entrevistas con personal especializado para proponer que equipamiento debe tener y un sistema de control para el mismo; se calcularon las dimensiones de los equipos importantes como la bomba, tanque de almacenamiento y depurador, cabe destacar que este dimensionamiento fue personalizado para cada uno de los pozos según sus condiciones operacionales. Posteriormente, se utilizó el programa de redes de tubería Pipephase 9.1 para simular el sistema propuesto a las condiciones operacionales de cada pozo y por último, se hizo un estimado de costos para saber la rentabilidad económica del diseño propuesto mediante el programa de evaluaciones económicas Seeplus, el cual arrojó los siguientes resultados: valor presente neto (VPN) de 4.846.158 BsF (2.254.027 us \$) y una tasa interna de retorno (TIR) de 12%.

## CONTENIDO

RESOLUCIÓN .....	iv
DEDICATORIA .....	v
AGRADECIMIENTOS.....	vi
RESUMEN.....	ix
CONTENIDO .....	x
ÍNDICE DE TABLAS .....	xiv
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xvi
CAPÍTULO I.....	19
EL PROBLEMA.....	19
1.1 Descripción del área de estudio.....	19
1.2 Instalación de capilares a fondo de pozo.....	20
1.3 Planteamiento del problema .....	21
1.4 Objetivos .....	23
1.4.1 Objetivo General .....	23
1.4.2 Objetivos Específicos .....	23
CAPÍTULO II.....	25
MARCO TEÓRICO .....	25
2.1 Antecedentes .....	25
2.2 Asfaltenos en el crudo .....	26
2.3 Composición y estructura de los asfaltenos.....	26
2.4 Agregación y deposición de asfaltenos.....	31
2.5 Factores que promueven la precipitación de asfaltenos .....	33
2.5.1 Factores termodinámicos.....	34
2.5.2 Factores químicos .....	35
2.5.3 Factores eléctricos.....	37
2.5.4 Factores mecánicos.....	38

2.5.5	Otros factores: Partículas sólidas .....	38
2.6	Factores que no promueven la precipitación de los asfaltenos...	39
2.6.1	Uso de resinas como inhibidores de la precipitación de asfaltenos .....	40
2.6.2	Dispersantes de asfaltenos .....	41
2.7	Sistema de inyección de anti-asfalténico a fondo de pozo .....	43
2.7.1	Bombas, tipos y aplicaciones .....	43
2.7.2	Tanques de almacenamiento de líquidos .....	47
2.7.3	Sistema de filtración .....	50
2.7.3.1	Tipos de filtros hidráulicos .....	50
2.7.3.2	Componentes del sistema de filtración .....	51
2.8	Competición con capilares .....	54
2.8.1	Componentes más comunes en un sistema capilar .....	54
2.8.2	Procedimiento de prueba de presión del capilar antes de instalarlo en el pozo.....	57
2.9	Efecto de coriolis.....	57
2.10	Descripción del simulador numérico pipephase® 9.1 .....	59
CAPÍTULO III .....		61
DESARROLLO DEL TRABAJO .....		61
3.1	Estudio de la problemática de los capilares en los pozos del distrito norte.....	61
3.1.1	Problemas al momento de la instalación del capilar, posibles rupturas del mismo .....	61
3.1.2	Sólidos suspendidos en la química de inyección .....	63
3.1.3	Falla de la bomba dosificadora.....	64
3.1.4	Descuido en suplir el químico al sistema de inyección.....	66
3.1.5	Falla de las válvulas check en el mandril de inyección .....	66
3.2	Propuesta de un sistema de inyección de anti-asfalténico para fondo de pozo, capaz de vencer las altas presiones de fondo fluyente de los pozos en estudio.....	76
3.2.1	Fuente de poder .....	76

3.2.1.1 Información técnica de la pila térmica.....	78
3.2.2 Bomba de inyección .....	79
3.2.3 Tanque de almacenamiento .....	80
3.2.4 Medidor de nivel .....	81
3.2.5 Medidor de caudal.....	82
3.2.6 Manómetro .....	83
3.2.7 Filtro .....	84
3.2.8 Unidad de transmisión remota (RTU) <i>datasite</i> .....	85
3.2.9 Unidad de radio .....	86
3.2.10 Sistema de inyección de anti-asfálténico a fondo de pozo .	86
3.3 Cálculo de parámetros de diseño para la bomba dosificadora, el tanque de almacenamiento y depurador del sistema propuesto .....	89
3.3.1 Cálculo de la potencia del motor de la bomba mediante la ecuación de Bernoulli: .....	89
3.3.2 Cálculo de las dimensiones de los depuradores .....	96
3.4 Determinación de un sistema de control de proceso y su filosofía de operación para los equipos requeridos en la propuesta.....	107
3.5 Simulación del sistema diseñado a las condiciones operacionales de los pozos en estudio.....	109
3.6 Estimación de costo del sistema propuesto .....	111
CAPÍTULO IV.....	113
ANÁLISIS DE RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	113
4.1 Análisis de resultados .....	113
4.1.1 Identificación de los problemas operacionales en los capilares instalados en los pozos y sistemas de inyección.....	113
4.1.2 Resultados de los cálculos para la potencia de las bombas .....	114
4.1.3 Resultados de los cálculos para los depuradores del sistema de inyección.....	115
4.1.4 Tanque de almacenamiento .....	117
4.1.5 Simulación del sistema propuesto .....	118

4.1.6 Resultados del estimado económico del sistema de inyección	120
.....	120
4.2 Conclusiones .....	121
4.3 Recomendaciones. ....	122
BIBLIOGRAFÍA.....	124
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO.....	127

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Composición elemental de varios asfaltenos [3].	27
Tabla 2.2 Descripción de las partes del mandril de inyección que se muestra en la figura 2.11	56
Tabla 3.1 Datos de pozos completados con capilares en los campos El Carito y Pirital	71
Tabla 3.2 Datos de pozos completados con capilares en los campos El Furrial y Corozo	72
Tabla 3.3 Datos del pozo para el cálculo de la potencia de la bomba	92
Tabla 3.4 Especificaciones del anti-asfáltico	93
Tabla 3.5 Dimensiones del capilar de inyección	93
Tabla 3.6 Valores de coeficientes de pérdidas de los diferentes accesorios del sistema.	95
Tabla 3.7 Condiciones de Operación	98
Tabla 3.8 Condiciones del Líquido	98
Tabla 3.9 Condiciones del Gas	98
Tabla 3.10 Interpretación de los valores medidos por los instrumentos en campo.	108
Tabla. 3.11 Filosofía de operación del sistema propuesto	109
Tabla 4.1 Potencia requerida por el motor para inyectar el anti-asfáltico a fondo de pozo de los campos Carito y Pirital.	114
Tabla 4.2 Potencia requerida por el motor para inyectar el anti-asfáltico a fondo de pozo de los campos Furrial y Corozo.	115
Tabla 4.3 Dimensiones de los depuradores de los pozos en los campos Carito y Pirital.	116
Tabla 4.4 Dimensiones de los depuradores de los pozos en los campos Furrial y Corozo	116

Tabla 4.5 Cálculo de volumen para el tanque de almacenamiento..... 118

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Ubicación geográfica de los campos El Furrial, El Carito, Mulata y Santa Bárbara.....	20
Figura 2.1 Estructuras de algunos asfaltenos [3].....	28
Figura 2.2 Morfología de los asfaltenos extraídos del crudo Zuata; (a) muestra los asfaltenos precipitados por n-heptano; (b) muestra los asfaltenos precipitados por n-pentano; (c) y (d) muestran este mismo sólido una vez extraídas las resinas donde se pueden observar cavidades de cierta profundidad. [9].....	29
Figura 2.3 Fenómeno de agregación de asfaltenos.....	32
Figura 2.4 Fenómeno de agregación coloidal debido al incremento en la concentración de un solvente polar miscible (aromático) [3]. .....	36
Figura 2.5 Floculación y precipitación de asfaltenos debido a la adición de un solvente miscible no polar (parafina) [3]. .....	36
Figura 2.6 Fenómeno estérico coloidal debido al incremento en la concentración de parafinas [3].....	37
Figura 2.7 Deposición electrocinética [3] .....	38
Figura 2.9 Representación esquemática de una molécula de resina.....	40
Figura 2.10 <i>Nipple</i> de acoplamiento con el mandril de inyección. ....	55
Figura 2.11 Partes del mandril de inyección. ....	56
Figura 2.12 La tendencia del giro varía según el hemisferio considerado. ...	58
Figura 3.1 Química en óptimas condiciones y emulsionada [13].....	63
Figura 3.2 Calidad del químico. [13] .....	63
Figura 3.3 Diagrama del mandril de inyección con la válvula acoplada.....	65
Figura 3.4 Mandril de inyección acoplado con la válvula nueva sometida a 5.000 psi, vista desde cerca. ....	67



Figura 3.5 Válvula recuperada del pozo SBC-18E acoplada al mandril de inyección para el comienzo de la prueba. ....	67
Figura 3.6 Válvula recuperada sometida a 5.000 psi aplicado en la tubería de producción. ....	68
Figura 3.7 Diagrama del sistema de inyección de química actual. ....	73
Figura 3.8 Caja metálica que resguarda la bomba dosificadora para evitar el robo de la misma. ....	74
Figura 3.9 Tanque de almacenamiento de química. ....	75
Figura 3.10 (a) Entrada del capilar en el cabezal del pozo visto de frente; (b) La misma entrada vista de lado con acercamiento. ....	75
Figura 3.11 (a) Base al depurador conectado a la sarta de producción; (b) Parte superior del depurador donde se muestra la tubería de salida del gas limpio para suministrar la bomba ....	76
Figura 3.12 Características de una pila térmica. ....	77
Figura 3.13 Muestra una pila térmica ya instalada en campo. ....	79
Figura 3.14 (a) Muestra el Voltaje y amperaje entregados por la pila térmica; (b) Componentes internos de la pila térmica. ....	79
Figura 3.15 Bomba tipo pistón para inyección de química a fondo de pozo.	80
Figura 3.16 Diagrama de cómo funciona el medidor de nivel en el tanque de almacenamiento. ....	82
Figura 3.17 Arreglo para la instalación del medidor de caudal; a la derecha el medidor instalado en la tubería y la izquierda el procesador que entrega la medida. ....	83
Figura 3.18 Filtro tipo <i>strainer</i> del sistema integrado de inyección de anti-asfáltico. ....	84
Figura 3.19 Imagen de la unidad de transmisión remota Datasite. ....	86
Figura 3.20 Sistema de inyección de anti-asfáltico a fondo de pozo. ....	88

Figura 3.21 Diagrama del sistema propuesto. ....	90
Figura 3.22 Partes de un separador líquido-gas o depurador.....	97
Figura 3.23 Dimensiones recomendadas para separadores líquido-gas ....	104
Figura 3.24 Elementos del sistema de control para monitorear la inyección de anti-asfáltico.....	108
Figura 3.25 Modelo de la simulación de los pozos de estudio.....	110
Figura 3.26 Ventana para introducir los datos del proyecto a evaluar. ....	111
Figura 4.1 Gráfico de tasa interna de retorno. ....	120
Figura 4.2 Gráfico del valor presente neto.....	121

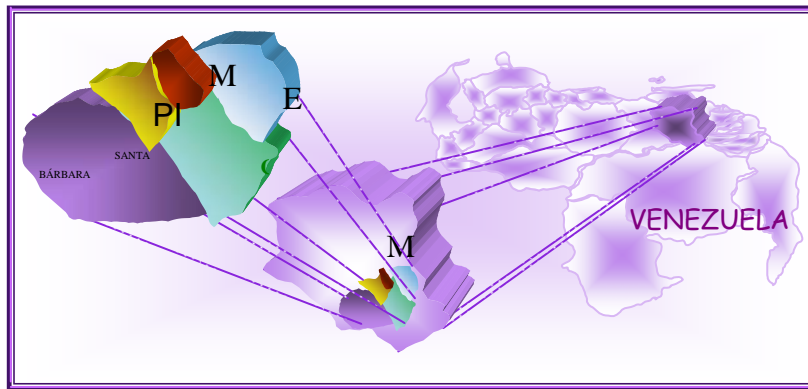
# **CAPÍTULO I**

## **EL PROBLEMA**

Actualmente el norte de Monagas es una de las áreas de producción de petróleo y gas con mayor potencial en Venezuela, ya que los yacimientos de esta zona tienen una producción elevada, y en su mayoría, el crudo que sale de estos pozos está dentro de las especificaciones de venta del mercado actual.

### **1.1 Descripción del área de estudio**

El campo El Furrial perteneciente a la unidad de explotación El Furrial se encuentra ubicado a 35 Kilómetros al Sur-Oeste de la ciudad de Maturín, los campos Mulata y Santa Bárbara pertenecientes a las unidades de Explotación El Carito y Piritál respectivamente, se localizan a 50 Kilómetros aproximadamente de la misma localidad (Figura 1.1). Estos campos están ubicados geográficamente en el flanco Norte de la Cuenca Oriental de Venezuela, limitan al Norte con la sección montañosa de la serranía del interior y central, al Sur con el Crantón de Guayana, al oeste con el Campo Tacáta en el estado Monagas y al Este con el límite de asignación PDVSA.



**Figura 1.1 Ubicación geográfica de los campos El Furrial, El Carito, Mulata y Santa Bárbara**

## 1.2 Instalación de capilares a fondo de pozo

Cuando se comenzaron a explotar los yacimientos del norte de Monagas en la década del 80, ninguno de los pozos presentaba problemas de taponamiento, pero a medida que fueron madurando los campos se fueron presentando problemas con precipitación de asfaltenos en algunos campos como El Carito, Pirital y El Furrial, debido a la pérdida de energía del yacimiento lo que conllevó a la disminución de presión del mismo, la cual ya está cerca al umbral de floculación de los asfaltenos contenidos en el crudo. Los problemas acarreados por el taponamiento con asfaltenos en fondo, cabezal y línea de flujo, han llevado a la pérdida de miles de barriles de crudo (producción diferida) y al gasto de miles de dólares asociados a la reactivación de un pozo taponado con herramienta de limpieza como el Coiled Tubing entre otras.

Para minimizar la precipitación de los asfaltenos se decidió instalar unos capilares de inyección de químico a fondo de pozo, para inyectar un inhibidor de precipitación de asfaltenos a gran profundidad, y así disminuir el taponamiento en fondo, cabezal y línea de flujo. Cabe destacar que no todos los pozos a los que se les instalaron capilar tienen problemas de

taponamiento, debido a que, al observar que la problemática iba en aumento, se decidió que de ahora en adelante todos los pozos deben ser completados con un capilar a manera de prevención para problemas futuros, y en muchos pozos el capilar nunca se puso en funcionamiento.

### **1.3 Planteamiento del problema**

La precipitación de asfaltenos es un problema que abarca todas las fases asociadas a la producción, transporte y procesamiento del petróleo. Entre las consecuencias que acarrearán se encuentran daños a la formación, obstrucción de pozos y tuberías de producción e instalaciones de superficie, bloqueo de líneas de transporte y columnas de separación, y desactivación de catalizadores en las etapas de refinación.

En la industria petrolera nacional, el fenómeno de precipitación de asfaltenos es un problema que se ha mantenido durante muchos años, y que se ha observado tanto en los yacimientos de occidente (campos de la Costa Bolívar, Urdaneta, Centro Lago y Ceuta) como del oriente del país (Acema, Nardo, Yopales, Musipán, Carito, El Furrial, etc.), con especial importancia en los yacimientos profundos del Norte de Monagas.

El origen de la problemática se debe a la presencia de los asfaltenos en el crudo, los cuales se encuentran en equilibrio micelar (se denomina micela a la asociación de moléculas de surfactantes, en este caso resina-asfaltenos) en el yacimiento a una presión y temperatura determinada. Debido a que los asfaltenos no son solubles en el crudo (se encuentran dispersos por efecto de las resinas que sí son solubles en el mismo), al comenzar la explotación del yacimiento la presión a la cual se encuentra sometido el crudo comienza

a disminuir provocando alteraciones en el equilibrio asfalteno-resina y como consecuencia desequilibrándolo. Si la presión se hace menor al umbral de floculación (valor mínimo de presión a la cual el agregado asfalteno-resina se encuentra estable en el crudo) entre 6.500-7.500 psi, los asfaltenos comienzan a flocular y luego a precipitar y pueden llegar a obstruir la tubería de producción, el cabezal del pozo y la línea de producción.

Para minimizar la precipitación de los asfaltenos por causa de la reducción de la presión se le agrega un inhibidor de precipitación de asfaltenos al crudo, que es un producto que aumenta la actividad protectora de las resinas naturales del crudo para que los asfaltenos no floculen y por ende no precipiten, comercialmente se les conoce como dispersantes de asfaltenos. Este dispersante se inyecta a fondo de pozo mediante la instalación de un capilar, que es un tubo delgado, en su mayoría de  $\frac{1}{2}$  ó  $\frac{1}{4}$  de pulgada, que va por afuera de la tubería de producción y se instala al momento de la completación del pozo y permite la inyección del anti-asfalteno a cierta distancia, por encima de la empacadura del pozo, lo cual evita la precipitación de los asfaltenos en la tubería de producción, cabezal y línea de producción.

El problema consiste en que los capilares se taponan, ¿cómo se obstruyen? Es una pregunta que tiene mucha incertidumbre actualmente, hay numerosas causas que pueden ocasionar esto, pero una de las más probables es la falla de los equipos de superficie (bomba de inyección) y mal funcionamiento de las válvulas de no retorno (válvulas check) del mandril de fondo.

Para la solución se propone diseñar un sistema de inyección de superficie más eficiente que el actual, el cual consiste en una bomba de pistón eléctrica, tanque de almacenamiento y un sistema de control automático que reporte al operador de forma inalámbrica a través de una unidad de transmisión remota (RTU por sus siglas en inglés) cualquier variación en las variables de control, dichas variables son la presión de descarga de la bomba, caudal de salida de la bomba y nivel del tanque de almacenamiento.

## **1.4 Objetivos**

### **1.4.1 Objetivo General**

Diseñar un sistema de inyección de anti-asfáltico para minimizar el taponamiento de los capilares de fondo en los pozos del distrito Norte (PDVSA), estado Monagas.

### **1.4.2 Objetivos Específicos**

1. Estudiar la problemática de los capilares en los pozos del Distrito Norte.
2. Proponer un sistema de inyección de anti-asfáltico para fondo de pozo, capaz de vencer las altas presiones de fondo fluyente de los pozos en estudio.
3. Calcular los parámetros de diseño para la bomba dosificadora, tanque de almacenamiento y depurador del sistema propuesto.

4. Determinar un sistema de control de proceso y su filosofía de operación para los equipos requeridos en la propuesta.
5. Simular el sistema diseñado a las condiciones operacionales de los pozos en estudio
6. Realizar un estimado de costos del sistema propuesto.



## **CAPÍTULO II**

### **MARCO TEÓRICO**

#### **2.1 Antecedentes**

Figueroa [1] 2001 evaluó un sistema de inyección de anti-asfáltico para prevenir y controlar la precipitación de los asfaltenos en pozos ubicados en el campo El Carito, dicho sistema fue diseñado para inyección en superficie, es decir, en el cabezal del pozo y así minimizar los taponamientos en las líneas de producción. La conclusión principal fue que la inyección de anti-asfáltico a un pozo es una herramienta eficaz para prevenir y controlar los taponamientos.

Ortiz [2] 2004 en este trabajo se hizo un estudio del comportamiento de la deposición de asfaltenos en los sistemas de producción que conforman las unidades de explotación El Carito y Piritál, donde observaron los distintos tipos de taponamiento que le pueden ocurrir a un pozo cuando el crudo que produce es asfáltico. Dicho estudio tuvo como conclusión principal que la caída de presión en el pozo es la causa principal en la floculación y precipitación de los asfaltenos.

La principal diferencia de los antecedentes citados, con respecto a este trabajo de tesis, es que este estudio se concentra en el taponamiento que ocurre en el fondo del pozo, es decir, en la tubería de producción, el cual es más difícil de prevenir y controlar por su ubicación y además, por su costo para solventar dicha condición.

## 2.2 Asfaltenos en el crudo

El petróleo en su estado natural es una mezcla de compuestos orgánicos de estructura variada y de pesos moleculares diferentes, lo cual lleva al diseño de métodos de análisis y procesamiento acorde con la complejidad del crudo y considerando los productos que se desea obtener. En general, es posible agrupar los constituyentes del petróleo en cuatro grupos orgánicos bien definidos, a saber: a) Saturados, b) Aromáticos, c) Resinas y d) Asfaltenos; este conjunto es conocido como SARA. El estudio de la fracción pesada del crudo (asfaltenos) se ha incrementado en los últimos años debido a los problemas que estos representan en los procesos producción y conversión.

A pesar de la diversidad de criterios que se adoptan al definir los asfaltenos, se ha llegado a un consenso al catalogarlos como la fracción de crudo soluble en tolueno (o benceno) e insoluble en un exceso de n–alcano (pentano o heptano). Los asfaltenos están constituidos principalmente por anillos aromáticos ligados con cadenas alquílicas y cicloalcanos, además de compuestos heterocíclicos que poseen N, S y O. Estudios recientes muestran que la relación C/H en los asfaltenos está por el orden de 1 : 1.1, así mismo aproximadamente el 40% del carbono presente, es aromático.

## 2.3 Composición y estructura de los asfaltenos

La estructura elemental de los asfaltenos es muy variada y depende del crudo del cual provienen. En la tabla 2.1 se muestra la composición promedio

de asfaltenos de varias partes del mundo, precipitados con n-pentano y n-heptano.

**Tabla 2.1 Composición elemental de varios asfaltenos [3].**

ORIGEN	AGENTE PRECIPITANTE	COMPOSICIÓN (% PESO)					RELACIÓN ATÓMICA			
		C	H	N	O	S	H/C	N/C	O/C	S/C
CANADA	n-pentano	79,5	8,1	1,2	3,8	7,5	1,21	0,013	0,036	0,035
	n-heptano	78,4	7,6	1,4	4,6	8,1	1,16	0,015	0,044	0,038
IRAN	n-pentano	83,4	7,5	1,4	2,3	5,1	1,07	0,014	0,021	0,022
	n-heptano	84,2	7,1	1,6	1,4	5,8	1,01	0,016	0,012	0,026
IRAQ	n-pentano	81,7	7,9	0,8	1,1	8,5	1,16	0,008	0,011	0,039
	n-heptano	80,7	7,1	0,9	1,5	9,8	1,06	0,011	0,014	0,046
KUWAIT	n-pentano	82,4	7,9	0,9	1,4	7,4	1,14	0,009	0,014	0,034
	n-heptano	82,1	7,3	1,1	1,9	7,8	1,07	0,011	0,017	0,036

Existe una significativa diferencia de los asfáltenos precipitados con n-heptano respecto a los precipitados con n-pentano, la relación H/C de los primeros es más baja, lo que indica su alto grado de aromaticidad. Las relaciones N/C, O/C y S/C son usualmente más altas en los asfaltenos precipitados con n-heptano, lo que se debe a la alta proporción de heteroátomos en esta fracción. En la tabla 2.1 se muestran las principales características de las fracciones asfálticas de C<sub>5</sub> (precipitados con n-pentano) y C<sub>7</sub> (precipitados con n-heptano) y su relación con el peso molecular [3].

El alto contenido de heteroátomos permite establecer ciertas similitudes entre los asfaltenos y el kerógeno (producto de la degradación de las materias orgánicas por microorganismos) hasta el punto de que una de las hipótesis que intentan explicar el origen de los asfaltenos los presentan como un estado de maduración intermedio entre el kerógeno y los hidrocarburos

livianos. Acevedo y colaboradores (2006) determinaron que todos los asfaltenos estudiados poseían relaciones C/H y N/C similares sin importar el crudo de donde provienen, lo que sugiere que pueden tener una composición relativamente definida. Con el incremento del peso molecular de la fracción de asfaltenos se incrementa también la aromaticidad y el número de heteroátomos. En general, se considera que la estructura de los asfaltenos consiste en un núcleo aromático condensado con cadenas alquílicas laterales y heteroátomos incorporados en muchas de las estructuras cíclicas; el sistema aromático condensado puede tener desde 4 hasta 20 anillos bencénicos. En la figura 2.1 se muestran las estructuras de algunos asfaltenos.

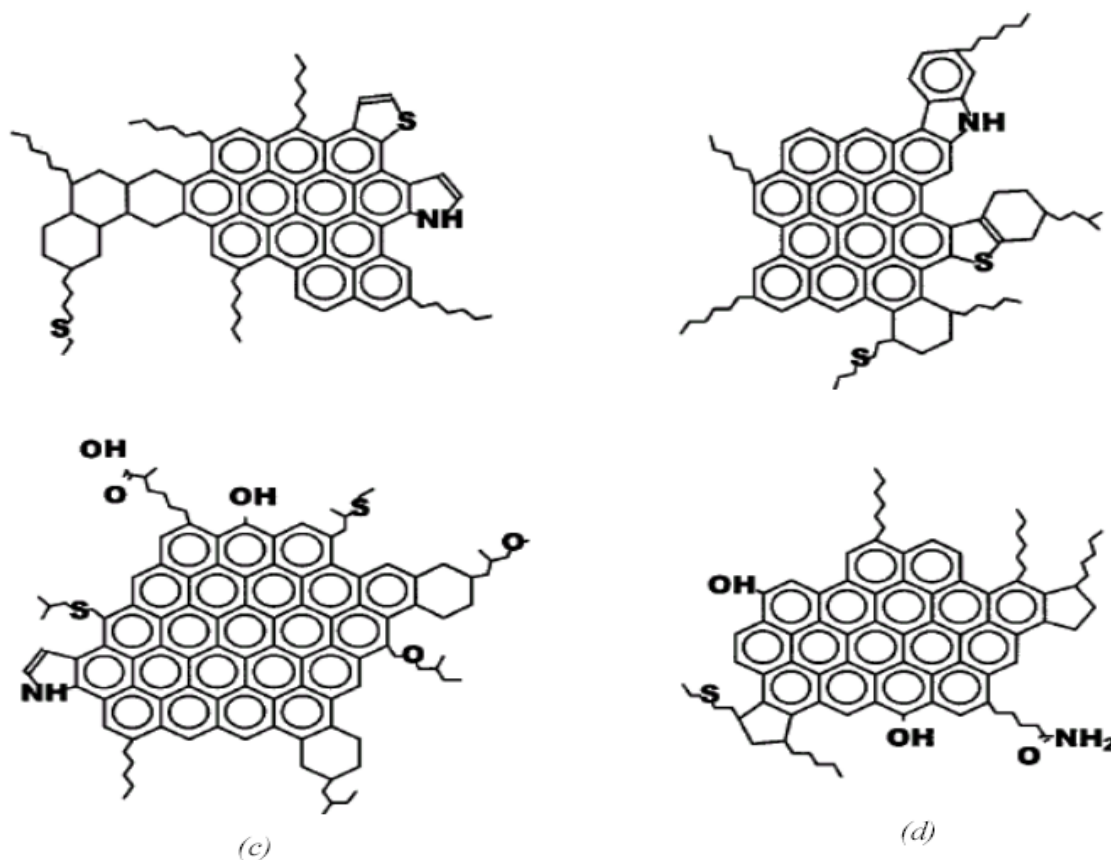
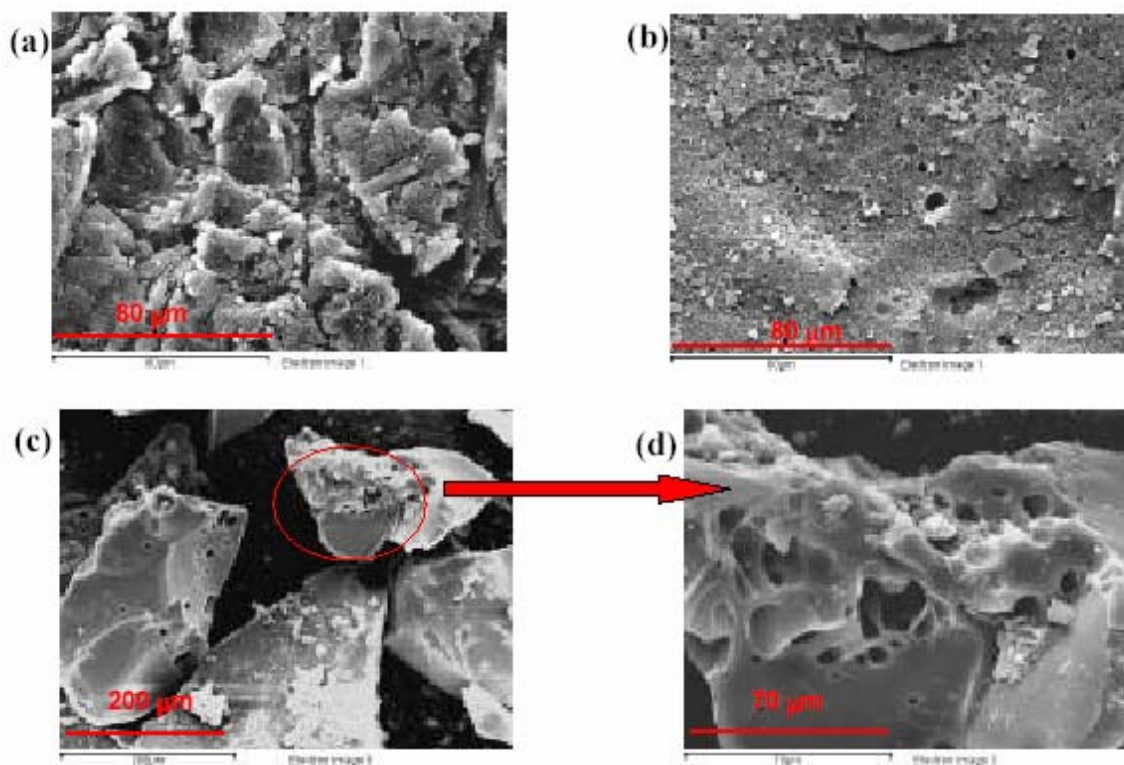


Figura 2.1 Estructuras de algunos asfaltenos [3]



**Figura 2.2 Morfología de los asfaltenos extraídos del crudo Zuata; (a) muestra los asfaltenos precipitados por n-heptano; (b) muestra los asfaltenos precipitados por n-pentano; (c) y (d) muestran este mismo sólido una vez extraídas las resinas donde se pueden observar cavidades de cierta profundidad. [9]**

La determinación de la estructura molecular de los asfaltenos se realiza mediante diversas técnicas analíticas, entre las más importantes se tiene difracción de rayos X, resonancia magnética nuclear, absorción óptica, espectroscopía molecular de fluorescencia, difracción de neutrones a pequeños ángulos, espectroscopía de masas, ultracentrifugación, microscopía de sonda de barrido, hidrogenación, oxidación, entre otras; los resultados de estas técnicas convergen para asfaltenos que contienen de 4 a 10 anillos aromáticos. Los diferentes tipos de heteroátomos presentes en los asfaltenos están organizados en grupos funcionales como: carboxilo, cetonas, aldehídos, benzotiofenos, dibenzotiofenos, naftenobenzotiofenos, sulfuros alquílicos, sulfuros alquil-arílicos y sulfuros arílicos. Los metales,

como níquel y vanadio, aunque han sido detectados en las fracciones asfálticas en cantidades importantes, son difíciles de integrar a la estructura del asfalto. Estos metales se encuentran comúnmente en las porfirinas, pero aún se desconoce si estas son parte o no de la estructura de los asfaltos [3].

Es difícil determinar la masa molecular promedio de un asfalto debido a la asociación entre las moléculas individuales. Las micelas de asfaltos, se aglomeran en forma de partículas ramificadas debido al precipitante introducido. Incluso en soluciones diluidas, los asfaltos tienden a asociarse; debido a esto, los resultados de las mediciones de los pesos moleculares de asfaltos aglomerados son muy diferentes al peso molecular de un solo asfalto. Sin embargo, estudios realizados empleando técnicas de depolarización fluorescente han demostrado que el peso molecular de una molécula de asfalto se encuentra entre valores de 500 a 1000, y un diámetro que oscila entre 10 y 20 Å [3].

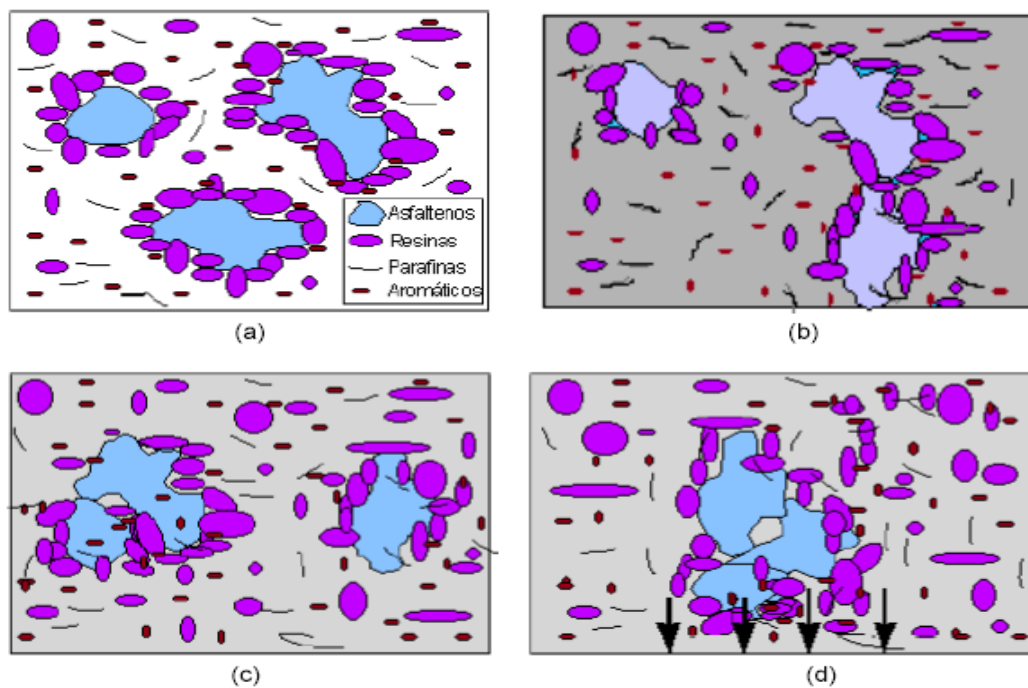
Las mediciones del peso molecular de los asfaltos han sugerido que las micelas de asfaltos forman aglomerados y esta asociación está en función de la polaridad del disolvente, de la concentración de asfaltos en el petróleo y de la temperatura para la cual las mediciones son hechas. También se ha establecido que el benceno (cuya constante dieléctrica es baja y su parámetro de solubilidad de disolvente es mínimo) no varía los pesos moleculares con el cambio de concentraciones asfálticas. El uso de disolventes altamente polares (parámetros de solubilidad altos), tales como la piridina, causan variaciones significativas en los pesos moleculares de los asfaltos [3].

## 2.4 Agregación y deposición de asfaltenos

Se presume que los asfaltenos, considerados como la fracción pesada del crudo, se encuentran en suspensión coloidal en el petróleo, debido a que la superficie de las partículas asfálticas, dispersas en una fase continua como es el aceite, se encuentra totalmente rodeada de resinas en forma micelar. Tales asfaltenos se difunden en el crudo siguiendo un movimiento aleatorio conocido como movimiento Browniano (figura 2.3 a)

Las resinas son las responsables de mantener separados a los asfaltenos manteniendo al sistema en estabilidad, debido a que la fuerza de repulsión electrostática es mayor que la fuerza de atracción de Van Der Waals. Sin embargo, si a este sistema en estabilidad coloidal se le inyecta un solvente ionizador (como n-pentano, tolueno, etc.) o existe alguna perturbación físico-química ocasionada en el campo petrolífero (como las que suceden en la producción de pozos), se provoca que la concentración de moléculas de resina cambie, ya que algunas resinas abandonan la micela, alterando la estabilidad de las partículas asfálticas suspendidas en el aceite y causando la debilitación de las fuerzas repulsivas, provocando una interacción mutua entre asfaltenos. Por lo tanto, cuando dos partículas de asfalto con movimiento Browniano presentan contacto en áreas libres de resina, quedan pegadas, formando un cúmulo asfáltico de dos partículas que se difundirá en el sistema, con la probabilidad de quedar pegado a otras partículas individuales o a otros agregados asfálticos de tamaño variable que se encuentren en el aceite (figura 2.3 b y c). A este fenómeno se le conoce como agregación. En otras palabras, la agregación es el proceso en el que las partículas individuales o cúmulos de partículas se adhieren a otras partículas de asfaltenos o cúmulos, haciendo que los agregados crezcan. [3]

Conforme el proceso de agregación transcurre en el tiempo, el número de partículas individuales y cúmulos asfálticos disminuye, debido a que se juntan para formar agregados más grandes y pesados. Además, elementos externos, tales como la gravedad, adsorción, etc., ocasionan que las partículas y agregados asfálticos tiendan a precipitarse hacia al fondo y a pegarse a las paredes de las tuberías. A este fenómeno se le conoce como deposición orgánica (figura 2.3 d).



**Figura 2.3 Fenómeno de agregación de asfaltenos**

En la figura se muestra:

- (a) Asfaltenos en estado coloidal, peptizados por resinas.
- (b) Después de inyectar un solvente ionizador (representado por el color gris), las resinas abandonan a los asfaltenos.
- (c) Si en su recorrido dos asfaltenos hacen contacto en áreas libres de resina, entonces quedan pegados formando cúmulos.



(d) Cuando el tamaño de los cúmulos aumenta se vuelven menos difusivos y pesados, y tienden a depositarse en el fondo [3].

Los parámetros que gobiernan la agregación de asfaltenos son la composición del petróleo, la temperatura y la presión en la que se encuentra el crudo. La alteración de alguno de estos parámetros provocará la inestabilidad del sistema, que se traducirá en agregación de asfaltenos y dará lugar a la formación de un material insoluble en el crudo líquido [3].

La composición del crudo se refiere a las características y concentración de asfaltenos y resinas, a la naturaleza de los componentes del petróleo excluyendo a los asfaltenos, y al tipo y proporción de solvente suministrado al crudo. La dilución del petróleo con un alcano ligero, tal como n-pentano, produce un crecimiento en la afinidad entre las resinas y los componentes del crudo sin incluir a los asfaltenos, lo que rompe el equilibrio del sistema. Entonces algunas resinas son removidas de la micela resina-asfalteno, dando lugar al fenómeno de agregación entre asfaltenos [3].

El efecto de energía libre de Gibbs es tal que algunas micelas de resina-asfalteno, que inicialmente se difunden en el espacio de manera independiente, debido a las altas densidades y presiones, se agregan formando grandes cúmulos al disminuir la presión y la densidad [3].

## **2.5 Factores que promueven la precipitación de asfaltenos**

Existen evidencias firmes de que los cambios de dispersabilidad de los asfaltenos en el crudo, y los cuales promueven su precipitación, se deben a alteraciones del balance termodinámico que mantiene a los coloides de aquellos en solución [3].

Los principales parámetros que controlan la dispersabilidad de los asfáltenos son la presión, temperatura y la composición del crudo. Por lo que cualquier acción de naturaleza química, eléctrica o mecánica, en el proceso de producción, que altere dicho parámetros, tiende a comprometer la dispersabilidad, ocasionando la floculación y precipitación de los asfáltenos en el crudo; de esta manera, este fenómeno puede originarse debido a los siguientes factores:

### **2.5.1 Factores termodinámicos**

La dispersabilidad molecular está particularmente influenciada por los cambios graduales en las variables operacionales más importantes del proceso de producción: la presión y la temperatura, los cuales son generalmente causados por la interacción del crudo con obstrucciones, tales como: válvulas de subsuelo, conexiones entre tuberías, y reductores, etc., que controlan la velocidad del flujo y, en consecuencia, la ocurrencia o no del fenómeno de precipitación.

#### **a) Efecto de la temperatura**

Cuando la temperatura del crudo disminuye el poder de solubilidad de los componentes del petróleo, sin considerar a los asfáltenos, también disminuye. Entonces algunas micelas resina-asfalteno se desestabilizan y se agregan entre ellas formando grandes cúmulos.

#### **b) Efecto de la presión**

Bajo condiciones isotérmicas, la disminución de la presión del crudo se asocia con la disminución de la densidad del fluido y, correspondientemente con la disminución de la solubilidad. La separación promedio entre moléculas

de la fase líquida y las micelas de resina-asfalteno es mayor en densidades bajas, resultando interacciones menos atractivas. Por tal motivo al disminuir la presión y por consiguiente la densidad, algunas micelas de resina-asfalteno se agregan formando grandes cúmulos que pueden llegar a precipitar.

### **2.5.2 Factores químicos**

Desde el punto de vista químico, existen diferentes vías a través de las cuales se puede provocar cambios en la composición del crudo y por consiguiente, la floculación de los asfaltenos. Estas se encuentran asociadas a los casos de contacto íntimo del crudo con las sustancias involucradas en el proceso natural de producción. Estos factores exógenos que más influencia tienen en la estabilidad de los asfaltenos son:

a) Inyección de gas natural y mezcla con diluentes tales como condensados y livianos. La mezcla de un petróleo con gases de hidrocarburos y parafinas livianas, causa la precipitación de los asfaltenos como consecuencia de los cambios producidos en la composición del crudo, al disminuir la relación carbono/hidrógeno.

b) Inyección de  $\text{CO}_2$  y el uso de gases ricos en procesos de levantamiento artificial. Estos promueven la precipitación de los asfaltenos en la formación y a nivel del pozo respectivamente, originadas por cambios de la composición de los fluidos del yacimiento y alteraciones del pH del medio, debido a la formación de ácido carbónico ( $\text{H}_2\text{CO}_3$ ), lo cual desestabiliza los asfaltenos presentes en el crudo, haciendo que ellos floculen y precipiten, lo que produce así cambios de humectabilidad y taponamiento a nivel del pozo y de la formación.

c) Tratamientos de estimulación con ácidos, solventes, surfactantes y álcalis. Su uso en procesos de estimulación promueve la formación de películas rígidas o viscosas (sludge) que taponan la cara del pozo y perforaciones, siendo sumamente difícil de remover, puesto que una vez formados, se dificulta conseguir un contacto íntimo entre el solvente y los coloides de asfalto.

d) Mezcla de crudos de diferentes orígenes. La mezcla accidental o deliberada de crudo diferentes puede causar la floculación y precipitación de los asfaltenos o lo contrario [3].



**Figura 2.4 Fenómeno de agregación coloidal debido al incremento en la concentración de un solvente polar miscible (aromático) [3].**



**Figura 2.5 Floculación y precipitación de asfaltenos debido a la adición de un solvente miscible no polar (parafina) [3].**



**Figura 2.6 Fenómeno estérico coloidal debido al incremento en la concentración de parafinas [3]**

### **2.5.3 Factores eléctricos**

Distintas investigaciones han estudiado el fenómeno de precipitación de asfáltenos a nivel de medio poroso, y determinaron que la causa principal era la desestabilización de los asfáltenos por la presencia de un campo eléctrico que se generaba debido al flujo de los fluidos dentro del medio poroso.

Asimismo, demostraron que los asfáltenos poseen una carga eléctrica intrínseca. Esta carga ha sido considerada, parcialmente como responsable de la micela asfalteno-resina, según el modelo coloidal. De esta manera las micelas se mantienen estabilizadas, entre otras cosas, debido a la repulsión entre cargas del mismo signo ubicadas sobre los núcleos de las micelas.

La generación de un potencial de corriente producido por el flujo de fluidos a través del medio poroso o la aplicación de un potencial externo suficientemente grande, puede neutralizar las cargas eléctricas y perturbar el balance de fuerzas entre las micelas causando la floculación [3].



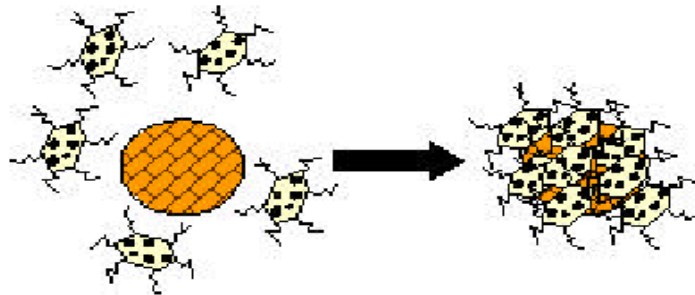
**Figura 2.7 Deposición electrocinética [3]**

#### **2.5.4 Factores mecánicos**

Entre estos factores se encuentran los efectos de cizalla por equipos de bombeo de subsuelo. Fuerzas de fricción, fuerzas de impacto entre partículas, etc.

#### **2.5.5 Otros factores: Partículas sólidas**

Hay evidencia de que cualquier sólido suspendido en el crudo (finos de arcillas o minerales, limaduras de metales, sedimento y grava) a menudo favorecen los procesos de precipitación de los asfaltenos. Esas pequeñas partículas, suspendidas en el crudo, pueden servir de núcleos o “sitios de nucleación” que promueven la adhesión de los coloides de asfalteno, formándose así grandes cadenas de moléculas o partículas que tienden a precipitar más rápidamente de la solución de crudo. Este efecto ocurre, sobre todo, a nivel de las perforaciones y más marcado a nivel de las tuberías donde las rugosidades internas también representan “sitios de nucleación” para estos compuestos.



**Figura 2.8 Esquema del mecanismo de nucleación de asfaltenos en presencia de partículas sólidas [3].**

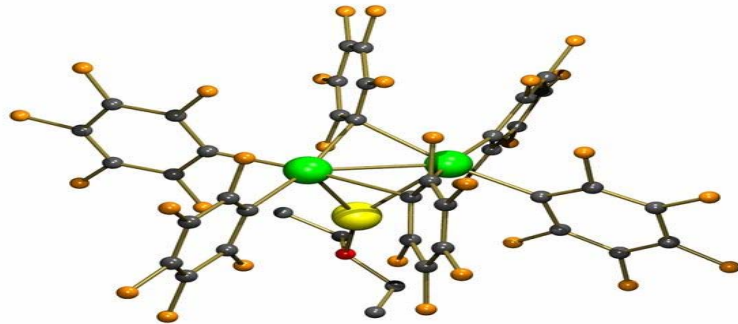
## **2.6 Factores que no promueven la precipitación de los asfaltenos**

Al hacer referencia de los asfaltenos se hace necesario considerar a las resinas, ya que el comportamiento de los asfaltenos depende mucho de la presencia de estas.

Las resinas comprenden aquella fracción que se solubiliza cuando el petróleo o bitumen se disuelve en un n-alcano, pero se adsorbe en un material activo superficialmente (como tierra de Fuller). Las resinas son oscuras, semisólidas, muy adhesivas, de peso molecular alto, y su composición depende del precipitante empleado.

Marck [4] 2004, consideró que las resinas son un producto intermedio originado en la transformación del crudo en asfaltenos, proceso que ocurre tanto por oxidación aérea como por tratamiento directo con oxígeno y azufre. Swanson y colaboradores Observaron [4] que los asfaltenos requieren a las resinas para “disolverse” en la porción destilable del crudo. Mientras que Yen y col [4]. Hacen una mención más específica de la función de éstas considerando que las resinas proveen una transición entre las fracciones polares (asfaltenos) y las no polares del petróleo, por lo tanto previenen la

acumulación de agregados polares que no pueden dispersarse en el crudo [4].



**Figura 2.9 Representación esquemática de una molécula de resina**

### **2.6.1 Uso de resinas como inhibidores de la precipitación de asfaltenos**

El papel de las resinas en la solvatación de asfaltenos (peptización) ha sido considerado por mucho tiempo. El mecanismo consiste en la solvatación del asfaleno mediante la resina mejorando su solubilidad por la interacción con los grupos aromáticos y polares, y de esta manera inhibiendo la precipitación de los mismos.

Con respecto a la cantidad de resina necesaria para inhibir la floculación de asfaltenos, se han desarrollado varias investigaciones en las cuales se determina una relación resina asfaleno óptima, permitiendo de esta forma para cada crudo en particular cuantificar la cantidad de resina a utilizar para inhibir la floculación.

La idea que las resinas en el crudo actúan como agentes estabilizantes de asfaltenos ha sido reportado en muchos artículos. El concepto que, en algunos casos, las resinas pueden ser obtenidas de uno o varios crudos y



luego ser usadas para estabilizar asfaltenos de otros crudos, no es universalmente aceptado.

Alayón y otros [4] 2004, demostraron que la adición de resinas de crudos exógenos a otros crudos, pueden tanto retardar como acelerar el proceso de precipitación de los asfaltenos, estos resultados permiten aseverar que la compatibilidad entre las resinas y asfaltenos es factor primordial en el proceso de precipitación de estos. [4]

### **2.6.2 Dispersantes de asfaltenos**

Debido a los enormes problemas asociados a la precipitación de asfaltenos en la industria petrolera, se han desarrollado productos que inhiben la floculación y precipitación de asfaltenos.

Un dispersante de asfaltenos es una solución de uno o más surfactantes (aniónicos y/o no/iónicos) disueltos en un solvente hidrocarbonado de carácter aromático. Su función principal es mantener estabilizados a los coloides de asfaltenos, evitando la floculación y posterior precipitación. Y en el caso de que los asfaltenos ya estén precipitados, promover su redisolución, a través de mecanismos fisicoquímicos propios de agentes dispersantes.

Actualmente existen dispersantes de asfaltenos comerciales, que son clasificados según el surfactantes que contengan, como son los aniónicos, noiónicos y poliméricos. Entre estos se pueden mencionar: ácidos sulfónicos de alquilbenceno, alquifenoles etoxilados, ésteres alifáticos de ácido fosfórico, copolímeros de óxido de etileno y propileno, resinas

alquifenolformaldehído, copolímeros vinílicos hidrofílicos-lipofílicos, alquilsuccinatos y derivados de ácido cresílico.

En cuanto a la eficiencia de estos compuestos, González y Middea [5] 2001, estudiaron la efectividad de ciertos anfífilos oleosolubles para asfaltenos en heptano, encontrando que:

- a) El nonifenol, es un buen agente peptizante, previene la precipitación de asfaltenos por heptano y reduce su adsorción en cuarzo.
- b) Los nonifenol etoxilados con un alto número de unidades de óxido de etileno, también previenen el proceso de adsorción. Moléculas con bajo o medio EON son menos eficientes para este propósito.
- c) Las aminas alifáticas primarias también presentan cierta habilidad para dispersar los asfaltenos, pero los alcoholes de cadena alifática larga y los alquilbencenos son algo ineficientes [5].

La estabilidad de los sistemas coloidales a que nos referimos se debe a tres causas:

- Al tamaño de las moléculas involucradas, (asfalteno/resina) A/R son los compuestos de más alto peso molecular de los crudos con deficiencias de cargas eléctricas que se originan por ser heterocompuestos (contiene carbono e hidrógeno como anillos aromáticos unidos (compuestos polinucleares) además de nitrógeno, azufre y metales.
- A la estabilidad propia de los sistemas coloidales.

Los sistemas coloidales son dispersiones sólidas (asfalteno/resina) A/R-líquido (matriz de petróleo) en los cuales el tamaño de AyR se encuentra entre 1 y 500 Milimicrones.

- A la estabilidad química que hace que la fracción aromática del crudo oficie de vínculo entre la fracción parafínica y los (asfalteno/resina) A/R.

Cualquier químico que se adicione al crudo para evitar la deposición de los A/R deberá:

- a) Aportar aromaticidad
- b) Aportar poder dispersante “artificial” para los (asfalteno/resina) A/R al crudo, ya que el sistema natural “de estabilidad se encuentra amenazado aun colapsado.

El uso de químicos para (asfalteno/resina) A/R es mucho más frecuente en el *dowstream*. Ello se debe a dos causas.

- Las mezclas de crudos de orígenes diversos que, en muchos casos son incompatibles.
- Las altas temperaturas que se manejan en refinería, las cuales catalizan las reacciones tales con la conversión resinas a asfáltenos y su precipitación en las corrientes con ensuciamiento, espumas y taponamiento en instalaciones. Aunque con otra finalidad, el poder dispersante del químico que se busca en las parafinas es también buscado en los químicos usados para estabilizar A/R [5].

## **2.7 Sistema de inyección de anti-asfálténico a fondo de pozo**

Un sistema de inyección a fondo de pozo es aquel que lleva un fluido desde la superficie hasta el fondo del pozo por medio de un capilar. Los componentes son: un tanque de almacenamiento, una bomba y una serie de medidores para monitorear la inyección.

### **2.7.1 Bombas, tipos y aplicaciones**

Una bomba es una máquina hidráulica generadora que transforma la energía (generalmente energía mecánica) con la que es accionada en

energía hidráulica del fluido incompresible que mueve. El fluido incompresible puede ser líquido o una mezcla de líquidos y sólidos como puede ser el hormigón antes de fraguar o la pasta de papel. Al incrementar la energía del fluido, se aumenta su presión, su velocidad o su altura, todas ellas relacionadas según el principio de Bernoulli. En general, una bomba se utiliza para incrementar la presión de un líquido añadiendo energía al sistema hidráulico, para mover el fluido de una zona de menor presión o altitud a otra de mayor presión o altitud.

Existe una ambigüedad en la utilización del término bomba, ya que generalmente es utilizado para referirse a las máquinas de fluido que transfieren energía, o *bombean* fluidos incompresibles, y por lo tanto no alteran la densidad de su fluido de trabajo, a diferencia de otras máquinas como lo son los compresores, cuyo campo de aplicación es la neumática y no la hidráulica. Pero también es común encontrar el término bomba para referirse a máquinas que *bombean* otro tipo de fluidos, así como lo son las bombas de vacío o las bombas de aire.

#### Tipos de bombas

La principal clasificación de las bombas según el funcionamiento en que se base:

**Bombas de desplazamiento positivo o volumétricas**, en las que el principio de funcionamiento está basado en la hidrostática, de modo que el aumento de presión se realiza por el empuje de las paredes de las cámaras que varían su volumen. En este tipo de bombas, en cada ciclo el órgano propulsor genera de manera positiva un volumen dado o cilindrada, por lo que también se denominan bombas volumétricas. En caso de poder variar el volumen máximo de la cilindrada se habla de bombas de volumen variable. Si ese volumen no se puede variar, entonces se dice que la bomba es de volumen fijo. A su vez este tipo de bombas pueden subdividirse en:

- **Bombas de émbolo alternativo**, en las que existe uno o varios compartimentos fijos, pero de volumen variable, por la acción de un émbolo o de una membrana. En estas máquinas, el movimiento del fluido es discontinuo y los procesos de carga y descarga se realizan por válvulas que abren y cierran alternativamente. Algunos ejemplos de este tipo de bombas son la bomba alternativa de pistón, la bomba rotativa de pistones o la bomba pistones de accionamiento axial.

- **Bombas volumétricas rotativas o rotoestáticas**, en las que una masa fluida es confinada en uno o varios compartimentos que se desplazan desde la zona de entrada (de baja presión) hasta la zona de salida (de alta presión) de la máquina. Algunos ejemplos de este tipo de máquinas son la bomba de paletas, la bomba de lóbulos, la bomba de engranajes, la bomba de tornillo o la bomba peristáltica.

**Bombas rotodinámicas**, en las que el principio de funcionamiento está basado en el intercambio de cantidad de movimiento entre la máquina y el fluido, aplicando la hidrodinámica. En este tipo de bombas hay uno o varios rodets con álabes que giran generando un campo de presiones en el fluido. En este tipo de máquinas el flujo del fluido es continuo. Estas turbomáquinas hidráulicas generadoras pueden subdividirse en:

- **Radiales o centrífugas**, cuando el movimiento del fluido sigue una trayectoria perpendicular al eje del rodete impulsor.
- **Axiales**, cuando el fluido pasa por los canales de los álabes siguiendo una trayectoria contenida en un cilindro.
- **Diagonales o helicocentrífugas** cuando la trayectoria del fluido se realiza en otra dirección entre las anteriores, es decir, en un cono coaxial con el eje del rodete.

Según el tipo de accionamiento

- **Electrobombas** genéricamente, son aquellas accionadas por un motor eléctrico, para distinguirlas de las motobombas, habitualmente accionadas por motores de explosión
- **Bombas neumáticas** que son bombas de desplazamiento positivo en las que la energía de entrada es neumática, normalmente a partir de aire comprimido.
- **Bombas de accionamiento hidráulico**, como la bomba de ariete o la noria.
- **Bombas manuales**. Un tipo de bomba manual es la bomba de balancín.

### **Bombas de émbolo**

**Bomba Aspirante:** En una "bomba aspirante", un cilindro que contiene un pistón móvil está conectado con el suministro de agua mediante un tubo. Una válvula bloquea la entrada del tubo al cilindro. La válvula es como una puerta con goznes, que sólo se abre hacia arriba, dejando subir, pero no bajar, el agua. Dentro del pistón, hay una segunda válvula que funciona en la misma forma. Cuando se acciona la manivela, el pistón sube. Esto aumenta el volumen existente debajo del pistón, y, por lo tanto, la presión disminuye. La presión del aire normal que actúa sobre la superficie del agua, del pozo, hace subir el líquido por el tubo, franqueando la válvula que se abre y lo hace entrar en el cilindro. Cuando el pistón baja, se cierra la primera válvula, y se abre la segunda, que permite que el agua pase a la parte superior del pistón y ocupe el cilindro que está encima de éste. El golpe siguiente hacia arriba hace subir el agua a la espita y, al mismo tiempo, logra que entre más agua en el cilindro, por debajo del pistón. La acción continúa mientras el pistón sube y baja.

Una bomba aspirante es de acción limitada, en ciertos sentidos. No puede proporcionar un chorro continuo de líquido ni hacer subir el agua a través de una distancia mayor a 10 m. entre la superficie del pozo y la válvula inferior, ya que la presión normal del aire sólo puede actuar con fuerza suficiente para mantener una columna de agua de esa altura. Una bomba impelente vence esos obstáculos.

La bomba impelente consiste en un cilindro, un pistón y un caño que baja hasta el depósito de agua. Asimismo, tiene una válvula que deja entrar el agua al cilindro, pero no regresar. No hay válvula en el pistón, que es completamente sólido. Desde el extremo inferior del cilindro sale un segundo tubo que llega hasta una cámara de aire. La entrada a esa cámara es bloqueada por una válvula que deja entrar el agua, pero no salir. Desde el extremo inferior de la cámara de aire, otro caño lleva el agua a un tanque de la azotea o a una manguera.

### **2.7.2 Tanques de almacenamiento de líquidos**

- a) **Tanques atmosféricos.** Es cualquier depósito diseñado para su utilización dentro de más o menos vanos centenares de pascales de presión atmosférica. Pueden estar abiertos a la atmosfera o cerrados. Por lo común, se obtiene el costo mínimo en una forma cilíndrica vertical y un fondo relativamente plano al nivel del terreno.
- b) **Tanques elevados.** Estos pueden proporcionar un flujo grande cuando se requiere, pero las capacidades de bombeo no tienen que ser de más de flujo promedio. En esa forma, es posible ahorrar en inversiones de bombas y tuberías. También proporcionan flujo después que fallan las bombas, lo que constituye una consideración importante en los sistemas contra incendios.

- c) **Tanques abiertos.** Estos se pueden utilizar para almacenar materiales que no se vean dañados por el agua, el clima o la contaminación atmosférica. De otro modo, se necesitará un techo, ya sea fijo o flotante. Los techos fijos suelen ser escalonados o de cúpula. Los tanques grandes tienen techos escalonados con soportes intermedios. Puesto que las presiones son despreciables, las principales cargas de diseño son la nieve y el viento. Con frecuencia se pueden encontrar los valores que se requieren en los códigos locales de la construcción.
- d) **Techos fijos** requieren ventilas para evitar los cambios de presión que se producirla de otro modo debido a los cambios de temperatura y el retiro o la adición de líquidos  
Tejados flotantes: Estos deben tener un sello entre el techo y el cuerpo del tanque Si no se protege mediante un techo fijo, deben tener drenes para la eliminación del agua y el cuerpo del tanque debe tener una viga contra el viento” , con el fin de evitar las distorsiones. Una industria ha desarrollado una técnica para ajustar los tanques existentes, con techos flotantes.
- e) **Tanques a presión.** Se pueden construir tanques cilíndricos verticales con techos escalonados o de cúpula, que funcionan a presiones por encima de varios cientos de pascales (de unas cuantas libras por pie cuadrado); pero que se acercan todavía bastante a la presión atmosférica, según las especificaciones de la norma API 650 La fuerza de la presión que actúa sobre el tejado se trasmite al cuerpo del tanque, que puede tener un peso suficiente para resistirla. Si no es así, la fuerza ascendente actuará sobre el fondo del tanque. Sin embargo, la resistencia del fondo es limitada y si no es suficiente, será preciso utilizar anillo de anclaje o una cimentación fuerte En los tamaños mayores, las fuerzas ascendentes limitan este tipo de



tanques a las presiones muy bajas. A medida que aumenta el tamaño o la presión se hace necesaria la curvatura en todas las superficies.

- f) **Estanques y almacenamiento subterráneo.** Los materiales líquidos de bajo costo, si no se dañan debido a las lluvias o a la contaminación atmosférica, se pueden almacenar en estanques. Se puede formar uno de estos últimos mediante la excavación o la construcción de presas en una barranca. Para evitar las pérdidas por filtración, el suelo que estará sumergido puede requerir un tratamiento para hacerlo suficientemente impermeable. Esto se puede lograr también recubriendo el estanque con concreto, películas de plástico o alguna otra barrera. La prevención de las filtraciones resulta especialmente necesaria cuando el estanque contiene materiales que puedan contaminar existencias de aguas actuales o futuras.
- g) **Almacenamiento subterráneo.** La inversión tanto en instalaciones de almacenamiento como en terrenos se puede reducir con frecuencia mediante el almacenamiento subterráneo. También se utilizan medios porosos entre rocas impermeables. Se pueden formar cavidades en lechos y cúpulas de sal mediante la disolución de esta última y su bombeo hacia el exterior. En muchos lugares se puede encontrar formaciones geológicas apropiadas para uno de estos métodos la aplicación más extensa ha sido del almacenamiento de productos petroleros, tanto líquidos como gaseosos, en la parte del sudoeste de Estados Unidos. También se han manejado en esta forma productos químicos.

### 2.7.3 Sistema de filtración

Un filtro hidráulico es el componente principal del sistema de filtración de una máquina hidráulica, de lubricación o de engrase. Estos sistemas se emplean para el control de la contaminación por partículas sólidas de origen externo y las generadas internamente por procesos de desgaste o de erosión de las superficies de la maquinaria, permitiendo preservar la vida útil tanto de los componentes del equipo como del fluido hidráulico.

#### 2.7.3.1 Tipos de filtros hidráulicos

Según la complejidad estructural de la máquina, su entorno de funcionamiento o su importancia en la secuencia del proceso productivo en el que se encuentra integrada, el sistema de filtración hidráulico puede estar construido por filtros de diferente diseño y materiales situados en puntos específicos del equipo.

En función de su situación, las características de diseño y la naturaleza de cada filtro puede ser diferente de manera de responder eficiente a su función, de los cuales se distinguen:

- **Filtro de impulsión o de presión:** situado en la línea de alta presión tras el grupo de impulsión o bombeo, permite la protección de componentes sensibles como válvulas o actuadores.
- **Filtro de retorno:** en un circuito hidráulico cerrado, se emplaza sobre la conducción del fluido de retorno al depósito a baja presión o en el caso de filtros semi-sumergidos o sumergidos, en el mismo depósito. Actúan de control de las partículas originadas por la fricción de los componentes móviles de la maquinaria.

- **Filtro de venteo**, respiración o de aire: situado en los respiraderos del equipo, permite limitar el ingreso de contaminantes procedentes del aire.
- **Filtro de recirculación**: situados *off-line* (fuera de línea), normalmente sobre la línea de refrigeración que alimenta el intercambiador de calor, permiten retirar los sólidos acumulados en el depósito hidráulico.
- **Filtro de succión**: llamados también *strainers* (colador), se disponen inmediatamente antes del grupo de impulsión de manera a proteger de la entrada de partículas el cuerpo de las bombas.
- **Filtro de llenado**: se instalan, de manera similar a los filtros de venteo, en la entrada del depósito habilitada para la reposición del fluido hidráulico de manera que permiten su filtración y la eliminación de posibles contaminantes acumulados en el contenedor o la línea de llenado de un sistema centralizado.

### 2.7.3.2 Componentes del sistema de filtración

En general, los filtros están constituidos por un conjunto formado por:

- El elemento filtrante o cartucho.
- La carcasa o contenedor.
- Dispositivo de control de obstrucción.
- Válvulas de derivación, anti-retorno, purgado y toma de muestras.

En el caso de los *strainers*, el propio elemento filtrante puede ser el único componente si se sitúa en el extremo de una línea de aspiración, normalmente sumergida en el depósito del fluido.

### **a) Elemento filtrante**

El emplazamiento, características de viscosidad y naturaleza del fluido, presión, caudal o el tipo de sólidos a retener determinan la naturaleza de los materiales de construcción y del diseño de cada filtro hidráulico y en especial, del medio empleado para el elemento filtrante.

En general, los elementos filtrantes hidráulicos emplean materiales sintéticos para conformar un medio filtrante profundo formado por fibras entrecruzadas resistentes que atrapan las partículas por mecanismos de bloqueo o adhesión, diseñados con una geometría plegada de manera a optimizar el máximo de medio filtrante en el menor espacio posible. Este tipo de filtros no permite su regeneración y deben sustituirse una vez que resultan obstruidos.

Los medios filtrantes metálicos suponen una resistencia menor o pérdida de carga en fluidos de alta viscosidad y permiten ser reutilizados tras algún proceso de regeneración o limpieza aunque su rendimiento y eficacia disminuye progresivamente.

Otro material de frecuente utilización es el empleado para los medios con base de fibras de papel o celulosa reforzada que representan un coste menor pero resultan de menor eficacia que los sintéticos.

Además del medio filtrante, se emplean diferentes materiales para construir el núcleo del filtro, en torno al cual se desarrolla el medio, capaz de soporte y refuerzo para aumentar su resistencia o propiedades dinámicas o el cerramiento que le protege de deformaciones.

Las juntas o asientos permiten asegurar el ajuste necesario del filtro a su carcasa o contenedor de manera a asegurar la máxima estanqueidad del dispositivo.

### **b) Carcasa**

La carcasa del filtro se compone en los filtros de presión, de retorno o de recirculación de una cabeza conectada de manera permanente a las líneas de conducción del fluido en el circuito. En su interior, la cabeza puede alojar una válvula de derivación o *by-pass* que permite el paso libre de fluido en caso de una obstrucción del elemento filtrante. La cubeta del filtro es otro componente de la carcasa y permite albergar el cuerpo del elemento filtrante. Si se instala en una configuración en T y posición vertical hacia arriba, la cubeta se cierra en su extremo por una tapa mientras que en una configuración en L, como el caso de los filtros de retorno sumergidos en el depósito, se puede acceder al elemento por una tapa adaptada a la cabeza del filtro. En ciertos modelos llamados *spin-on*, común a los motores de automoción, la cubeta es también un componente desechable al contener el propio medio filtrante

### **c) Dispositivo de control de obstrucción**

Mediante canales internos que entran en contacto con el fluido a la entrada y a la salida del sistema, en la cabeza se instala el dispositivo de control de obstrucción por medida de la presión diferencial. La misión del dispositivo es la de advertir del momento de sustitución del elemento filtrante ya que a medida que aumenta la retención de sólidos, aumenta la pérdida de carga.

Estos dispositivos pueden ser desde un simple manómetro hasta conjuntos electrónicos que registran la variación de presión con el tiempo.

#### **d) Válvulas de derivación, anti-retorno, purgado y toma de muestras**

El sistema se completa por diversas válvulas o llaves que permiten aislar el filtro para su mantenimiento o prevenir los efectos asociados a las variaciones de presión. La válvula de desviación, normalmente alojada en la cabeza o la válvula anti-retorno se emplean para evitar el *golpe de ariete*. Otras válvulas permiten el purgado de aire o el vaciado de la cubeta. Accesoriamente, pueden incluirse válvulas especiales para la toma de muestras del fluido.

### **2.8 Competición con capilares**

La tecnología capilar y química aplicada consiste básicamente en la instalación de un punto de inyección de productos químicos en el fondo de pozo mediante una tubería capilar.

Las tuberías capilares más utilizadas son  $\frac{1}{4}$  y  $\frac{1}{2}$  pulgada de diámetro y puede ser instalada de dos maneras:

- Por dentro de la tubería de producción, utilizando la unidad de *Coiled Tubing* capilar que es un equipo montado en un camión de 15 Toneladas.
- Por fuera de la tubería de producción, va por el *casing* o carcasa y se acopla a un *nipple* o unión soldado a la tubería de producción.

#### **2.8.1 Componentes más comunes en un sistema capilar**

- Mandril de inyección de química
- Válvula check o de no retorno, un solo sentido
- Capilar  $\frac{1}{2}$  ó  $\frac{1}{4}$  ''
-

### a) Mandriles de inyección

Es la válvula que inyecta la química en el fondo del pozo, se encuentra al final del capilar colocado en un *nipple* o unión fuera de la tubería de producción del pozo.

Todos los mandriles de inyección son hechos con la válvula de doble sistema de cierre que impide la comunicación entre la tubería de producción y las líneas de control en casos de inyección intermitente o detenida. La DCIN-II viene con ranuras externas estándar para desviación de los cables abajo del agujero. Tiene una presión de trabajo por encima de 103,42 Mpa (15.000 psi) a temperaturas por encima de 177 °C (350 °F) y los mandriles que incorpora el conector hidráulico seco, un control externo comprobado de la conexión de la línea.

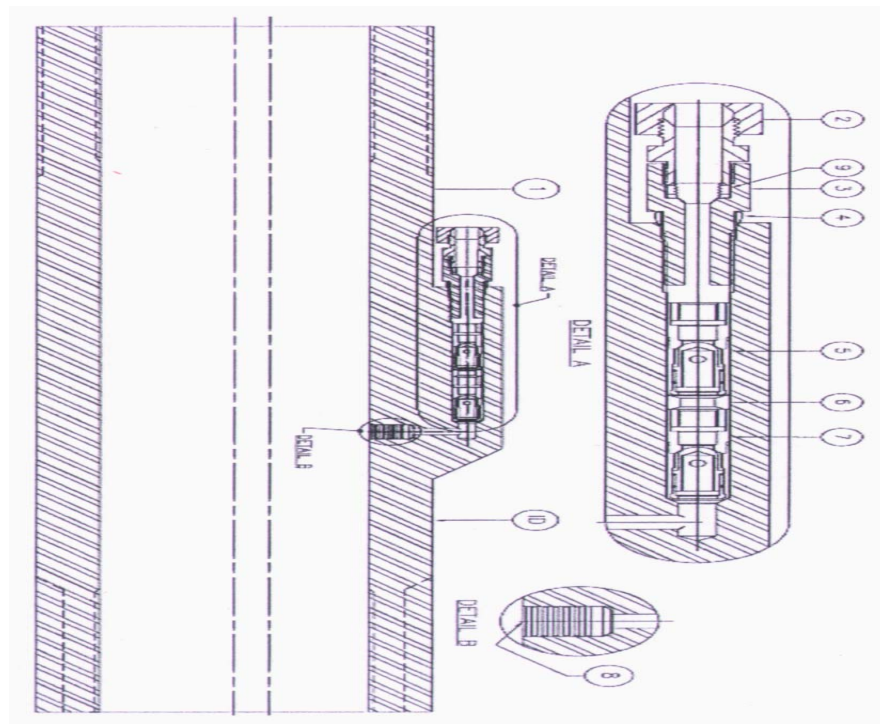
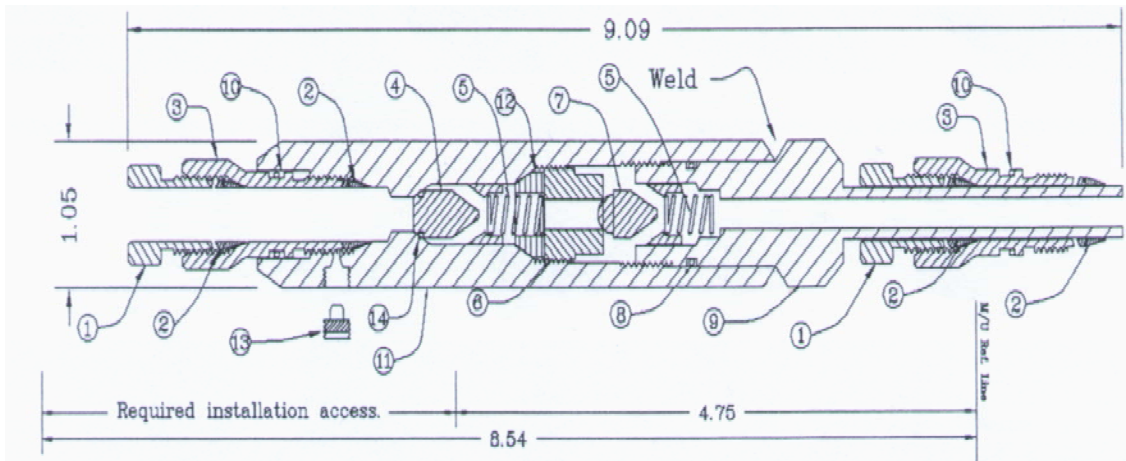


Figura 2.10 *Nipple* de acoplamiento con el mandril de inyección.



**Figura 2.11 Partes del mandril de inyección.**

**Tabla 2.2 Descripción de las partes del mandril de inyección que se muestra en la figura 2.11**

N°	Descripcion	Material
1	Conector 3/8"	718
2	Acoplador	825
3	Nipple	718
4	Asiento suave	316
5	Resorte	3XX
6	Ajustador	718
7	Asiento duro	316
8	anillo-O #016	Viton
9	Fin del mandril	625
10	anillo-O #014	Viton
11	Cuerpo	625
12	Cono	718
13	Enchufe de puerto de prueba	400
14	anillo-O #005	Viton



### **2.8.2 Procedimiento de prueba de presión del capilar antes de instalarlo en el pozo.**

- Fluir el capilar con agua filtrada, hasta despojar 2,35 bbl- 380 lts (1,57 bbl capacidad y de longitud 15.000 pies)
- Preparación del equipo y conexión de válvula check al mandril de inyección según procedimiento.
- Conectar línea de ½ OD x 0.083” de espesor (15.000 pies) al mandril de inyección.
- Desalojar el área y presurizar línea de ½ gradualmente hasta alcanzar 8.000 psi.
- Registrar presión en carta durante 10 minutos.
- Descargar presión a 0 psi en la línea de control
- Verificar presión 8.000 psi entrampado dentro del mandril de inyección. Prueba de válvula check.
- Descargar presión a 0 psi en el mandril de inyección
- Desconectar el capilar del mandril de inyección
- Presurizar a través del mandril, en contra de la válvula check, gradualmente hasta alcanzar 8.000 psi
- Registrar presión en carta durante 10 minutos
- Descargar presión a 0 psi en el mandril de inyección. Fin de la prueba

### **2.9 Efecto de coriolis**

La fuerza de Coriolis es una fuerza ficticia que un observador de un sistema en rotación a velocidad angular constante ve actuar sobre un cuerpo, cuando éste está en movimiento con respecto al sistema en rotación. La fuerza Coriolis no incluye la fuerza centrífuga. La fuerza Coriolis siempre es perpendicular a la dirección del eje de rotación del sistema y a la dirección

del movimiento del cuerpo vista desde el sistema en rotación. La fuerza Coriolis tiene dos componentes:

- Una componente tangencial, debido a la componente radial del movimiento del cuerpo.
- Un componente radial, debido a la componente tangencial del movimiento del cuerpo.

La componente del movimiento del cuerpo paralela al eje de rotación no engendra fuerza Coriolis.

El valor de la fuerza de Coriolis  $\vec{F}_c$  es:

$$\vec{F}_c = -2m(\vec{\omega} * \vec{v})$$

Donde:

- $m$  = es la masa del cuerpo (Kg)
- $\vec{v}$  = es la velocidad del cuerpo en el sistema en rotación (m/s)
- $\vec{\omega}$  = es la velocidad angular del sistema en rotación vista desde un sistema inercial (rad/s)
- $*$  = indica producto vectorial.



**Figura 2.12** La tendencia del giro varía según el hemisferio considerado.

## **2.10 Descripción del simulador numérico pipephase® 9.1**

El simulador PIPEPHASE® 9.1 es un simulador de flujo multifásico en estado estacionario y permite simular pozos, tuberías y redes de tuberías, tanto para el transporte de hidrocarburos como de agua y vapor. Este simulador cuenta con una interfaz de usuario que facilita la construcción de modelos y el análisis de resultados, además de un módulo para optimización de flujo en redes de conducción de fluidos.

Los datos requeridos por este programa son los datos típicos de una tubería como longitud y diámetro, además de presión, temperatura, densidad y viscosidad del fluido que se quiere utilizar. También el simulador contiene muchos sistemas termodinámicos integrados como para gas y líquidos.

## **CAPÍTULO III**

### **DESARROLLO DEL TRABAJO**

A continuación se describe el procedimiento realizado para cada objetivo del presente trabajo, con el fin de diseñar un sistema de inyección de anti-asfáltico para fondo de pozo más eficiente que el utilizado actualmente en los pozos, con el fin de mantener la producción y disminuir los costos por trabajo a pozo.

#### **3.1 Estudio de la problemática de los capilares en los pozos del distrito norte**

La problemática radica en que los capilares se están taponando. Se han hecho entrevistas con el personal encargado de inyectar el químico anti-asfáltico y con la empresa que instala los mismos, los cuales se han reunido con el personal de yacimiento y producción de PDVSA para discutir esta situación y no se llegó a una respuesta certera, ya que todos ellos tienen teorías diversas del porque se obstruyen, a continuación se expondrá una por una cada hipótesis del porque se taponan los capilares.

##### **3.1.1 Problemas al momento de la instalación del capilar, posibles rupturas del mismo**

Al hablar con la empresa esta sostuvo que cada 1.000 pies se prueban los capilares al momento de bajarlos y ya instalado se vuelve a probar y se deja lleno de agua filtrada, y es entregado un informe de estas pruebas a la gerencia de PDVSA, lo cual indica que esta razón es poco probable que haya sido la responsable del taponamiento.

Resumen del procedimiento de instalación del capilar:

- Asegurarse que las roscas en el colgador de la tubería y en el adaptador del árbol de producción fueron hechas y probadas.
- La goma limpia tubo debe ser instalada antes de comenzar a correr la completación
- Posicionar el mandril de inyección a la tubería de producción.
- Colocar clamp (abrazaderas protectoras) en cada una de las juntas del mandril, las cuales protegerán la línea durante la corrida de la completación
- Luego de haber corrido en el hoyo 2 tubos de completación, realizar prueba de inyectividad e integridad de la línea según el procedimiento, mediante bombeo de agua filtrada a través del capilar de inyección.
- Bajar la tubería de completación lo más lento posible, un promedio de 5 tubos/hr (+/- 1 tubo cada 20 min). Esto evitará tensiones fuertes en las conexiones de la línea y la válvula, disminuyendo la posibilidad de perder el sello metal-metal o desconexión.
- A partir de los primeros 20 tubos la velocidad de corrida podrá aumentarse a 10 tubos/hr, un promedio de 6 minutos por cada junta de tubería.
- Se realizarán pruebas de integridad del capilar @ 90-2.000-4.000-6.000-8.000-10.000-13.000 pies.
- Faltando 366 pies (aproximadamente 8 tubos) será conectada la válvula de seguridad de subsuelo.
- Conectar la terminación de la línea de control en el puerto conector de la válvula de seguridad y apretar (según procedimiento de instalación), probar con bomba manual y presurizar hasta 8.000 psi x 10 min. Despresurizar, cerrar el manifold y continuar bajando.
- Conectar la línea al colgador del cabezal.

### 3.1.2 Sólidos suspendidos en la química de inyección

Puede que la química contenga sólidos suspendidos inherente a su proceso de fabricación y ya que los equipos de inyección actuales no tienen un filtro para retener estas partículas.

En un informe realizado por el personal de yacimiento acerca de unas pruebas de reactivación del capilar taponado del pozo MUC-109 se observó que el químico contenido en el tanque de almacenamiento no tenía las propiedades óptimas para la inyección, a continuación se muestra unas fotos tomadas de este informe:



**Figura 3.1** Química en óptimas condiciones y emulsionada [13]



**Figura 3.2** Calidad del químico. [13]

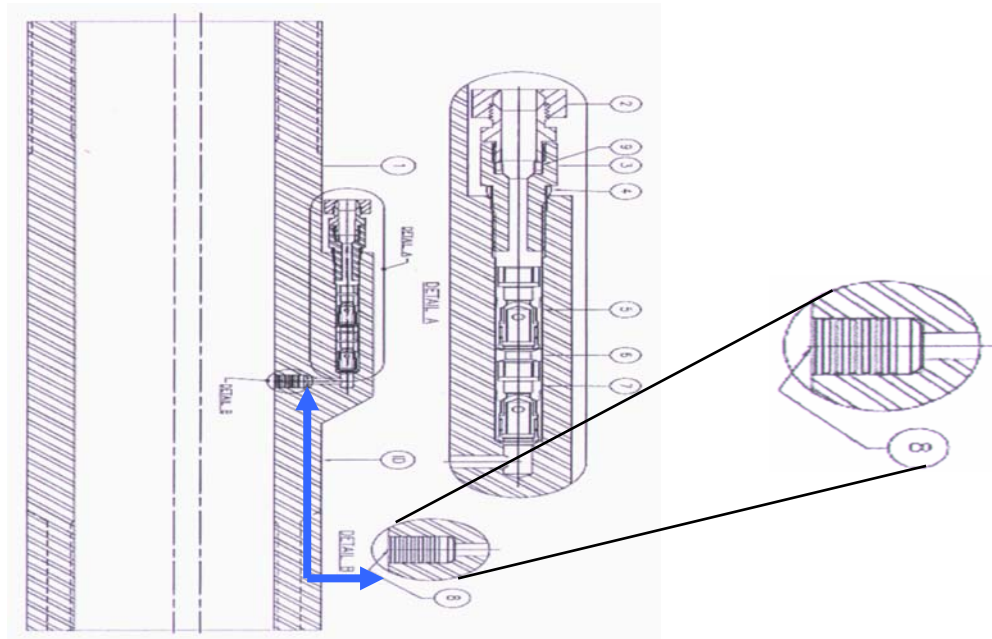
La coloración del químico en la figura 3.1 se debió a la entrada de agua al tanque, primera prueba de recepción (16/04/07) de fluidos pozo MUC-109. Y en la figura 3.2 fue la Segunda prueba (20/04/07), pozo MUC-109. La cual muestra una decoloración en el líquido debido a la oxidación con el aire, ya que el tanque no está totalmente sellado.

Como se observa en las figuras el químico anti-asfáltico sufre cambios al exponerse al medio ambiente, ya que el tanque de almacenamiento no se encuentra totalmente sellado en su parte superior. Esta falta de sellado hermético hace que entre agua de lluvia, aire o cualquier partícula sólida que pueda ocasionar daño al sistema de inyección.

### **3.1.3 Falla de la bomba dosificadora**

La bomba utilizada actualmente es una bomba de pistón neumática, que trabaja con el gas que produce el mismo pozo. La falla de la bomba no quiere decir solo que se detenga, sino también que no inyecte a la presión requerida para vencer la presión de fondo fluyente del pozo, esto debido a la dependencia de la misma al gas proveniente del pozo. Es bien sabido que la producción de gas de los pozos es variable, debido a esta variación, la presión del gas de suministro de la bomba fluctúa ocasionando bajas en la presión de descarga dejando al pozo sin inyección.

Existen dos hipótesis con respecto a este tipo de falla la primera es que la columna de líquido que queda en el capilar puede decantar los sólidos suspendidos y llegar a taponar el capilar y la segunda es que al perder presión de superficie ocurre un retro flujo de crudo por el capilar el cual crea un tapón de asfalteno a la salida de la válvula check como se muestra a continuación:



**Figura 3.3 Diagrama del mandril de inyección con la válvula acoplada.**

La flecha muestra el nexo entre la tubería de producción y la válvula de inyección es de aproximadamente 2 pulgadas de longitud y de  $\frac{1}{4}$  ó  $\frac{1}{2}$  pulgada de diámetro dependiendo del capilar que se use, esta distancia se encuentra desprotegida de la entrada de crudo del pozo ya que como lo muestra la figura, la válvula check se encuentra más arriba. Por tanto al perder inyección desde superficie el petróleo o cualquier inorgánico que produzca el pozo se puede entrar aquí y formar un tapón dejando al capilar inactivo.

Otro factor que influye es el tiempo de dura la restitución de la inyección, ya que con el tiempo los asfaltenos ya precipitados se vuelven más sólidos, haciendo más difícil desplazar el tapón para reactivar el capilar. En la mayoría de los casos la presión que se necesita para reactivar un capilar es mayor a la presión de diseño de la línea de inyección.



### **3.1.4 Descuido en suplir el químico al sistema de inyección**

No hay que descartar esta posibilidad ya que no todos los taponamientos pueden ser atribuidos al sistema de inyección, también existe la negligencia humana. Si se descuida por cualquier causa el suministro del químico la bomba comenzará a succionar aire y puede llegar a fundirse ocasionando el reemplazo de la misma, y como consecuencia se pierde la presión de superficie.

### **3.1.5 Falla de las válvulas check en el mandril de inyección**

El taladro GW-62 intervino el pozo SBC-18E ubicado en el campo Pirital para hacer una pesca de unos instrumentos que se quedaron atascado en el fondo, este es un pozo completado con capilar de inyección y se aprovechó la oportunidad de que el taladro sacó la completación del pozo para recuperar el mandril de inyección con la válvula. Dicha válvula fue probada en las instalaciones de la empresa que la instaló, ubicada en la población de Anaco, estado Anzoátegui, la prueba se realizó bajo condiciones controladas y seguras por el personal que labora en la empresa.

Se llevaron a cabo dos pruebas una para referencia con una válvula totalmente nueva y la otra con la válvula recuperada del pozo SBC-18E, donde la presión máxima fue 5.000 psi aplicada en la tubería de producción, el líquido bombeado fue agua filtrada.

A continuación se muestran las imágenes de estas dos pruebas:

Prueba 1. Se acopló al mandril de inyección una válvula totalmente nueva para observar su funcionamiento y tener un punto de referencia para comparar con la válvula recuperada del pozo SBC-18E.



**Figura 3.4 Mandril de inyección acoplado con la válvula nueva sometida a 5.000 psi, vista desde cerca.**

Como se observa en la figura 3.4 La prueba de la válvula nueva fue exitosa ya que no presentó ninguna fuga. Esta prueba se tomó como referencia, y así compararla con la válvula recuperada del pozo SBC-18E.

Prueba 2. Se acopló la válvula recuperada del pozo SBC-18E al mandril de inyección y se comenzó con el ensayo.



**Figura 3.5 Válvula recuperada del pozo SBC-18E acoplada al mandril de inyección para el comienzo de la prueba.**



**Figura 3.6 Válvula recuperada sometida a 5.000 psi aplicado en la tubería de producción.**

Como se muestra en la figura 3.6 la prueba de la válvula recuperada no fue exitosa ya que presentó filtración de agua en la dirección que no debería fluir, lo cual deja claro que las válvulas *check* ya no funcionan correctamente y por ende se asume como la causa más probable del taponamiento del capilar de este pozo, ya que se encontró un residuo negro pastoso en la línea de inyección por encima de las válvulas *check*, la empresa le realizó una prueba de dilución con xileno a este residuo y se encontró que era material orgánico.

Esta prueba muestra que la válvula está defectuosa mas no la falla exacta de la misma, para saber esto habría que abrir la válvula y hacer una inspección más detallada en interior de la misma.

Cualquiera de estas razones puede ser posible aunque sean muy poco probables, no hay que descartar ninguna ya que no hay certeza de lo que pasa, el hecho es que al no combatir la precipitación de los asfaltenos, los pozos se seguirán taponando y aumentará la producción diferida, lo que conlleva a pérdida de dinero a la empresa por gastos de limpieza a pozo con

*Coiled tubing*, sin mencionar la pérdida de dinero si el capilar no se recupera aproximadamente 1.050.000 BsF (700.000 \$).

La pérdida de un capilar no se debe sólo a las razones expuestas anteriormente, sino también a razones ajenas al sistema de inyección, hubo un caso en el pozo MUC-46 donde se bajó un motor de fondo, el cual se desvió y comenzó a romper la tubería de producción llegando a traspasar hasta la carcasa y cortando al capilar de inyección en su camino. También al bajar un *coiled tubing* para hacer otras pruebas se corre el riesgo de obstruir la salida del capilar.

Se han hecho esfuerzos para reactivar capilares obstruidos, como los que se han hecho en el pozo MUC-109 en el año 2007, donde se tuvo éxito pero se volvió a obstruir y actualmente está inactivo. En la mayoría de los casos que se intentó la reactivación no se tuvo gran éxito.

El método utilizado para la reactivación del capilar, es aplicar presión hidráulica desde superficie hasta que se desplace el tapón, dicha presión no debe exceder la presión de diseño del capilar que son 10.000 psi. La razón del por qué muchos capilares no se destapan es porque necesitan mayor presión que la de diseño, ya que ha habido casos donde se ha aplicado más de 9.000 psi y el obstrucción no cede. Cuando ya se han agotado todas las alternativas se decide abandonar el capilar.

Se realizó una búsqueda de toda la información correspondiente tanto de los capilares instalados en los pozos de este estudio como datos de producción de los mismos, dicha información tiene el propósito de observar el comportamiento de los pozos en transcurso del tiempo, si tuvieron algún taponamiento de fondo y si el capilar esta activo o inactivo actualmente, entre

otros. Dichos datos se recolectaron de herramientas llamadas centinela, simde y OFM, los cuales son programas internos de la empresa donde se almacena toda la información concerniente a los pozos de todos los campos y son actualizadas continuamente.

En las tablas 3.1 y 3.2 se muestran los datos recolectados de los pozos de estudio:

Tabla 3.1 Datos de pozos completados con capilares en los campos El Carito y Piritál

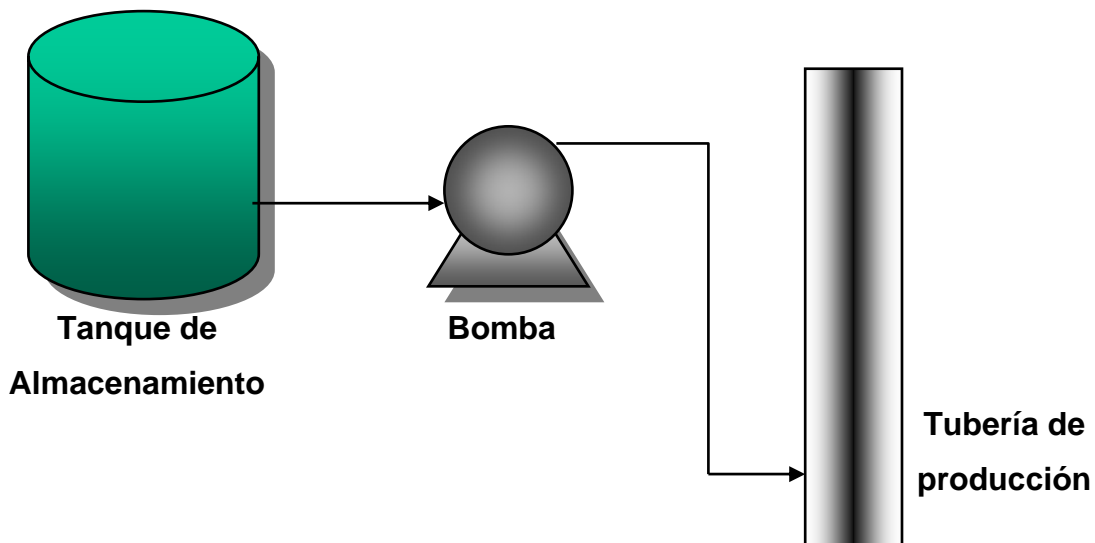
Pozos	Profundidad del capilar (pies)	Profundidad total del pozo (pies)	Estado del pozo	Pwf (psi)	Estado del capilar	Dosis inyectada (gal/día)	Producción (BNPD)	Números de taponamiento (2008)
<b>MUC-46</b>	16.116	18.411	produciendo	6.601	inactivo	X	2.255	3
<b>MUC-103</b>	14.777	16.750	Produciendo	7.062,9	inactivo	X	1.632	2
<b>MUC-108</b>	13.590	16.399	Produciendo	5.991,7	Inactivo	X	2.671	X
<b>MUC-109</b>	13.633	15.998	Produciendo		Inactivo	X	4.413	X
<b>MUC-110</b>	14.479	17.158	Produciendo	6.476,7	Activo	20	2.465	X
<b>MUC-111</b>	14.710	16.913	Produciendo	5.449,6	inactivo	X	1.534	1
<b>MUC-114</b>	14.871	17.260	Produciendo	5.700	inactivo	X	432	2
<b>SBC-51A</b>	9.540	17.433	Produciendo	5.590	Inactivo	X	1.513	X
<b>SBC-91</b>	14.200	17.037	Produciendo	4.681	Inactivo	X	5.349	X
<b>SBC-115</b>	15.253	17.560	Esperando reparación mayor	6.155	Inactivo	X	2.495	2
<b>SBC-127</b>	14.720	17.269	Produciendo	7.269,2	Inactivo	X	2.175	X
<b>SBC-136</b>	X	X	Cerrado por el ministerio		Inactivo	X	X	X
<b>SBC-140</b>	15.015	17.538	Produciendo	4.986	Se taponó hace mes y medio	X	2.584	6
<b>SBC-142</b>	12.947	18.788	Inactivo	9.720,4	Inactivo	X	1.534	1
<b>SBC-144</b>	14.910	17.498	Produciendo	7.656,9	Activo	15	1.526	X

**Tabla 3.2 Datos de pozos completados con capilares en los campos El Furrial y Corozo**

Pozos	Profundidad del capilar (pies)	Profundidad total del pozo (pies)	Estado del pozo	Pwf (psi)	Estado del capilar	Dosis inyectada (gal/día)	Producción (BNPD)	Número de taponamiento (2008)
<b>FUC-19</b>	12.000	15.574	Produciendo	6.937,9	Inactivo	X	248	6
<b>FUC-37</b>	12.487	15.969	Produciendo	5.433,3	Inactivo	X	684	3
<b>FUC-40</b>	13.481	14.998	Produciendo	5.717,5	Inactivo	X	3.676	X
<b>FUC-51</b>	13.020	14.399	Produciendo	5.442,4	No se activo	X	8.195	2
<b>FUC-52</b>	13.386	15.061	Produciendo	5.000,05	No se activo	X	4.145	X
<b>FUL-10</b>	12.811	15.697	Produciendo	5.600	Inactivo	X	4.357	6
<b>FUL-41</b>	14.278	15.530	Produciendo	6.111	Inactivo	X	5.805	7
<b>FUL-90</b>	12.460	15.363	Produciendo	4.750	Inactivo	X	1.497	8
<b>FUL-91</b>	14.405	15.392	Produciendo	5.322	Inactivo	X	1.217	3
<b>FUL-94</b>	13.096	14.989	Produciendo	6.046,5	Inactivo	X	1.714	X
<b>FUL-105</b>	13.187	14.483	Produciendo	6.116,0	Inactivo	X	5.286	X
<b>FUL-112</b>	13.627	15.524	Produciendo	5.757	Inactivo	X	2.329	X
<b>FN-19</b>	15.691	18.556	Produciendo	6.126	Inactivo	X	715	6
<b>FN-26</b>	14.768	17.448	Produciendo	7.629	Inactivo	X	1.024	3
<b>FN-28</b>	14.762	16.980	Produciendo	6.543	Inactivo	X	1.430	5
<b>MRC-04</b>	15.200	18.475	Produciendo		Inactivo	X	1.186	3
<b>COL-6</b>	14.397	15.779	Produciendo	7.911	Activo pero no en funcionamiento	X	Nuevo	X

En las tablas 3.1 y 3.2 se puede observar que no todos los pozos tienen problema con taponamiento por precipitación de asfaltenos, debido a que la instalación del capilar fue hecha por prevención de problemas futuros y no se sabía si el pozo iba a tener problemas de taponamiento. Esta decisión se tomó al observar que los pozos (sin capilares) de estos campos comenzaron a tener problemas de obstrucción, debido a la pérdida de la energía natural del yacimiento, lo que llevó a la disminución de presión en los pozos y como consecuencia esta presión se acercó al umbral de floculación de los asfaltenos, y se dio la orden de completar todos los pozos de ahora en adelante con capilar de inyección a fondo.

Para minimizar el taponamiento de los capilares se diseñará un sistema de inyección de química óptimo, y así disminuir al máximo el riesgo de fallas del sistema de superficie, ya que el sistema actual no es muy eficiente, dicho sistema se muestra en siguiente diagrama:



**Figura 3.7 Diagrama del sistema de inyección de química actual.**



Como se observa en la figura 3.8 el sistema actual consta de sólo dos equipos de superficie, un tanque y la bomba dosificadora. Las desventajas con este sistema son:

1. No tiene un sistema de control con instrumentos de medición que midan constantemente las variables críticas (nivel del tanque y presión de descarga de la bomba) y mande una señal al operador en casos de problemas. Si ocurre una falla inesperada no hay forma de que el personal a cargo del sistema de inyección se dé cuenta del mismo, sino hasta que visita el pozo y observa la falla, y para ese momento puede ser muy tarde y el daño puede ser permanente.
2. No tiene un filtro. Si el químico a inyectarse contiene sólidos suspendidos, los mismos pasarán al capilar sin ningún obstáculo y pueden llegar a taponarlo.
3. Las bombas que se utilizan actualmente son de una sola potencia (10.000 psi). Puede ser el pozo requiera una bomba de menor potencia para inyectar la química, como consecuencia se está haciendo un gasto innecesario comprando bombas sobre dimensionadas.

También se realizó una visita de campo:



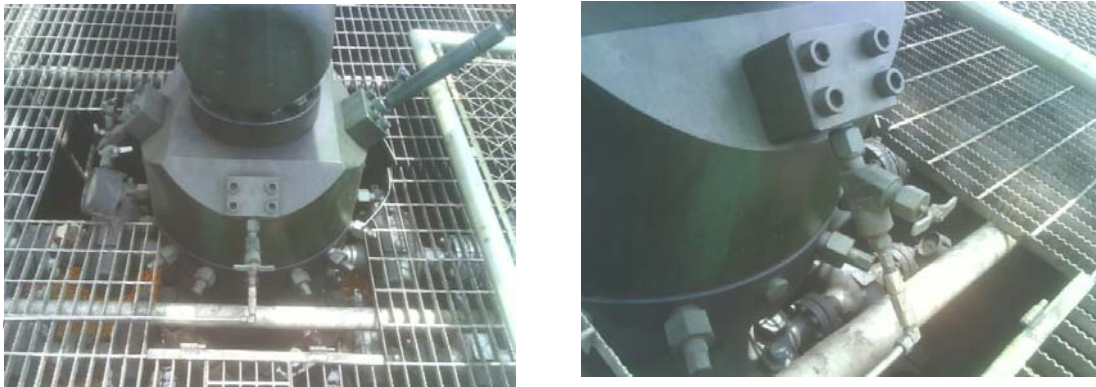
**Figura 3.8 Caja metálica que resguarda la bomba dosificadora para evitar el robo de la misma.**

En la figura 3.8 se muestra la bomba neumática de 10.000 psi que se alimenta del gas del mismo pozo, por medio de un depurador conectado a la sarta de producción, el cual saca el gas libre de líquido para alimentar la bomba. El diámetro de succión de la bomba es  $\frac{1}{4}$  pulg, el diámetro de descarga es  $\frac{1}{4}$  pulg.



**Figura 3.9 Tanque de almacenamiento de química.**

Este tanque es de aproximadamente 1.500 litros y está hecho de acero, colocado sobre unos soportes.



**Figura 3.10 (a) Entrada del capilar en el cabezal del pozo visto de frente; (b) La misma entrada vista de lado con acercamiento.**



**Figura 3.11 (a) Base al depurador conectado a la sarta de producción; (b) Parte superior del depurador donde se muestra la tubería de salida del gas limpio para suministrar la bomba**

### **3.2 Propuesta de un sistema de inyección de anti-asfálténico para fondo de pozo, capaz de vencer las altas presiones de fondo fluyente de los pozos en estudio**

Los componentes del sistema para inyectar anti-asfálténico a fondo de pozo son:

#### **3.2.1 Fuente de poder**

La forma de suministrar energía eléctrica en sitios alejados como lo es en la mayoría de los pozos del Distrito Norte donde no llega el cableado convencional es un problema desde hace muchos años. En el pasado se intentó cablear los pozos para suministrarle la energía pero los cables eran víctimas del vandalismo y los hurtaban, también, se colocaron paneles solares que fueron una buena alternativa porque son de larga duración y confiables.

Para este diseño se propone como fuente de poder una pila térmica, que es un equipo que convierte la energía calórica en energía eléctrica directamente, no tiene partes móviles, por lo cual no necesita mucho

mantenimiento. A continuación se muestran las características de dicho



equipo:

### Figura 3.12 Características de una pila térmica.

Tal como se muestra en la figura 3.13 el proceso termo-eléctrico de la pila consiste en:

- Se suministra gas como combustible.
- El quemador produce calor quemando el gas combustible.
- Los vapores de la quema de gas, sale por ventanillas hacia el medio externo.
- El módulo sellado herméticamente termo-eléctrico absorbe el calor producido y se lo transfiere al ensamblaje semiconductor plomo-estaño-teluro.
- El equipo debe mantener la temperatura indicada, al mismo tiempo que disipa el calor excedentario por el disipador.

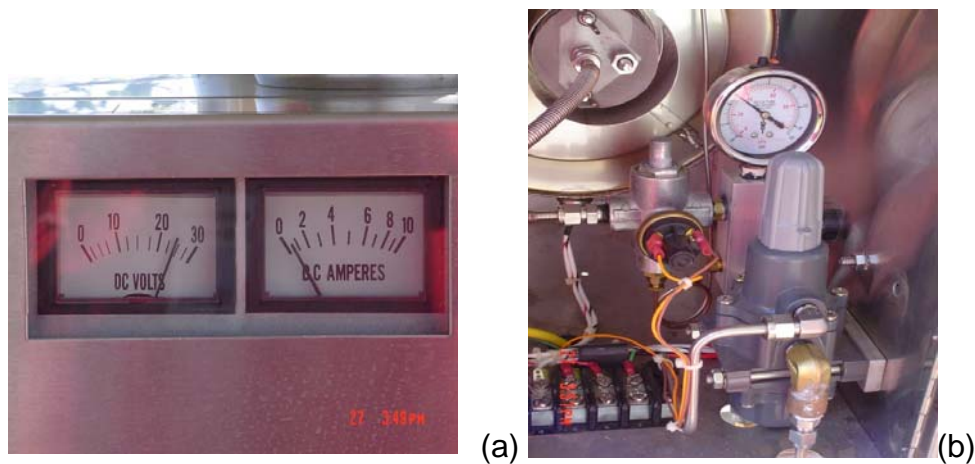
- El calor que absorbe los semiconductores producen un flujo de electrones en forma continua (excitación electrónica) el cual se transfiere directamente a la carga acoplada o se deposita en un banco de baterías.
- El quemador es controlado automáticamente a través de un control de temperatura. El controlador mide los niveles de calor en el compartimiento sellado herméticamente y los ajusta a los valores requeridos, controlando el consumo de gas.
- De igual manera, el controlador ajusta los niveles de electricidad generados controlando el flujo de calor.

#### **3.2.1.1 Información técnica de la pila térmica**

- El termogenerador convierte el calor en energía eléctrica. Este equipo induce la circulación de corriente eléctrica desde el quemador de gas hasta el módulo termo-eléctrico.
- El módulo termo-eléctrico es una termo-pila sellada herméticamente, el cual contiene un arreglo de elementos semiconductores de plomo-estaño-telururo.
- El generador termo-eléctrico utiliza como disipador de calor, un sistema de tubos refrigerantes o aletas de aluminio. Mientras está funcionando, el lado caliente tiene una temperatura aproximada de 540 °C y el lado más frío, tienen una temperatura aproximada de 140 °C.
- Su rango de potencia global va desde 50 watts hasta 500 watts, siendo ideal para aplicaciones que requieren hasta 5.000 watts.



**Figura 3.13 Muestra una pila térmica ya instalada en campo**



**Figura 3.14 (a) Muestra el Voltaje y amperaje entregados por la pila térmica; (b) Componentes internos de la pila térmica.**

### 3.2.2 Bomba de inyección

La bomba es el componente más importante del sistema, ya que es la que va suministrar presión al flujo para que pueda vencer la presión de fondo fluyente del pozo en el cual se instale.

Ya que las presiones que se manejan en el fondo de los pozos del distrito norte son mayores a 6.000 psi, se propone utilizar una bomba tipo pistón

eléctrica, la cual puede vencer dichas presiones sin mayores problemas, la energía eléctrica va ser suministrada por la pila térmica. A continuación se muestra la bomba de inyección:



**Figura 3.15 Bomba tipo pistón para inyección de química a fondo de pozo.**

### **3.2.3 Tanque de almacenamiento**

El tanque debe ser de acero inoxidable para evitar cualquier corrosión del químico que va a almacenar, y también, tiene que ser hermético para evitar cualquier contacto entre el químico y el ambiente, tal como la lluvia, el aire o la entrada que cualquier partícula como arena entre otras.

El volumen del tanque dependerá de la dosis de químico a inyectar, se toma como base del cálculo 25 días de inyección continua. Este sistema de inyección es automatizado, el tanque tiene un medidor de nivel que comenzará a enviar una señal a recarga cuando el nivel del mismo este por la mitad de su volumen, para así dar aviso al personal responsable.

El cálculo del volumen se realiza con la dosis de químico a inyectar por día como se muestra a continuación:

$$V_{Tanque} = V_{Dosis} * 25 \quad \text{(Ec. 3.1)}$$

Donde:

$V_{Tanque}$  = Volumen del tanque (gal)

$V_{Dosis}$  = Volumen de química a inyectar por día (gal/días)

Entonces se toma como ejemplo el pozo MUC-46:

$$V_{Tanque} = 20 \frac{gal}{dia} * 25 \text{ dias} = 500 \text{ gal}$$

Estos resultados son reportados en la tabla 4.5.

### 3.2.4 Medidor de nivel

El medidor de nivel que se propone para el tanque del sistema de inyección está basado en la tecnología TDR (reflectómetro de dominio de tiempo), es decir, mide el tiempo que tarda un pulso microonda de baja potencia en regresar al reflector una vez emitido.

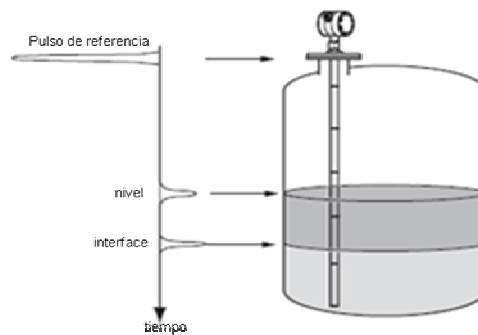
Unos pulsos microondas de baja potencia en nano-segundos son guiados por una sonda inmersa en el fluido del proceso.

Cuando el pulso de radar llega a la sonda con un diferencial en la constante dieléctrica, parte de la energía es reflejada devuelta al transmisor y el tiempo de diferencia entre el transmisor (referencia) y el pulso reflejado, este tiempo es convertido en una distancia desde la cual se calcula el nivel total o nivel de la interfaz.



La intensidad de la reflexión depende de la constante dieléctrica del producto. Entre mayor valor de constante dieléctrica, mas fuerte será la reflexión.

El transmisor utiliza el optimizador dinámico de ganancia, lo que significa que ajusta automáticamente la ganancia para maximizar la relación señal-ruido en cada aplicación. Esto aumenta la capacidad y la fiabilidad de las mediciones.



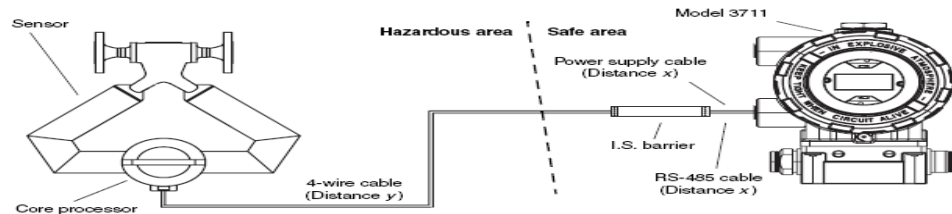
**Figura 3.16 Diagrama de cómo funciona el medidor de nivel en el tanque de almacenamiento.**

Este medidor es capaz de detectar posibles emulsiones en el químico por la entrada de agua en el tanque y también si hay una interfase como anteriormente se mencionó.

### 3.2.5 Medidor de caudal

Este medidor de caudal es automático, es decir, manda la información medida a una PC para ser vista por el operador sin necesidad de salir al campo. Este medidor usa el efecto Coriolis para hacer la medición del flujo; es uno de los mejores en el mercado actualmente.

Medir esta variable es importante ya que se puede constatar la dosis de inyección y detectar cualquier falla en la bomba de inyección, por ejemplo, si el medidor mide un caudal de cero, quiere decir que la bomba se detuvo y se tomaran las medidas pertinentes para solucionarlo.



**Figura 3.17 Arreglo para la instalación del medidor de caudal; a la derecha el medidor instalado en la tubería y la izquierda el procesador que entrega la medida.**

La energía necesaria para el funcionamiento del medidor la suministrará la termo-pila, y la medición será enviada de forma inalámbrica a una consola para ser vista por el personal a cargo.

### 3.2.6 Manómetro

Un manómetro es un instrumento que mide presión, la presión que mide este equipo se conoce como presión manométrica a la cual hay que sumarle la presión atmosférica para obtener la presión absoluta.

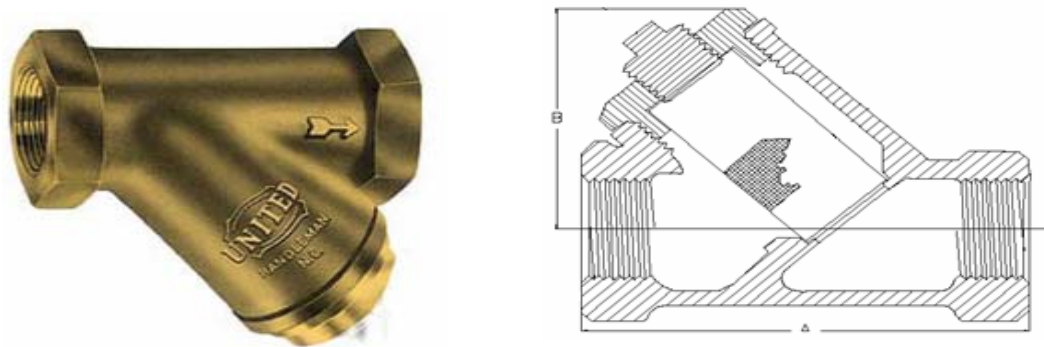
El manómetro va colocado justamente después de la bomba para monitorear la presión de descarga de la misma, este es un equipo eléctrico la energía será suministrada por la termo-pila. La medición hecha por este equipo será enviada de forma inalámbrica a una consola de mando para ser supervisada por el personal a cargo.

La medición de la presión también es un indicativo del estado de la bomba al igual que el medidor de caudal.

### 3.2.7 Filtro

El filtro es un instrumento que retiene partículas indeseables en un fluido. Es instalado en el sistema de inyección para retener posibles partículas que contenga el químico de inyección para que no pasen al capilar de inyección a fondo y lo pueda taponar.

El filtro del sistema de inyección es de tipo *strainer*, que retiene las partículas en una cavidad a un lado y tiene baja caída de presión, como se muestra a continuación:



**Figura 3.18 Filtro tipo *strainer* del sistema integrado de inyección de anti-asfálénico.**

Este tipo de filtro es fácil de limpiar y de bajo costo. El medidor de caudal va justamente después del filtro para monitorear el caudal que sale de él y así saber cuándo se está obstruyendo el mismo.

### **3.2.8 Unidad de transmisión remota (RTU) *datasite***

La RTU es un instrumento que procesa toda la información proveniente de los medidores (caudal, presión, nivel) y la reenvía a una unidad de radio para ser transmitida de forma inalámbrica a una consola de mando. A continuación se muestran algunas características:

- El DataSite trabaja con 12 VDC.
- Dispone de 6 entradas analógicas estándar de 4 a 20 mA.
- Dispone de 2 puntos de entrada analógicas punto a punto para dos Redes Hart's.
- Dispone de 2 salidas analógicas
- Dispone de 8 entradas discretas (contactos secos)
- Dispone de 4 salidas discretas tipo FET de 24 VDC.
- Dispone de 3 entradas para señales pulsantes (taco-generator, oscilador, etc.)
- Dispone de 1 interfaz multidrop Hart para soportar hasta 13 instrumentos Hart's.
- Dispone del firmware AGA3, AGA7, AGA8.
- Cumple con la norma API 21.1 para enlaces hasta 2 routers.
- Soporta enlace ethernet 10/100 Mbps
- Dispone de 1 puerto RS-232
- Dispone adicionalmente de un segundo puerto RS-232/RS-485.
- Consume 1 watt en modo operación y en modo de espera consume 0,15 watts.

- Soporta los protocolos Modbus RTU, Modbus ASCII, DNP3, Modbus / TCP-IP
- Soporta el lenguaje ISAGRAF en ambiente Workbench, según la norma IEC-61131



**Figura 3.19 Imagen de la unidad de transmisión remota Datasite.**

Esta unidad ya es utilizada actualmente por la empresa y es importante para sustituir el cableado como medio de transmisión.

### **3.2.9 Unidad de radio**

Es un instrumento que envía ondas de radio para ser recibidas por un receptor. Esta unidad recibirá toda la información procesada por la RTU y la enviará a una consola de mando.

### **3.2.10 Sistema de inyección de anti-asfáltico a fondo de pozo**

Con este sistema se pretende minimizar los taponamientos de la tubería de producción en fondo de pozo y de los capilares manteniendo el flujo constante de anti-asfáltico por el mismo y así evitando que los asfaltenos precipiten dentro del capilar y en la tubería de producción. Minimizando estos

problemas se logra mantener la producción del pozo por mucho más tiempo y un ahorro de dinero, ya que el pozo no necesitara servicios de limpieza.

Cabe destacar que todos los medidores e instrumentos descritos anteriormente son de la mejor calidad según los estándares del mercado actualmente, todos han sido utilizados y se conoce su eficiencia.

El sistema de inyección completo con todos los equipos que se describieron anteriormente se muestra a continuación:

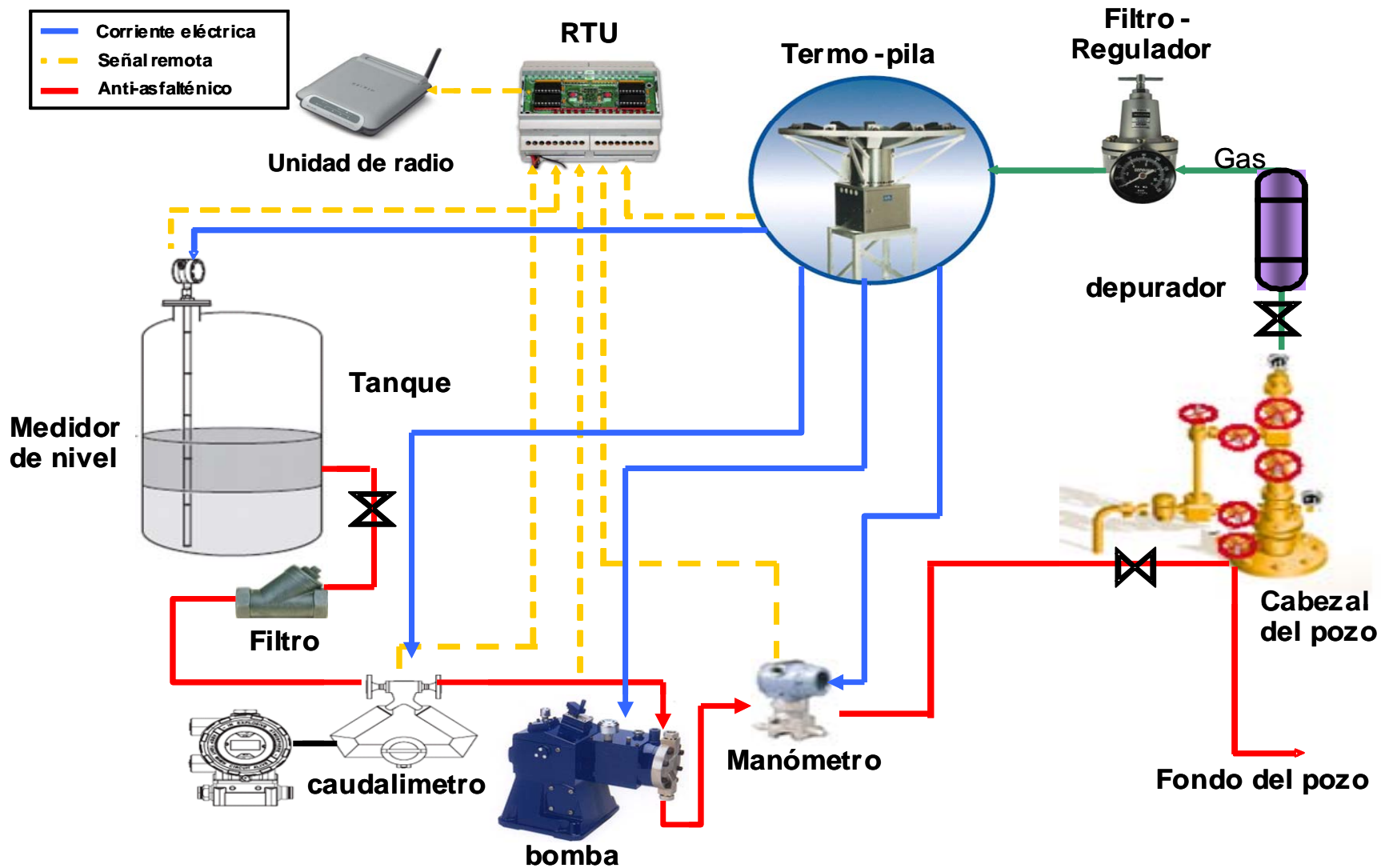


Figura 3.20 Sistema de inyección de anti-asfalténico a fondo de pozo.

### 3.3 Cálculo de parámetros de diseño para la bomba dosificadora, el tanque de almacenamiento y depurador del sistema propuesto

#### 3.3.1 Cálculo de la potencia del motor de la bomba mediante la ecuación de Bernoulli:

$$W_s = (Z_1 - Z_2) \frac{g}{g_c} + \frac{(V_1^2 - V_2^2)}{2 g_c} + \frac{(P_1 - P_2)}{\rho} - \sum F \quad (\text{Ec 3.2})$$

Donde:

$P_2$ = Presión de fondo fluyente del pozo (psi, ver tabla 3.3)

$P_1$ = Presión dentro del tanque (psi, ver tabla 3.3)

$Z_2$ = Longitud del capilar (pies, ver tabla 3.3)

$Z_1$ = Altura de referencia (pies, ver tabla 3.3)

$V_2$ = Velocidad del fluido al salir del capilar (pie/s)

$V_1$ = Velocidad del fluido en el punto de referencia (pie/s)

$g$ = Aceleración debida a la gravedad (pie/s<sup>2</sup>)

$\sum F$  = Sumatoria de las pérdidas por fricción de las tuberías y accesorios (pie)

$\rho$  = Densidad del fluido (lb/pie<sup>3</sup>)

$g_c$ = Factor de conversión del sistema inglés.

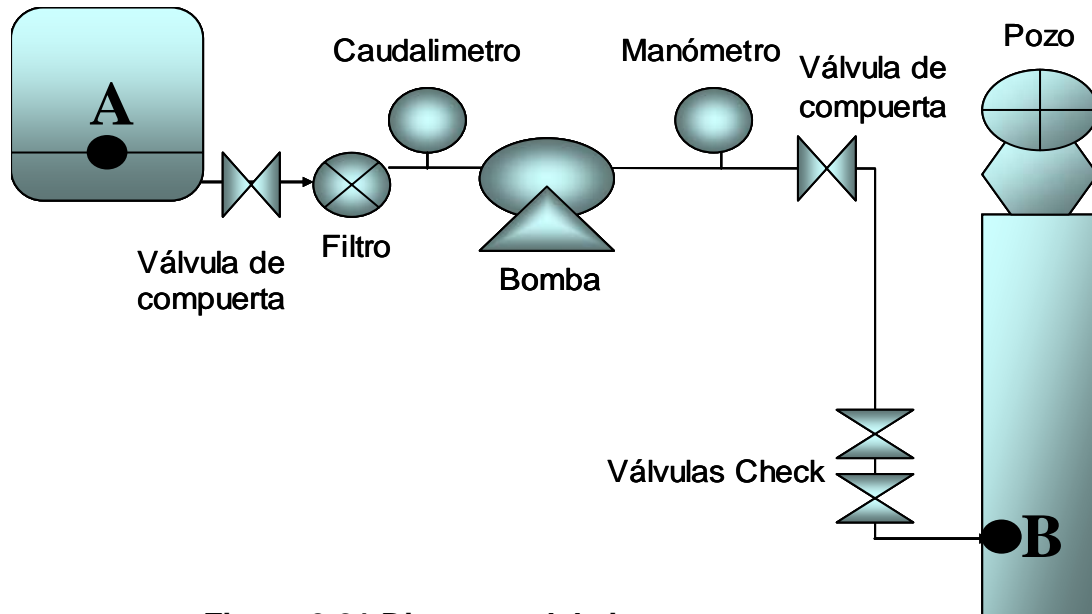
$W_s$ = Energía mecánica que la bomba suministra al fluido (pie.lbf/lbm)

La diferencia de velocidades de la Ec.3.2, se infiere igual a cero, ya que en el punto A la velocidad es cero ya que es el nivel del tanque y este no se mueve, y en el punto B la velocidad esta por el orden de  $10^{-5}$ .

$$\frac{V_1^2 - V_2^2}{2 g_c} = 0 \quad (\text{Ec. 3.3})$$

Para aplicar la Ec. 3.2 se asumen los puntos A y B como se muestran en la figura 3.21 del sistema propuesto a continuación:





**Figura 3.21 Diagrama del sistema propuesto.**

Donde los parámetros conocidos en ambos puntos son:

$P_A$ = Presión dentro del tanque ((psi)

$Z_A$ = Altura del punto A (pie)

$P_B$ = Presión de fondo fluyente del pozo (psi)

$Z_B$ = Longitud total de capilar de inyección (pie)

Se toma el punto A igual a  $\frac{1}{4}$  del nivel del tanque porque es el nivel más bajo que va a manejar el sistema, y se establece que el sistema trabaja óptimamente a este nivel de líquido, y por ende, en niveles más altos del tanque también funcionará óptimamente. Se toma el punto B en el lugar donde se inyecta el químico al pozo, ya que es la longitud máxima que va a recorrer el fluido.

Para el cálculo de  $\sum F$  se debe utilizar la expresión:

$$\sum F = \text{Pérdidas mayores } (h_{\text{mayor}}) + \text{Pérdidas menores } (h_{\text{menor}}) \quad (\text{Ec. 3.4})$$

Donde:

$h_{\text{mayor}}$ = Pérdidas por fricción de las tuberías que componen el sistema(pie)

$h_{\text{menor}}$ = Pérdida por fricción de los accesorios que componen el sistema (pie)

Cálculo de las pérdidas mayores:

$$h_{\text{mayor}} = \frac{8 f L Q^2}{g \cdot \pi^2 \cdot D^5} \quad (\text{Ec. 3.5})$$

Donde:

$f$ = Factor de fricción (pie)

$L$ = Longitud de la tubería (pie)

$D$ = Diámetro de la tubería (pie)

$Q$ = Caudal dentro de la tubería (pie<sup>3</sup>/s)

$g$ = aceleración debido a la gravedad pie/s<sup>2</sup>

$\pi$  = Ctte matemática que proporciona la relación entre la longitud de la circunferencia y su diámetro, siendo su valor 3,141592654.

El factor de fricción es función de número de Reynolds, de la rugosidad de la tubería y del diámetro de esta (rugosidad relativa  $E/D$ ) y se calcula con la ecuación P.K Swance y A.K Jain [11] que se muestra a continuación:

$$f = \frac{0.25}{\left[ \log \left( \frac{1}{3.7 E/D} + \frac{5.74}{\text{Re}^{0.9}} \right) \right]^2} \quad (\text{Ec. 3.6})$$

Donde:

$D$ = Diámetro de la tubería (pie)

$E$ =Rugosidad del material con el que está hecha la tubería (pie)

$Re$ = Número de Reynolds (adimensional) y viene dado por:

$$Re = \frac{Q \cdot \rho}{\pi \cdot D \cdot \mu} \quad (\text{Ec. 3.7})$$

Donde:

Q= Caudal en la tubería (pie<sup>3</sup>/s)

D= Diámetro de la tubería (pie)

$\mu$  = Viscosidad del fluido (lb/pie.s)

$\rho$  = Densidad del fluido (lb/pie<sup>3</sup>)

$\pi$  = Ctte matemática que proporciona la relación entre la longitud de la circunferencia y su diámetro, siendo su valor 3,141592654.

También se puede calcular el factor de fricción con el diagrama de Moody mediante un método gráfico.

Cuando se divide E/D se conoce como rugosidad relativa del material.

Como muestra de cálculo se tomo el pozo MUC-46, en las tablas 3.3, 3.4 y 3.5 se muestran los datos necesarios para realizar dicho calculo.

**Tabla 3.3 Datos del pozo para el cálculo de la potencia de la bomba**

Datos del pozo	
Caudal (pie <sup>3</sup> /s)	0,31x10 <sup>-4</sup>
Presión de superficie (psi)	14,60
Presión de fondo (psi)	6601,00
Altura inicial (pies)	0,00
Altura final (pies)	-18.411,00

**Tabla 3.4 Especificaciones del anti-asfáltico**

Especificaciones del químico	
Densidad (lb/pie <sup>3</sup> )	54,499
Viscosidad (lb/s.pie)	4,368 x10 <sup>-4</sup>

**Tabla 3.5 Dimensiones del capilar de inyección**

Especificaciones del Capilar	
Diámetro interno (pie)	6,84 x10 <sup>-2</sup>
Longitud total (pie)	18.411,00
Rugosidad del material (pie)	1,51 x10 <sup>-4</sup>

Sustituyendo los valores necesarios en la Ec. 3.7 se obtiene:

$$Re = \frac{0,000031 \text{ pie}^3 / s \cdot 54,499 \text{ lb} / \text{pie}^3}{3 \cdot 141592 \cdot 0,06835 \text{ pie} \cdot 0,00043677 \text{ lb} / s \cdot \text{pie}}$$

$$Re = 18,014$$

Sustituyendo este valor en la Ec. 3.6 se obtiene:

$$f = \frac{0,25}{\left[ \log \left( \frac{1}{3 \cdot 7 \cdot 0,06835 \text{ pie} \cdot 0,0001509} + \frac{5,74}{0,180142 \cdot 0,9} \right) \right]^2}$$

$$f = 0,122449$$

Sustituyendo este valor en la Ec. 3.4 se obtienen las pérdidas mayores:

$$h_{mayor} = \frac{8 \cdot (0,122449) \cdot (18,411 \text{ pie}) \cdot \left( 0,000031 \text{ pie}^3 / s \right)^2}{32,15 \text{ pie} / s^2 \cdot \pi^2 \cdot 0,06835 \text{ pie}^5}$$

$$h_{mayor} = \frac{1,73318 \times 10^{-5} \text{ pie}}{4,7334 \times 10^{-4}} = 0,036616 \text{ pie}$$

Para el cálculo de las pérdidas menores se debe utilizar la ecuación:

$$h_{menor} = \frac{8.K.Q^2}{g.\pi^2.D^4} \quad (\text{Ec. 3.9})$$

Donde:

K= pérdida por fricción de accesorios o válvulas (adimensional)

Q= Caudal de la tubería (pie<sup>3</sup>/s)

g= Aceleración debido a la gravedad (pie/s<sup>2</sup>)

D= Diámetro de la tubería (pie)

$\pi$  = Ctte matemática que proporciona la relación entre la longitud de la circunferencia y su diámetro, siendo su valor 3,14159

El número de accesorios y válvulas se muestran se muestran en la figura 3.21

Las pérdidas por fricción de los accesorios y válvulas de este esquema se encuentran tabulados en el libro "Procesos de transporte y operaciones unitarias" de Geankoplis Christie J. [11]

Los valores tabulados en el libro son los siguientes:

**Tabla 3.6 Valores de coeficientes de pérdidas de los diferentes accesorios del sistema.**

Accesorio	Abierto	Semi-Abierto	Perdida por fricción
Válvula de compuerta	0,17	4,50	
Manómetro	-	-	7,00
Caudalímetro	-	-	7,00
Válvulas <i>check</i>	-	-	9,50
Filtro	-	-	7,00
		Σ	30,67

Luego se sustituye el valor de la sumatoria en la Ec 3.9.

$$h_{menor} = \frac{8 \cdot (30,67) \left( 0,000031 \frac{pie^3}{s} \right)^2}{32 \cdot 15 \frac{pie}{s^2} \cdot \pi^2 \cdot 0,06835 \frac{pie^4}{s^4}}$$

$$h_{menor} = \frac{2,3579 \times 10^{-7} \frac{pie}{s^2}}{4,7334 \times 10^{-4}} = 4,9814 \times 10^{-4} \frac{pie}{s^2}$$

Se sustituyen los valores obtenidos en la Ec. 3.4:

$$\sum F = 0,036616 \frac{pie}{s^2} + 4,9814 \times 10^{-4} \frac{pie}{s^2} = 0,037114 \frac{pie}{s^2}$$

Luego se obtiene el valor de  $W_s$  con la Ec 3.2:

$$W_s = (0 \frac{pie}{s^2} - 18411 \frac{pie}{s^2}) \frac{32,2 \frac{lbm}{s^2}}{32,2 \frac{lbm}{s^2}} + \frac{\left( 2102,4006 \frac{lbm}{pie^2} - 950544,30471 \frac{lbm}{pie^2} \right)}{54,499 \frac{lbm}{pie^3}} - 0,037114 \frac{pie \cdot lbm}{lbm}$$

$$W_s = -35.813,9602 \frac{pie \cdot lbm}{lbm}$$

Una vez obtenido este dato se utiliza la siguiente ecuación:

$$W_P = \frac{W_S}{n} \quad \text{(Ec 3.10)}$$

Donde:

$W_p$ = Energía o trabajo axial suministrado a la bomba (pie.lbf/lbm)

$W_s$ = Energía mecánica que la bomba suministra al fluido (pie.lbf/lbm)

$\eta$ = Eficiencia fraccionaria de la bomba (adimensional)

Entonces:

$$W_p = \frac{35813,9602 \text{ pie.lbf/lbm}}{0,70} = 51162,8002 \text{ pie.lbf/lbm}$$

La Potencia de la bomba viene dada por:

$$P = \frac{W_p \cdot V}{550} \quad (\text{Ec 3.11})$$

Donde:

$W_p$ = Energía o trabajo axial suministrado a la bomba (pie.lbf/lbm)

$V$ = Velocidad másica del flujo (lb/s)

$P$ = Potencia de la bomba (hp)

Entonces:

$$P = 51.162,8002 \text{ pie.lbf/lbm} \cdot 2,112 \times 10^{-3} \text{ lbm/s} \cdot \frac{1 \text{ hp}}{550 \text{ pie.lbf/s}}$$

$$P = 0,19648 \text{ hp}$$

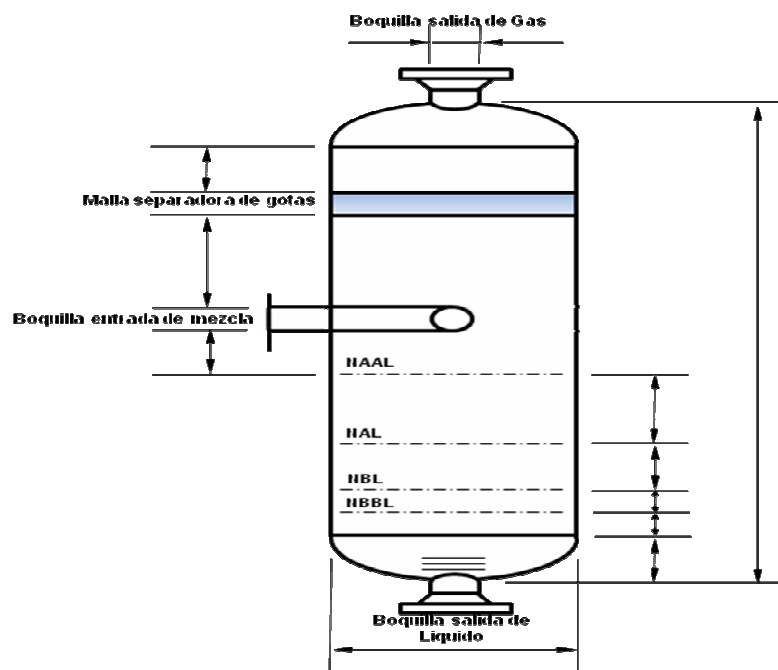
Se aplicó el cálculo anterior para cada uno de los pozos en estudio y los datos se reportan en las tablas 4.1 y 4.2.

### 3.3.2 Cálculo de las dimensiones de los depuradores

Ya que los pozos de estudios no producen la misma cantidad de gas se propone un diseño personalizado de depurador para cada pozo, con esto se

pretende optimizar el sistema y minimizar los costos ya que se evita la compra o fabricación de equipos sobre dimensionados.

Un separador líquido-gas o depurador consta de las siguientes partes:



**Figura 3.22 Partes de un separador líquido-gas o depurador.**

Donde:

NAAL= Nivel alto-alto de líquido

NAL= Nivel alto de líquido

NBL= Nivel bajo de líquido

NBBL= Nivel bajo-bajo de líquido

Para hacer el cálculo de las dimensiones de cada depurador se tomaron los datos de operación de cada pozo, pero a continuación en las tablas 3.7, 3.8 y 3.9 se muestran los datos del pozo MUC-46 como muestra de cálculo:



**Tabla 3.7 Condiciones de Operación**

Descripción	Unidad	Valor
Temperatura de Operación	°F	80
Presión de Operación	psig	661

**Tabla 3.8 Condiciones del Líquido**

Descripción	Unidad	Valor
Flujo másico de Líquido	(lb/hr)	146,6200
Flujo Volumétrico de Líquido	(lbmPD)	3,8700
Densidad del Líquido @ T y P	(lb/ft <sup>3</sup> )	37,8600
Viscosidad del Líquido	(Cp)	0,2164

**Tabla 3.9 Condiciones del Gas**

Descripción	Unidad	Valor
Flujo Másico de Gas	(Mlb/hr)	20,898
Flujo Volumétrico de Gas	(MMPCND)	1.859,000
Densidad del Gas @ T y P	(lb/ft <sup>3</sup> )	2,698
Viscosidad del Gas	(Cp)	0,0123
Peso Molecular del Gas	(lb/lb-mol)	19,780

Selección de la constante de Souders y Brown (K) [13]

Para llevar a cabo tal selección es necesario calcular la relación de flujo másico de gas y flujo másico de líquido ( $W_l/W_g$ ), como lo indica la Norma PDVSA N° 90616.1.027 de Separadores Líquido – Vapor [13], teniéndose lo siguiente.

$$\frac{W_l}{W_g} < 0,1 \rightarrow K = 0,35$$

$$0,1 < \frac{W_l}{W_g} < 1,0 \rightarrow K = 0,20$$

$$\frac{W_l}{W_g} > 1,0 \rightarrow K = 0,20$$

Donde

$W_l$ : Tasa de flujo másico de líquido (lb/hr)

$W_g$ : Tasa de flujo másico de gas (lb/hr)

Entonces:

$$\frac{W_l}{W_g} = \frac{146,62 \frac{lb}{h}}{208,98 \frac{lb}{h}} = 0,05$$

Como la relación de flujo másico es menor a 0,1; el valor de la constante de Souders y Brown [13] será 0,35.

Calculo de velocidad crítica en la entrada del separador que viene dada por la siguiente ecuación:

$$V_c = F_{21} \sqrt{\frac{\rho_L - \rho_G}{\rho_G}} \quad \text{(Ec. 3.12)}$$

Donde:

$V_c$ = Velocidad critica (pie/s)

$\rho_L$  = Densidad del líquido a condiciones de operación (lb/pie<sup>3</sup>, ver tabla 3.8)

$\rho_G$  = Densidad del vapor a condiciones de operación (lb/pie<sup>3</sup>, ver tabla 3.9)

$F_{21}$ = constante de Souders y Brown en este caso es 0,35

Entonces:

$$V_c = 0,35 \sqrt{\frac{37,86 \frac{lb}{pie^3} - 2,698 \frac{lb}{pie^3}}{2,698 \frac{lb}{pie^3}}} = 1,2635 \frac{pie}{s}$$

La velocidad crítica es una velocidad de vapor calculada empíricamente y se utiliza para asegurar que la velocidad superficial de vapor, a través del

tambor separador, sea lo suficientemente baja para prevenir un arrastre de liquido excesivo.

Luego de haber obtenido el valor de la velocidad crítica, se puede proceder al paso siguiente, el cual es buscar el área de la sección transversal requerida para conseguir esta velocidad pero antes, es necesario hallar el caudal de flujo volumétrico en condiciones de operación, que está definido por la siguiente fórmula:

$$Q_v = \frac{W_g}{\rho_g} \quad (\text{Ec. 3.13})$$

Donde

$Q_g$ : Flujo de descarga de gas en condiciones de operación ( $ft^3/s$ )

$W_g$ : Tasa de flujo de gas ( $lb/hr$ , ver tabla 3.9)

$\rho_g$ : Densidad del gas en condiciones de operación ( $lb/ft^3$ , ver tabla 3.9)

Entonces:

$$Q_v = \frac{20898 \frac{lb}{h}}{2,698 \frac{lb}{pie^3} \cdot 3600} = 2,1515 \frac{pie^3}{s}$$

Luego se procede al cálculo del área de flujo de vapor con la siguiente expresión:

$$A_v = \frac{Q_v}{V_v} \quad (\text{Ec. 3.14})$$

Donde:

$A_v$ = Área de sección transversal para el flujo de vapor ( $pie^2$ )

$Q_v$ = Flujo de descarga de vapor ( $pie^3/s$ )

$V_v$ = Velocidad de vapor permisible en el recipiente ( $pie/s$ )

El valor  $V_v$  es un porcentaje de la velocidad crítica para este caso el manual de diseño de separadores líquido-gas (PDVSA n° MDP-03-S-03,

Tabla 1) [14] recomienda un 100% de dicha velocidad para el tipo de servicio que va a prestar el equipo.

Entonces:

$$A_v = \frac{2,1515 \text{ pie}^3 / s}{1,2635 \text{ pie} / s} = 1,7028 \text{ pie}^2$$

Para el cálculo del diámetro del recipiente se utiliza la siguiente expresión:

$$D = F_{24} \sqrt{\left( \frac{4 * A_v}{\pi} \right)} \quad \text{(Ec. 3.15)}$$

Donde:

D= Diámetro del recipiente (pie)

$A_v$ = Área de sección transversal para el flujo de vapor ( $\text{pie}^2$ )

$F_{24}$ = Factor que depende de la unidades usadas en este caso es 1.

$\pi$  = Ctte matemática que proporciona la relación entre la longitud de la circunferencia y su diámetro, siendo su valor 3,14159

Entonces:

$$D = 1 \sqrt{\left( \frac{4 * 1,7028}{3,14159} \right)} = 1,4704 \text{ pies} \approx 1,5 \text{ pies}$$

Cálculo de los volúmenes de operación y de emergencia:

El volumen de retención de operación de líquido, entre NAL y el NBL, se obtiene:

$$V_{r1} = Q_L * t_r \quad \text{(Ec 3.16)}$$

Donde:

$V_{r1}$ = Volumen de retención entre NAL y NBL ( $\text{pie}^3$ )

$Q_L$  = Flujo de alimentación líquida ( $\text{pie}^3/\text{s}$ , ver tabla 3.8)

$t_r$  = Tiempo de retención (s)

El tiempo de retención que recomienda el manual de diseño de separadores liquido-gas (PDVSA n° MDP-03-S-03) [14], para este tipo de servicio es de 5 min (300s).

Entonces:

$$V_{r1} = 0,001075 \frac{\text{pie}^3}{\text{s}} * 300 \text{ s} = 0,32 \text{ pie}^3$$

Para el cálculo del volumen entre NBL y NBBL se utiliza la siguiente ecuación:

$$V_{r2} = Q_L * (600 \text{ s}) \quad \text{(Ec 3.17)}$$

Donde:

$V_{r2}$  = Volumen de retención entre NBL y NBBL ( $\text{pie}^3$ )

$Q_L$  = Flujo de alimentación líquida ( $\text{pie}^3/\text{s}$ , ver tabla 3.8)

Entonces:

$$V_{r2} = 0,001075 \frac{\text{pie}^3}{\text{s}} * (600 \text{ s}) = 0,645 \text{ pie}^3$$

Y finalmente el volumen de retención máximo entre NAAL y el NBBL se obtiene:

$$V_r = V_{r1} + V_{r2} \quad \text{(Ec 3.18)}$$

Donde:

$V_r$  = Volumen de retención máximo entre NAAL y NBBL ( $\text{pie}^3$ )

$V_{r1}$  = Volumen de retención entre NAL y NBL ( $\text{pie}^3$ )

$V_{r2}$  = Volumen de retención entre NBL y NBBL ( $\text{pie}^3$ )

Entonces:

$$V_r = 0,32 \text{ pie}^3 + 0,645 \text{ pie}^3 = 0,965 \text{ pie}^3$$

Calculo de la altura del recipiente entre NAAL y NBBL:

$$H = \frac{V_r}{A_v} \quad \text{(Ec 3.19)}$$

Donde:

H= Altura entre NAAL y NBBL (pie)

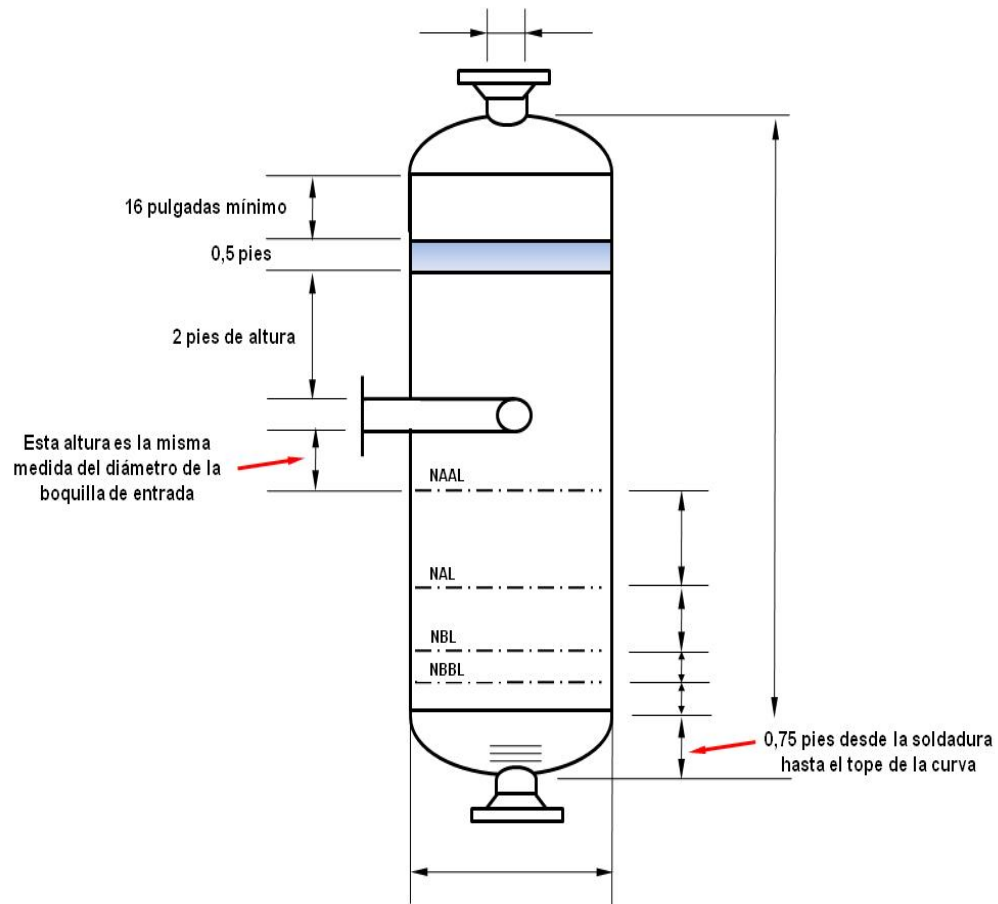
$V_r$ = Volumen de retención máximo entre NAAL y NBBL ( $\text{pie}^3$ )

$A_v$ = Área de sección transversal para el flujo de vapor ( $\text{pie}^2$ )

Entonces:

$$H = \frac{0,965 \text{ pie}^3}{1,7028 \text{ pie}^2} = 0,5667 \text{ pies}$$

Algunas dimensiones del tambor no son calculadas si no que son recomendadas por el manual con base en la experiencia de este tipo de equipos, dichas medidas se muestran a continuación:



**Figura 3.23 Dimensiones recomendadas para separadores líquido-gas**

El nivel más bajo de condensados se llamó nivel bajo-bajo de líquidos (*NBBL*) y la NORMA PDVSA MDP-03-S-03 [14], establece que la distancia mínima entre esta elevación y el fondo del equipo debe ser:

$$h_{NBBL} = 9 \text{ plg} = 230 \text{ mm}$$

Para calcular la altura entre NBL y NBBL se utilizó la siguiente ecuación:

$$H_{NBBL - NBL} = \frac{V_{r2}}{\pi D^2} \quad \text{(Ec 3.20)}$$

Donde:

$H_{NBBL-NBL}$  = Altura entre NBL y NBBL (pie)

$V_{r2}$  = Volumen de retención entre NBL y NBBL (pie<sup>3</sup>)

D = Diámetro del recipiente (pie)

Entonces:

$$H_{NBBL-NBL} = \frac{0,642 \text{ pie}^3}{3,14159 * (1,4704)^2} = 0,0945 \text{ pies}$$

La altura entre NBL y NAL viene dada por:

$$H_{NBL-NAL} = \frac{V_{r1}}{\pi D^2} \quad \text{(Ec 3.21)}$$

Donde:

$H_{NBL-NAL}$  = Altura entre NBL y NAL (pie)

$V_{r1}$  = Volumen de retención entre NBL y NBBL (pie<sup>3</sup>)

D = Diámetro del recipiente (pie)

Entonces:

$$H_{NBL-NAL} = \frac{0,32 \text{ pie}^3}{3,14159 * (1,4704)^2} = 0,047 \text{ pies}$$

Y la altura entre NAL y NAAL viene dada por la siguiente expresión:

$$H_{NAL-NAAL} = \frac{4 * V_r}{\pi D^2} - H_{NBL-NAL} - H_{NBBL-NBL} \quad \text{(Ec 3.22)}$$

Donde:

$V_r$  = Volumen de retención máximo entre NAAL y NBBL (pie<sup>3</sup>)

$H_{NBL-NAL}$  = Altura entre NBL y NAL (pie)

$H_{NBBL-NBL}$  = Altura entre NBL y NBBL (pie)

D = Diámetro del recipiente (pie)

Entonces:



$$H_{NAL - NAAL} = \frac{4 * 0,965}{3,14159 * (1,4704 \text{ pies})^2} - 0,0945 \text{ pies} - 0,047 \text{ pies}$$

$$H_{NAL - NAAL} = 0,4267 \text{ pies}$$

Luego de obtenida la altura del recipiente y su diámetro se calcula la relación L/D, la cual el manual de diseño para separadores líquido-vapor PDVSA 90616.1.027 dice: “Estimar la longitud total de costura a costura del recipiente considerando las relaciones económicas L/D del recipiente con el margen desde 2,5 hasta 6. Verificar que la relación L/D final computada cae en este margen. Si L es demasiado baja, proveer arbitrariamente mayor tiempo de retención de líquido. Si L es demasiado alta, seguir un diseño horizontal. Siempre que sea posible las longitudes y los diámetros deben ajustarse para producir tamaños que coincidan con los diseños estándar de los suplidores del equipo”.

Para este caso tenemos:

$$\frac{L}{D} = \frac{7,41 \text{ pies}}{1,4704 \text{ pies}} = 5,0394$$

Como se puede observar el valor obtenido esta dentro del rango que menciona el manual, lo cual indica que las dimensiones del recipiente están correctas.

Como diámetro de entrada al depurador se tomó el diámetro de la sarta del pozo en estudio que es igual a 4 ½ pulg, ya que, los equipos instalados actualmente usan este diámetro de entrada. El diámetro de salida de gas se utilizara ¼ pulg, ya que la tubería que se utilizará en el sistema de inyección es de la misma medida. Y para la salida del líquido será de 2 pulg debido a que la cantidad de líquido que contiene el gas natural es menor al 5%.

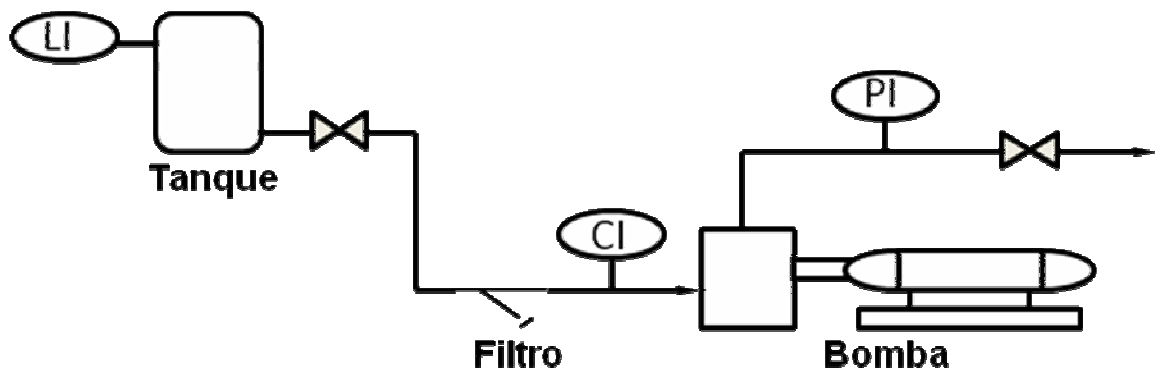
Todos los datos obtenidos por medio de estos cálculos son reportados en las tablas 4.3 y 4.4.

### **3.4 Determinación de un sistema de control de proceso y su filosofía de operación para los equipos requeridos en la propuesta**

El sistema de control propuesto para la inyección de anti-safalténico es de tipo indicativo, ya que todos los medidores en el sistema son indicadores y no regulan la variable que miden, y las válvulas son manuales y no de control, la cuales son para cualquier operación de mantenimiento del mismo. La información medida por los diferentes medidores será enviada a la unidad RTU, de allí a la unidad de radio, luego al panel de control donde se encuentra el personal encargado del monitoreo, de este modo la inyección será supervisada en tiempo real las 24 horas del día sin tener que hacer visitas a campo.

Con este monitoreo se pretende minimizar el taponamiento de los capilares ya que en caso de cualquier eventualidad se puede resolver rápido antes de que los asfaltenos se asienten en el capilar y sea imposible desprenderlos, ya que han habido casos donde se intentó destapar unos capilares aplicando presión desde superficie sin resultados exitosos debido a que la presión necesaria para desplazar el tapón de asfalteno es mayor a la presión de diseño del capilar.

La filosofía de operación del sistema es sencilla ya que la bomba succiona líquido del tanque de almacenamiento y lo inyecta al pozo mediante el capilar, pero la información que verán los operadores en el panel serán las medidas de los medidores y de acuerdo a esto se sabrá lo que está pasando en el sistema, esto lo podemos explicar de la siguiente manera:



**Figura 3.24 Elementos del sistema de control para monitorear la inyección de anti-asfáltico.**

A continuación se presentaran algunas fallas que pueden ocurrir en operación según el arreglo en la figura 3.27 y lo que verá el operador en el panel:

**Tabla 3.10 Interpretación de los valores medidos por los instrumentos en campo.**

	Caudalímetro	Manómetro	Medidor de nivel	Observación
<b>Medición</b>	Disminuye	Normal	Normal	El filtro se está taponando
	Normal	Cero	Normal	La bomba se detuvo
	Normal	Normal	Medida muy pequeña	No hay suficiente líquido en el tanque

Este sistema es totalmente automático en caso de cualquier incidente la unidad RTU enviara la señal para apagar la bomba y así mantener la integridad de la misma, ya que cada sistema instalado tendrá un setpoint o punto de configuración en cada medidor (nivel, caudal y presión), si el valor medido se encuentra muy desviado por arriba o por abajo del setpoint programado el sistema analizará la información y decidirá si apagar o no. A continuación un ejemplo con el pozo MUC-46, el cual tiene una dosis de 20 gal/día, presión 6500 psi y un nivel crítico de  $\frac{1}{4}$  de tanque.

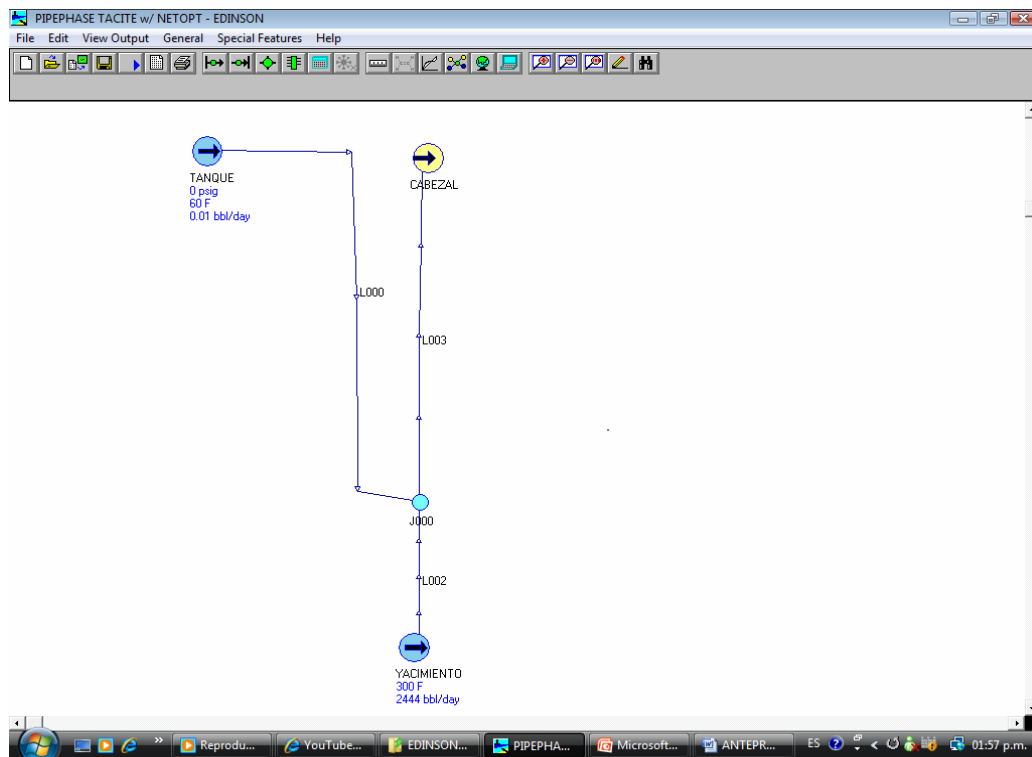
**Tabla. 3.11 Filosofía de operación del sistema propuesto**

Pozo MUC-46				
Medidor	Setpoint	Valor medido	Acción	Observación
Caudal	20 gal	17 gal	Alerta	Aunque no inyecta la dosis precisa no se apaga para minimizar la precipitación de los asfaltenos
		24 gal	Alerta	No se apaga para minimizar la precipitación de los asfaltenos
		0 gal	Apagar	Apagar para evitar fundir la bomba
Presión	6500 psi	6000 psi	Apagar	Porque no se está venciendo la presión del pozo
		8000 psi	Alerta	Porque se está seguro que el químico esta fluyendo y además estas bombas tienen una presión máxima de 10.000psi
		0 psi	Apagar	La bomba se detuvo
Nivel	1/4 de tanque	menor a 1/4	Apagar	Apagar antes de que la bomba succione aire y se deteriore
		mayor a 1/4	Normal	Todavía ahí suficiente líquido en el tanque
		0	Apagar	Ya no hay líquido en el tanque

### 3.5 Simulación del sistema diseñado a las condiciones operacionales de los pozos en estudio

El programa que se utilizó para llevar a cabo este objetivo fue Pipephase 9.1, que es un simulador de redes hidráulicas muy conocido y utilizado en la industria para diferentes aplicaciones. Para efecto de este trabajo se simuló la inyección de anti-asfálténico para todos los pozos del estudio a condiciones de operaciones reales, pero sin los instrumentos de medición debido a que el programa no los contempla en su base de datos.

Como primer paso se definieron las fuentes o sources y las salidas o sinks, la primera fuente fue el anti-asfálténico contenido en el tanque de almacenamiento y la segunda el crudo que suministra el yacimiento, estas dos corrientes se unen en un punto en el fondo del pozo el cual se conoce como mandril de inyección, pero en el programa se conoce como junction; Estas dos corrientes llegan a la salida la cual es el cabezal del pozo, como se muestra a continuación:



**Figura 3.25 Modelo de la simulación de los pozos de estudio.**

Como se puede observar en la figura, el círculo azul con la flecha dentro son las fuentes o sources 1 y 2, el círculo amarillo con la flecha dentro es la llegada o sink. Y el círculo azul claro es el punto de unión o junction donde el anti-asfálténico se une a la corriente de crudo.

### 3.6 Estimación de costo del sistema propuesto

Para lograr este objetivo se utilizó un programa interno de la empresa llamado Seeplus el cual es una programa para evaluaciones económicas muy utilizado en la empresa para diferentes aplicaciones, pero para este trabajo se utilizó para el cálculo de la tasa interna de retorno y valor presente neto como parámetros más importantes y para obtener una gráfica de riesgo y así ver cuán riesgosa es la inversión en este sistema de inyección.

Este programa requiere varios datos para hacer el cálculo como lo son: Características del proyecto, inflación, tiempo de vida útil entre otros. Todos estos datos se introducen en la siguiente ventana:

Visualizador

Ejercicio: 2008

Proyecto

**Datos del Proyecto**

Número de Reglón: 2008-221-O-82 → 30 → Consecutivo Control Usuario

Reglones Asociados: 2008-221-O-82 Año Ejercicio: 2008

Nombre del Proyecto: SBC - 140 IMPEZAS QUIMICO-MECANICA

Año Aprobación: 2008 Análisis Riesgo/Costo/Beneficio:  Distrito: Punta de mata

Tipo de Propuesta: Programa en Progreso Con Exoneración I.V.A:  Unidad Básica: Pital

Objetivo de la Propuesta: Mantener Negocio: PRO

Prioridad: Necesario Filial: EPM

Descripción: se propone realizar 14 Impezas quimicos mecanicas por año.

Alcance:

Comentarios:

**Anexos Proyecto**

Usuario Proyecto

Estructura Jerárquica

[Ver Estructura](#)

Función	Nivel	Nombre
Economía	Categoría Principal	Consolidación Producción
Planificación	Clasificación Principal	04 Eje de Crecimiento de Areas Tradicionales
Organización	REGISN	Punta de Mata
Impacto	Principal	Producción Livianos / Medianos
Lineamientos MENPET	Lineamiento Principal	Mantenimiento Capacidad de Producción
Presupuesto	Sub Categoría PPTO	Petróleo

Nuevo Guardar Eliminar Imprimir Cancelar Anterior Siguiente Regresar

Figura 3.26 Ventana para introducir los datos del proyecto a evaluar.

También se colocan los costos de los diferentes equipos como inversión inicial y las ganancias que genera la implantación del sistema. En este caso

el sistema de inyección tiene un costo aproximado de 43.000 BsF ó 20.000 dólares para los equipos y 1.050.000 BsF ó 700.000 dólares aproximadamente para instalación del capilar de inyección en el pozo. Con respecto a las ganancias de dicha instalación dependerá del pozo, ya que las ganancias netas será el ahorro en la entrada de coil tubing, es decir si el pozo tiene tres entrada de coil-tubing al año por taponamiento con asfalteno en fondo, teniendo un costo de 537.500 BsF ó 250.000 dólares aproximadamente cada servicio de esta herramienta, quiere decir que son 1.612.500 BsF ó 750.000 dólares al año para este pozo y con la instalación del sistema de inyección se pueden ahorrar estos costos.

## **CAPÍTULO IV**

### **ANÁLISIS DE RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

#### **4.1 Análisis de resultados**

##### **4.1.1 Identificación de los problemas operacionales en los capilares instalados en los pozos y sistemas de inyección**

Se llevó a cabo la recopilación de información sobre la historia de los pozos del área de estudio, la cual se obtuvo mediante entrevistas con el personal especializado en el tema, programa Centinela, programa Simde y pruebas de campo. La información que se logró conocer a través de todos los medios mencionados anteriormente acerca de los problemas operacionales más importantes que ocurren con los capilares y sistemas de inyección son:

- Baja eficiencia de las bombas neumáticas instaladas en los sistemas de inyección.
- Los depuradores no descargan el gas totalmente libre de líquido, lo que ocasiona el mal funcionamiento de la bomba.
- La falta de filtro para el químico anti-asfáltico que se va inyectar.
- Los tanques de almacenamiento no están totalmente sellados, lo que causa la oxidación del químico con el aire.
- Obstrucción del mandril de inyección en el fondo del pozo por causa de los asfaltenos debido a fallas con las válvulas check del mismo.



#### 4.1.2 Resultados de los cálculos para la potencia de las bombas

Ya que las bombas neumáticas no dan el desempeño esperado para pozos de alta presión de fondo como lo son la mayoría en el área de estudio, se propone cambiarlas por bombas de pistón eléctricas que son mucho más eficientes que su contra parte neumática, y así se evita la dependencia de la presión de cabezal del pozo para el buen funcionamiento de la bomba, ya que esta presión varía mucho durante la vida del pozo y es una de las causas de la baja eficiencia de las bombas neumáticas.

La potencia que necesitan las bombas para vencer la presión de fondo se calculó con las ecuaciones descritas en el capítulo 3, y los resultados se muestran a continuación:

**Tabla 4.1 Potencia requerida por el motor para inyectar el anti-asfáltico a fondo de pozo de los campos Carito y Piritál.**

Pozos	Profundidad del capilar (pies)	Pwf (psi)	Presión de descarga (psi)	Potencia del motor calculada (hp)	Potencia del motor real (hp)
<b>MUC-46</b>	18.411	6601,00	6632,243710	0,196484112	0,5
<b>MUC-103</b>	14.777	7062,98	7093,613238	1,487808405	1,5
<b>MUC-108</b>	13.590	5991,74	6023,788802	1,249460214	1,5
<b>MUC-109</b>	13.633	7000,00	6990,769319	1,478186623	1,5
<b>MUC-110</b>	14.479	6476,70	6508,107963	1,352824659	1,5
<b>MUC-111</b>	14.710	5449,00	5482,365199	1,106629061	1,5
<b>MUC-114</b>	14.871	5700,00	5732,434314	1,163845355	2,5
<b>SBC-51A</b>	9.540	5590,00	5622,579671	1,206595522	2,0
<b>SBC-91</b>	14.200	4681,00	4714,780846	0,931208347	1,0
<b>SBC-115</b>	15.253	6155,00	6186,833066	1,266658314	1,5
<b>SBC-127</b>	14.720	7269,20	7299,560734	1,537376339	2,0
<b>SBC-136</b>	X	Cerrado	X	X	X
<b>SBC-140</b>	15.015	4986,00	5019,377811	0,992913742	1,0
<b>SBC-142</b>	12.947	9720,40	9747,521658	2,140694834	2,5
<b>SBC-144</b>	14.910	7656,90	7686,748418	1,626730648	2,0

**Tabla 4.2 Potencia requerida por el motor para inyectar el anti-asfalténico a fondo de pozo de los campos Furrial y Corozo.**

Pozos	Profundidad del capilar (pies)	Pwf (psi)	Presión de descarga (psi)	Potencia del motor calculada (hp)	Potencia del motor real (hp)
FUC-19	12.000	6937,90	6968,698522	1,49402767	1,5
FUC-37	12.487	5433,30	5466,086738	1,13145762	1,5
FUC-40	13.481	5717,50	5749,911189	1,18592760	1,5
FUC-51	13.020	5442,40	5475,174713	1,12673398	1,5
FUC-52	13.386	5000,05	5033,409245	1,01726339	1,5
FUL-10	12.811	5600,00	5632,566457	1,16675043	1,5
FUL-41	14.278	6111,00	6142,891208	1,26882184	1,5
FUL-90	12.460	4750,00	4783,689668	0,97000248	1,0
FUL-91	14.405	5322,00	5354,933813	1,08034982	1,5
FUL-94	13.096	6046,50	6078,47644	1,26880242	1,5
FUL-105	13.187	6116,00	6147,884601	1,28408545	1,5
FUL-112	13.627	5757,00	5789,358993	1,19339692	1,5
FN-19	15.691	6126,00	6157,871387	1,25413869	1,5
FN-26	14.768	7629,00	7658,885286	1,62195654	2,0
FN-28	14.762	6543,00	6574,320353	1,36487213	1,5
MRC-04	15.200	2500,00	2496,715731	0,39237634	1,0
COL-6	14.397	7911,00	7940,512644	1,69352122	2,0

Como se puede observar en las tablas 4.1 y 4.2 la potencia necesaria para inyectar el anti-asfalténico en fondo no es alta, esto se puede deber a que la dosis a inyectar es muy pequeña como se pudo observar en la muestra de cálculos en el capítulo 3, y también, el capilar es de larga longitud vertical hacia abajo y la presión que ofrece la columna de líquido contenida en el, ayuda a fluir el anti-asfalténico a través del mandril de inyección con menos esfuerzo por parte de la bomba.

#### **4.1.3 Resultados de los cálculos para los depuradores del sistema de inyección**

El depurador es uno de los componentes más importantes del sistema de inyección ya que es el que suministra el gas limpio de líquido para generar energía eléctrica, la cual pondrá en marcha el sistema de inyección completo.

Los cálculos de las dimensiones se hicieron con las ecuaciones descritas en el capítulo 3 y los resultados arrojados fueron:

**Tabla 4.3 Dimensiones de los depuradores de los pozos en los campos Carito y Pirital.**

Pozos	Volumen de gas (Mpc/día)	Diámetro calculado (pie)	Diámetro comercial (pie)	Altura del depurador (pie)	Relación L/D
<b>MUC-46</b>	1.859	1,4704	1,5	7,41	5,04
MUC-103	3.181	1,9261	2,0	7,41	3,84
MUC-106	1.442	1,2968	1,5	7,45	5,74
MUC-108	2.363	1,6601	2,0	7,41	4,46
MUC-109	27.043	5,6160	6,0	14,81	2,63
MUC-110	3.393	1,9892	2,0	7,49	3,76
MUC-111	680	1,2074	1,5	7,23	5,98
MUC-114	1.501	1,3231	1,5	7,41	5,60
MUC-115	11.498	3,6619	4,0	9,69	2,64
SBC-18E	2.830	1,8167	2,0	7,41	4,07
SBC-51A	6.334	2,7179	3,0	7,41	2,72
SBC-91	7.190	2,8958	3,0	7,57	2,61
SBC-115	6.386	2,7291	3,0	7,41	2,72
SBC-127	5.793	2,5993	3,0	7,41	2,85
SBC-136	100	1,2074	1,5	7,23	5,98
SBC-140	4.554	2,3046	2,5	7,41	3,22
SBC-142	1.652	1,3880	1,5	7,41	5,33
SBC-144	15.486	4,2498	4,5	11,20	2,64

**Tabla 4.4 Dimensiones de los depuradores de los pozos en los campos Furrial y Corozo**

Pozos	Volumen de gas (Mpc/día)	Diámetro calculado (pie)	Diámetro comercial (pie)	Altura del depurador (pie)	Relación L/D
<b>FUC-19</b>	205	1,2074	1,5	7,23	5,98
<b>FUC-37</b>	750	1,2074	1,5	7,23	5,98
<b>FUC-40</b>	4.800	2,3660	3,0	7,41	3,13
<b>FUC-51</b>	41.671	6,9714	7,0	18,21	2,61
<b>FUC-52</b>	6.427	2,7378	3,0	7,41	2,71
<b>FUL-10</b>	5.477	2,5274	3,0	7,41	2,93
<b>FUL-41</b>	1.823	1,4581	1,5	7,41	5,08
<b>FUL-90</b>	796	1,2074	1,5	7,23	5,98
<b>FUL-91</b>	719	1,2074	1,5	7,23	5,98
<b>FUL-94</b>	1.822	1,4577	1,5	7,41	5,08
<b>FUL-105</b>	11.939	3,7315	4,0	9,88	2,65
<b>FUL-112</b>	1.646	1,3855	1,5	7,41	5,35
<b>FN-19</b>	702	1,2074	1,5	7,23	5,98
<b>FN-26</b>	647	1,2074	1,5	7,23	5,98
<b>FN-28</b>	639	1,2074	1,5	7,23	5,98
<b>MRC-04</b>	897	1,2074	1,5	7,23	5,98
<b>COL-6</b>	2.493	1,7051	2,0	7,41	4,35

Como se observa en los resultados de las tablas 4.3 y 4.4, los depuradores obtenidos son pequeños, lo cual se esperaba ya que la cantidad de gas que manejan estos pozos individualmente es muy reducida y no necesitan ser equipos muy grandes para cumplir su función. Cabe destacar que los depuradores instalados actualmente son de menor volumen que los obtenidos por estos cálculos, lo que indica que estos son menos eficientes que los calculados.

Estos equipos pueden ser fabricados por la misma empresa ya que son equipos sencillos y así bajar un poco los costos totales de la implantación de este sistema de inyección de anti-asfáltico a fondo de pozo. El material utilizado para la fabricación debe ser apto para soportar las condiciones operaciones de los pozos de esta zona.

#### **4.1.4 Tanque de almacenamiento**

Se propone que el tanque almacene anti-asfáltico suficiente para 25 días de inyección continua, la ecuación utilizada es la descrita en el capítulo 3 y los resultados de la misma se muestran a continuación:

**Tabla 4.5 Cálculo de volumen para el tanque de almacenamiento.**

Pozos	Dosis (gal/día)	Volumen del tanque (gal)	Volumen tanque (L)	Volumen comercial del tanque (L)
MUC-46	20	500	1892.70	2.000
MUC-103	20	500	1892.70	2.000
MUC-108	25	625	2365.88	2.500
MUC-109	15	375	1419.53	1.500
MUC-110	20	500	1892.70	2.000
MUC-111	40	1000	3785.41	4.000
MUC-114	15	375	1419.53	1.500
SBC-51A	25	625	2365.88	2.500
SBC-91	15	375	1419.53	1.500
SBC-115	12	300	1135.62	1.500
SBC-127	21	525	1937.34	2.000
SBC-136	30	750	2839.06	3.000
SBC-140	20	500	1892.70	2.000
SBC-142	26	650	2460.52	2.500
SBC-144	15	375	1419.53	1.500
FUC-19	20	500	1892.70	2.000
FUC-37	20	500	1892.70	2.000
FUC-40	20	500	1892.70	2.000
FUC-51	20	500	1892.70	2.000
FUC-52	20	500	1892.70	2.000
FUL-10	20	500	1892.70	2.000
FUL-41	20	500	1892.70	2.000
FUL-90	20	500	1892.70	2.000
FUL-91	20	500	1892.70	2.000
FUL-94	20	500	1892.70	2.000
FUL-105	20	500	1892.70	2.000
FUL-112	20	500	1892.70	2.000
FN-19	20	500	1892.70	2.000
FN-26	20	500	1892.70	2.000
FN-28	20	500	1892.70	2.000
MRC-04	20	500	1892.70	2.000
COL-6	20	500	1892.70	2.000

Estos tanques se deben sellar totalmente después de suplirlos con el químico para que no ocurra ninguna reacción con el ambiente de la zona. El material preferiblemente debe ser de acero inoxidable o plástico para evitar una posible reacción entre el químico con las paredes del tanque y la oxidación típica entre el hierro y el aire.

#### 4.1.5 Simulación del sistema propuesto

Para realizar esta simulación se tomaron los datos reportados en las tablas 3.1 y 3.2. Ya que este programa solo trabaja con la parte hidráulica no se pudo simular el sistema de control propuesto, los datos más importantes de esta simulación son la potencia de bomba y la producción de crudo de

cada pozo. A continuación se muestra el reporte que arrojo Pipephase 9.1 para el pozo MUC-46, los demás reportes del resto de la población se encuentran en el anexo B.

SIMULATION SCIENCES INC. **MUC-46**  
 PROJECT PIPEPHASE VERSION 9.1  
 PROBLEM INPUT  
 HYDRAULIC SUMMARY 03/24/10

=====

BASE CASE

NETWORK SUMMARY

Link	Std. Flowrates			Inlet			Outlet		
	Oil BPD	Water BPD	Gas MMCFD	Node	Pres. PSIG	Temp. F	Node	Pres. PSIG	Temp. F
L000	1.00E-2	0.0	0.0000	TANQ	-55.2	60.	J000	5915.0	300.
L002	2444.0	9.8	1.8599	YACI	6601.0	300.	J000	5915.0	300.
L003	2444.0	9.8	1.8599	J000	5915.0	300.	CABE	24182.5	248.

NODE SUMMARY

Node	Pressure PSIG	Temp. F	Oil Grav API	Gas Grav LB/CF	Water Cut %	GOR CFBBL	Liquid Rate BPD
TANQ	-55.2	60.	31.7	1.2486	0.0	0.	1.000E-2
YACI	6601.0	300.	31.7	1.2486	0.4	761.	2453.8
J000	5915.0	300.	31.7	1.2486	0.4	761.	2453.8
CABE	24182.5	248.	31.7	1.2486	0.4	761.	<b>2453.8</b>

LINK DEVICE SUMMARY

Link	Device		Pressure		Temp.		Inlet		Average Holdup
	Name	Type	PSIG	F	Vsl FPS	Vsg FPS	Pattern		
L000	T000	TBNG	-55.2	60.0	1.9E-3	0.00	1-PH	0.00	
	C000	CHEK	5915.0	1671.6	----	----	----	----	
	C001	CHEK	5915.0	1671.6	----	----	----	----	
L002	OUTLET		5915.0	1671.6					
	P002	PIPE	6601.0	300.0	1.96	0.00	1-PH	1.00	
L003	OUTLET		6635.0	299.9					
	P001	PIPE	5915.0	299.9	1.96	0.00	1-PH	1.00	
	OUTLET		24182.5	247.9					

PUMP REPORT

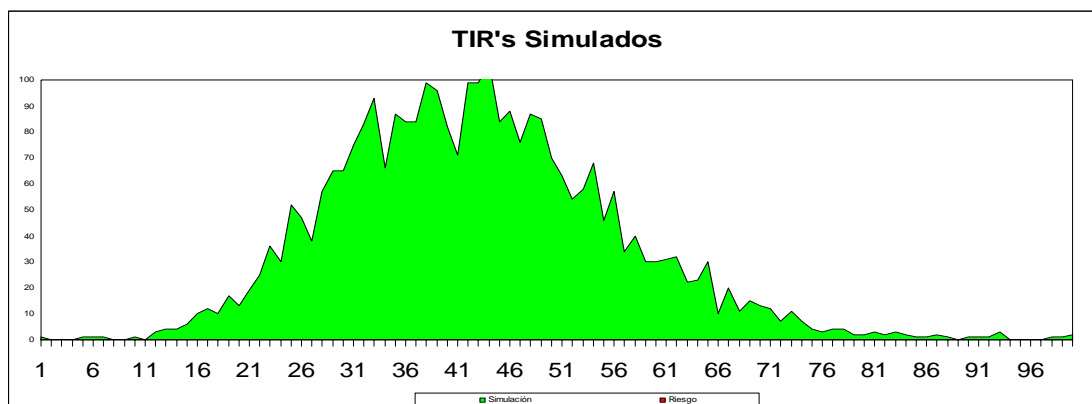
Pump	Rate BPD	Suction Pres. PSIG	Outlet Pres. PSIG	Outlet Temp. F	Head FTHD	EFF	BHP HP	Stages
P001	3338.0	0	8181.0	292.8	0.0	0.00	<b>1.0</b>	1

Dentro de los óvalos se encuentran la producción del pozo y la potencia de la bomba, como se puede observar la producción del pozo es de 2453.8 bls/día, lo cual es un valor elevado según los estándares de la empresa, pero como se observa en la tabla 3.1 este pozo tiene un promedio 3 taponamientos por asfaltenos por año, lo que lo hace un candidato excelente para la instalación del sistema de inyección. La potencia arrojada por el simulador es 1 hp, la cual concuerda con la calculada de forma manual y es probable que este valor se deba a que el caudal que van a manejar estas bombas es muy pequeño.

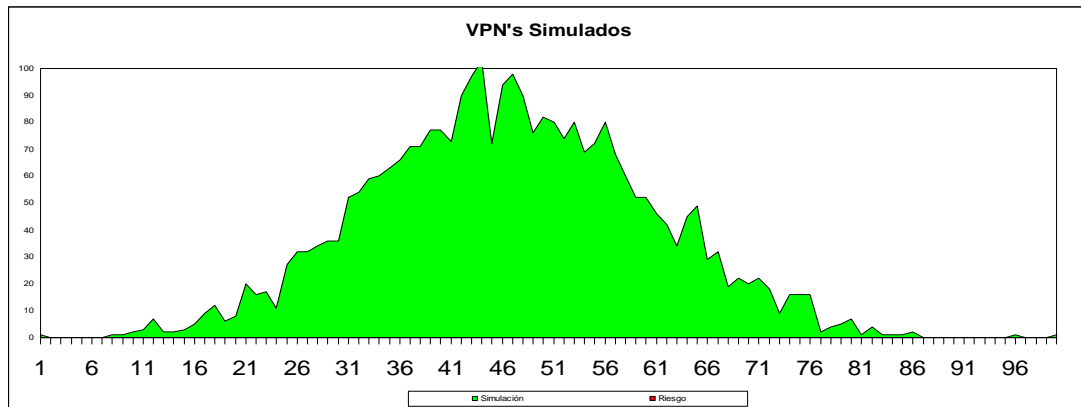
También el programa ofrece datos adicionales como las velocidades, temperaturas y presiones experimentadas por el fluido dentro de tubería que no están demás y son importantes conocer.

#### 4.1.6 Resultados del estimado económico del sistema de inyección

El programa Seeplus arrojó los siguientes gráficos para los indicadores económicos TIR y VPN respectivamente:



**Figura 4.1 Gráfico de tasa interna de retorno.**



**Figura 4.2 Gráfico del valor presente neto.**

En las figuras 4.1 y 4.2 se observa que los gráficos no tienen riesgo alguno, ya que no hay coloración roja en la curva, lo que indica que la inversión en este sistema de inyección es rentable. El valor obtenido para el VPN fue 4.846.158 BsF (2.254.027 dólares) y una TIR de 12%. Esta simulación se hizo para 10 años, la inversión hecha en este sistema se recuperará en un plazo menor a este tiempo y generara ahorros a la empresa por concepto de trabajos a pozo.

## 4.2 Conclusiones

- El sistema actual de inyección es ineficiente a causa de la bomba dosificadora neumática, ya que esta depende la presión de cabezal del pozo la cual fluctúa mucho.
- En función del resultado obtenido en la prueba al mandril de inyección se puede concluir que el taponamiento del capilar del pozo SBC-18E fue debido a fallas en el funcionamiento de las válvulas check del mandril de inyección.



- La causa del mal funcionamiento del mandril de inyección del pozo SBC-18E se debió a una ruptura del sello vitum en el actuador de la válvula check.
- Los resultados de los cálculos del dimensionamiento de los diferentes equipos estuvieron en el rango esperado, para la potencia de la bomba (0,5-3 hp), los diámetros y alturas de los depuradores (0.5-3 pies) y (5-15 pies), respectivamente y para los tanques de almacenamiento (500-3.000 litros).
- Los resultados de las simulaciones del sistema de inyección corroboran los resultados obtenidos de forma manual entre 0,5 y 3 hp con respecto a la potencia de bomba y la producción del pozo se mantiene.
- De acuerdo a los datos obtenidos por el programa Seeplus, el sistema de inyección es rentable económicamente, con un VPN de 4.846.158 BsF (2.254.027 dólares) y una TIR de 12%.

#### **4.3 Recomendaciones.**

- ❖ Colocar un filtro en los sistema de inyección pasar evitar el paso de partículas solidas a través del capilar y así minimizar las fallas en las válvulas check del mandril de inyección.
- ❖ Durante un trabajo a pozo mantener el capilar inyectando para evitar la precipitación de asfáltenos en el mismo.

- ❖ Modificar el diseño del nipple y mandril de inyección para eliminar el tramo de 2 pulgadas que está entre la válvula check y la tubería de producción.

## BIBLIOGRAFÍA

1. Figueroa, M. **“Evaluar los sistemas de inyección de química como herramienta de prevención y control de la precipitación de asfaltenos en el campo Carito”**. Tesis de grado, Universidad de Oriente, Anzoátegui, Venezuela, 2001.
2. Ortiz, A. **“Estudio del comportamiento de la deposición de asfaltenos en los sistemas de producción que conforman las unidades de explotación Carito y Piritál, Distrito Norte del Estado Monagas”**. Tesis de grado, Universidad de Oriente, Anzoátegui, Venezuela, 2004.
3. DELGADO, José Gregorio **“Asfaltenos composición, agregación, precipitación”**. Cuaderno FIRP S369-A, Universidad de Los Andes, Escuela de Ingeniería Química, Mérida, Venezuela, 2006.
4. Lozada Gómez, César Augusto. **“Análisis de la problemática de deposición de asfaltenos en las sartas de completación de los pozos del yacimiento MUC-2, campo Mulata - Área Carito Norte”**. Tesis de grado, Universidad de Oriente, Monagas, Venezuela, 2004.
5. Rodríguez, María Patricia **“Inhibición de la precipitación de Asfaltenos con resinas”**. Informe técnico FIRP 0112, Universidad de los Andes, Mérida, Venezuela, 2001.
6. Álvarez F., Omar O. **“Evaluación de dispersantes de asfaltenos para el tren de separación 1 de la estación Carito, Distrito Punta**

**de Mata PDVSA**". Universidad de Oriente, Anzoátegui, Venezuela, 2001.

7. Alayón M. "**Ocurrencia y Floculación**". Cuaderno FIRP S369-PP, Universidad de Los Andes, Escuela de Ingeniería Química, Mérida, Venezuela, 2004.
8. Linares Delgado, José G. "**Estudio de las propiedades de los asfaltenos del crudo Boscán**". Tesis de grado, Universidad de Los Andes, Mérida; Venezuela, 2005.
9. Ichazo M., Albano C., Hernández M., González J., González G. "**Estudio morfológico de los asfaltenos venezolanos extraídos del crudo Zuata y Morichal**". 9<sup>th</sup> CIASEM Cusco-Perú 23-27, Septiembre, 2007.
10. Smith, Carlos A. Y Corripio, Armando B. "**Control automático de procesos teoría y práctica**" Primera edición, sistemas editoriales técnicos, México, 1991.
11. Geankoplis, Christie J. "**Procesos de transporte y operaciones unitarias**" Tercera edición, México, 1998.
12. Freitas Oliveros, Gonzalo. "**Redes hidráulicas de tuberías y su optimización**" Editado por el consejo de publicaciones y la dirección general de cultura de la extensión de la Universidad de Los Andes, 1er edición, 2006.

13. Gil, Glendys; El Khoury Jorge y Ortiz José **“Informe de las pruebas realizada al sistema de inyección de química de los pozos pozo: MUC-109, SBC-51A, SBC-127 Y SBC-142”** PDVSA, Punta de Mata, 2007.
14. PDVSA, **“Tambores Separadores, Separadores Liquido-Vapor”, Manual de Diseño de Procesos**, (1983).
15. PDVSA, **“Guía de Ingeniería, Separadores Liquido-Vapor”, Manual de Ingeniería de Diseño**, (1983).

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO**

<b>TÍTULO</b>	<b>“DISEÑO DE UN SISTEMA DE INYECCIÓN DE ANTI-ASFALTÉNICO PARA MINIMIZAR EL TAPONAMIENTO DE LOS CAPILARES DE FONDO EN LOS POZOS DEL DISTRITO NORTE (PDVSA), ESTADO MONAGAS”</b>
<b>SUBTÍTULO</b>	

**AUTOR (ES):**

<b>APELLIDOS Y NOMBRES</b>	<b>CÓDIGO CVLAC / E MAIL</b>
<b>Edinson E. Rodríguez B.</b>	<b>CVLAC: 15.902.59 EMAIL: Edinson_r37@hotmail.com</b>
	<b>CVLAC: E MAIL:</b>

**PALABRAS O FRASES CLAVES:**AsfaltenoAnti-asfalténicoInyecciónBombaDiseñoCapilarTaponamientoSistema de control

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**

ÁREA	SUBÁREA
Ingeniería y ciencias aplicadas	Ingeniería Química

**RESUMEN (ABSTRACT):**

En este trabajo se realizó un diseño de un sistema de inyección de anti-asfálténico para minimizar el taponamiento de los capilares de fondo en pozos del distrito norte (PDVSA), estado Monagas. Inicialmente, se identificaron todos los pozos que fueron completados con capilares en el distrito norte por medio de entrevistas al personal encargado en los diferentes campos de dicho distrito. Luego, se recopiló toda la información necesaria de los mismos como: producción, longitud del capilar, estado del capilar, etc; se propuso un sistema de inyección capaz de cumplir con las exigencias operacionales de cada pozo, en este punto se realizaron entrevistas con personal especializado para proponer que equipamiento debe tener y un sistema de control para el mismo; se calcularon las dimensiones de los equipos importantes como la bomba, tanque de almacenamiento y depurador, cabe destacar que este dimensionamiento fue personalizado para cada uno de los pozos según sus condiciones operacionales. Posteriormente, se utilizó el programa de redes de tubería Pipephase®9.1 para simular el sistema propuesto a las condiciones operacionales de cada pozo y por último, se hizo un estimado de costos para saber la rentabilidad económica del diseño propuesto mediante el programa de evaluaciones económicas Seeplus, el cual arrojó los siguientes resultados: valor presente neto (VPN) de 4.846.158 BsF (2.254.027 us \$) y una tasa interna de retorno (TIR) de 12%.

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:****CONTRIBUIDORES:**

<b>APELLIDOS Y NOMBRES</b>	<b>ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL</b>				
	<b>ROL</b>	<b>CA</b>	<b>AS</b>	<b>TU</b>	<b>JU</b>
<b>Moreno, Luís</b>	<b>CVLAC:</b>	<b>8.987.972</b>			
	<b>E_MAIL</b>	<b>LuísMoreno@cantv.com</b>			
	<b>E_MAIL</b>				
	<b>ROL</b>	<b>CA</b>	<b>AS</b>	<b>TU</b>	<b>JU</b>
<b>Moreno, Yuvi</b>	<b>CVLAC:</b>	<b>12.980.821</b>			
	<b>E_MAIL</b>	<b>yuvimoreno@yahoo.com</b>			
	<b>E_MAIL</b>				
	<b>ROL</b>	<b>CA</b>	<b>AS</b>	<b>TU</b>	<b>JU</b>
<b>Arias, Ronald</b>	<b>CVLAC:</b>	<b>13.498.859</b>			
	<b>E_MAIL</b>	<b>ronaldariasc@gmail.com</b>			
	<b>E_MAIL</b>				
	<b>ROL</b>	<b>CA</b>	<b>AS</b>	<b>TU</b>	<b>JU</b>
	<b>CVLAC:</b>				
	<b>E_MAIL</b>				
	<b>E_MAIL</b>				
	<b>ROL</b>	<b>CA</b>	<b>AS</b>	<b>TU</b>	<b>JU</b>

**FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:**

<b>2010</b>	<b>08</b>	<b>12</b>
<b>AÑO</b>	<b>MES</b>	<b>DÍA</b>

**LENGUAJE. SPA**



**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:****ARCHIVO (S):**

<b>NOMBRE DE ARCHIVO</b>	<b>TIPO MIME</b>
TESIS. Diseño de un sistema de inyección. DOC	Application/msword

**CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS:** A B C D E F G H I  
 J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y z. 0 1 2  
 3 4 5 6 7 8 9.

**ALCANCE**

**ESPACIAL:** Punta de Mata (PDVSA)

**TEMPORAL:** 8 Meses

**TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:**

INGENIERO QUÍMICO

**NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:**

PRE-GRADO

**ÁREA DE ESTUDIO:**

DEPARTAMENTO DE ING. QUÍMICA

**INSTITUCIÓN:**

UNIVERSIDAD DE ORIENTE, NÚCLEO ANZOÁTEGUI.

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:****DERECHOS**

De acuerdo al artículo 41 del reglamento de trabajos de grado.

"Los Trabajos de Grado son de la exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente, y sólo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quién deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización"

---

**Rodríguez Bastardo, Edinson Enrique**

**AUTOR**

---

**Moreno, Luís**

**TUTOR**

---

**Moreno, Yuvi**

**JURADO**

---

**Arias, Ronald**

**JURADO**

---

**Salas, Yraima**

**POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS**

