



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

**PROPUESTA DE MEJORAS EN LA RED DE RECOLECCIÓN
DE FLUIDOS MULTIFÁSICOS DEL CAMPO CASMA ANACO,
MUNICIPIO AGUASAY ESTADO MONAGAS.**

**REALIZADO POR:
RICHARD GASPAR ALBORNOZ FIGUERA**

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

MATURÍN, JUNIO DE 2012



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

**PROPUESTA DE MEJORAS EN LA RED DE RECOLECCIÓN
DE FLUIDOS MULTIFÁSICOS DEL CAMPO CASMA ANACO,
MUNICIPIO AGUASAY ESTADO MONAGAS.**

REALIZADO POR:

RICHARD GASPAS ALBORNOZ FIGUERA
C.I.: 12.807.895

REVISADO POR:


Ing. Miguel Flores
Asesor Académico


Ing. José Bouza
Asesor Industrial

MATURÍN, JUNIO DE 2012

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

**PROPUESTA DE MEJORAS EN LA RED DE RECOLECCIÓN
DE FLUIDOS MULTIFASICOS DEL CAMPO CASMA ANACO,
MUNICIPIO AGUASAY ESTADO MONAGAS.**

REALIZADO POR:

**RICHARD GASPAR ALBORNOZ FIGUERA
C.I.: 12.807.895**

APROBADO POR:


Ing. Miguel Flores
Asesor Académico

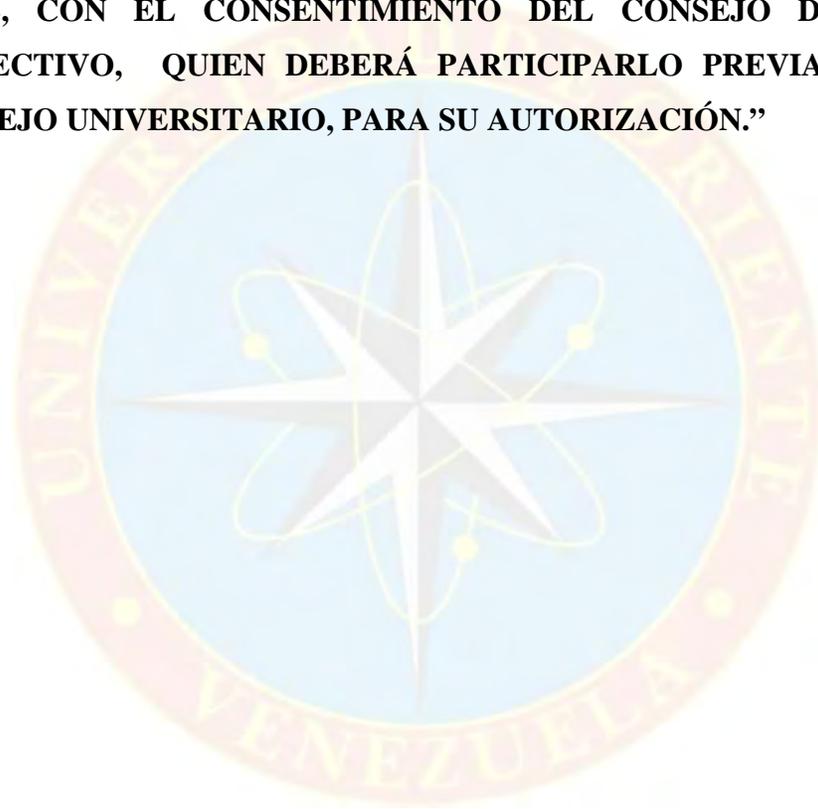

Ing. Fabiola Mottola
Jurado Principal


Ing. Isaac Contreras
Jurado Principal

MATURÍN, JUNIO DE 2012

RESOLUCIÓN

DE ACUERDO AL ARTÍCULO 41 DEL REGLAMENTO DE TRABAJOS DE GRADO: “LOS TRABAJOS DE GRADO SON DE EXCLUSIVA PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD, Y SOLO PODRÁN SER UTILIZADOS A OTROS FINES, CON EL CONSENTIMIENTO DEL CONSEJO DE NÚCLEO RESPECTIVO, QUIEN DEBERÁ PARTICIPARLO PREVIAMENTE AL CONSEJO UNIVERSITARIO, PARA SU AUTORIZACIÓN.”



DEDICATORIA

En primer lugar, este logro quiero dedicárselo al ser que me ha permitido estar aquí, porque estoy seguro que sin él no hubiese podido alcanzar esta meta, ese ser nuestro señor Jesucristo, al igual que a nuestra virgen del Carmen, mil gracias por no abandonarme nunca. Además de mis padres, Ysaida Del Carmen Figuera (yaya) y Luciano Gaspar Albornoz Mata “Dios te tenga en su gloria padre”, gracias por todas sus enseñanzas, por sus buenos ejemplos y su inmenso amor.

Por otro lado, quiero dedicarle con todo mi corazón este logro a mi esposa, Neomary Tineo, porque también es tuyo, gracias por el infinito amor y el apoyo necesario e incondicional para obtener esta meta tan anhelada, gracias eternamente, te amo muchísimo mi cielo.

También quisiera dedicarles este logro a mis hijos; Roy, Carmen y Richard ya que han sido un apoyo muy importante en el alcance de mi carrera.

Son muchas las personas que han influenciado de una u otra manera en mí para poder lograr este éxito entre ellos están: mis hermanos; Jairo, David, Yirda, Kerly y Gaspar, mis tíos; Jesús, Tania, María, Gregorio, Yubizaida, Jesús y Wilman Jiménez, mis cuñadas; Vivian, Karla, Rosa y Orlendis. Por último de manera especial a mi suegra María Chacón y a mi compadre del alma Miguel Brito.

AGRADECIMIENTOS

Gracia a mi Dios Todopoderoso por darme salud, fuerza, sabiduría, inteligencia y la confianza para alcanzar esta meta.

A La Universidad de Oriente, en especial a mi profesor y Asesor Académico Ing. Miguel Flores por su apoyo y orientaciones en cada momento, así como también a mi asesor Industrial Ing. José Bouza.

Por otra parte agradezco al personal de la Empresa Mixta PETROCURAGUA, especialmente a la Gerencia Técnica de Operaciones a cargo de la Ing. Arelis Palacios y a su departamento de producción y mantenimiento, a los Ingenieros; David Blanco, Héctor Salazar, Mariannys Marín a los Operadores de Producción; Daniel Rojas, Jesús Odreman, Wilmer González, Renaldo Valderrama y Fernando Yendez, a los mecánicos; Cesar Inés y Alejandro Carmona y al Instrumentista Héctor Ríos a todos mil gracias por el apoyo y amistad que me brindaron desde los inicios de esta investigación.

De igual manera, quiero hacer extensivo mis agradecimientos al Profesor Dolly La Rosa, a la Ing. Carmen Cabello y al licenciado Henry Galindo por brindarme la oportunidad para culminar mi carrera. A todos Mil Gracias y que dios les pague...

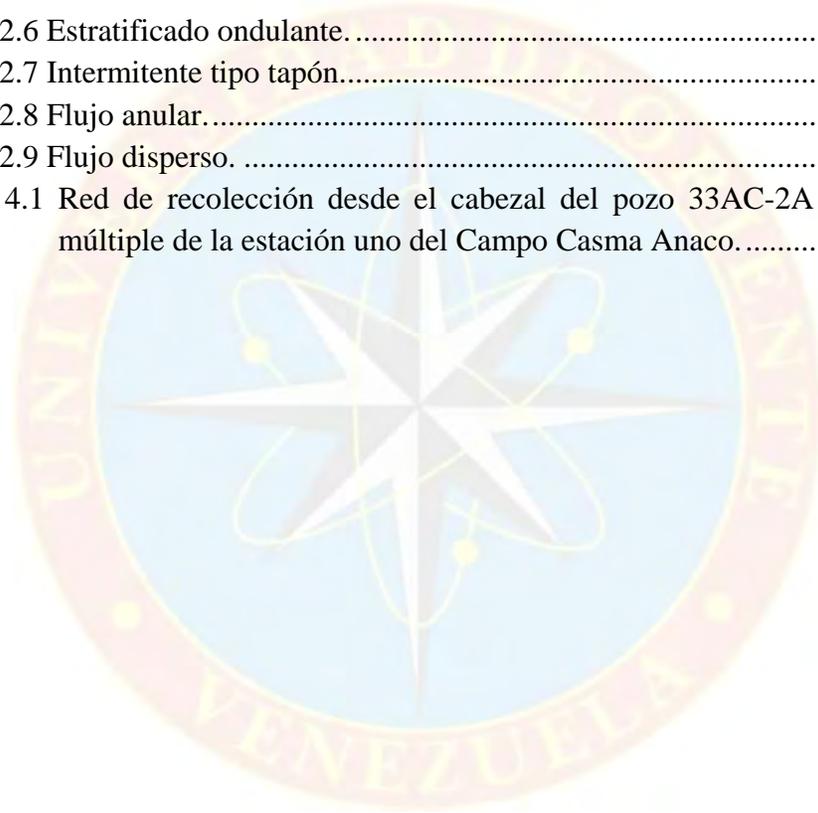
ÍNDICE

	pp.
RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTOS	vi
LISTA DE FIGURAS	ix
LISTA DE GRÁFICAS	x
LISTA DE TABLAS	xi
RESUMEN	xii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	2
EL PROBLEMA	2
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	2
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	3
1.2.1 Objetivo general.....	3
1.2.2 Objetivos específicos.....	3
1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.....	4
CAPÍTULO II	5
MARCO TEÓRICO	5
2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN.....	5
2.2 CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL ÁREA EN ESTUDIO.....	6
2.2.1 Ubicación del Campo Casma Anaco.....	6
2.2.2 Características actuales de la red de recolección de fluido del campo.....	7
2.3 FUNDAMENTOS TEÓRICOS.....	10
2.3.1 Flujo multifásico en tuberías horizontales.....	10
2.3.2 Patrones de flujo.....	11
2.3.3 Patrones de flujo en tuberías horizontales o ligeramente inclinadas.....	11
2.3.4 Pérdidas de Presión en las líneas de flujo.....	15
2.3.5 Correlaciones para flujo multifásico horizontal.....	18
2.3.6 Erosión en las líneas de flujo multifásico.....	18
2.4 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS.....	19
CAPÍTULO III	21
MARCO METODOLÓGICO	21
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	21
3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.....	21
3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA.....	22
3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO.....	22
3.5 INSTRUMENTOS Y TÉCNICAS PARA LA RECOLECCIÓN DE DATOS.....	25
3.5.1 Técnicas.....	25
3.5.2 Instrumentos.....	26
3.6 RECURSOS.....	26
3.6.1 Recursos humanos.....	26

3.6.2 Recursos económicos.....	27
3.6.3 Recursos materiales y técnicos	27
CAPÍTULO IV	28
ANÁLISIS DE RESULTADOS	28
4.1 DIAGNÓSTICO EL ESTADO FÍSICO DE LA RED DE RECOLECCIÓN DE FLUIDO MULTIFÁSICO DEL CAMPO CASMA ANACO	28
4.2 SIMULACIÓN DE LA RED DE RECOLECCIÓN A TRAVÉS DEL PROGRAMA PIPESIM.	30
4.2.1 Simulación de la red de recolección de fluidos multifásicos del campo Casma Anaco.	31
4.2.2 Correlación de flujo multifásico que mejor se ajusta a las condiciones del campo.....	33
4.3 PROPUESTAS DE MEJORAS PARA LA RED DE RECOLECCIÓN Y DISTRIBUCIÓN REALIZANDO SENSIBILIDADES A TRAVÉS DEL PROGRAMA PIPESIM DEL CAMPO CASMA ANACO.....	35
CAPÍTULO V.....	41
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	41
5.1 CONCLUSIONES.....	41
5.2 RECOMENDACIONES	42
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	43
APÉNDICES.....	44
HOJAS METADATOS.....	65

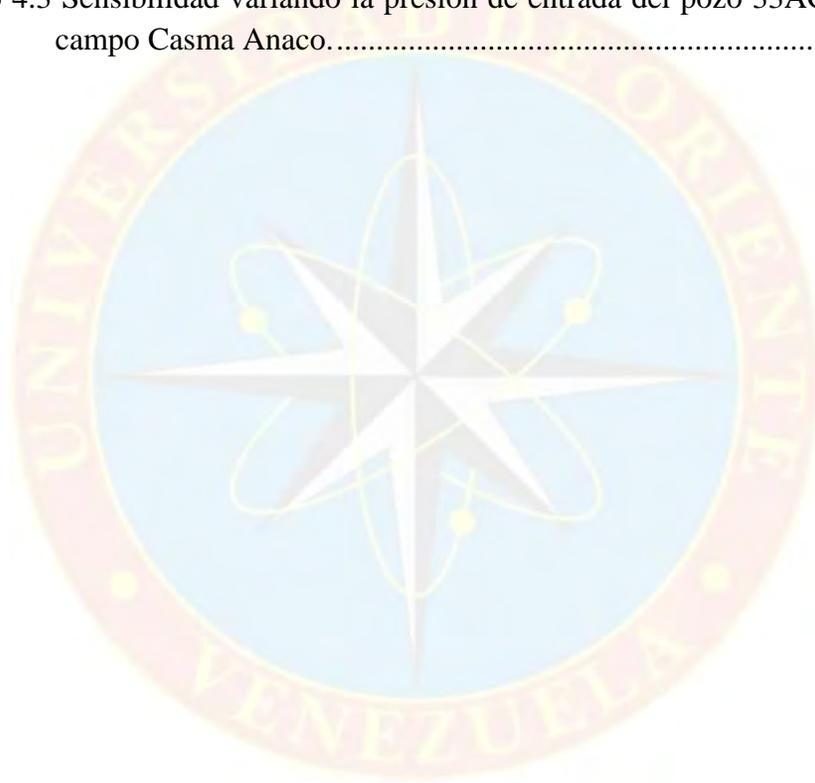
LISTA DE FIGURAS

	pp.
Figura 2.1 Ubicación del campo Casma Anaco.....	6
Figura 2.2 Diagrama de proceso en el Campo Casma Anaco.....	10
Figura 2.3 Tipo burbuja.	12
Figura 2.4 Tipo pistón.....	12
Figura 2.5 Estratificado suave.....	13
Figura 2.6 Estratificado ondulante.....	13
Figura 2.7 Intermitente tipo tapón.....	14
Figura 2.8 Flujo anular.....	14
Figura 2.9 Flujo disperso.	15
Figura 4.1 Red de recolección desde el cabezal del pozo 33AC-2A hasta el múltiple de la estación uno del Campo Casma Anaco.....	31



LISTA DE GRÁFICAS

	pp.
Gráfico 4.1 Simulación del pozo 33CA-110.....	31
Gráfico 4.2 Sensibilidad variando el diámetro de la línea de transferencia de fluido desde la Estación Acema Oeste 2 hasta la Estación Acema Oeste 1.....	37
Gráfico 4.3 Sensibilidad variando la presión de entrada del pozo 33AC-2A del campo Casma Anaco.....	38



LISTA DE TABLAS

	pp.
Tabla 2.1 Características de las líneas de recolección de fluidos multifásicos del campo Casma Anaco.....	7
Tabla 2.2 Longitud de la línea de producción desde los pozos hasta múltiple de producción.....	8
Tabla 2.3 Longitud de la línea de gasoducto.	8
Tabla 2.4 Parámetros de los pozos y líneas de recolección de fluido multifásico del campo Casma Anaco.....	9
Tabla 4.1 Diagnóstico el estado físico de la red de recolección de fluidos multifásico del campo Casma Anaco.....	29
Tabla 4.2 Resultados de la simulación de la red de recolección de fluidos multifásicos del campo Casma Anaco.	32
Tabla 4.3 Comparación de resultados utilizando la correlación de Beggs & Brill en el pozo 33CA-113.	34
Tabla 4.4 Resultados de la sensibilidad variando la presión de entrada de la red de recolección de fluidos multifásicos del campo Casma Anaco.	35
Tabla 4.5 Resultados de la sensibilidad variando el diámetro de la red de recolección de fluidos multifásicos del campo Casma Anaco.	36
Tabla 4.6 Plan de mantenimiento propuesto para la red de recolección de fluido multifásico del campo Casma Anaco.	39



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

RESUMEN

PROPUESTA DE MEJORAS EN LA RED DE RECOLECCIÓN DE FLUIDOS MULTIFÁSICOS DEL CAMPO CASMA ANACO, MUNICIPIO AGUASAY ESTADO MONAGAS

AUTOR:

Richard Gaspar Albornoz Figuera.

C.I:12.807.895

Junio de 2012.

Asesor Académico:

Ing. Miguel Flores

Asesor Industrial:

Ing. José Bouza

Las líneas de recolección de fluido del Campo Casma Anaco, tanto para el crudo como para el gas; son un sistema complejo, obsoleto, fuera de norma y desorganizado, además se encuentran en avanzado estado de corrosión, cruzadas entre sí, sin identificación, no poseen soportes de ningún tipo, por esta razón la propuesta se basó en el diagnóstico de las condiciones actuales de la red y las evaluaciones del comportamiento del flujo multifásico horizontal presente en las líneas a los diferentes niveles de producción. En este estudio se generaron los perfiles de los patrones de flujo, así como también se analizó el comportamiento de la presión. Obteniéndose que el 87% de las líneas estén en contacto directo con el suelo y las líneas del pozo 33AC-2A y el pozo 33AC-20 presentan severa corrosión externa. Además se realizaron sensibilidades en los diámetros de las líneas así como con la presión de entrada de las mismas. Por último se propone un plan de mantenimiento para corregir las desviaciones observadas tomando en cuenta las normas PDVSA.

INTRODUCCIÓN

El método más común para transportar fluidos de un punto a otro es impulsarlo a través de un sistema de tuberías. Las tuberías de sección circular son las más frecuentes, ya que de esta forma ofrecen no sólo mayor resistencia estructural sino también mayor sección transversal para el mismo perímetro exterior que cualquier otra forma. El manejo de los fluidos provenientes de un yacimiento de petróleo o gas, en superficie, requieren de la aplicación de conceptos básicos relacionados con el flujo de fluidos en tuberías, bien sea, en sistemas sencillos o en redes de tuberías.

Los fluidos de un yacimiento de petróleo son transportados a las estaciones de flujo, donde se separan las fases líquidas y gaseosas. Con el paso del tiempo, debido a la existencia de ambientes corrosivos, la humedad, la no aplicación de revestimiento contra corrosión, la disposición de tuberías en el suelo, sin ningún tipo de protección ni soportes adecuados, la falta de programa de mantenimiento, etc., generan efectos de corrosión tanto interna como externa en las tuberías, lo que incrementa el riesgo de fugas y posibles restricciones al flujo, con altas caídas de presión.

Este proyecto de grado tuvo como finalidad, realizar una propuesta para mejorar la red actual de recolección de fluidos de la campo Casma Anaco, utilizando criterios de inspección visual, así como también, del uso del programa PIPESIM 2000 para estudiar su comportamiento y finalmente proponer elaborar un plan de mantenimiento adecuado que permita mantener un control sobre los efectos de la corrosión y el funcionamiento óptimo del sistema de recolección de fluidos.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

PETROCURAGUA S.A., empresa mixta inicia sus operaciones en el Campo Casma Anaco a partir del 1 de Abril de 2006, está conformada por la alianza estratégica entre la Corporación Venezolana de Petróleo S.A. (CVP,SA), Cartera de Inversiones Petroleras C.A, (CIP,C.A) y Operaciones Producción y Exploraciones Nacionales S.A. (OPEN S.A.) ; las mismas se dedican a la exploración, explotación, perforación, producción, procesamiento y almacenamiento de hidrocarburos de manera innovadora, con responsabilidad social y en armonía con el ambiente, a la vanguardia en tecnología, calidad y seguridad, maximizando la recuperación de reservas de hidrocarburos presentes en el área.

El campo está integrado por 40 pozos, de los cuales: siete (7) se encuentran abiertos a producción, diecisiete (17) inactivos, siete (7) para disposición de agua y nueve (9) abandonados. A su vez, cuenta con una planta compresora de gas que se encarga de comprimir el gas producido para luego ser reinyectado a los pozos que operan con levantamiento artificial por gas (Gas Lift). También posee dos estaciones de flujo; la estación de flujo Acema Oeste dos (EAO-2) donde se recolecta el 90% de la producción, proveniente de los pozos del campo y la transfiere hacia la estación de descarga Acema Oeste uno (EAO-1), la cual deshidrata el petróleo y lo entrega a PDVSA. En la actualidad, las tuberías de recolección de fluido, tanto para el crudo como para el gas; son un sistema complejo, obsoleto, fuera de norma y desorganizado, además se encuentran en avanzado estado de corrosión, cruzadas entre sí, sin identificación, no poseen soportes de ningún tipo, pasando dentro del río Morichal con un alto nivel de deflexión, sin ningún tipo de mantenimiento, pues la

falta de criterio de diseño bajo normativas de calidad y el mal estado en el cual se encuentran, complica las actividades de producción, inyección, inspección y reparación. Por otra parte los altos cortes de agua y las emulsiones provocan corrosión interna en las tuberías, generando a su vez disminución de la sección transversal de la tubería, lo que se traduce en altas caídas de presión, variación en el perfil de velocidad del fluido, originando una situación problemática para la gerencia y desarrollo de la empresa PETROCURAGUA. En consecuencia mediante el presente proyecto de grado, se realizó un estudio detallado a través de una inspección visual sobre el sistema de tuberías de recolección, para evaluar las condiciones actuales de la red y detectar los puntos críticos. Basado en los resultados obtenidos se realizó una propuesta de mejoras de las redes de tuberías de recolección de fluidos multifásicos que incluye un plan de mantenimiento del sistema de recolección. De allí la importancia para la gerencia de PETROCURAGUA de realizar este estudio con el fin de aplicar los mantenimientos correctivos correspondientes para evitar las filtraciones y derrames así como las altas caída de presión en el sistema además de incrementar la producción y por ende sus ganancias.

1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1 Objetivo general

Proponer mejoras en la red de recolección de fluidos multifásicos, en el campo Casma Anaco, Municipio Aguasay del Estado Monagas.

1.2.2 Objetivos específicos

- ✓ Diagnosticar el estado físico de la red de recolección de fluidos multifásicos del campo Casma Anaco.

- ✓ Simular el comportamiento de la red de recolección de fluidos multifásicos actual del campo Casma Anaco a través del programa PIPESIM.
- ✓ Proponer mejoras para la red de recolección y distribución realizando sensibilidades a través del programa PIPESIM del campo Casma Anaco.

1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

La empresa Petrocuragua a detectado actualmente en su campo Casma Anaco, una merma en su producción como consecuencia del mal estado y deterioro en que se encuentra su red de recolección y distribución de fluidos multifásicos, razón por la cual la empresa requiere de la propuesta para mejorar la actual red, con un estudio detallado sobre las condiciones físicas del sistema, a través de una inspección visual y la simulación del sistema de tuberías de recolección, con la finalidad de determinar los puntos críticos que afectan la producción, para luego así poder proponer un plan de mantenimiento que permita mejorar las operaciones que para incrementar la producción y por ende sus ganancias.

Además restituir los equipos e instalaciones a sus condiciones de operatividad, esto puede lograrse cumpliendo cabalmente con las pautas especificadas por las prácticas de trabajo, manteniendo una mejora continua de las mismas, así como también conservando actualizada la información sobre la tecnología empleada para el mantenimiento de los equipos, ya que además de elevar el nivel de calidad en los servicios prestados y la continuidad en la producción, evita la ocurrencia de accidentes al personal involucrado en el proceso, además de preservar el ambiente al minimizar posibles riesgos de derrames de petróleo o fuga de gases tóxicos.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

- ✓ **QUIJADA, D. (2008).** "Evaluación de la red de distribución de gas utilizado por el método de levantamiento artificial por gas mediante el uso de WELLFLO y REO en pozos del campo Casma Anaco". En el cual se reprodujo el comportamiento de la red de distribución del campo utilizando el optimizador de recursos (REO) y el programa Wellflo para suministrar los análisis nodales del 90% de los pozos al optimizador, además se realizó el balance de gas del sistema y un recorrido de inspección y actualización de las líneas de gas, donde se encontraron diferencias entre el volumen de gas inyectado y el volumen de gas descargado por la planta compresora de 0,887 MMPCN debido a las fugas encontradas en las líneas, también se incrementaría la producción de crudo en 71 BNPD si se inyectan las tasas óptimas propuestas en este proyecto.

- ✓ **HERNANDEZ, J. (2010).** "Evaluación hidráulica de las líneas de producción de fluidos desde cabezal de pozos hasta el múltiple de producción del Campo Boquerón". En este estudio se generaron los perfiles de los patrones de flujo, así como también se analizó el comportamiento de la velocidad de la mezcla de ambas fases (líquido-gas) con respecto a la velocidad de erosión y la caída de presión generada en las líneas con respecto al gradiente máximo permitido por PDVSA para flujo multifásico horizontal. Obteniéndose que el 67% de las líneas de 3 pulgadas y el 82% de las líneas de 4 pulgadas presentan peligro de erosión y la caída de presión es superior a la permitida según la norma. Se realizaron sensibilidades en la tasa de flujo tabulándose las tasas máximas a las

cuales se evita superar la velocidad de erosión a los diferentes niveles de presión.

2.2 CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL ÁREA EN ESTUDIO

2.2.1 Ubicación del Campo Casma Anaco

El Campo Acema-Casma fue descubierto en el año 1972, encontrándose ubicado en la región central del Área Casma Anaco, de allí su nombre. PDVSA como parte de la tercera ronda de convenios decide dividir el campo en tres bloques: Casma Anaco, Onado, Acema. El Campo Casma - Anaco forma parte de los campos de Área Mayor de Oficina, produce petróleo liviano con un rango de gravedad entre 22 y 25 °API. El campo cuenta con una superficie de 100,72 km², se encuentra limitado al oeste por el Campo Acema, al este por el Campo Acema Este, al norte por el Campo Onado y al sur por el Campo Oritupano Norte.



Figura 2.1 Ubicación del campo Casma Anaco.

Fuente: Archivos de la gerencia de Estudios Integrados de Petrocuragua.

2.2.2 Características actuales de la red de recolección de fluido del campo

Tabla 2.1 Características de las líneas de recolección de fluidos multifásicos del campo Casma Anaco.

Diámetro Nominal		Diámetro Exterior Real		Espesor de Pared Pulgadas Milímetros		Identificación		Peso del Tubo		Presión De Prueba (Psi) Según Norma Astm A53		Presión de operación	Tipo de tubería	Longitud
NPS (pulg)	DN (mm)	(pulg)	(mm)	(pulg)	(mm)	Weight	ClassSch.	lb/pie	kg/m	Grado A	Grado B	(Lpc)		(Km)
4	100	4.500	114.3	0.237	6.02	STD	40	10.79	16.07	1439	1360	100 a 350	Biselada para soldar de acero al carbono (Líneas de producción)	14.089
12	300	12.750	323.8	0.375	9.52	STD	40	49.52	73.78	1060	1240	60	Biselada para soldar de acero al carbono (gasoducto)	6.3
6	150	6.625	168.3	0.280	7.11	STD	40	18.97	28.26	1206	1139	100	Biselada para soldar de acero al carbono (Línea de Transferencia de EAO-01 a EAO-02)	6.2

Los parámetros mostrados como; diámetro nominal y exterior, espesor, Schedule, longitud en otros, fueron necesarios para desarrollar la simulación y el estudio del comportamiento actual de las líneas del campo Casma Anaco.

Tabla 2.2 Longitud de la línea de producción desde los pozos hasta múltiple de producción.

POZO/LINEA	LONGITUD (Km)	ELEVACIÓN(m)
33AC-2A	1.45	0
33AC-20	2.042	12
33AC-33	1.429	-1
33AC-52	2.042	2
33AC-77	1.838	10
33AC-110	2.654	0
33AC-113	2.634	0
EAO-2-EAO-1	6.2	5

Con la finalidad de facilitar el proceso para la elaboración de la red de recolección de fluidos en el simulador, se tabuló la información especificando las características de las líneas, los accesorios, así como también las variaciones de las elevaciones que presentan las líneas en diversos puntos, resaltando con el signo negativo la cantidad de pie que desciende la línea y con el signo positivo la cantidad de pie que asciende las líneas de recolección, como se puede observar en las tablas 2.1, 2.2 y 2.3.

Tabla 2.3 Longitud de la línea de gasoducto.

CONEXIÓN		LONGITUD (Km.)	ELEVACIÓN(m)
DESDE	HASTA		
EAO-1	Múltiple corralito	0.7	0
EAO-2	Múltiple corralito	5.5	5
Múltiple corralito	Planta Compresora Casma Anaco	0.1	0
TOTAL		6.3	

Tabla 2.4 Parámetros de los pozos y líneas de recolección de fluido multifásico del campo Casma Anaco.

POZO/ LINEA	BBPD	%Ays	BNPD	Gas Total (MPCND)	Gas.Iny (MPCNPD)	Gas Form (MPCNPD)	RGP (MPCN/BN)	RGL (MPCN/BN)	P cab (Lpc)	P Línea (Lpc)	P Múltiple (Lpc)	P sep (Lpc)	T Línea (°F)
33AC-2A	182	46,0	98	1083	941	142	1.445	780	95	90	80	74	100
33AC-20	282	66,0	96	1035	899	136	1.418	482	125	120	80	78	100
33AC-33	3943	94,0	237	585	-	585	2.473	148	205	185	80	76	162
33AC-52	195	36,0	125	814	622	192	1.538	985	120	110	80	76	92
33AC-77	1968	86,0	276	1005	818	187	679	95	220	210	80	76	133
33CA-110A	175	70,0	53	928	763	165	3.143	943	150	145	80	76	100
33CA-113	652	0,7	647	814	136	678	1.047	1.040	140	130	80	74	102
EAO2- EAO1	2230	40,0	1338	0	0	0	0	0	120	100	70	72	90

Los parámetros mostrados en esta tabla, fueron tomados de las pruebas de pozo realizadas por el departamento de producción de la empresa Petrocuragua de fecha 14/07/2011, donde se analizaron los pozos y la línea de transferencia de la EstacionEAO-2 a la EAO-1, los cuales fueron utilizados para realizar los cálculos necesarios para la simulación a través del programa PIPESIM.

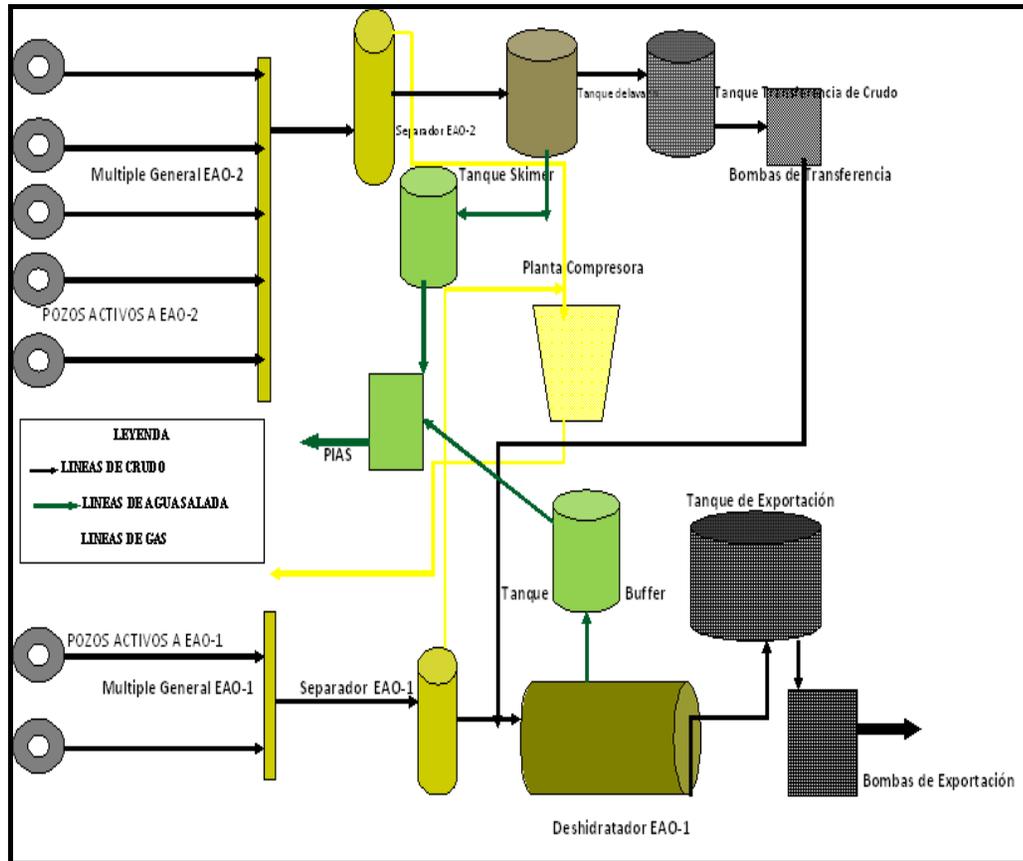


Figura 2.2 Diagrama de proceso en el Campo Casma Anaco.
Fuente: Gerencia técnica de Operaciones de Petrocuragua.

2.3 FUNDAMENTOS TEÓRICOS

2.3.1 Flujo multifásico en tuberías horizontales

En el flujo multifásico horizontal se considera que el gas se disuelve en el líquido y que la solubilidad del gas disminuye al bajar la presión. Las propiedades físicas de los fluidos dependen de presión y temperatura, y se supone que el gradiente de temperatura es lineal, o se considera que el flujo es isotérmico.

2.3.2 Patrones de flujo

En flujo multifásico las interacciones entre la fase líquida y el vapor, por estar influenciadas por sus propiedades físicas, caudales de flujo, rugosidad y orientación de la tubería, causan varios tipos de regímenes de flujo.

Las variables principales para determinar un patrón de flujo en una línea de recolección de flujo multifásico son:

- ✓ Tasas de flujo de gas y líquido
- ✓ Parámetros geométricos de la tubería: diámetro interno y longitud.
- ✓ Propiedades físicas de las fases.
- ✓ Dirección de flujo y orientación de la tubería.

2.3.3 Patrones de flujo en tuberías horizontales o ligeramente inclinadas

Se definen siete patrones principales de flujo para describir el flujo en una tubería horizontal o ligeramente inclinada. Estos patrones se describen a continuación en orden creciente de velocidad del vapor. En las figuras se muestra la dirección del flujo de izquierda a derecha.

2.3.3.1 Tipo burbuja

El líquido ocupa el volumen de la sección transversal y el flujo de vapor forma burbujas a lo largo del tope de la tubería. Las velocidades del vapor y el líquido son aproximadamente iguales.

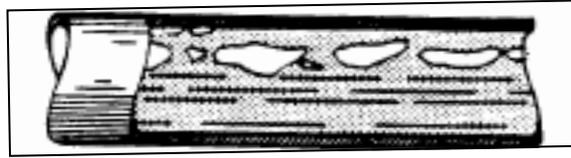


Figura 2.3 Tipo burbuja.

Fuente: Base de datos Petrocuragua (2010)

2.3.3.2 Intermitente tipo pistón

El flujo intermitente está caracterizado por flujo alternado de líquido y gas. Al aumentar el gas, las burbujas se unen y se forman secciones alternadas de gas y líquido a lo largo del tope de la tubería, con una fase líquida continua remanente en el fondo.

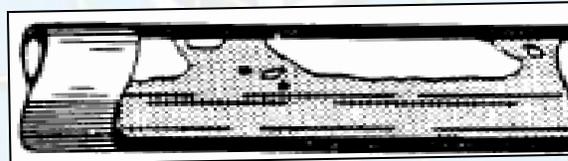


Figura 2.4 Tipo pistón.

Fuente: Base de datos Petrocuragua (2010)

2.3.3.3 Estratificado suave

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



Figura 2.5 Estratificado suave.

Fuente Base de datos Petrocuragua (2010)

2.3.3.4 Estratificado ondulante

Como el flujo de gas aumenta, éste se mueve apreciablemente más rápido que el líquido y la fricción resultante en la interfase forma olas de líquido. La amplitud de las mismas se incrementa con el aumento del flujo de gas.

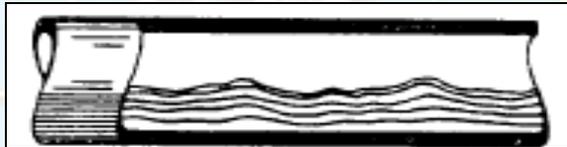


Figura 2.6 Estratificado ondulante.

Fuente: Base de Datos Petrocuragua. (2010)

2.3.3.5 Intermitente tipo tapón

Cuando el flujo de gas alcanza cierto valor crítico, las crestas de las olas de líquido tocan el tope de la tubería y forman tapones espumosos. La velocidad de estos tapones es mayor que la velocidad promedio de líquido. En la estructura del tapón de gas, el líquido es presionado de manera que el primero ocupe la mayor parte del área de flujo en ese punto.



Figura 2.7 Intermitente tipo tapón.

Fuente: Base de Datos Petrocuragua. (2010)

2.3.3.6 Anular

El líquido fluye como una película anular de espesor variable a lo largo de las paredes de la tubería, teniendo mayor espesor en la parte inferior de la misma, mientras que el gas fluye como un núcleo a alta velocidad en el centro. Hay gran deslizamiento entre las fases. Parte del líquido es extraído fuera de la película por el gas y llevado al centro como gotas arrastradas.



Figura 2.8 Flujo anular.

Fuente: Base de Datos Petrocuragua. (2010)

2.3.3.7 Disperso o flujo tipo rocío

Cuando la velocidad del vapor en flujo anular se hace lo suficientemente alta, toda la película de líquido se separa de la pared y es llevada por el vapor como gotas arrastradas. Este patrón de flujo es casi completamente independiente de la orientación de la tubería o de la dirección del flujo.

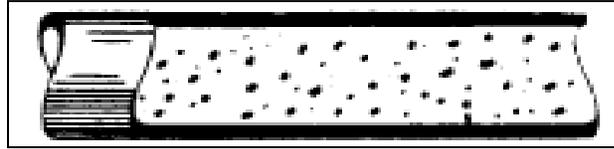


Figura 2.9 Flujo disperso.

Fuente: Base de Datos Petrocuragua. (2010)

2.3.4 Pérdidas de Presión en las líneas de flujo

2.3.4.1 Gradiente total de presión

Para analizar el comportamiento de cualquier pozo abierto a producción es necesario poder estimar las pérdidas de presión en todos los componentes del sistema de producción.

El gradiente total de presión, en un punto cualquiera en una tubería, puede ser definido como la suma de tres efectos: la contribución de la aceleración, la elevación y la fricción.

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{Total} = \left(\frac{dP}{dL}\right)_{Ace} + \left(\frac{dP}{dL}\right)_{Elev} + \left(\frac{dP}{dL}\right)_{Fric} \quad (2.1)$$

2.3.4.2 Contribución de ΔP de aceleración (pérdida de energía cinética)

Este efecto puede ser expresado en términos de la velocidad de masa, G , la cual es constante, y del gradiente de velocidad del fluido.

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{Ace} = G * \left(\frac{dv}{dL}\right) = \rho * v \left(\frac{dv}{dL}\right) \quad (2.2)$$

Para la mayoría de los casos de flujo de líquido, así como para los flujos de vapor a bajas velocidades (< 200 pie/seg) y bajas ($\Delta P < 10\%$ de la presión

conocida), se puede asumir que la velocidad de fluido es constante o casi constante, dentro de la precisión esperada en la mayoría de cálculos de flujo de fluidos ($\pm 15\%$).

2.3.4.3 Cálculo de ΔP de elevación (pérdida de carga hidrostática)

Siempre que haya un cambio en la elevación o inclinación de la tubería con respecto al plano horizontal, los efectos gravitacionales producirán un cambio en la presión. Este cambio de presión se puede expresar por:

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{Elev} = \left(\frac{g}{g_c}\right) * \rho * \text{sen}\theta \quad (2.3)$$

Donde:

ρ = densidad del fluido (lbs/pie³)

θ = ángulo de inclinación al plano horizontal

g = aceleración de gravedad (pie/seg²)

g_c = constante numérica (32,174 lbf x pie/lbf x seg²)

Si se puede tomar como constante la densidad del fluido, la expresión de arriba puede ser integrada para dar la contribución de la elevación en ΔP .

$$\Delta P_{Elev} = C_E \bar{\rho} L_i \text{sen}\theta \quad (2.4)$$

Donde:

L_i = longitud de la sección inclinada de la tubería (pie)

ρ_{prom} = densidad del líquido constante o densidad promedio del vapor. (lbs/pie³)

C_E = factor de conversión de acuerdo a las unidades específicas.

2.3.4.4 Factor de fricción de Fanning

El factor de fricción de Fanning, f , refleja la resistencia ofrecida por las paredes de la tubería al movimiento del fluido. Su magnitud está muy relacionada con el grado de turbulencia presente en la tubería. El número de Reynolds, Re , se usa para caracterizar la naturaleza turbulenta del flujo.

$$Re = k (D_v \rho / \mu), \text{ adimensional.} \quad (2.7)$$

Donde:

k = factor de conversión para diferentes unidades.

El flujo del fluido se clasifica luego en tres regímenes de acuerdo con el valor del número de Reynolds.

- a. $Re \leq 2000$, Flujo laminar.
- b. $2000 < Re < 4000$, flujo de transición (puede ser laminar o turbulento).
- c. $Re \geq 4000$, flujo turbulento.

El factor de fricción, f , depende también de la rugosidad relativa de la tubería, definida como:

$$\text{Rugosidad relativa} = (\varepsilon/D), \text{ adimensional.} \quad (2.8)$$

Donde:

ε = rugosidad interna de la tubería, en unidades de longitud

D = diámetro interno de tubería, en las mismas unidades de longitud que ε .

2.3.5 Correlaciones para flujo multifásico horizontal

Diversos investigadores han desarrollado diferentes correlaciones de flujo multifásico en tuberías horizontales, basándose en los principios termodinámicos y de flujo de fluidos, pero principalmente en observaciones empíricas limitadas a caídas de presión por fricción, diámetros de tuberías, características de los fluidos utilizados, geometría y condiciones de flujo y relaciones gas-líquido, entre estas correlaciones de las mas importante esta la de Beggs & Brill.

2.3.5.1 Correlación de Beggs & Brill

Este método requiere determinar el patrón de flujo más probable en la tubería horizontal, debido a que diferentes correlaciones son utilizadas para calcular la fracción de entrampamiento de líquido (H_L) de la tubería, dependiendo del patrón de flujo. Para el cálculo de los parámetros de fluido se debe utilizar la presión promedio del trayecto de la tubería a calcular.

Entre las correlaciones para flujo multifásico, Beggs & Brill es una de las que cubre amplio rango de tasa de producción y todos los tamaños típicos de tubería para flujo horizontal.

2.3.6 Erosión en las líneas de flujo multifásico

Los sistemas de flujo multifásico en la mayoría de los casos siempre están acompañados por erosión, especialmente en el caso de líneas de proceso diseñadas para transportar hidrocarburos a altas velocidades. El criterio empírico presentado a continuación se utiliza para evitar la posibilidad de erosión en una tubería de acero a carbón bifásica:

$$v_m \leq \frac{160}{\sqrt{\rho_m}}, \text{ pie / seg} \quad (2.9)$$

La velocidad de la mezcla, V_{sm} , se define como $V_{sl} + V_{sg}$, que son velocidades superficiales de las fases de líquido y gas respectivamente, y ρ_M es la densidad de la mezcla homogénea.

2.4 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS

Asfáltenos: son una familia de compuestos químicos orgánicos que resultan de la destilación fraccionada del petróleo crudo y representan los compuestos más pesados, por tanto, los de mayor punto de ebullición y pertenecen al grupo de los bitúmenes. (Barberi, E. 1998)

Estación de flujo: reciben los fluidos provenientes de las líneas de producción y en éstas se separan el gas y el crudo para ser manejados a sus diferentes sistemas. También están dotadas de un sistema de prueba de pozos, con el cual se cuantifica el volumen de cada tipo de fluido producido. (Newski A y Jiménez E. 1994)

Gravedad específica, “ γ_o ”: la gravedad específica del petróleo es la relación entre su densidad y la densidad del agua destilada, estos parámetros son medidos en condiciones normales de presión y temperatura. (Barberi, E. 1998)

Factor volumétrico del petróleo, “ β_o ”: es el volumen que ocupa, a determinadas condiciones de presión y temperatura en el yacimiento, un barril normal de petróleo más los pies cúbicos normales de gas que existen en solución. (Barberi, E. 1998)

Factor de compresibilidad del gas, “Z”: el Factor de compresibilidad (Z) se define como la razón entre el volumen molar de un gas real (V_{real}) y el correspondiente volumen de un gas ideal (V_{ideal}). (Barberi, E. 1998).

Múltiple de producción: se utilizan para recolectar la producción de varios pozos a una planta centralizada, donde los mismos pueden ser colocados individualmente en producción. Pueden ser operados manualmente o automáticamente, con válvulas y con contadores de tiempo automáticos. (Newski A y Jiménez E. 1994)

Simulación: es la representación del comportamiento de un proceso por medio de un modelo no real cuyos parámetros y cuyas variables son la reproducción de los del proceso estudiado. (Newski A y Jiménez E. 1994)

Solubilidad del gas en el petróleo, “ R_s ”: la razón gas en solución-petróleo o solubilidad del gas en el petróleo, se define como los pies cúbicos normales (PCN) de gas que pueden disolverse en un barril normal de petróleo a determinadas condiciones de presión y temperatura. (Barberi, E. 1998).

Tensión superficial gas petróleo, “ σ_{go} ”: se define como la fuerza por unidad de longitud en la interface entre dos fluidos inmiscibles. (Barberi, E. 1998).

Velocidad de la mezcla: representa la sumatoria de la velocidad superficial del líquido y la velocidad superficial del vapor. (Barberi, E. 1998).

Velocidad superficial: es el recorrido que una determinada fase fluida exhibe al fluir por una sección transversal de tubería. (Barberi, E. 1998).

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

La investigación en el presente proyecto es de tipo explicativa, pues a través de una propuesta se busca optimizar la red de tuberías de producción y distribución del campo Casma Anaco, basado en la inspección visual, la medición de espesores por ultrasonido y la simulación numérica a través del programa PIPESIM, además la investigación será realizada a un nivel de conocimiento profundo en el área. Según Arias (2.006 “...La investigación explicativa se encarga de buscar el porque de los hechos estableciendo relaciones causa-efecto.” (pág. 26). En tal sentido la presente investigación tiene por objetivo establecer las causas que producen un descenso en la producción asociada al mal estado en la que se encuentra la red de recolección de fluido del campo Casma Anaco.

3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

El diseño de la investigación planteada corresponde al de investigación documental y de campo, considerando que la obtención de los datos esenciales para el logro de los objetivos fueron obtenidos de otros investigadores o fuentes documentales como; carpetas de pozos, reportes de producción, carpetas de yacimientos, mapas, diagramas de tuberías y de las fuente de los datos que se obtuvieron de los archivos de Petrocuragua S.A, que condujeron a determinar los puntos críticos en la tubería de recolección, a través de una inspección visual y la simulación de las condiciones de la red actual, para luego generar la propuesta de mejoras que incluye un plan de mantenimiento óptimo de la red.

Al respecto Arias (2.006) señala: “La investigación documental es un proceso basado en la búsqueda, recuperación, análisis, crítica e interpretación de datos secundarios, es decir, los obtenidos y registrados por otros investigadores en fuentes documentales: impresas, audiovisuales o electrónicas. Como en toda investigación, el propósito de este diseño es el aporte de nuevos conocimientos”, (pág. 27).

3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA

Una investigación tiene como propósito el estudio profundo de un conjunto de elementos denominado población (Arias, 2006), que permitan la obtención de información del fenómeno de estudio para luego determinar las causas del mismo. De acuerdo a lo anterior en la presente investigación la población está constituida por la red de tuberías; comprendida desde el cabezal del pozo hasta los múltiples de las estaciones, de los 7 pozos abiertos a producción actualmente y la red de tuberías de las estaciones a la planta compresora en el campo Casma Anaco. Los pozos activos son: 33AC-2A y 33AC-20 que fluyen a la EAO-1 y los que fluyen a la EAO-2; 33AC-33, 33AC-52, 33AC-77, 33CA-110 y el 33CA-113. En cuanto a la muestra en el desarrollo de la investigación no se tomó subconjunto representativo, es decir, se trabajó con la población en su totalidad, la muestra fue toda la población.

3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

A continuación se especifican, las fases que conformaron el procedimiento metodológico seguido para desarrollar de manera sistemática y efectiva, cada uno de los objetivos propuestos en la investigación:

Etapa I. Diagnóstico el estado físico de la red de recolección de fluidos multifásicos del campo Casma anaco

Durante esta etapa se realizaron recorridos a las tuberías provenientes del cabezal de los pozos activos que fluyen a la estaciones EAO-1, EAO-2, y de las estaciones a la planta compresora, con estos recorridos se realizaron las evaluaciones de las condiciones actuales del sistema utilizando los criterios de inspección visual contemplados en las norma de PDVSA. Además se realizó una revisión de planos actuales de las estaciones de flujo, con la finalidad de conocer la capacidad de cada uno de sus equipos. Es importante destacar que mediante la inspección visual se realizó el levantamiento de la información necesaria para corroborar y validar datos necesarios que ya están en la base de datos de la empresa, así como la construcción de planos isométricos de la red, para luego ser introducidos en el programa PIPESIM, se realizaron entrevistas no estructuradas al personal que labora en la empresa; operadores de producción, operadores de protección y control de pérdidas, mecánicos, instrumentista y supervisores de campo, para obtener toda la información de interés, que permitió determinar el estado actual de operación del sistema en su totalidad.

Etapa II. Simulación de la red de recolección a través del programa PIPESIM

Esta etapa involucró las siguientes fases:

- 1. Determinación de la correlación de flujo a través de la línea horizontal:** En esta fase se realizó la selección de la correlación de flujo adecuada para representar las condiciones actuales del sistema; pozo - estación de flujo - planta compresora. Estas ecuaciones fueron ajustadas a la experiencia del campo. Por este motivo se recopiló información de estudios anteriores con la

finalidad de establecer modelos anteriormente utilizados para representar las condiciones del campo.

2. **Construcción de la red de producción:** Para la construcción de la red de producción fue necesario la recolección de la siguiente información:

- Distancia de las líneas del pozo a la estación.
- Distancia de las líneas de la estación a la planta compresora.
- Distancia de las líneas del múltiple al separador.
- Diámetros de estas líneas y sus especificaciones (diámetro interno y espesor).
- Presión de separación.
- Tasas de producción por línea de tubería.

3. **Introducción de los datos y parámetros considerados para la identificación de posibles problemas de flujo en el simulador:** Para realizar la simulación de la red de distribución se verificaron los datos de acuerdo a los pasos previos. Se analizaron los pozos de acuerdo a configuraciones nodales, los pozos serán simulados como fuentes, luego los ramales que presentan las tuberías de recolección de cada uno de ellos hasta llegar al múltiple de producción simulado en un nodo, seguidamente de un sumidero con las condiciones del separador. En la data requerida se encontraron los pozos que fueron cargados con los datos de producción actual, los ramales con las condiciones de cada una de las líneas de flujo y el sumidero con la presión actual que presentan a la estación. Una vez realizada la corrida se pudo identificar los problemas de flujo en las líneas evaluadas dependiendo de la variación de diferentes parámetros.

Etapa III. Propuesta de las mejoras para la red de recolección realizando sensibilidades a través del programa PIPESIM

En esta etapa se realizaron las diferentes sensibilidades con el programa PIPESIM, considerando diferentes parámetros y puntos críticos que influyen en la red de recolección y distribución. Este modelo conceptual permitió conocer las distancias, diámetros, tasas de producción logradas, niveles de separación en el separador para mejorar el sistema de tuberías. De igual forma se realizaron las propuestas de optimización asociada a los resultados obtenidos en el análisis de sensibilidades arrojado por el simulador y a las nuevas condiciones de la red de tuberías de recolección, en esta etapa también se propuso un plan de mantenimiento para la red. Se analizaron los datos de la simulación numérica y en base a esto se especificaron las deficiencias funcionales de las tuberías, las cuales fueron consideradas para un estudio a través de un análisis modal de fallas y efectos “AMEF”. La aplicación de AMEF, para el análisis del funcionamiento de la red de tuberías de recolección, permitió identificar los modos y efectos de las fallas, apoyado con la herramienta causa - efecto, esto facilitó el análisis de las posibles deficiencias. Finalmente se propusieron las tareas de mantenimiento de acuerdo a los resultados del análisis de decisión, para lograr el objetivo se aplicó la hoja de decisión de análisis de modos de fallas y efectos críticos “FMECA”, donde se establecieron las tareas de mantenimiento con su respectiva frecuencia de aplicación, insumos, ejecutor.

3.5 INSTRUMENTOS Y TÉCNICAS PARA LA RECOLECCIÓN DE DATOS

3.5.1 Técnicas

- ✓ Recopilación bibliográfica: Para recolectar la información se consultaron manuales, libros y tesis relacionadas con el tema, para obtener la teoría necesaria que permitió sustentar el proyecto de investigación.

- ✓ Consulta a expertos: Asesorías y visitas de campo por parte del personal de la gerencia de operaciones y gerencia técnica de Petrocuragua con la finalidad de proponer el escenario más óptimo para incrementar la producción.

3.5.2 Instrumentos

- ✓ Herramientas: Uso del sistema de red: con la red interna de Petrocuragua se accedió a la base de datos públicos Casma Anaco y a la base de datos de la gerencia Técnica de Operaciones, para extraer información.
- ✓ Uso de Internet: para complementar la información teórica.
- ✓ Uso de software PIPESIM 2000: A través de este programa se construyó y simulo la red de recolección y distribución de flujo multifásico del campo Casma Anaco. PIPESIM es una herramienta para el modelaje de flujo multifásico desde el yacimiento hasta la boca del pozo. También se analizo líneas de flujo y rendimiento de las instalaciones de superficie para generar la producción integral del sistema de análisis. En un análisis completo del sistema, el software PIPESIM puede ser actualizado para modelar redes complejas que pueden incluir bucles, líneas paralelas y cruces. El algoritmo de solución robusta puede modelar la recolección, distribución y redes de la inyección.

3.6 RECURSOS

3.6.1 Recursos humanos

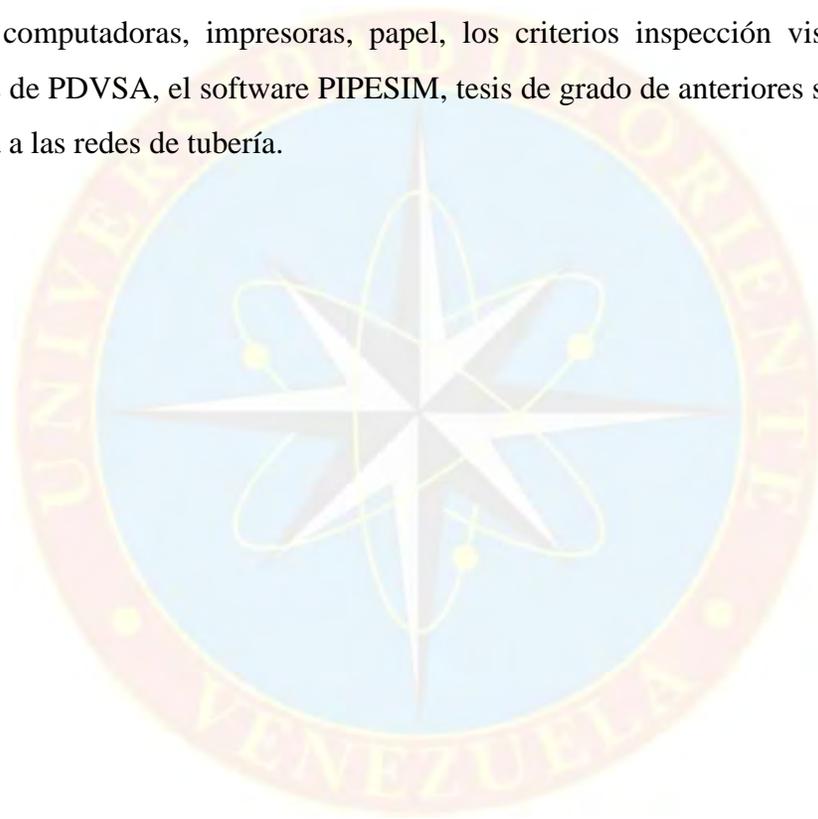
Estuvo conformado por todos los profesionales y especialistas que trabajan en la empresa mixta Petrocuragua S.A.; así como también con la asesoría de profesores de la escuela de ingeniería de petróleo de la Universidad de Oriente, núcleo Monagas.

3.6.2 Recursos económicos

Petrocuragua asumió el financiamiento económico de la investigación.

3.6.3 Recursos materiales y técnicos

Para la realización de este proyecto se utilizaron una serie de recursos, tales como: computadoras, impresoras, papel, los criterios inspección visual según las normas de PDVSA, el software PIPESIM, tesis de grado de anteriores sobre el campo y visita a las redes de tubería.



CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 DIAGNÓSTICO EL ESTADO FÍSICO DE LA RED DE RECOLECCIÓN DE FLUIDO MULTIFÁSICO DEL CAMPO CASMA ANACO

Para el diagnóstico de las condiciones actuales de la red, se realizó un recorrido a los 26,589 Km que conforman la tubería estudiada; provenientes del cabezal de los pozos activos que fluyen a los múltiples de la estaciones EAO-1, EAO-2, de las estaciones a la planta compresora y de la línea de transferencia entre las dos estaciones de flujo. Con estos recorridos se lograron las evaluaciones de las condiciones actuales del sistema utilizando los criterios de inspección visual contemplados en las normas:

- 1) **PDVSA N° API- 07-02-01**; la cual contempla el procedimiento para la inspección en campo para tuberías así como los criterios y parámetros a evaluar, como lo son: Estado físico, recubrimiento o aislamiento, identificación, entre otros.
- 2) **PDVSA N° IR-M-02**; que define como se deben ubicar los equipos e instalaciones en campos petroleros.
- 3) **ISO9000:2006**; Consiste en verificar el estado físico de los materiales para aceptar o rechazar el mismo de acuerdo a si cumple o no con las exigencias de la calidad especificadas,.
- 4) **COVENIN 253:1999**; la cual plantea la definición y clasificación de los colores aplicados a recipiente que contengan o conduzcan fluidos.

De acuerdo a las normas anteriores la gran mayoría de las tuberías están fuera de norma porque se observaron tramos en avanzado estados de corrosión externa, no están recubiertas y en contacto directo con el suelo al igual que no están identificadas de acuerdo a la clasificación de los colores que se establece en la norma. Toda esta evaluación se muestra a continuación en la siguiente tabla:

Tabla 4.1 Diagnóstico el estado físico de la red de recolección de fluidos multifásico del campo Casma Anaco

<p>Red de recolección de fluidos multifásicos del campo Casma Anaco</p>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ El 87 % de la tubería (23,132 Km) no poseen soportes que eviten el contacto con el suelo. ✓ El 80,65 % de la tubería (21,444 Km) están sin ningún recubrimiento. ✓ No poseen identificación, ni la aplicación de pintura para la clasificación según la norma PDVSA. ✓ Existen líneas cruzadas entre si. ✓ Se observó filtración en líneas del pozo 33AC-2A. ✓ Gran parte de las líneas están en contacto con arbustos. ✓ Se evidenció clara corrosión externa avanzada en la línea de producción del pozo 33AC-20, a 300 metros del cabezal, constituyendo un punto débil propenso a crear nueva filtraciones. ✓ Dificultad al realizar la inspección, debido al difícil acceso a ciertas áreas de las tuberías por la presencia de altos arbustos y tramos en donde el terreno está erosionado y/o socavado, sobre todo la del gasoducto que viene de la EAO-02 a la planta compresora, los pozos: 33AC-2A, 33AC-20, 33AC-33 y la línea de transferencia de EAO-02 a EAO-01.
---	---

Tabla 4.1 (Cont.)

<p style="text-align: center;">Red de recolección de fluidos multifásicos del campo Casma Anaco</p>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ En la línea de transferencia de EAO-2 a EAO-1, no se disponen de facilidades para la corrida de pollypig (Cochino). ✓ Hasta la fecha no se tiene registro de corridas de herramientas de calibración.
---	--

La tabla muestra que la mayoría de la tubería en estudio esta en contacto directo con el suelo lo que propicia las condiciones necesarias para la corrosión externa, sumado a que no están recubiertas por aislantes ni pintura. El entrecruce y la no identificación de las tuberías dificulta la identificación al momento de una filtración o un derrame de crudo o gas y mas aun la dificultad para ingresar a algunos tramos donde el terreno esta erosionado además de los arbustos que cubre las vía de acceso.

Tanto la línea de transferencia como el gasoducto, tienen mas de 20 años en funcionamiento y desde esa fecha nunca se le ha hecho una limpieza interna o una calibración con una corrida del pollypig (cochino), para remover los restos de sedimentos que se adhieren a las paredes internas de la tubería minimizando la formación de asfáltenos que reducen el diámetro interno.

4.2 SIMULACIÓN DE LA RED DE RECOLECCIÓN A TRAVÉS DEL PROGRAMA PIPESIM.

Para la realización de la simulación se crearon los sistemas de las redes de tuberías como se muestra en la figura 4.1 y se cargaron al programa todos los parámetros necesarios para general los perfiles como el que se muestra en el grafico 4.2.1.

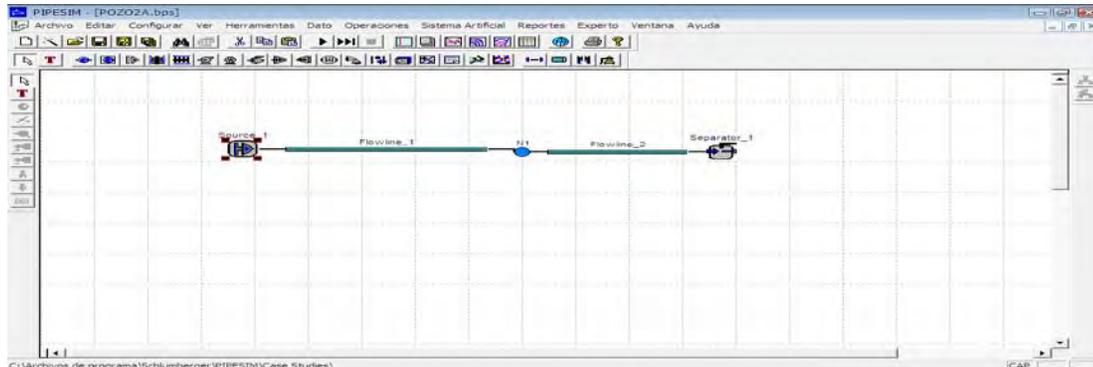


Figura 4.1 Red de recolección desde el cabezal del pozo 33AC-2A hasta el múltiple de la estación uno del Campo Casma Anaco.

4.2.1 Simulación de la red de recolección de fluidos multifásicos del campo Casma Anaco.

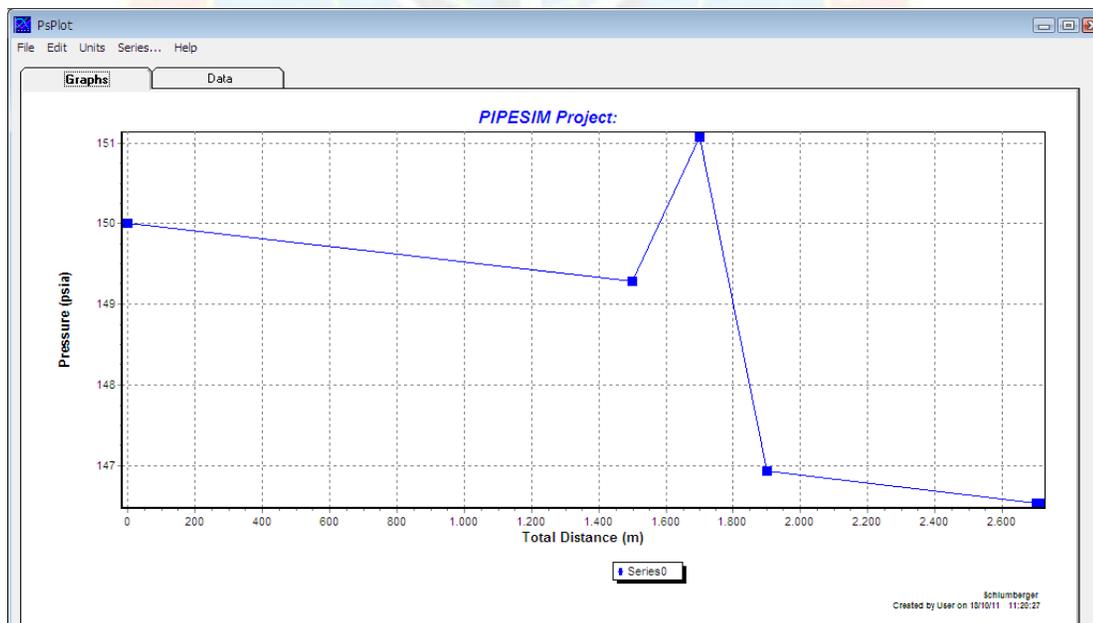


Gráfico 4.1 Simulación del pozo 33CA-110.

El grafico muestra la variación de la presión en la línea del pozo 33AC-110, porque siempre que haya un cambio en la elevación o inclinación de la tubería con respecto al plano horizontal, los efectos gravitacionales producirán un incremento o disminución esto se puede observar a los 1500 y 1900 metros. Los otros gráficos que

reflejan el mismo comportamiento que este se muestran en los apéndices de este proyecto. Estas bruscas caídas de presión se deben a la topografía del terreno porque existen montañas altas con pendientes muy pronunciadas.

Tabla 4.2 Resultados de la simulación de la red de recolección de fluidos multifásicos del campo Casma Anaco.

LÍNEA	PRESION DE ENTRADA CABEZAL(Lpc)	PRESION DE SALIDA DEL SIMULADOR(Lpc)	PRESION DE SALIDA REAL(Lpc)	AP REAL (Lpc)	AP Simulada (Lpc)	% ERROR (APreal/APSim)	Vm (pie/seg)
POZO 33AC-2A	95	92	80	15	3	80	3,2
POZO 33AC-20	125	114	80	45	11	75	2,7
POZO 33AC-33	185	97	80	105	88	16	3,4
POZO 33AC-52	120	116	80	40	4	90	3,6
POZO 33AC-77	220	192	80	140	28	80	2,7
POZO 33CA-110	150	146	80	70	4	94	2,5
POZO 33CA-113	140	84	80	60	56	7	16,7
EAO-01-EAO-02	120	84	70	50	36	28	1,7
GASODUCTO	70	65	56	14	5	64	18,9

Como se observa en la tabla anterior la línea de los pozos: 33AC-33, 33AC-77 y el pozo 33CA-110, presentan posibles obstrucciones por que se evidencia una alta caída de presión real en la salida. También se observa que las líneas de los pozos: 33AC-2A, 33AC-20, 33AC-52 y la línea de transferencia de la estación 2 a la estación presentan poca restricción al flujo por la baja caída de presión. Además la caída de presión en todos los casos es menor a 4 Lpc por cada 100 pies de tubería de la red ($AP \leq 4 \text{ Lpc}/100 \text{ pies}$), al igual que la velocidad de la mezcla en cada una de

las cumple con el criterio que establece la norma de PDVSA para tuberías que establece: $V_M < 0.8V_c$ donde $V_c = 160/\sqrt{\rho_m}$.

En cuanto al comportamiento real y el simulado de la presión, los casos donde el porcentaje de error entre las caídas de presión son menores es en la línea de los pozos: 33CA-33, 33CA-113 y la línea entre las estaciones de flujo.

4.2.2 Correlación de flujo multifásico que mejor se ajusta a las condiciones del campo

La correlación que mejor representó las condiciones actuales de las líneas de recolección del Campo Casma Anaco es la de Beggs & Brill corregida para flujo multifásico, porque es una de las que cubre amplio rango de tasa de producción así como todos los tamaños y tipos de tubería para flujo horizontal e inclinadas menores a 10°. También por sugerencia de la gerencia técnica que la ha venido utilizando en sus últimos estudios de campo obteniendo buenos resultados. Esto se puede observar detalladamente en la tabla 4.3.

Este método requiere determinar el patrón de flujo más probable en la tubería horizontal, debido a que diferentes correlaciones son utilizadas para calcular la fracción de entrampamiento del líquido (H_L) de la tubería dependiendo del patrón de flujo. Para el cálculo de los parámetros del fluido se debe utilizar la presión promedio del trayecto de la tubería a calcular. Arroja buenos resultados para crudos con °API mayor a 22.

La determinación del régimen de flujo requiere del conocimiento previo de varios números adimensionales, incluyendo el número de Froude que relaciona la velocidad de flujo con el diámetro de la tubería. Este régimen de flujo es solamente un parámetro de correlación y no es indicativo del régimen de flujo real, a menos que la tubería sea horizontal.

Esta correlación es precisa para flujos direccionados e inclinados y puede ser utilizado para flujos vertical y horizontal. Este tiende a predecir cuanta presión se recupera en flujos cuesta abajo, si el patrón de flujo es estratificado. El mapa original de patrones de flujo fue ligeramente modificado para incluir una zona de transición entre los regímenes de flujo segregado e intermitente.

Tabla 4.3 Comparación de resultados utilizando la correlación de Beggs & Brill en el pozo 33CA-113.

Parámetro	Programa PIPESIM	Datos de Campo	% Error
Tasa volumétrica del líquido (Q_L) (BBPD)	181	182	0,55%
Tasa volumétrica del gas (Q_G) (MPCNPD)	146	142	2,18%
Velocidad superficial del líquido (V_{SL}) (Pie/S)	0,763	0,718	6,27%
Velocidad superficial del gas (V_{SG}) (Pie/S)	13,5488	13,847	2,15%
Patrón de Flujo	Transición	Transición	0,00%
Factor de entrampamiento (H_L) (Frac)	0,1742	0,1896	8,12%
$\Delta P/\Delta L$ (lpc/pie)	0,0039	0,0038	2,63%
ΔP (lpc)	56	60	6,60%
P_2 (lpc)	84	80	6,60%

Como se aprecia en esta tabla los porcentajes de error son muy bajos por lo que no hay duda que Beggs & Brill es la correlación que mejor se ajusta al campo Casma Anaco además de lo argumentado anteriormente.

4.3 PROPUESTAS DE MEJORAS PARA LA RED DE RECOLECCIÓN Y DISTRIBUCIÓN REALIZANDO SENSIBILIDADES A TRAVÉS DEL PROGRAMA PIPESIM DEL CAMPO CASMA ANACO

Tabla 4.4 Resultados de la sensibilidad variando la presión de entrada de la red de recolección de fluidos multifásicos del campo Casma Anaco.

LINEA	PRESIÓN DE ENTRADA (Lpc)						PRESIÓN DE SALIDA (Lpc)					
	70	75	80	85	60	65	67	72	77	82	57	62
POZO 33AC-2A	70	75	80	85	60	65	67	72	77	82	57	62
POZO 33AC-20	78	86	94	102	70	62	68	76	84	93	62	60
POZO 33AC-33	140	148	156	164	132	124	0	30	50	75	65	53
POZO 33AC-52	76	84	92	100	68	60	70	79	87	96	64	56
POZO 33AC-77	140	148	156	164	132	124	110	118	128	138	108	98
POZO 33CA-110	72	80	88	96	64	56	67	75	84	92	60	51
POZO 33CA-113	104	112	120	128	96	88	0	30	50	65	58	49
EAO-01 EAO-02	72	80	88	96	104	112	37	45	53	60	68	78
GASODUCTO	50	55	60	65	70	75	43	49	55	61	66	71

En esta parte se realizó esta variación de la presión de entrada en el simulador, obteniendo los valores presentados en la tabla anterior, pues esto se realizaría en el campo usando reductores o choques en el cabezal del pozo. Se consideró a la presión en el cabezal del pozo como presión de entrada y la presión en el multiple como la presión de salida.

Tabla 4.5 Resultados de la sensibilidad variando el diámetro de la red de recolección de fluidos multifásicos del campo Casma Anaco.

LINEA	DIAMETRO (Pulg)						PRESIÓN DE ENTRADA (Lpc)						PRESIÓN DE SALIDA (Lpc)					
	3	3.5	4	4.5	5	5.5	100	100	100	100	100	100	90	98	96	96	97	96
POZO 33AC-2A	3	3.5	4	4.5	5	5.5	100	100	100	100	100	100	90	98	96	96	97	96
POZO 33AC-20	3	3.5	4	4.5	5	5.5	125	125	125	125	125	125	110	114	115	114	114	114
POZO 33AC-33	3	3.5	4	4.5	5	5.5	185	185	185	185	185	185	0	0	104	133	148	146
POZO 33AC-52	3	3.5	4	4.5	5	5.5	120	120	120	120	120	120	106	114	119	118	118	117
POZO 33AC-77	3	3.5	4	4.5	5	5.5	220	220	220	220	220	220	145	180	202	199	200	200
POZO 33CA-110	3	3.5	4	4.5	5	5.5	150	150	150	150	150	150	142	145	147	146	145	146
POZO 33CA-113	3	3.5	4	4.5	5	5.5	140	140	140	140	140	140	0	0	89	123	120	121
EAO-01 EAO-02	4	5	6	6.5	7.5	8	120	120	120	120	120	120	28	70	85	89	92	97
GASODUCTO	8	12	16	20	-	-	70	70	70	70	-	-	26	62	68	66	-	-

En esta tabla se puede observar que las tuberías de de 4 pulgadas, correspondiente a las líneas del cabezal de los pozos al múltiple, se evidencia menor variación de presión por lo tanto éste es el diámetro óptimo para la red. Este diámetro coincide con el actual de la red del campo. De igual manera que la línea de transferencia entre las dos estaciones de flujo. Por otro lado la tubería del gasoducto de 16 pulgadas es óptima por la razón planteada anteriormente en consecuencia se recomienda sustituir la tubería de 12 pulgadas.

De acuerdo con estos resultados, no existe problema con el diámetro de la línea de transferencia entre las estaciones de flujo ni en las líneas de los pozos estudiados, esto se puede notar en las bajas caídas de presión observadas en su respectivos diámetros actuales, solo se recomienda sustituir la línea del gasoducto de 12 pulgadas por una de 16 pulgadas porque se observa una alta caída de presión con el diámetro de 12 pulgadas y además la corriente de gas que llega a la planta compresora, arrastra cantidades considerables de líquidos ocasionando interrupciones en la inyección de gas, que se transforman en disminución de la producción.

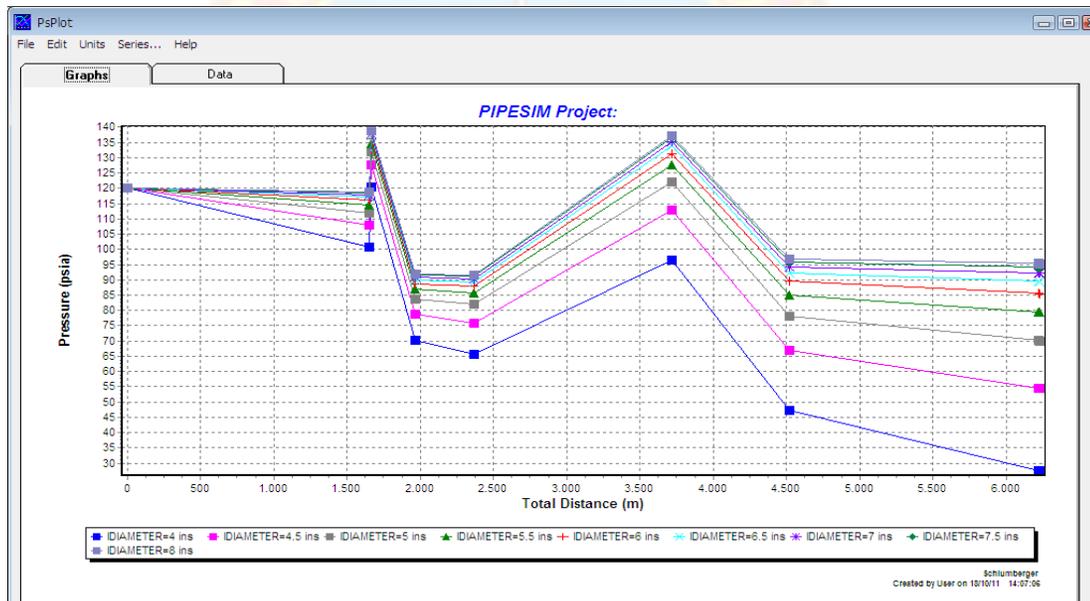


Gráfico 4.2 Sensibilidad variando el diámetro de la línea de transferencia de fluido desde la Estación Acema Oeste 2 hasta la Estación Acema Oeste 1.

Como se observa en este gráfico de la sensibilidad del diámetro de la línea de transferencia entre las estaciones es notorio que el que presenta mejor comportamiento en cuanto a la menor caída de presión es sin lugar a dudas el diámetro actual de 8 pulgadas. Es por esta razón que se considera el diámetro óptimo a utilizar en este campo. En los gráficos similares que se muestran en los apéndices de

este trabajo de investigación se puede visualizar el mismo comportamiento para la tubería de 4 pulgadas correspondiente a la línea de los pozos estudiados.

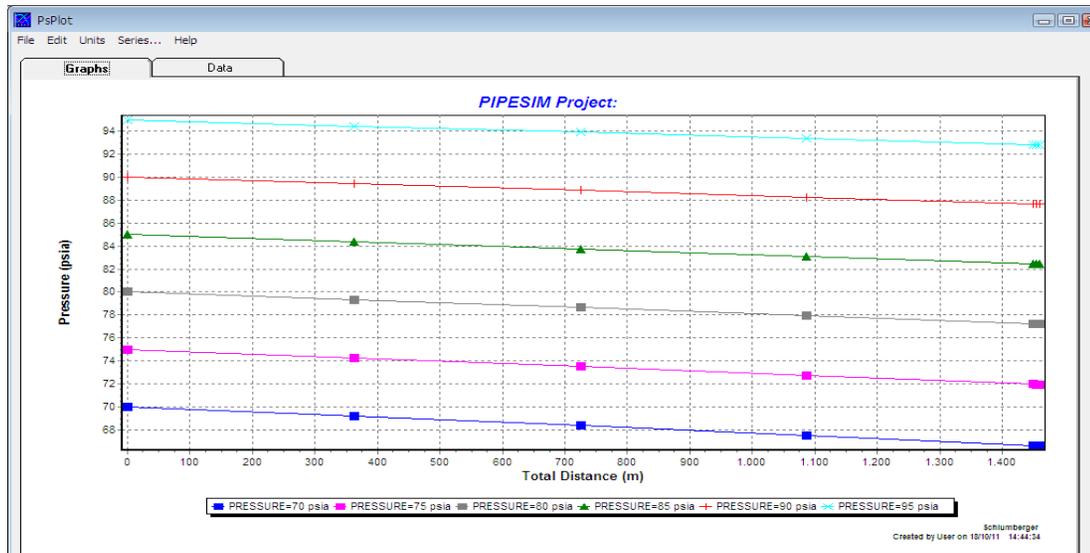


Gráfico 4.3 Sensibilidad variando la presión de entrada del pozo 33AC-2A del campo Casma Anaco.

Esta sensibilidad de la presión del gasoducto se realizó con la finalidad de observar el comportamiento de la presión de salida, porque la planta compresora del campo necesita para su óptimo funcionamiento una presión de succión entre 56 y 60 Lpc. En función de esta condición se recomienda mantener una presión de entrada de 70 lpc para que se reciban 56 Lpc.

Tabla 4.6 Plan de mantenimiento propuesto para la red de recolección de fluido multifásico del campo Casma Anaco.

ACTIVIDAD	FRECUENCIA DEL MANTENIMIENTO	OBJETIVO	NORMAS A APLICAR
Limpieza de las rutas de acceso a las líneas	3 veces por año.	Facilitar del acceso a las líneas para la inspección y corrección de fallas.	
Inspección visual de líneas y accesorios	4 veces por año.	Recorrer metro a metro y detección de fugas en las líneas con la aplicación del AMEF.	<ul style="list-style-type: none"> • PDVSA MR-02-16-03 “Actividades de mantenimiento predictivo”. • PDVSA MR-02-15-03 Clasificación criticidad del activo”.
Medición de espesores por parte de una empresa certificada en el ramo.	1 vez cada 10 años.	Determinar las condiciones de los espesores de las líneas.	<ul style="list-style-type: none"> • PDVSA MR-02-15-06 “Programa de inspección basada en riesgo” (IBR). • PDVSA MR-02-16-02 “Actividades de mantenimiento predictivo
Colocación de soportes en líneas que no la poseen.	1 vez cada 15 años.	Disminuir la velocidad de la corrosión en las líneas al evitar el contacto directo con el suelo.	<ul style="list-style-type: none"> • PDVSA N° 10606.1.160 “Soportes fabricados en campo para tuberías de pequeños diámetros” • PDVSA N° 10606.1.151 “Soportes de tuberías a nivel del suelo. • HG-251 “Criterios de diseño para tuberías”
Aplicación de pintura a las líneas, válvulas y accesorios	1 vez por año.	Identificar cada línea aplicando la norma de colores de PDVSA.	<ul style="list-style-type: none"> • COVENIN 253:1999 “Codificación para la identificación de tuberías que conduzcan fluidos”. • PDVSA 0-201 “Selección y especificaciones de aplicación de sistemas anticorrosivos de pinturas”
Calibración y mantenimiento de instrumentos y equipos.	1 vez por año.	Garantizar el funcionamiento óptimo de equipos y accesorios como: válvulas, actuadores, registradores, manómetros, termómetros.	<ul style="list-style-type: none"> • PDVSA MR-02-15-03 Clasificación criticidad del activo”. • PDVSA MR-02-15-06 “Programa de inspección basada en riesgo” (IBR). • PDVSA MR-02-16-04 “Mantenimiento correctivo”. PDVSA MR-02-16-04 “Proyectos operacionales”.

Este plan de mantenimiento fue desarrollado de acuerdo a la inspección visual realizada, tramo a tramo en toda la red de tubería de recolección de fluido. Es de gran importancia para evitar pérdidas económicas al igual que disminución en la producción la aplicación de este plan de mantenimiento y así corregir las desviaciones causadas cuando se diseño dicho sistema de recolección y optimizar el sistema de recolección de fluidos del campo Casma Anaco.



CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- Las líneas de producción de los pozos 33AC-2A y 33 AC-20 presentan considerable corrosión externa.
- Hasta la fecha no se tiene registro de corridas de herramientas de calibración en las líneas de recolección de fluidos multifásicos.
- Beggs & Brill corregida es la correlación que mejor se ajusta al modelo del flujo multifásico en tuberías horizontales del Campo Casma Anaco.
- El 87% de las líneas están en contacto directo con el suelo.
- Las líneas de los pozos; 33AC-52, 33AC-77 y 33CA-110 presentan obstrucciones internas.
- El diámetro de las líneas del cabezal de los pozos hasta el múltiple de la estación de 4 pulgadas es el óptimo para las tasas de producción actual.
- En la sensibilidad de la línea del gasoducto variando el diámetro a 16 pulgadas la presión de salida es la óptima para el funcionamiento de la planta compresora.

5.2 RECOMENDACIONES

- Sacar fuera de servicio las líneas de los pozos: 33AC-2A y 33CA-20 para el remplazo de los tramos afectados con severa corrosión externa.
- Colocar los soportes para aislar las tuberías del contacto directo con el suelo.
- Aplicar en su totalidad el plan de mantenimiento propuesto.
- Actualizar los planos de las tuberías de recolección de fluido multifasicodel campo.
- Realizar una medición de espesores a las líneas para conocer el estado y condiciones internas de las mismas.
- Cambiar el diámetro del gasoducto de 12 pulgadas a 16 pulgadas.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ARIAS, F. (2006). **“El proyecto de Investigación”**. Editorial Episteme, Caracas, Venezuela.

BIBLIOTECA DE CONSULTA MICROSOFT® ENCARTA® 2009. © 1993-2008 MICROSOFT CORPORATION.

BARBERI, E. (1998). **“El Pozo Ilustrado”**. Caracas. Editorial Fonciéd. Cuarta Edición.

HERNÁNDEZ, J. (2010). **“Evaluación hidráulica de las líneas de producción de fluidos desde cabezal de pozos hasta el múltiple de producción del Campo Boquerón”**. Tesis de Grado U.D.O. Núcleo Monagas.

MARÍN, D. y CONTRERAS, M. (2004). **“Evaluación del comportamiento del flujo multifásico en la red de recolección del Campo Orocual”**. Tesis de Grado. U.D.O. Núcleo Monagas.

NEWSKI A. y JIMÉNEZ E. (1994). **“Manual de Ingeniería de Diseño-cálculo Hidráulico de Tuberías”**. INTEVEP Caracas Venezuela.

QUIJADA, D. (2008). **“Evaluación de la red de distribución de gas Utilizado por el método de levantamiento artificial mediante el uso de WELLFLO y REO en pozos del campo Casma- Anaco”**. Tesis de Grado U.D.O. Núcleo Monagas.

Consulta a Internet: Análisis Nodal.

www.pue.udlap-mx/tesis/mip/carreon_s_r/capitulo4.pdf



APÉNDICES



APÉNDICE

**TABLAS Y GRÁFICAS DEL COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN DE
SALIDA EN LA SIMULACIÓN DE CADA UNA DE LAS LÍNEAS DE
RECOLECCIÓN DE FLUIDO MULTIFÁSICO DEL CAMPO
CASMA ANACO.**

Tabla B.1 COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN DE SALIDA EN LA SIMULACIÓN DE LA LÍNEA DEL POZO 33AC-2A

	Total Distance (m)	Pressure (psia)	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
1													
3	0.0000	95.0000											
4	0.0000	95.0000											
5	362.5001	94.4690											
6	725.0002	93.9336											
7	1087.5003	93.3938											
8	1450.0003	92.8495											
9	1455.0003	92.8426											
10	1460.0003	92.8357											
11	1460.0003	92.8357											
12	1460.0003	92.8357											
13	1460.0003	92.8357											
14													
15													
16													
17													
18													
19													
20													
21													
22													
23													
24													
25													

Grafica B.1 COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN DE SALIDA EN LA SIMULACIÓN DE LA LÍNEA DEL POZO 33AC-2A

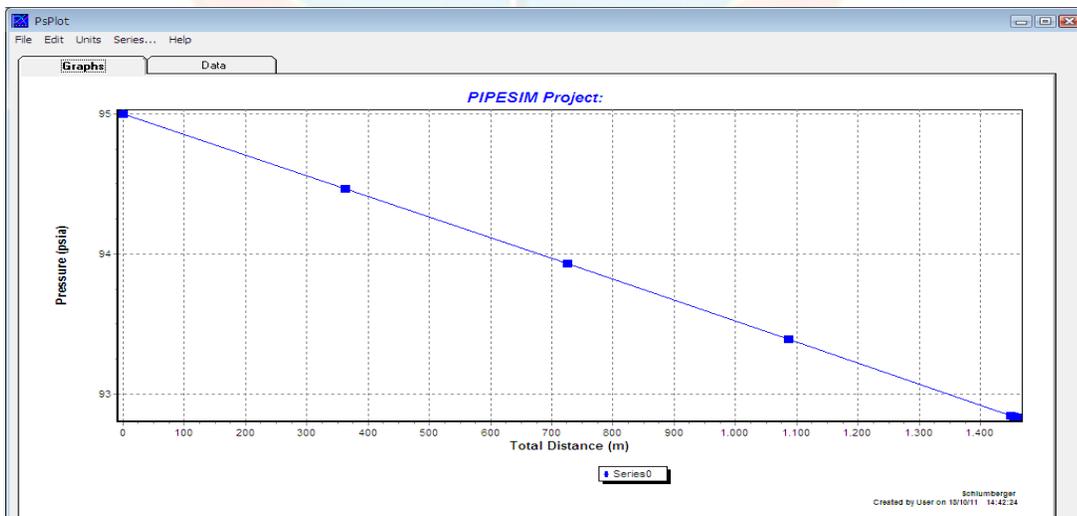


Tabla B.2 COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN DE SALIDA EN LA SIMULACIÓN DE LA LÍNEA DEL POZO 33AC-20

	Total Distance (m)	Pressure (psia)	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
1													
3	0.0000	125.0000											
4	0.0000	125.0000											
5	190.0237	125.6330											
6	402.7865	116.0425											
7	2042.7865	114.5347											
8	2047.7865	114.5301											
9	2052.7865	114.5254											
10	2052.7865	114.5254											
11	2052.7865	114.5254											
12	2052.7865	114.5254											
13													
14													
15													
16													
17													
18													
19													
20													
21													
22													
23													
24													
25													

Grafica B.2 COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN DE SALIDA EN LA SIMULACIÓN DE LA LÍNEA DEL POZO 33AC-20

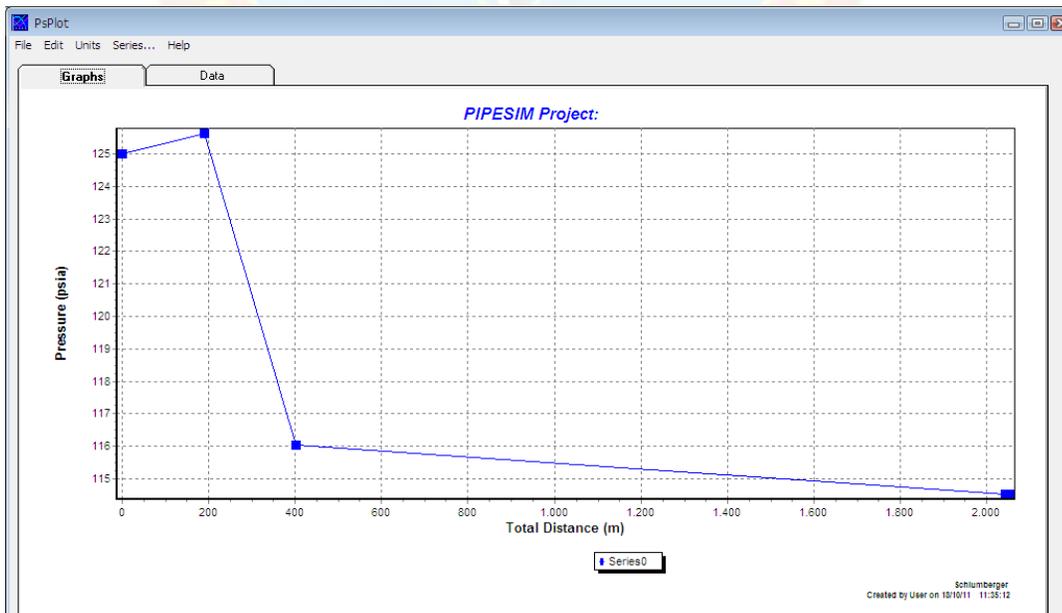


Tabla B.3 COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN DE SALIDA EN LA SIMULACIÓN DE LA LÍNEA DEL POZO 33AC-33

	Total Distance (m)	Pressure (psia)	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
1													
3	0.0000	185.0000											
4	0.0000	185.0000											
5	150.1200	175.3953											
6	177.0458	176.3080											
7	202.7557	176.7129											
8	222.7557	168.6245											
9	1561.7557	97.3923											
10	1561.7557	97.6732											
11	1561.7557	97.3534											
12	1561.7557	97.3534											
13	1561.7557	97.3534											
14	1561.7557	97.3534											
15													
16													
17													
18													
19													
20													
21													
22													
23													
24													
25													

Grafica B.3 COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN DE SALIDA EN LA SIMULACIÓN DE LA LÍNEA DEL POZO 33AC-33

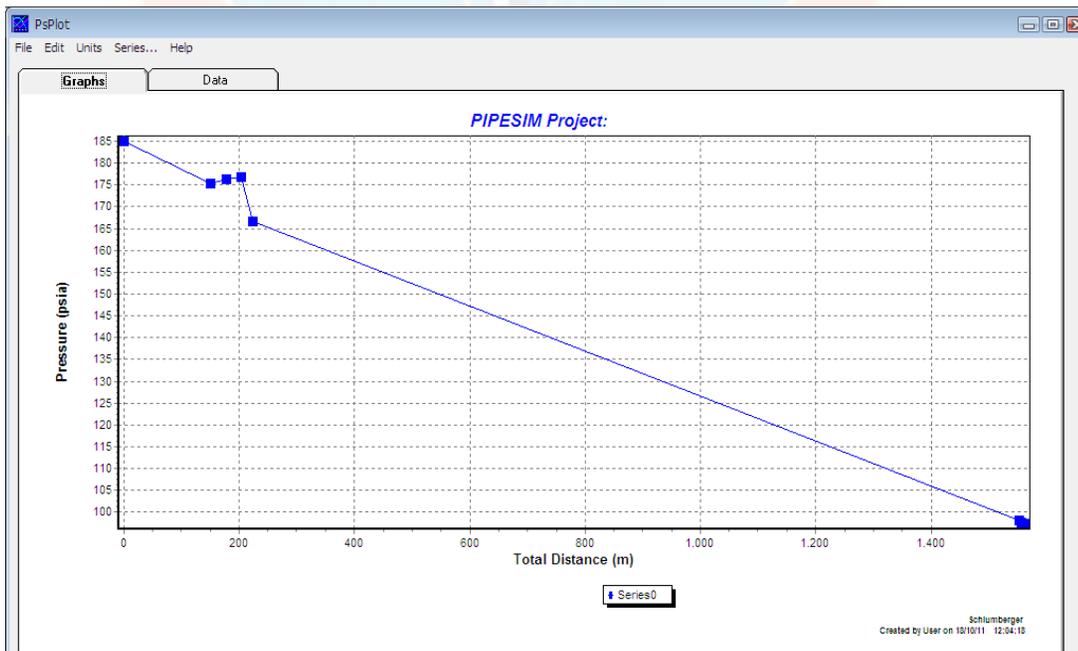


Tabla B.4 COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN DE SALIDA EN LA SIMULACIÓN DE LA LÍNEA DEL POZO 33AC-52

	Total Distance (m)	Pressure (psia)	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
1													
3	0,0000	120,0000											
4	0,0000	120,0000											
5	542,0083	119,5075											
6	1500,0167	116,8829											
7	1505,0167	116,8740											
8	1510,0167	116,8650											
9	1510,0167	116,8650											
10	1510,0167	116,8650											
11	1510,0167	116,8650											
12													
13													
14													
15													
16													
17													
18													
19													
20													
21													
22													
23													
24													
25													

Grafica B.4 COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN DE SALIDA EN LA SIMULACIÓN DE LA LÍNEA DEL POZO 33AC-52

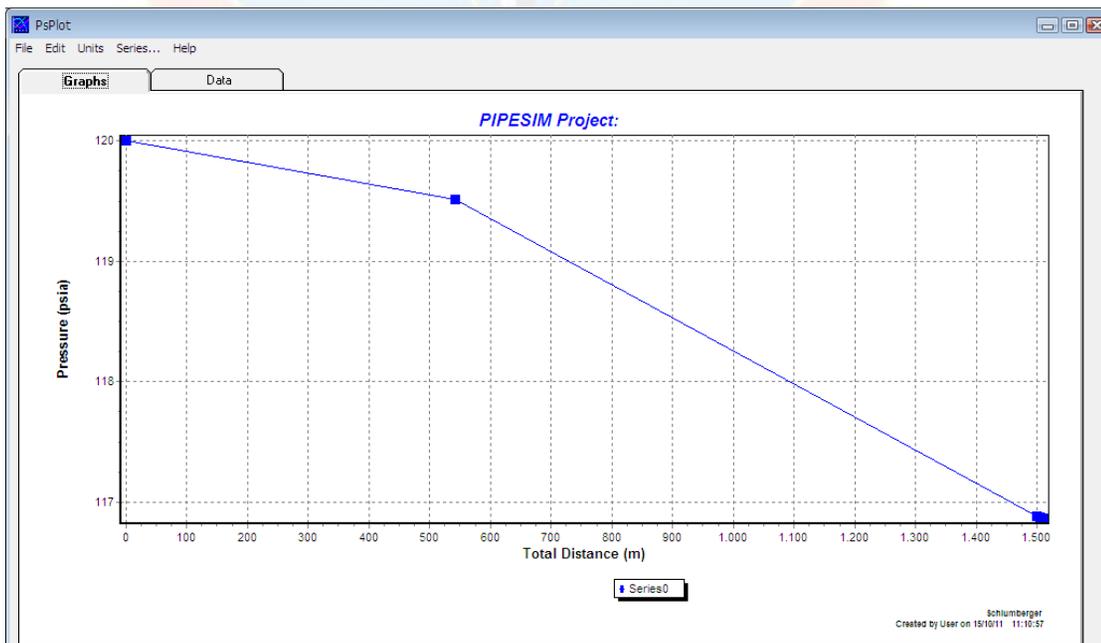


Tabla B.5 COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN DE SALIDA EN LA SIMULACIÓN DE LA LÍNEA DEL POZO 33AC-77

	Total Distance (m)	Pressure (psia)	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
1													
3	0.0000	220.0000											
4	0.0000	220.0000											
5	184.0000	218.4971											
6	204.0000	208.5957											
7	304.0000	207.7579											
8	688.1302	209.2894											
9	888.3800	200.3790											
10	1842.3800	192.1464											
11	1847.3800	192.1029											
12	1852.3800	192.0591											
13	1852.3800	192.0591											
14	1852.3800	192.0591											
15	1852.3800	192.0591											
16													
17													
18													
19													
20													
21													
22													
23													
24													
25													

Grafica B.5 COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN DE SALIDA EN LA SIMULACIÓN DE LA LÍNEA DEL POZO 33AC-77

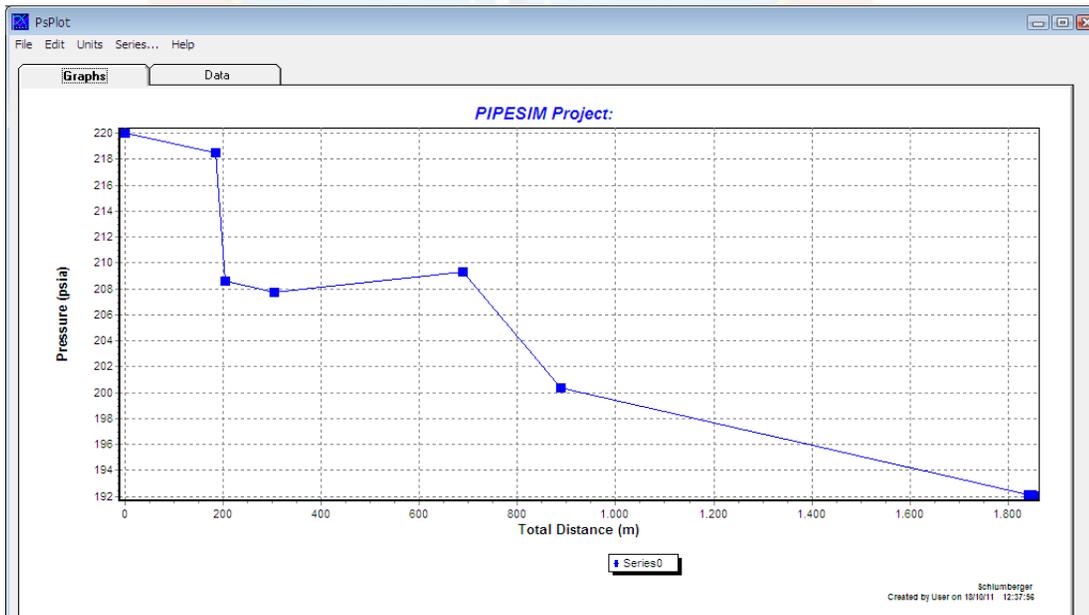


Tabla B.6 COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN DE SALIDA EN LA SIMULACIÓN DE LA LÍNEA DEL POZO 33CA-110

	Total Distance (m)	Pressure (psia)	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
1													
3	0.0000	150.0000											
4	0.0000	150.0000											
5	1500.0000	149.2836											
6	1700.2498	151.0729											
7	1900.4997	146.9302											
8	2700.4997	146.5369											
9	2705.4997	146.5344											
10	2710.4997	146.5320											
11	2710.4997	146.5320											
12	2710.4997	146.5320											
13	2710.4997	146.5320											
14													
15													
16													
17													
18													
19													
20													
21													
22													
23													
24													
25													

Grafica B.6 COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN DE SALIDA EN LA SIMULACIÓN DE LA LÍNEA DEL POZO 33CA-110

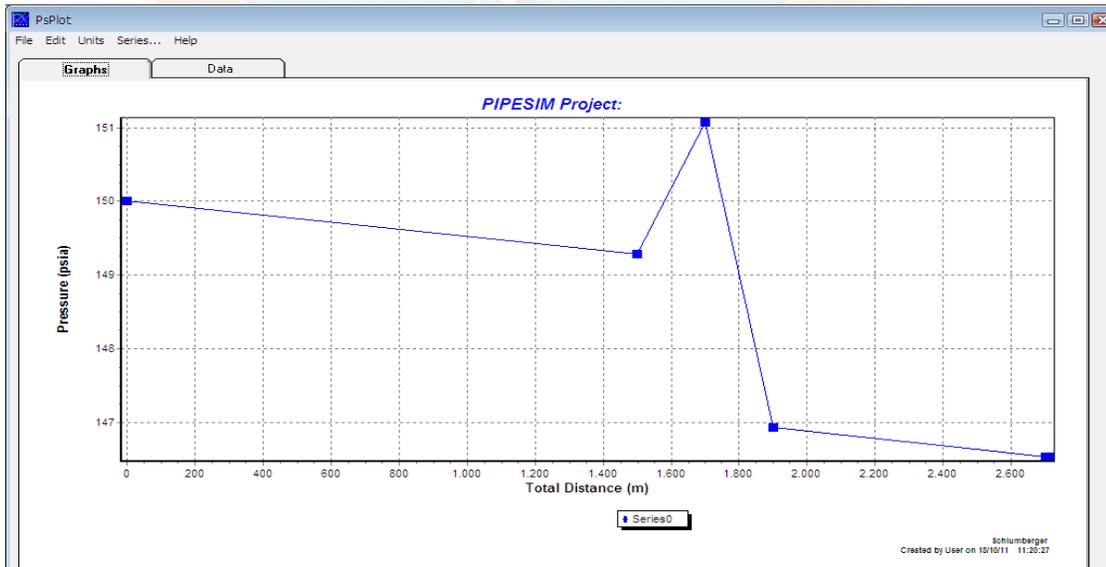


Tabla B.7 COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN DE SALIDA EN LA SIMULACIÓN DE LA LÍNEA DEL POZO 33CA-113

	Total Distance (m)	Pressure (psia)	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
1													
3	0,0000	140,0000											
4	0,0000	140,0000											
5	1550,0000	112,0517											
6	1750,2498	108,5468											
7	1950,4997	102,7469											
8	2750,4997	84,5338											
9	2755,4997	84,4104											
10	2760,4997	84,2868											
11	2760,4997	84,2868											
12	2760,4997	84,2868											
13	2760,4997	84,2868											
14													
15													
16													
17													
18													
19													
20													
21													
22													
23													
24													
25													
41													

Grafica B.7 COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN DE SALIDA EN LA SIMULACIÓN DE LA LÍNEA DEL POZO 33CA-113

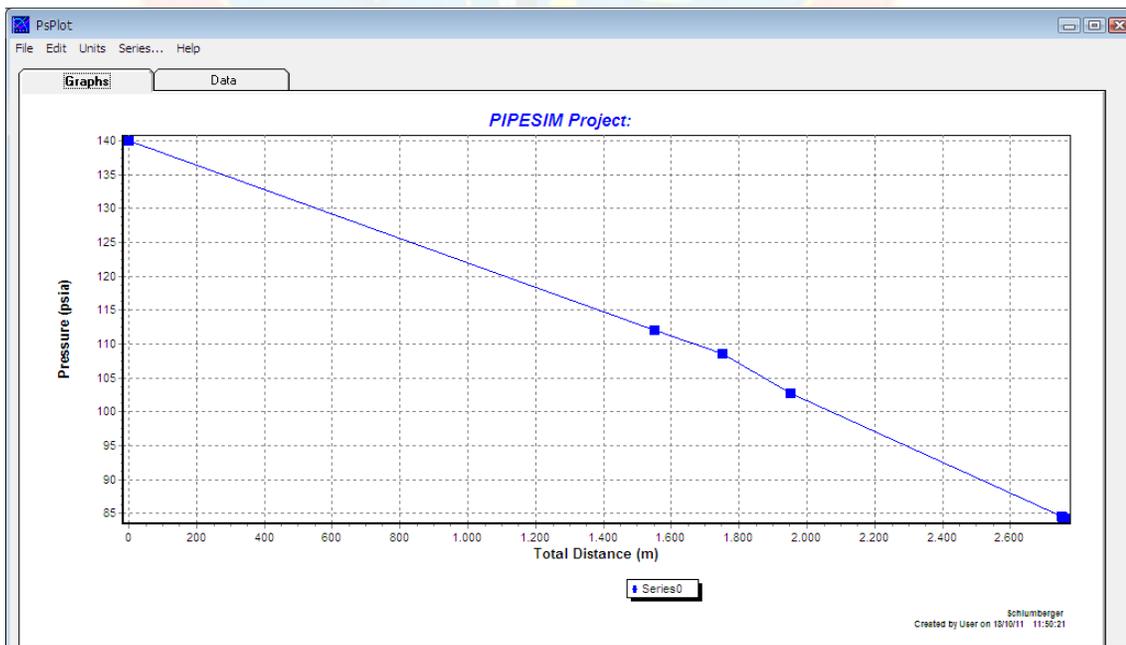


Tabla B.8 COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN DE SALIDA EN LA SIMULACIÓN DE LA LÍNEA DE LA EAO-1 A EAO-2

	Total Distance (m)	Pressure (psia)	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
1													
3	0.0000	120.0000											
4	0.0000	120.0000											
5	1650.0000	115.9005											
6	1665.0000	135.8666											
7	1967.0348	86.4444											
8	2367.0348	87.4572											
9	3717.4884	130.7848											
10	4518.0507	88.7980											
11	6218.0507	84.6115											
12	6223.0507	84.5492											
13	6228.0507	84.4869											
14	6228.0507	84.4869											
15	6228.0507	84.4869											
16	6228.0507	84.4869											
17													
18													
19													
20													
21													
22													
23													
24													
25													

Grafica B.8 COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN DE SALIDA EN LA SIMULACIÓN DE LA LÍNEA DE EAO-2 A EAO-1

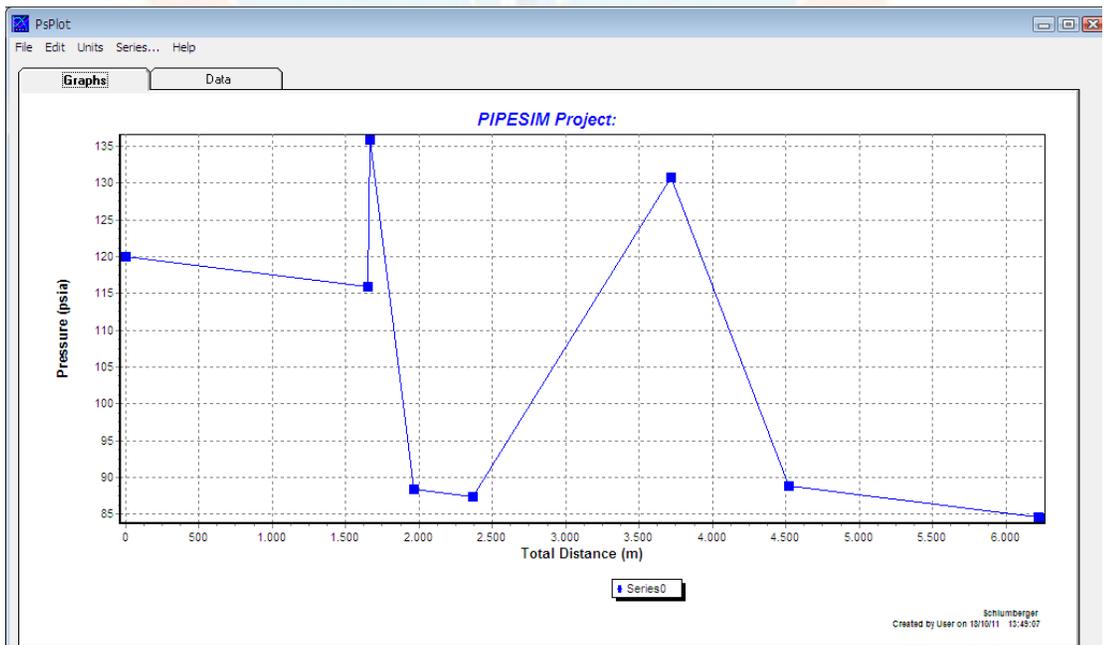
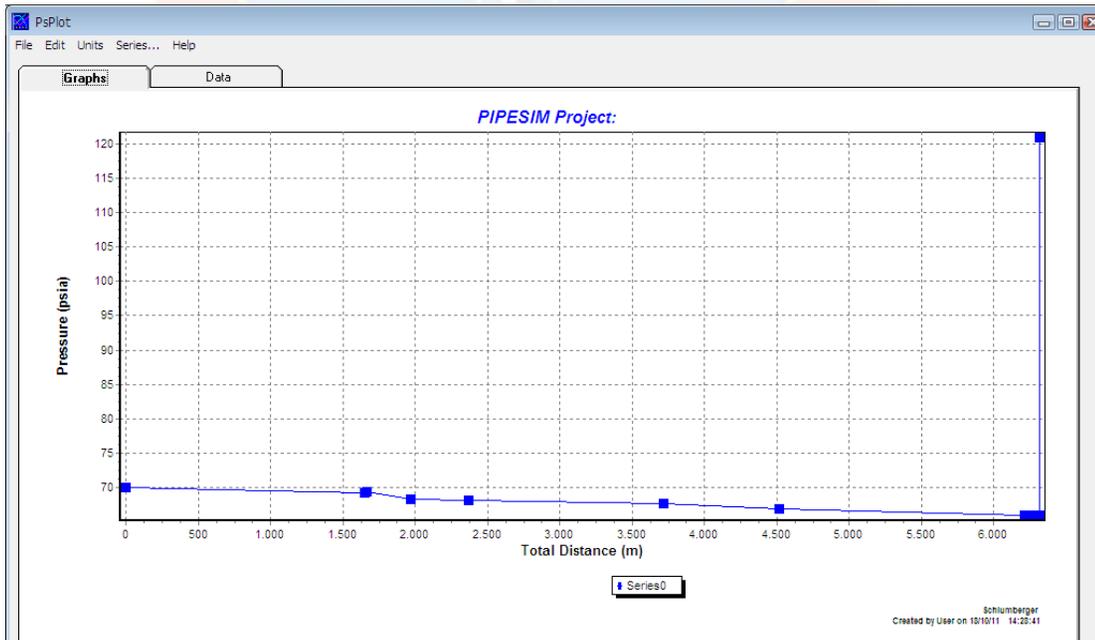


Tabla B.9 COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN DE SALIDA EN LA SIMULACIÓN DE LA LÍNEA DEL GASODUCTO

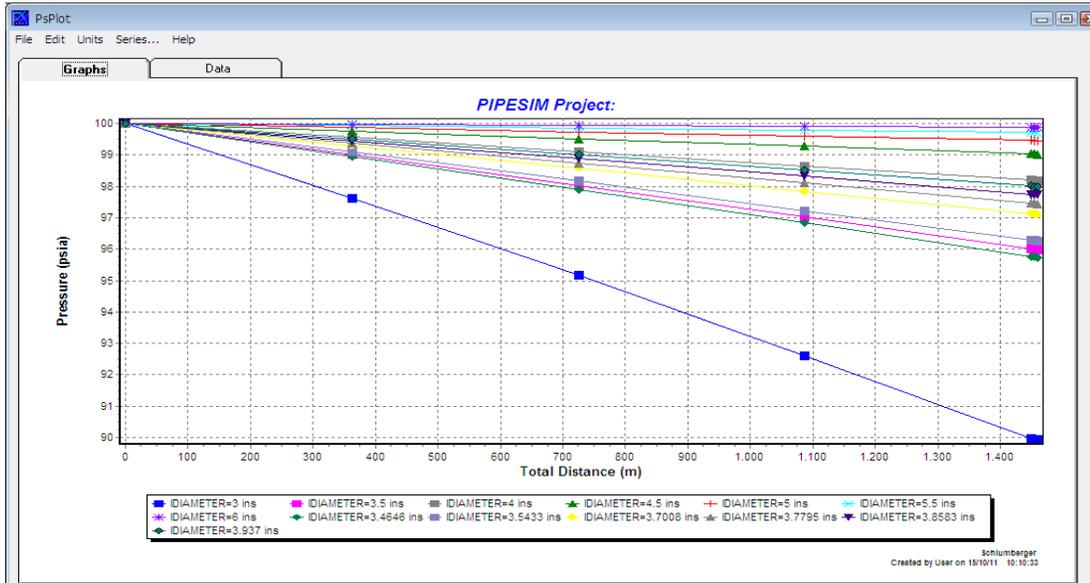
	Total Distance (m)	Pressure (psia)	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
1													
3	0.0000	70.0000											
4	0.0000	70.0000											
5	1650.0000	69.1912											
6	1665.0000	69.3162											
7	1967.0348	68.3336											
8	2367.0348	68.1337											
9	3717.4884	67.7203											
10	4518.0507	66.8599											
11	6218.0507	65.9873											
12	6268.0507	65.9615											
13	6318.0507	65.9357											
14	6318.0507	120.9357											
15	6318.0507	120.9357											
16													
17													
18													
19													
20													
21													
22													
23													
24													
25													

Grafica B.9 COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN DE SALIDA EN LA SIMULACIÓN DE LA LÍNEA DEL GASODUCTO

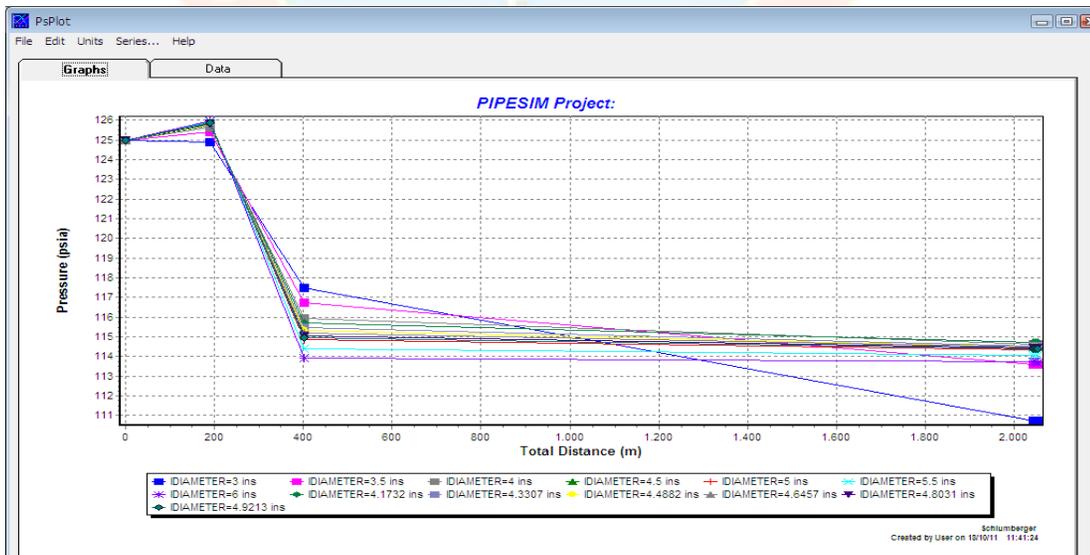


SENSIBILIDAD VARIANDO EL DIÁMETRO DE LAS LÍNEAS DE RECOLECCIÓN DE FLUIDO MULTIFASICO DEL CAMPO CASMA ANACO.

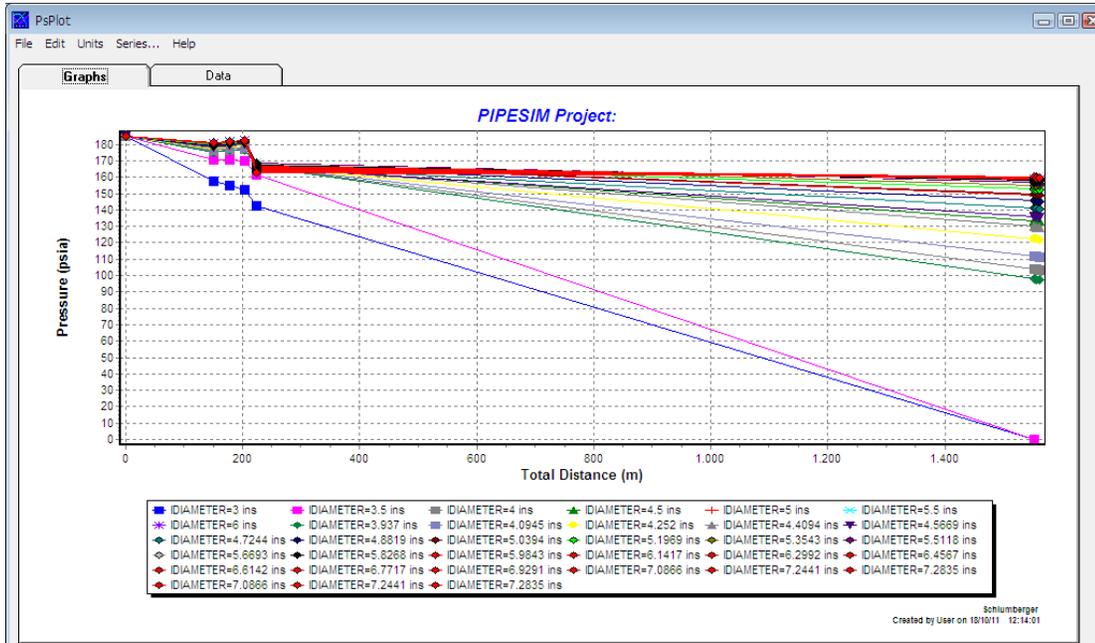
Grafica C.1 SENSIBILIDAD DE LA LÍNEA DEL POZO 33AC-2A



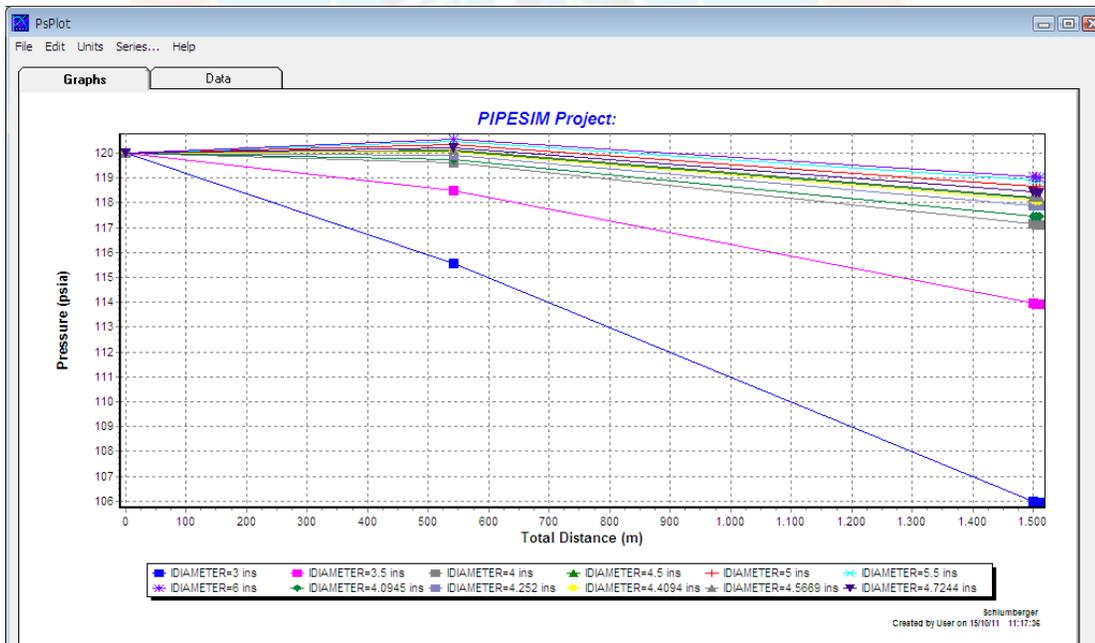
Grafica C.2 SENSIBILIDAD DE LA LÍNEA DEL POZO 33AC-20



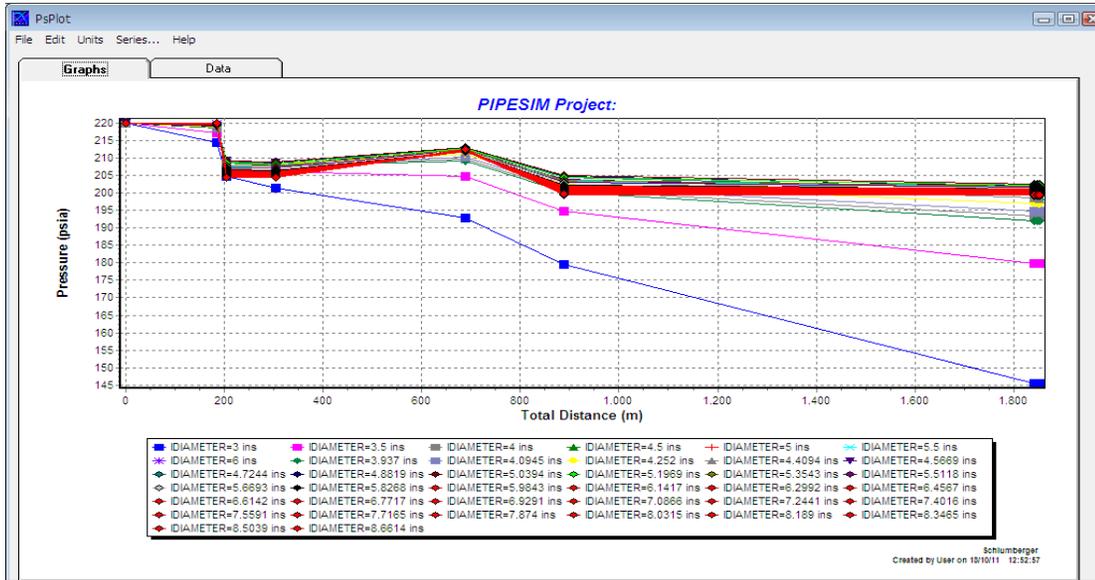
Grafica C.3 SENSIBILIDAD DE LA LÍNEA DEL POZO 33AC-33



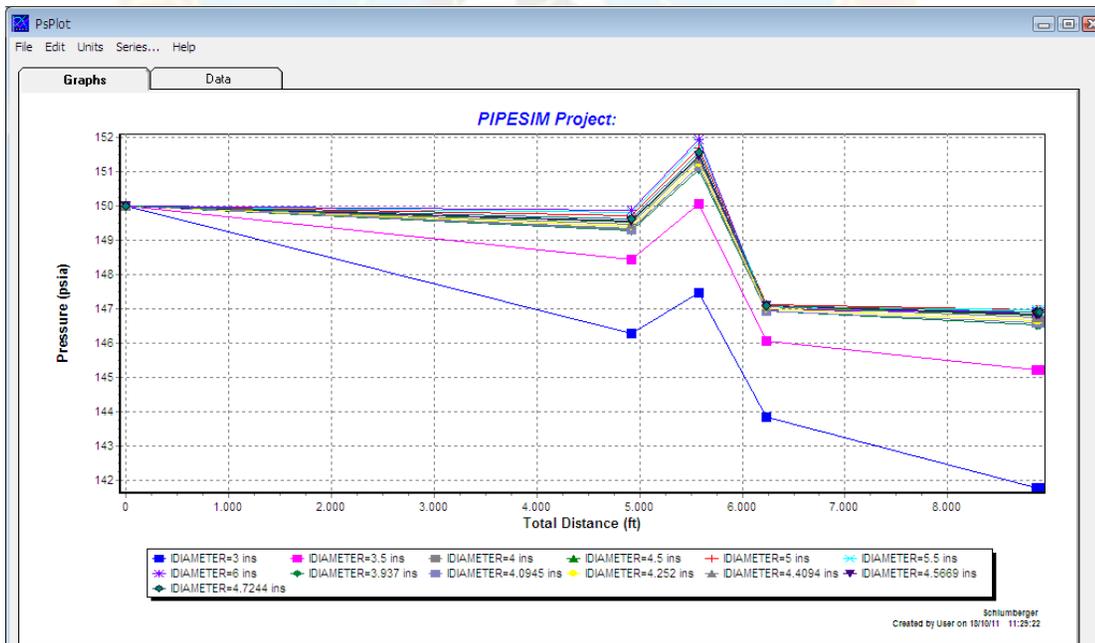
Grafica C.4 SENSIBILIDAD DE LA LÍNEA DEL POZO 33AC-52



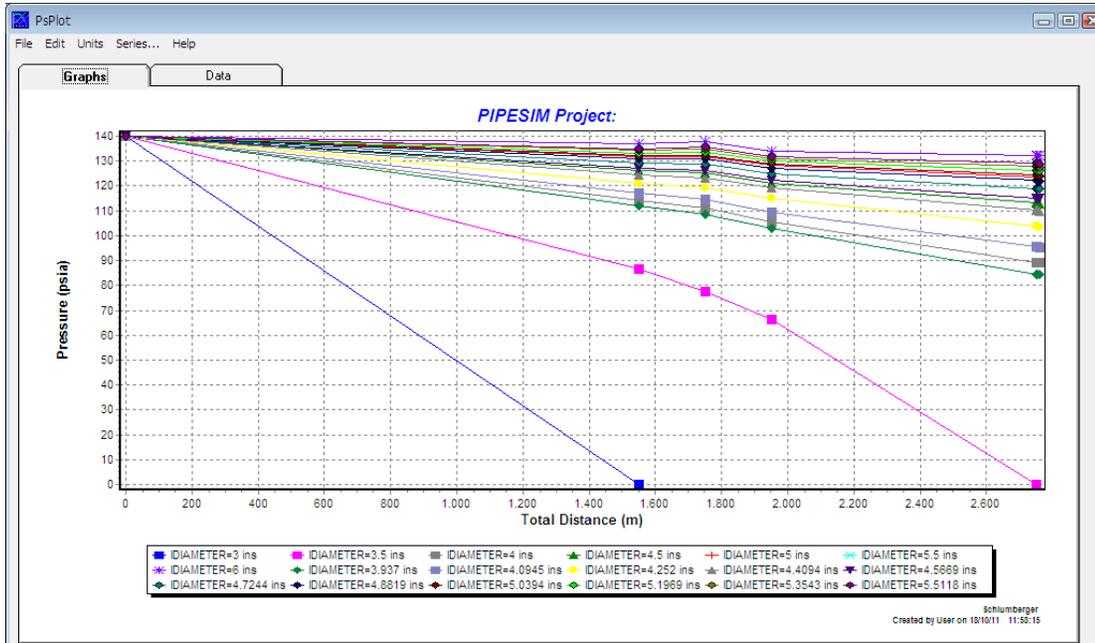
Grafica C.5 SENSIBILIDAD DE LA LÍNEA DEL POZO 33AC-77



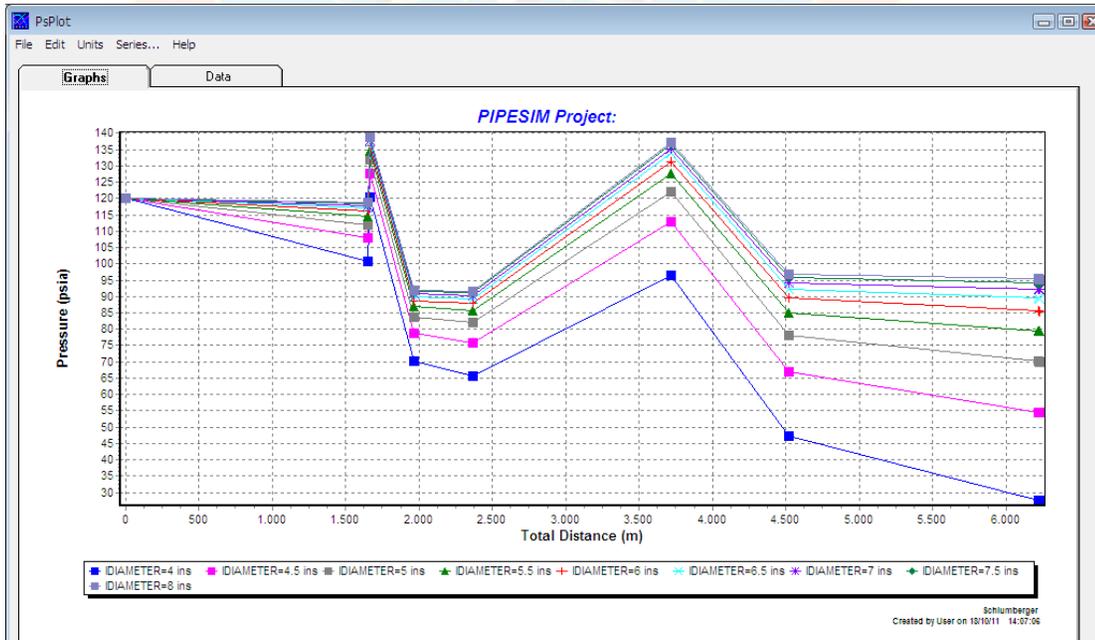
Grafica C.6 SENSIBILIDAD DE LA LÍNEA DEL POZO 33CA-110



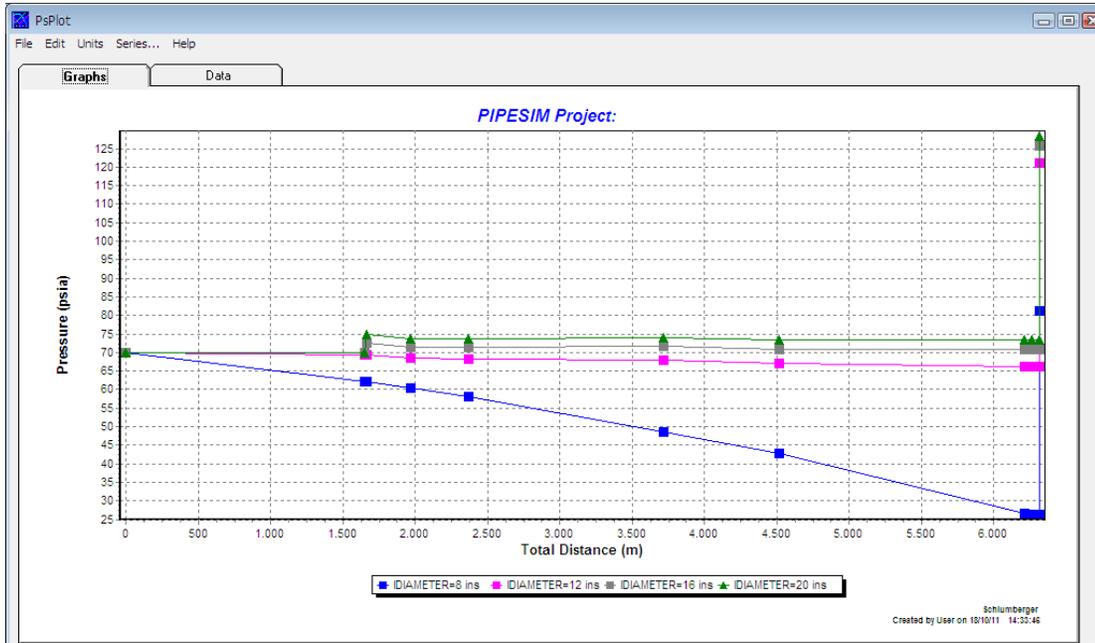
Grafica C.7 SENSIBILIDAD DE LA LÍNEA DEL POZO 33CA-113



Grafica C.8 SENSIBILIDAD DE LA LÍNEA DE EAO-2 a EAO-1

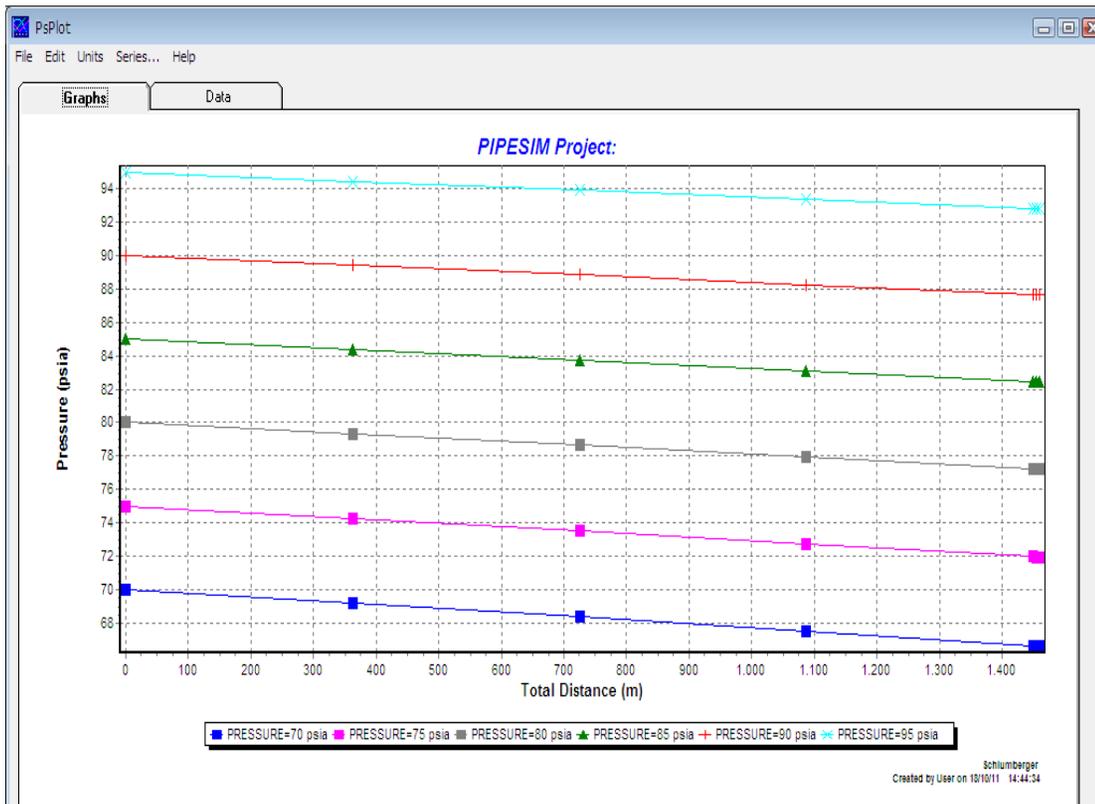


Grafica C.9 SENSIBILIDAD DE LA LÍNEA DEL GASODUCTO

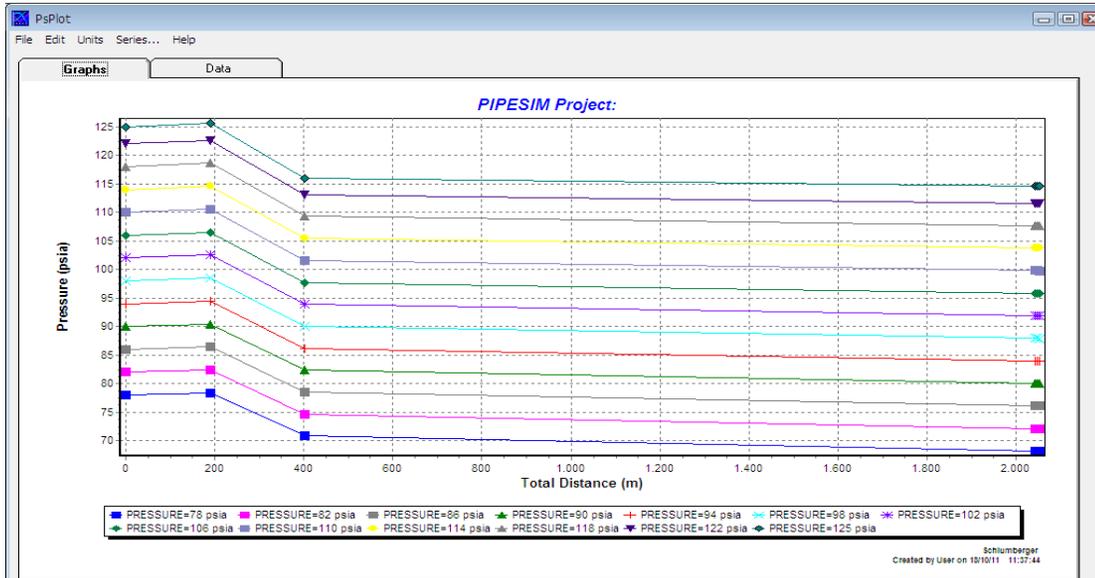


SENSIBILIDAD VARIANDO LA PRESION DE ENTRADA DE LAS LÍNEAS DE RECOLECCIÓN DE FLUIDO MULTIFASICO DEL CAMPO CASMA ANACO.

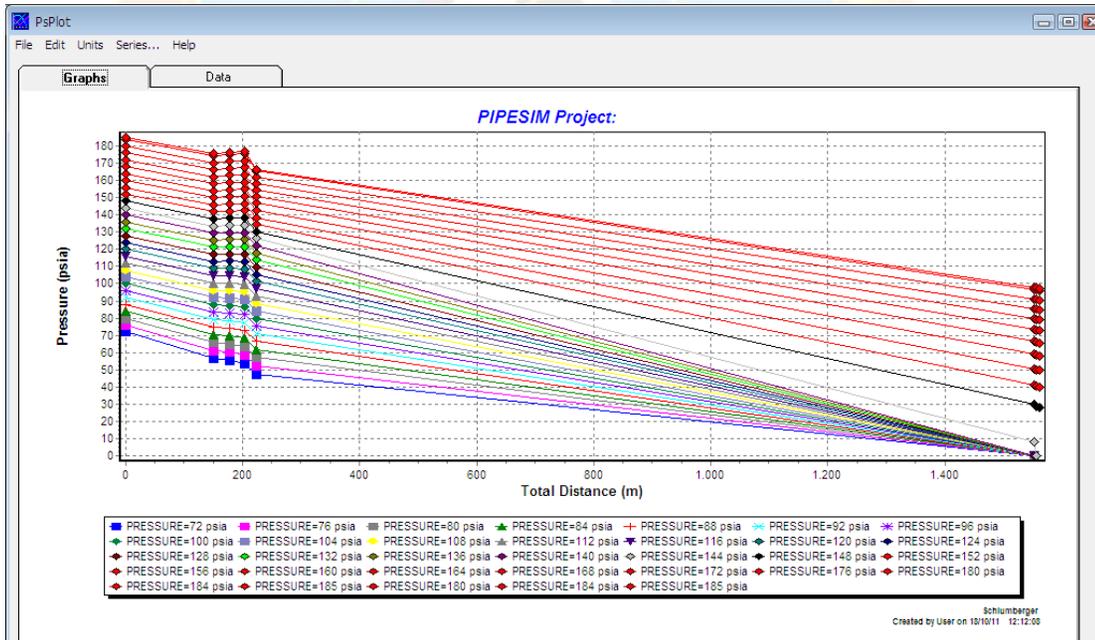
Grafica D.1 SENSIBILIDAD DE LA LÍNEA DEL POZO 33AC-2A



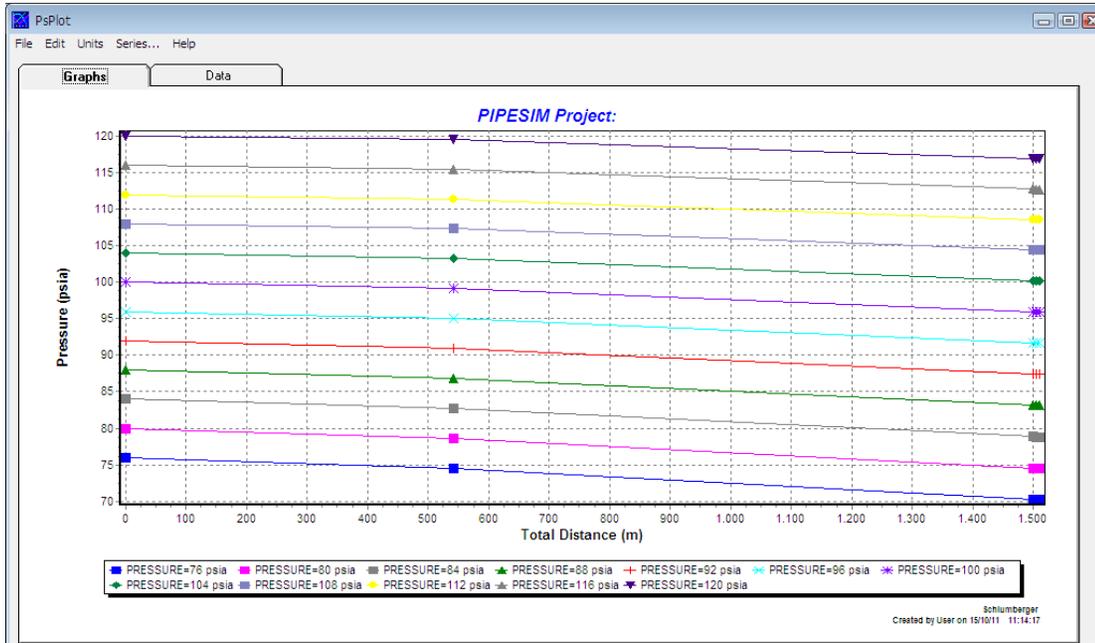
Grafica D.2 SENSIBILIDAD DE LA LÍNEA DEL POZO 33AC-20



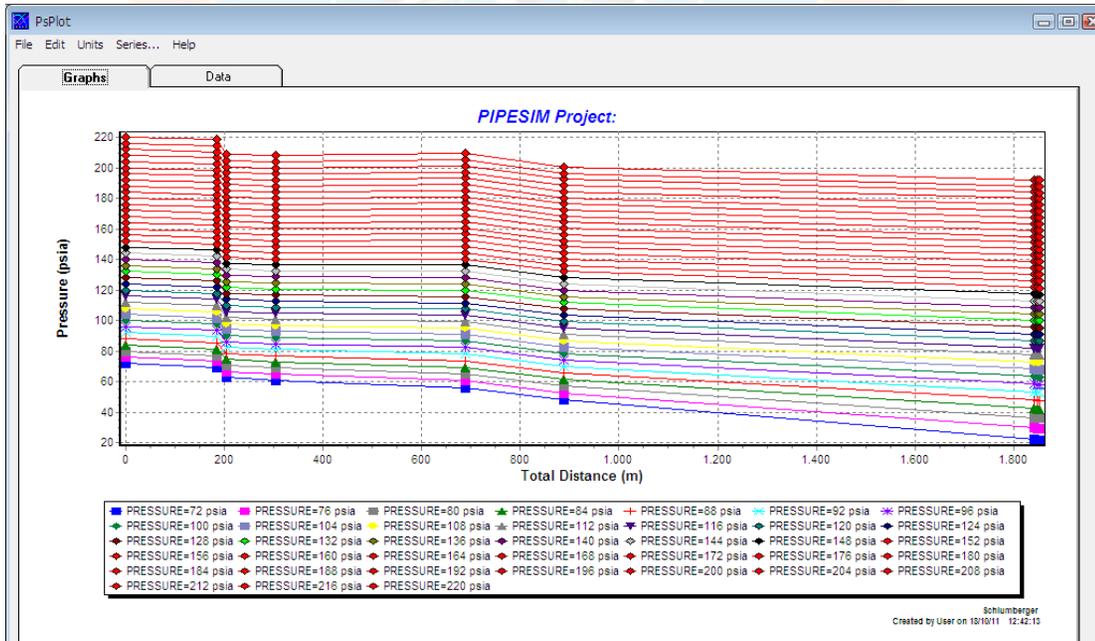
Grafica D.3 SENSIBILIDAD DE LA LÍNEA DEL POZO 33AC-33



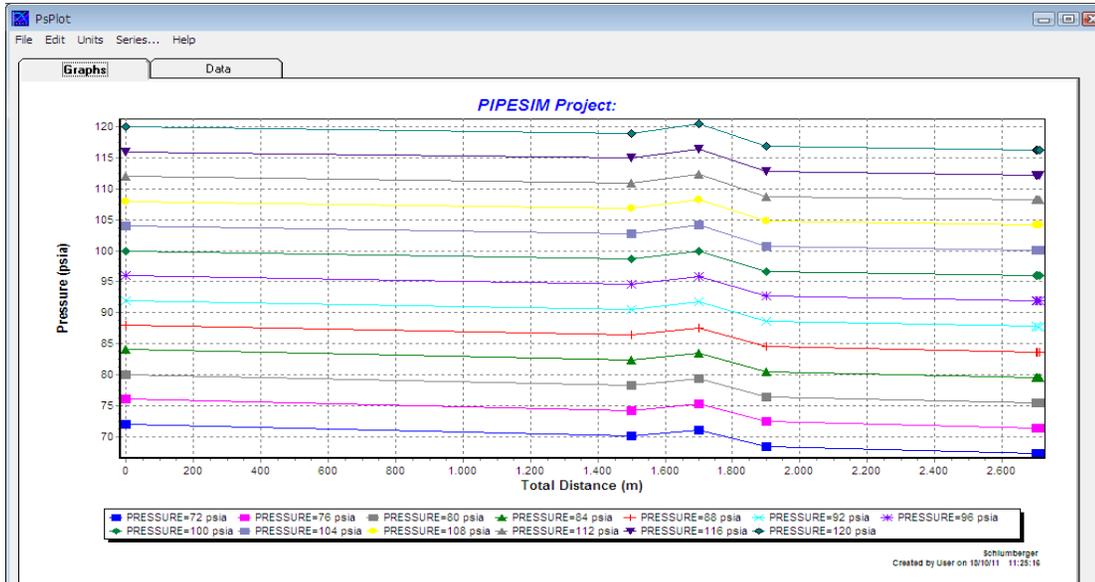
Grafica D.4 SENSIBILIDAD DE LA LÍNEA DEL POZO 33AC-52



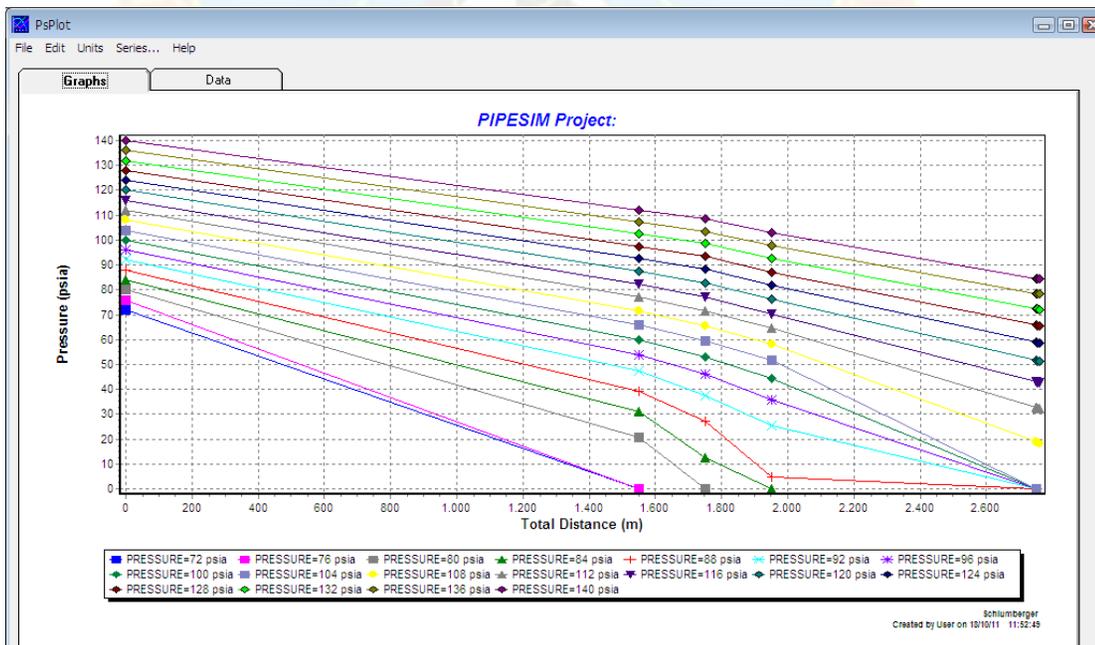
Grafica D.5 SENSIBILIDAD DE LA LÍNEA DEL POZO 33AC-77



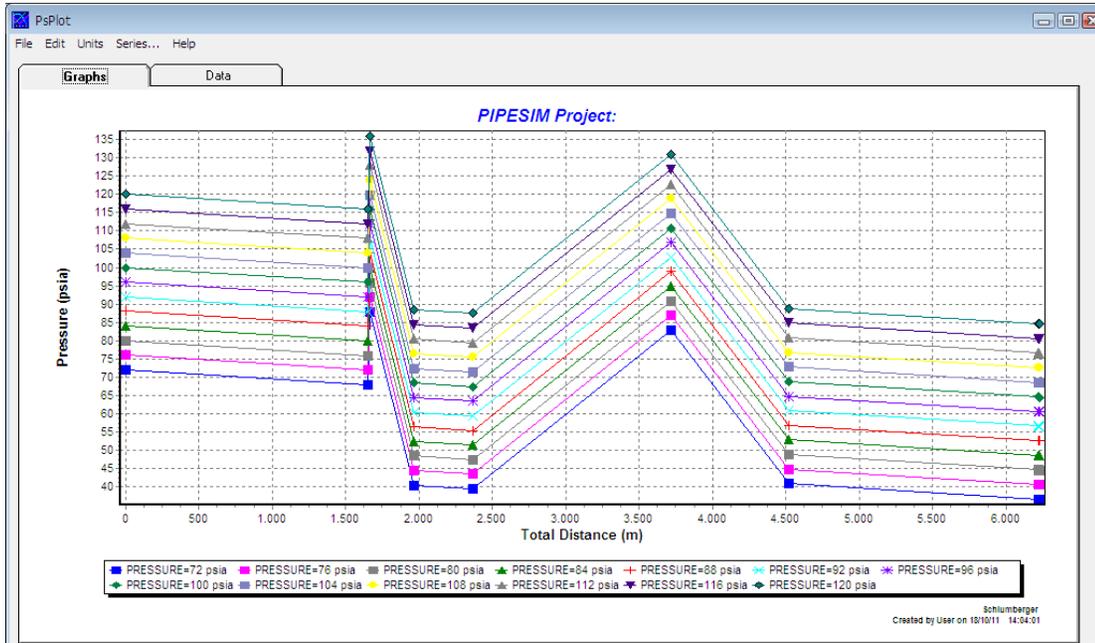
Grafica D.6 SENSIBILIDAD DE LA LÍNEA DEL POZO 33CA-110



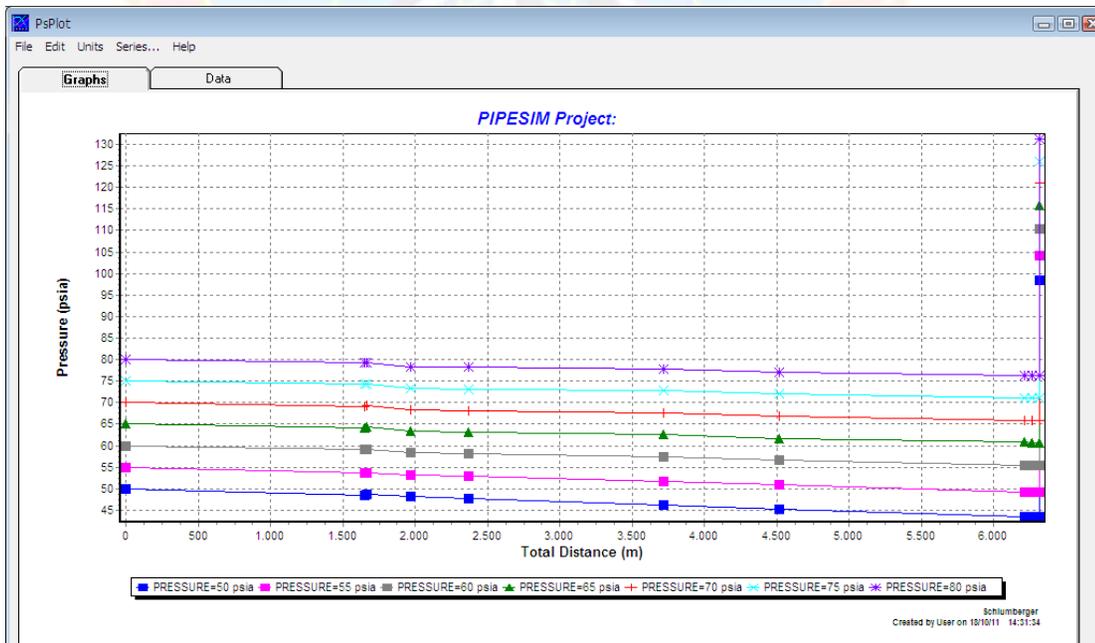
Grafica D.7 SENSIBILIDAD DE LA LÍNEA DEL POZO 33CA-113



Grafica D.8 SENSIBILIDAD DE LA LÍNEA DE EAO-2 a EAO-1



Grafica D.9 SENSIBILIDAD DE LA LÍNEA DEL GASODUCTO



HOJAS METADATOS

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 1/6

Título	PROPUESTA DE MEJORAS EN LA RED DE RECOLECCIÓN DE FLUIDOS MULTIFÁSICOS DEL CAMPO CASMA ANACO, MUNICIPIO AGUASAY ESTADO MONAGAS.
Subtítulo	

El Título es requerido. El subtítulo o título alternativo es opcional.

Autor(es)

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
Albornoz Figuera, Richard Gaspar	CVLAC	CI: 12.807.895
	e-mail	arichardalbornoz@gmail.com
	e-mail	

Palabras o frases claves:

Propuesta,
Recolección, Mejorar,
Red, Fluido,
Multifásico,
Campo Casma Anaco

El representante de la subcomisión de tesis solicitará a los miembros del jurado la lista de las palabras claves. Deben indicarse por lo menos cuatro (4) palabras clave.

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 2/6
Líneas y sublíneas de investigación:

Área	Sub-área
Tecnología (Ciencias Aplicadas)	Petróleo

Debe indicarse por lo menos una línea o área de investigación y por cada área por lo menos un subárea. El representante de la subcomisión solicitará esta información a los miembros del jurado.

Resumen (Abstract):

Las líneas de recolección de fluido del Campo Casma Anaco, tanto para el crudo como para el gas; son un sistema complejo, obsoleto, fuera de norma y desorganizado, además se encuentran en avanzado estado de corrosión, cruzadas entre sí, sin identificación, no poseen soportes de ningún tipo, por esta razón la propuesta se basó en el diagnóstico de las condiciones actuales de la red y las evaluaciones del comportamiento del flujo multifásico horizontal presente en las líneas a los diferentes niveles de producción. En este estudio se generaron los perfiles de los patrones de flujo, así como también se analizó el comportamiento de la presión. Obteniéndose que el 87% de las líneas estén en contacto directo con el suelo y las líneas del pozo 33AC-2A y el pozo 33AC-20 presentan severa corrosión externa. Además se realizaron sensibilidades en los diámetros de las líneas así como con la presión de entrada de las mismas. Por último se propone un plan de mantenimiento para corregir las desviaciones observadas tomando en cuenta las normas PDVSA.

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 3/6
Contribuidores:

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
Flores Miguel	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I: 10.543.434
	e-mail	
	e-mail	
Contreras Isaac	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I: 11.344.724
	e-mail	
	e-mail	
Mottola Fabiola	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I: 8.290.936
	e-mail	
	e-mail	

Se requiere por lo menos los apellidos y nombres del tutor y los otros dos (2) jurados. El formato para escribir los apellidos y nombres es: "Apellido1 InicialApellido2., Nombre1 InicialNombre2". Si el autor esta registrado en el sistema CVLAC, se anota el código respectivo (para ciudadanos venezolanos dicho código coincide con el numero de la Cedula de Identidad). El campo e-mail es completamente opcional y depende de la voluntad de los autores. La codificación del Rol es: CA = Coautor, AS = Asesor, TU = Tutor, JU = Jurado.

Fecha de discusión y aprobación:

Año	Mes	Día
2012	06	01

Fecha en formato ISO (AAAA-MM-DD). Ej: 2005-03-18. El dato fecha es requerido.

Lenguaje: spa Requerido. Lenguaje del texto discutido y aprobado, codificado usando ISO 639-2. El código para español o castellano es spa. El código para ingles en. Si el lenguaje se especifica, se asume que es el inglés (en).

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 4/6

Archivo(s):

Nombre de archivo
Richard .docx

Caracteres permitidos 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: _____ (opcional)

Temporal: _____ (opcional)

Título o Grado asociado con el trabajo:

Ingeniero de Petróleo

Dato requerido. Ejemplo: Licenciado en Contaduría, Ingeniero de Petróleo Magister Scientiarium en Biología Pesquera, Profesor Asociado, Administrativo III, etc

Nivel Asociado con el trabajo: Ingeniería

Dato requerido. Ejs: Licenciatura, Magister, Doctorado, Post-doctorado, etc.

Área de Estudio:

Tecnología Ciencias Aplicadas

Usualmente es el nombre del programa o departamento.

Institución(es) que garantiza(n) el Título o grado:

Universidad de Oriente de Oriente, Núcleo Monagas

Si como producto de convenciones, otras instituciones además de la Universidad de Oriente, avalan el título o grado obtenido, el nombre de estas instituciones debe incluirse aquí.

Hoja de metadatos para tesis y trabajos de Ascenso- 5/6



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
CONSEJO UNIVERSITARIO
RECTORADO

CUN°0975

Cumaná, 04 AGO 2009

Ciudadano
Prof. JESÚS MARTÍNEZ YÉPEZ
Vicerrector Académico
Universidad de Oriente
Su Despacho

Estimado Profesor Martínez:

Cumplo en notificarle que el Consejo Universitario, en Reunión Ordinaria celebrada en Centro de Convenciones de Cantaura, los días 28 y 29 de julio de 2009, conoció el punto de agenda **"SOLICITUD DE AUTORIZACIÓN PARA PUBLICAR TODA LA PRODUCCIÓN INTELECTUAL DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE EN EL REPOSITORIO INSTITUCIONAL DE LA UDO, SEGÚN VRAC N° 696/2009"**.

Leído el oficio SIBI - 139/2009 de fecha 09-07-2009, suscrita por el Dr. Abul K. Bashirullah, Director de Bibliotecas, este Cuerpo Colegiado decidió, por unanimidad, autorizar la publicación de toda la producción intelectual de la Universidad de Oriente en el Repositorio en cuestión.



Comunicación que hago a usted a los fines consiguientes.

Cordialmente,

JUAN A. BOLANOS CUNVELO
Secretario



C.C: Rectora, Vicerrectora Administrativa, Decanos de los Núcleos, Coordinador General de Administración, Director de Personal, Dirección de Finanzas, Dirección de Presupuesto, Contraloría Interna, Consultoría Jurídica, Director de Bibliotecas, Dirección de Publicaciones, Dirección de Computación, Coordinación de Teleinformática, Coordinación General de Postgrado.

JABC/YGC/manuja

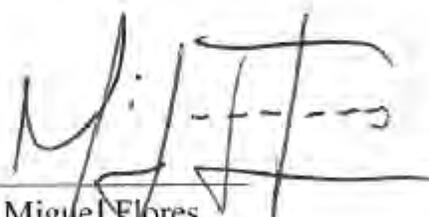
Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 6/6

Derechos:

Artículo 41 del REGLAMENTO DE TRABAJO DE PREGRADO (vigente a partir del II Semestre 2009, según comunicado CU-034-2009): “Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad, y solo podrán ser utilizados a otros fines, con el consentimiento del Consejo de Núcleo Respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización.”



Richard G Albornoz F
AUTOR



Miguel Flores
TUTOR