

**EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA DEL MANEJO DE GAS DE ANULARES DE
LOS POZOS DE LAS PLATAFORMAS VENGANZA I, VENGANZA J, Y REVANCHA C
EN EL CPR ESPINAL**

Aquilino Sánchez Ramírez

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2015**

**EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA DEL MANEJO DE GAS DE ANULARES DE
LOS POZOS DE LAS PLATAFORMAS VENGANZA I, VENGANZA J, Y REVANCHA C
EN EL CPR ESPINAL**

Aquilino Sánchez Ramírez

**Trabajo de grado presentado como requisito para obtener el título de Especialista
en Producción de Hidrocarburos**

Director

Ingeniera Natalia Fernanda Collazos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2015

DEDICATORIA

Dedico esta monografía a mis padres quienes crearon en mí los mejores principios de la vida como son la honradez, la lealtad, la honestidad, el respeto a los demás personas y lo más importante concibieron mi ser

A mi esposa Rocio que ha sido un pilar importante en mi vida personal y profesional

A mi tres (3) hijos David Santiago, Luisa María y Juan Diego, que supieron esperar pacientemente en los día cuando tenía clases tiempo que era de ellos, pero valió la pena todo ese sacrificio

A todos los que me apoyaron y me brindaron sus conocimientos técnicos para escribir y concluir esta monografía, especialmente mis compañeros de trabajo del CPR Espinal.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mi familia fuente de apoyo constante e incondicional en toda mi vida profesional y en especial agradecimiento a mi Esposa que sin ella no hubiese sido posible culminar con éxito la especialización.

CONTENIDO

	Pag
INTRODUCCIÓN	14
1. GENERALIDADES.....	15
1.1. ALCANCE.....	15
1.2. JUSTIFICACIÓN.....	15
1.3. OBJETIVO GENERAL.....	15
1.4. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	15
2. BASES Y CRITERIOS DE DISEÑO	16
2.1. NORMAS Y CÓDIGOS	16
2.2. UNIDADES DE MEDIDA	16
2.3. CONDICIONES AMBIENTALES	17
2.4. CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS.....	17
2.4.1. Características del Crudo.....	17
2.4.2. Características del Gas	18
2.5. REPORTE DE PRODUCCIÓN	19
2.6. BALANCE DE GAS.....	19
2.7. PRONOSTICO DE PRODUCCIÓN.....	20
2.8. DISEÑO DE TUBERÍAS	20
2.9. DISEÑO ELÉCTRICO	21
2.10. SUPUESTOS.....	21
3. ANÁLISIS TÉCNICO.....	23
3.1. DESCRIPCIÓN PROCESO ACTUAL CAMPO MATACHÍN NORTE	23
3.2. REVISIÓN HIDRÁULICA.....	23
3.3. DESCRIPCIÓN DE ALTERNATIVAS	25
3.3.1. Alternativa 1: Envío de Gas desde las Plataformas hasta la Estación Matachín Norte Mediante Líneas Independientes	25
3.3.2. Alternativa 2: Quema de Gas en las Plataformas.....	26
3.3.3. Alternativa 3: Unidades Recuperadoras de Gas y Troncales de Gas.....	26
3.3.4. Alternativa 4: Implementar Microturbinas en las Plataformas	27

3.4.	DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	28
3.4.1.	Fase 1 del Proyecto.....	28
3.4.2.	Fase 2 del Proyecto.....	28
3.5.	DESCRIPCIÓN DEL PROCESO.....	29
3.6.	FILOSOFÍA DE CONTROL.....	31
3.6.1.	Filosofía de Control y Shut-Down Plataforma Venganza I.....	32
3.6.2.	Filosofía de Control y Shut-Down Plataforma Venganza J.....	32
3.6.3.	Filosofía de Control y Shut-Down Plataforma Revancha C.....	33
3.7.	SISTEMA ELÉCTRICO.....	33
3.7.1.	Diagrama Unifilar Típico para las Unidades Recuperadoras de Gas.....	34
4.	ANÁLISIS ECONÓMICO.....	36
4.1.	COSTOS DE INVERSIÓN	36
4.2.	COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	37
4.2.1.	Costo de Mantenimiento.....	37
4.2.2.	Costo de Operación	38
4.3.	BENEFICIO.....	38
4.4.	VALOR PRESENTE NETO.....	38
4.5.	TASA DE DESCUENTO	39
4.6.	PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN.....	39
4.7.	ESTADO DE RESULTADOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO.....	39
5.	CONCLUSIONES.....	41
	BIBLIOGRAFÍA.....	43
	ANEXOS	4344

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Reporte de Producción Estación Matachín Norte.....	19
Figura 2. Balance de Gas CPR Espinal	19
Figura 3. Pronostico Producción de Gas CPR Espinal.....	20
Figura 4. Constante Empírica de Servicio para el Cálculo de la Velocidad Erosiva.....	20
Figura 5. Pruebas de Pozos en las Plataformas Ven-I, Ven-J, y Rev-C	21
Figura 6. Perfil Topográfico Línea de Flujo	24
Figura 7. Simulación Red Hidráulica	24
Figura 8. Diagrama de Bloques del Proyecto.....	30
Figura 9. Diagrama Sistema de Transporte de Gas en el CPR Espinal	31
Figura 10. Diagrama Unifilar Típico para las Unidades Recuperadoras de Gas.....	35

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Sistema de Unidades	16
Tabla 2. Condiciones Ambientales.....	17
Tabla 3. Características del Crudo de Producción	17
Tabla 4. Características Gas Producción.....	18
Tabla 5. CAPEX del Proyecto	36
Tabla 6. OPEX del Proyecto	38
Tabla 7. Beneficio del Proyecto	38
Tabla 8. Estado de Resultados del Proyecto	40

LISTA DE ANEXOS

Anexo A 1. Hoja de Datos Tambor de Tea.....	444
Anexo A 2. Hoja de Datos Tambor de Tea.....	455
Anexo B 1. P&ID Pozos Plataforma Venganza I	466
Anexo B 2. P&ID Nuevo Manifold Plataforma Venganza I	477
Anexo B 3. Plano Unifilar Plataforma Venganza I	488
Anexo C 1. P&ID Fase 1 Pozos Plataforma Venganza J	499
Anexo C 2. P&ID Fase 1 Nuevo Manifold Plataforma Venganza J.....	5050
Anexo C 3. P&ID Fase 2 Pozos Plataforma Venganza J	511
Anexo C 4. P&ID Fase 2 Nuevo Manifold y Nueva UVR Plataforma Venganza J	522
Anexo C 5. Plano Unifilar Nueva UVR Plataforma Venganza J.....	533
Anexo D 1. P&ID Fase 1 Pozos Plataforma Revancha C.....	544
Anexo D 2. P&ID Fase 1 Nuevo Manifold Plataforma Revancha C	555
Anexo D 3. P&ID Fase 2 Pozos Plataforma Revancha C.....	566
Anexo D 4. P&ID Fase 2 Nuevo Manifold Y Nueva UVR Plataforma Revancha C	577
Anexo D 5. Plano Unifilar Nueva UVR Plataforma Revancha C.....	588
Anexo E 1. Detalle Costo de Inversión (Capex) del Proyecto	599

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA DEL MANEJO DE GAS DE ANULARES DE LOS POZOS DE LAS PLATAFORMAS VENGANZA I, VENGANZA J, Y REVANCHA C EN EL CPR ESPINAL.¹

AUTOR: Aquilino Sánchez Ramírez.

PALABRAS CLAVES: Gas de Anulares, Manejo de Gas, Recuperación de gas.

DESCRIPCIÓN:

En este trabajo de monografía se presentará la evaluación técnico-económica de la extracción de gas de los anulares por líneas independientes de las plataformas Venganza I, Venganza J, y Revancha C del CPR Espinal. Teniendo en cuenta las condiciones del gas de anulares y el incremento de fluidos que se presentará en las plataformas, se desarrollarán alternativas para realizar el manejo de dicho gas y su aprovechamiento para combustible en el CPR Espinal.

Evaluaciones realizadas a los pozos de mayor producción para los campos de la Asociación CPR Espinal (Matachín Norte, Matachín Sur, y WPF) se evidencia que al independizar el gas del anular de los pozos se disminuye la presión en cabeza de pozo permitiendo incrementar tanto la producción del pozo como una mejor oportunidad para la recuperación del gas, el cual será usado como gas combustible en la Estación Matachín Norte.

Actualmente las facilidades de superficie instaladas en las plataformas de producción de CPR Espinal solo permiten la producción de los pozos por líneas multifasicas con el casing y el tubing fluyendo a las mismas condiciones de operación (altas presiones). Por lo tanto se requiere el diseño y construcción de las facilidades de producción para separar el casing y el tubing en cabeza de pozo, mejorando así la eficiencia volumétrica de la producción de los pozos del CPR Espinal.

Además se requiere la instalación de Unidades Recuperadoras de Gas las cuales suministrarán la presión suficiente para enviar el gas desde las plataformas hasta la Estación Matachín Norte, el mejoramiento del sistema de tea en la plataforma Venganza I y Venganza J, y la adecuación de una tea nueva en la plataforma Revancha C como parte de la seguridad para la operación de las plataformas.

¹Monografía

Escuela de Ingeniería de Petróleos. Especialización en Producción de Hidrocarburos.
Director: Natalia Fernanda Collazos. Ingeniera de Química

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL-ECONOMICAL EVALUATION OF WELL ANNULAR GAS MANAGEMENT OBTAINED FROM VENGANZA I, VENGANZA J AND REVANCHA C LOCATED IN CPR ESPINAL.²

AUTHORS: Aquilino Sanchez Ramirez.

KEYWORDS: Annular Gas, Gas Management, Gas Recovery.

DESCRIPTION:

In this monograph work is going to be presented the technical-economical evaluation of annular gas extraction through independent lines from platforms Venganza I, Venganza J, and Revancha C located in CPR Espinal Block. Depending on annular gas conditions and flow increments there are going to be alternatives to handling this gas and its use as a fuel in CPR Espinal.

Results from evaluations made to higher production wells inside fields corresponding to CPR Espinal Association (Matachín Norte, Matachín Sur, and WPF) indicates that if annular gas is handled separately wellhead pressure will drop, allowing to increase well production and also improve gas recovery, which is going to be used as a fuel to Matachín Norte station.

Currently surface facilities used in production platforms in CPR Espinal only allows well production from multiphasic lines with casing and tubing flowing under the same operation conditions (high pressure). Therefore to separate casing and tubing in wellhead it requires design and construction to improve volumetric efficiency of well production in CPR Espinal.

Moreover it also involve gas recovery units to be installed, as they are going to provide enough pressure to send gas from platforms to the station, to improve flare stack system in Venganza I and Venganza J, and also a new flare stack to Revancha C as a part of security to operate these platforms.

¹ Monografy

School of Petroleum Engineering. Specialization in Production of Hydrocarbons
Director: Natalia Fernanda Collazos. Chemical Engineer

INTRODUCCIÓN

En el siguiente trabajo de monografía se presentará la evaluación técnico económica de la extracción de gas de anulares por líneas independientes de las plataformas Venganza I, Venganza J, y Revancha C del CPR Espinal.

El movimiento de gas y fluidos desde el yacimiento suele detenerse cuando la presión del gas del yacimiento es igual al peso de la columna de fluido más la resistencia en la línea de flujo y baterías de producción, disminuyendo la producción del pozo teniendo como resultado el cierre o abandono por límite económico del mismo.

Actualmente los pozos en el CPR Espinal se producen por líneas de flujo multifasicas uniendo el casing con el tubing en cabeza de pozo, produciendo presión sobre los fluidos y restringiendo la producción del pozo. Evaluaciones realizadas a los pozos con mayor producción de fluido (crudo y gas) evidencian que al independizar el gas de los anulares de los pozos se disminuye la presión y por ende se incrementa la producción de crudo, adicionalmente se logra una mayor recuperación de gas para ser utilizado efectivamente como combustible en las estaciones de producción.

Para el estudio se planteó como objetivo principal disminuir la presión de anulares de los pozos VEN-009H/030/038 de la plataforma Venganza I, los pozos VEN-08H/06H/037 de la plataforma Venganza J; y los pozos VEN-022/026/027/036 de la plataforma Revancha C; mediante la extracción del gas de anulares por líneas independientes y conectar dichas líneas al sistema de gas de producción en la Estación Matachín Norte para su aprovechamiento como gas combustible.

1. GENERALIDADES

1.1. ALCANCE

En el presente trabajo de monografía se presentará la evaluación técnico económica de la extracción de gas de los anulares por líneas independientes de las plataformas Venganza I, Venganza J y Revancha C del CPR Espinal, teniendo en cuenta las condiciones del gas en el anular y el incremento de fluidos que se presentan en las plataformas, desarrollando alternativas para realizar el manejo del gas de anulares y el aprovechamiento de dicho gas para el combustible en el CPR Espinal.

1.2. JUSTIFICACIÓN

Actualmente las facilidades de superficie instaladas en las plataformas de producción del CPR Espinal solo permiten la producción de los pozos por líneas multifasicas con el casing y el tubing fluyendo a las mismas condiciones de operación (altas presiones). Por lo tanto, se hace necesario realizar el diseño de las facilidades de producción requeridas para separar el casing y el tubing en cabeza de pozo, de forma tal que se mejore la eficiencia volumétrica de la producción de los pozos del CPR Espinal.

Las actividades de manejo integral de campos maduros y la implementación de facilidades económicamente rentables para la optimización de la producción son opciones atractivas para las empresas de la industria petrolera, teniendo en cuenta los altos precios del crudo en el mercado actual.

1.3. OBJETIVO GENERAL

Reducir la presión de los anulares de los pozos ubicados en las Plataformas Venganza I, Venganza J, y Revancha C para incrementar su productividad y aprovechar el gas recuperado como combustible en los equipos de la estación de producción.

1.4. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Revisar históricos de las pruebas de los pozos a intervenir y realizar pruebas in situ con la mínima presión en el anular para evaluar resultados.
- Realizar valoración técnica y de disponibilidad de las facilidades existentes para ser utilizadas en la implementación en el proyecto de la reducción de presión de los anulares de los pozos ubicados en las locaciones VEN-I, VEN-J, y REV-C.
- Identificar y analizar las alternativas viables para realizar la respectiva evaluación técnica y definir la solución óptima para reducir la presión en los anulares de los pozos ubicados en las locaciones VEN-I, VEN-J, y REV-C.
- Realizar la evaluación económica de la solución a implementar para la reducción de la presión en los anulares de los pozos ubicados en las locaciones VEN-I, VEN-J, y REV-C.
- Proponer el procedimiento para su implementación ante los directivos de la organización.

2. BASES Y CRITERIOS DE DISEÑO

El diseño contemplará las facilidades para la operación, mantenimiento, instrumentación y control necesarios para una correcta operación de equipos, líneas y servicios auxiliares.

Las facilidades serán diseñadas, construidas y operadas completamente bajo las leyes aplicables en Colombia, incluyendo las que conciernen a seguridad y cuidado del medio ambiente para una vida útil de 10 años.

2.1. NORMAS Y CÓDIGOS

Las normas, códigos y especificaciones que se soliciten, deberán tener la última revisión vigente. En caso de presentarse alguna discrepancia con las normas, se trabajará con los más exigentes.

En general las normas existentes en su última revisión vigente que se aplicarán son:

- NTC: Normas Técnicas Colombianas del Instituto Colombiano de Normas Técnicas (INCONTEC).
- ANSI: American National Standards Institute.
- API: American Petroleum Institute.
- NEMA: National Electrical Manufacturers Association.
- IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- ASME: American Society of Mechanical Engineers.
- ASTM: American Society for Testing and materials.
- AASHTO: American Association of State Highway and Transportation Officials.
- ACI: American Concrete Institute.
- AISC: American Institute Steel Construction.
- NFPA: National Fire Protection Association.
- ISA: Instrument Society of America.
- IEC: International Electrotechnical Commission.
- ICEA: Insulated Cable Engineers Association.
- RETIE: Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas.
- Código Colombiano de Construcción Sismo-resistente; Decreto 1400.
- Código de Construcción Metálicas Fedestructuras.
- Normas, Leyes y Decretos ambientales vigentes.
- Normas PETROBRAS.

2.2. UNIDADES DE MEDIDA

Se utilizará el sistema inglés, sin embargo en la Tabla 1, se presentan las unidades de medida en el sistema inglés y sistema internacional para el caso en que aplique.

Tabla 1. Sistema de Unidades

VARIABLES	SISTEMA INGLÉS	SISTEMA INTERNACIONAL
Presión absoluta	Psia	Bara, Pa, KPa
Presión manométrica	Psig	Barg
Altura de agua	Ft	M
Diferencial de Presión	Psi	Bar
Temperatura	°F	°C
Flujo másico	Lb/h	Kg/h
Flujo volumétrico	gpm, BPD, Kbpd	m ³ /h

Tabla 1. Sistema de Unidades

VARIABLES	SISTEMA INGLÉS	SISTEMA INTERNACIONAL
Flujo de crudo	BOPD	m ³ /h
Flujo de agua	BWPD	m ³ /h
Flujo de líquido	BFPD	m ³ /h
Flujo estándar de gas	SCFD a 60°F y 14,7psia	m ³ (st)/h
Longitud	Ft	m, mm
Diámetro de líneas	In	Mm
Viscosidad	cP	cP
Velocidad	ft/s	m/s
Densidad	lb/ft ³	Kg/m ³
Gravedad API	°API	°API
Volumen	ft ³ , Bbl, gal	m ³
Espesor	In	Mm
Superficie	in ² , ft ²	m ²
Poder calorífico	BTU/Lb, BTU/Gal	KJ/kg
Masa	Lb, gr (granos)	Kg, Ton
Tiempo	s(segundos), min(minutos), h(hora, d(días)	

2.3. CONDICIONES AMBIENTALES

Las estaciones Matachín Norte y Matachín Sur, están localizadas al sur del departamento del Tolima. Las condiciones ambientales más características del sitio se presentan en la Tabla 2.

Tabla 2. Condiciones Ambientales

CARACTERÍSTICAS	VALOR
Temperatura Ambiente [°F]	80
Altitud Matachín Norte Terraza Superior [m.s.n.m]	737,5
Altitud Matachín Norte Terraza Inferior [m.s.n.m]	723
Humedad [%]	80 – 100

Fuente: PETROBRAS.

2.4. CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS

A continuación se presentan las características del crudo y gas de producción de las estaciones Matachín Norte y Matachín Sur.

2.4.1. Características del Crudo

Tabla 3. Características del Crudo de Producción

PARÁMETRO	MATACHÍN NORTE	MATACHÍN SUR
Gravedad API @ 60°F	27.9	27.9
Viscosidad @ 100°F [cSt]	17.2	19.06
Viscosidad @ 122 °F [cSt]	11.57	12.57
Viscosidad @ 210 °F [cSt]	4.142	4.055
Pour Point [°C]	-24	-3
Flash Point	< -5	-3
Parafinas [Wt %]	18.8	7.1
Nickel [ppm]	62.08	69.93
Vanadio [ppm]	82.34	75.26

Tabla 3. Características del Crudo de Producción

PARÁMETRO	MATACHÍN NORTE	MATACHÍN SUR
Contenido de azufre [Wt%]	0.927	1.02
Sal [PTB]	12.8	5.4
Curva de destilación [°C]		
IBP	58	73
5%	85	125
10%	143	152
15%	171	173
20%	209	214
30%	272	270
40%	315	310
50%	342	342
60%	357	358

Fuente: PETROBRAS

2.4.2. Características del Gas**Tabla 4. Características Gas Producción**

PROPIEDAD	UNIDADES	MATACHÍN NORTE	MATACHÍN SUR
Gravedad específica	-	0.8035	0.7075
Peso molecular	g/g mol	23.15	20.43
Presión crítica	Psia	658.5	656.5
Temperatura crítica	°R	410.3	381.5
Factor de Compresibilidad	-	0.995801	0.996839
Dióxido de carbono (CO ₂)	% Molar	2.01	0.55
Nitrógeno (N ₂)	% Molar	0.6	2.17
Metano (C ₁)	% Molar	80.49	86.34
Etano (C ₂)	% Molar	4.00	2.99
Propano (C ₃)	% Molar	4.44	3.06
Isobutano (iC ₄)	% Molar	1.50	0.85
N-butano (nC ₄)	% Molar	2.58	1.55
Isopentano (iC ₅)	% Molar	1.13	0.64
N-pentano (nC ₅)	% Molar	0.89	0.51
Hexano (C ₆)	% Molar	0.92	0.52
Heptano (C ₇)	% Molar	0.96	0.55
Octano (C ₈)	% Molar	0.39	0.22
Nonano (C ₉)	% Molar	0.08	0.04
Decanos (C ₁₀)	% Molar	0.01	0.01

Fuente: PETROBRAS.

2.5. REPORTE DE PRODUCCIÓN

En la Figura 1 se presenta el reporte de pruebas de Junio de 2013 de la Estación Matachín Norte.

Figura 1. Reporte de Producción Estación Matachín Norte

PRUEBAS DE POZOS											
Estación	Pozo	Crudo (BOPD)	Agua (BWPD)	Fluidos total (BFPD)	Gas (MSCFD)	API	THT	THP	CHP	PHD	GOR
Matachín Norte	MON-001	51(5)	4805(-13)	4856(-8)	89(5)	27,9	NT	181	185	FDL	1745(-81)
	VEN-04H	382(-1)	5043(-86)	5425(-87)	208(-105)	27,9	NT	180	335	366	545(-272)
	VEN-05H	260(-4)	14441(-386)	14701(-390)	162(-6)	27,9	145	489	295	963	623(-13)
	VEN-06H	365(-5)	13506(19)	13871(14)	287(-6)	27,9	140	542	30	FDS	786(-6)
	VEN-08H	66(-4)	3719(13)	3785(9)	131(-23)	27,9	142	542	72	768	1985(-215)
	VEN-09H	162(14)	1840(-291)	2002(-277)	221(-5)	28,9	115	459	114	FDS	1364(-163)
	VEN-12H	88(-15)	9027(127)	9115(112)	51(7)	27,0	140	125	113	858	580(153)
	VEN-014	34(-2)	943(-94)	977(-96)	23(3)	28,2	NR	76	72	249	676(120)
	VEN-018	75(2)	358(26)	433(28)	19(0)	28,1	NT	122	108	FDS	253(-7)
	VEN-020	79(53)	1191(-162)	1270(-109)	44(18)	27,6	NR	110	109	414	557(-443)
	VEN-021	141(-13)	410(38)	551(25)	56(6)	28,1	NR	168	108	301	397(72)
	VEN-022	274(-79)	585(-204)	859(-283)	14(-45)	28,1	NR	159	150	648	51(-116)
	VEN-023	319(29)	882(303)	1201(332)	531(-36)	28,1	NR	128	128	313	1665(-290)
	VEN-024	200(-8)	254(67)	454(59)	86(2)	27,6	NR	68	70	198	430(26)
	VEN-025	178(-8)	2089(-1)	2267(-9)	41(2)	27,9	NT	133	131	772	230(20)
	VEN-026	490(0)	738(-159)	1228(-159)	189(-235)	29,0	NR	163	161	258	386(-479)
	VEN-027	133(3)	1725(60)	1858(63)	21(2)	27,9	NR	167	156	438	158(12)
	VEN-029	45(12)	469(245)	514(257)	17(2)	27,8	NR	77	72	340	378(-77)
	VEN-030	130(9)	106(-319)	236(-310)	376(15)	28,2	NR	462	49	206	2892(-91)
	VEN-033	21(-9)	36(-2)	57(-11)	7(-2)	28,1	NR	65	78	337	333(33)
VEN-034H	1587(-96)	4708(-178)	6295(-274)	1943(-272)	28,4	141	178	148	754	1224(-92)	
VEN-035	123(-181)	229(143)	352(-38)	125(-40)	28,9	100	92	90	304	1016(473)	
VEN-036	207(11)	322(-6)	529(5)	77(66)	28,1	NR	144	138	292	372(316)	
VEN-037	416(2)	202(-8)	618(-6)	252(-70)	27,9	NT	511	23	153	606(-172)	
VEN-038	540(6)	70(7)	610(13)	95(-7)	27,9	NR	441	36	FDS	176(-15)	
VEN-039	213(7)	23(-2)	236(5)	136(47)	28,7	102	90	81	215	638(206)	
VEN-059	191(4)	301(-44)	492(-40)	239(0)	28,1	NR	475	30	180	1251(-27)	

Fuente: PETROBRAS.

2.6. BALANCE DE GAS

En la Figura 2 se presenta el balance general de gas del CPR Espinal.

Figura 2. Balance de Gas CPR Espinal

ESTACION	DESCRIPCION	2009	2010	2011	2012	2013	2014
MN	PRODUCCION	5333	6107	8058	6608	3947	3026
	CONSUMO, MN	1850	1490	1800	1980	1980	1980
	CONSUMO, PPF	500	500	500	500	500	500
	EXCEDENTE DE GAS MN	2983	4117	5758	4128	1467	546
MS	PRODUCCION	1046	905	5351	5900	4741	4055
	CONSUMO, MS	810	1300	1330	1330	1330	1330
	EXCEDENTE DE GAS MS	236	-395	4021	4570	3411	2725
WPF	PRODUCCION	70	39	27	26	23	20
	CONSUMO, WPF	150	160	160	160	160	160
	EXCEDENTE DE GAS WPF	-80	-121	-133	-134	-137	-140

Fuente: PETROBRAS.

2.7. PRONOSTICO DE PRODUCCIÓN

En la Figura 3 se presenta la producción general de gas del campo hasta la finalización del contrato de asociación.

Figura 3. Pronostico Producción de Gas CPR Espinal

	CPR ESPINAL KSCFD	MN KSCFD	MS KSCFD	Puri KSCFD
2009	6494	4243	2103	147
2010	6450	5333	1046	70
2011	7050	6107	905	39
2012	13437	8058	5351	27
2013	12534	6608	5900	26
2014	8711	3947	4741	23
2015	7101	3026	4055	20

Fuente: PETROBRAS.

2.8. DISEÑO DE TUBERÍAS

Para propósito de diseño se considerarán los siguientes factores de seguridad con respecto al flujo.

- Corrientes generales de proceso: 1,1.
- Líneas principales de servicios: 1,2.
- Líneas secundarias de servicios: 1,2.
- Succión y descarga de bombas centrifugas: 1,1.

Para el diseño de las líneas que transportan gases se tendrán en cuenta los siguientes criterios.

- Velocidad mínima: 10 – 15 [ft/s]. Para evitar acumulación de condensados en puntos bajos.
- Velocidad máxima: 50 [ft/s]. Para minimizar el ruido y corrosión por CO₂.

Para el diseño de líneas con fluido multifásico se tendrá en cuenta además el cálculo de velocidad erosiva.

$$V_E = \frac{C}{\sqrt{\rho}}$$

Siendo C una constante empírica de servicio.

Figura 4. Constante Empírica de Servicio para el Cálculo de la Velocidad Erosiva

Valor de C	Tipo de Servicio	Tipo de fluido
100	Continuo	Libre de sólidos
125	Intermitente	Libre de sólidos
150 - 200	Continuo	Con sólidos ó sust. corrosivas
> 200	Intermitente	Con sólidos ó sust. corrosivas

Fuente: API 14 E. Designs and Installation of Offshore Production Platform Piping Systems.

Para este diseño el valor de la constante empírica será de 200, puesto que el crudo lleva sólidos en suspensión.

Como criterio adicional para el diseño de tuberías se considera la caída presión a través de la línea, la cual deberá ser suficiente para llegar hasta la estación de producción con una presión máxima de 50 [psig].

Además se deberá evitar el Flujo Slug, con el fin de prevenir daños en los materiales.

Se utilizará el Piping Class de PETROBRAS para la selección de tuberías y accesorios. En caso de no encontrarse definido en este Piping Class se anexará el cálculo respectivo siguiendo los parámetros de la norma ANSI B31,4.

2.9. DISEÑO ELÉCTRICO

El sistema eléctrico de cada equipo a implementar deberá ser seleccionado, diseñado e instalado de acuerdo con el Código Eléctrico Colombiano, y los códigos y estándares NFPA N° 70 (NEC), NES de la NBS, API, ANSI, NEMA e IEEE o equivalentes.

Igualmente deberá ser seleccionado, diseñado e instalado de acuerdo con la clasificación de área que le corresponda y deberá estar de acuerdo con la última edición de los estándares API RP-500.

El sistema de tierra se ejecutará de acuerdo con lo estipulado en el Código Eléctrico Nacional Sección 250.

La alimentación se realizará desde un tablero de distribución de 480 [V] existente.

2.10. SUPUESTOS

- Se considera que no será necesaria alguna modificación a la Licencia Ambiental para las Plataformas Venganza I, Venganza J, y Revancha C.
- No se considera necesario la realización de alguna prueba piloto para ningún equipo.
- Se espera un aumento en la producción en las plataformas Venganza I, Venganza J, y Revancha C, de acuerdo al análisis realizado por el área de Ingeniería de Pozos (INPO) de PETROBRAS como se presenta en la Figura 5.

Figura 5. Pruebas de Pozos en las Plataformas Ven-I, Ven-J, y Rev-C

POZOS	CHP PROPUESTA	CAUDAL OBJETIVO BFPD	GANANCIA BOPD	LOCALIZACIÓN	GANANCIA BOPD BSW CTE	GANANCIA BOPD ESCENARIO CONSERVADOR	COMENTARIOS
Venganza 40	60	1671	26,6	REV C	134,5	107,6	El aislamiento de los anulares de los pozos de esta localización se justifica no solo por el potencial de los mismos, sino por la estabilidad en sus condiciones de producción cuando pasan de línea general a línea de prueba. Adicionalmente se evidencia ganancia para todos los pozos.
Venganza 36	60	624	23,1				
Venganza 27	60	700	10,6				
Venganza 26	70	1444	41,0				
Venganza 22	60	606	33,2				
Venganza 59	30	875	114,0	VEN I	225,4	180,3	En esta localización ya se realizó prueba de reducción de presiones anulares quemando gas en tea, evidenciando ganancia en producción. Se debe dar prioridad a la construcción de facilidades requeridas para llevar gas de anulares de los pozos de VEN I hasta Matachín Norte por la línea de inyección de agua construida para VEN059.
Venganza 38	30	950	47,0				
Venganza 30	100	460	18,0				
Venganza 09H	100	2170	5,0				
Venganza 05H	70	25600	41,4				
Venganza 37	23	267	1,0	VEN J	414,0	331,2	A pesar de que las bombas instaladas actualmente (con Runlife menor al de garantía) no podrían generar estos caudales de fluido total, vale la pena conectar los anulares de VEN006 y VEN008 a la tea de la localización VEN J, con lo anterior se lograría reducir CHP y posiblemente mejorar la eficiencia de las bombas.
Venganza 08	30	14858	155,0				
Venganza 06H	25	23800	258,0				

Fuente: PETROBRAS.

- Para el presupuesto del proyecto se tiene una tasa representativa del mercado (TRM) de COP\$1810 lo que equivale a USD\$1.
- La tasa de Costo Capital de PETROBRAS es de 11% efectivo anual.
- Para el análisis económico se considerará como beneficio del proyecto el aumento en la producción de hidrocarburo de las plataformas (se utilizará el dato de “Escenario conservador” presentado en la Figura 5). El valor aproximado para el barril de crudo para PETROBRAS es de 35 \$USD/Barril.
- El periodo del Contrato de Asociación CPR-Espinal es hasta Octubre de 2015. Esta fecha será el límite para el cálculo del retorno de la inversión del proyecto.

3. ANÁLISIS TÉCNICO

3.1. DESCRIPCIÓN PROCESO ACTUAL CAMPO MATACHÍN NORTE

Los fluidos de producción llegan desde los pozos a la Estación por medio de líneas independientes donde se recibe en dos cabezales de producción de 8 y 12 [in], y dos cabezales nuevos de 10 [in] desde los cuales se direcciona el fluido al tren de separadores de producción general (tres horizontales V-101, V-102, V-108; y uno vertical V-107). Adicionalmente está el cabezal de prueba desde donde se envía el fluido al separador de prueba V-103 para la cuantificación de cada pozo. En esta etapa el fluido es separado en crudo, agua y gas.

El crudo separado será enviado al tanque vertical de transferencia TK-109D y posteriormente se bombea a PPF para dejar el crudo bajo especificaciones al oleoducto.

El gas de los separadores de producción es enviado al scrubber de gas combustible V-105, donde se retiran los condensados y se envía posteriormente al sistema de gas de cobertura y consumo de la Estación.

Con el fin de dar el mayor aprovechamiento al gas producido en la Estación Matachín Norte y cumplir con las normativas ambientales de disminución de quema de gas, se encuentra en ejecución el proyecto para la venta de gas utilizando los equipos y tuberías existentes y colocando el gas en condiciones para la venta.

3.2. REVISIÓN HIDRÁULICA

Se realizó la simulación para determinar las velocidades y caídas de presión en las líneas de flujo empleando el Software HYSYS Ver. 7.2, donde se instaló la red hidráulica teniendo en cuenta el perfil topográfico de la línea.

La correlación empleada para determinar la caída de presión en las tuberías fue la de Beggs and Brill, debido a que tienen en cuenta la inclinación y régimen de flujo.

El perfil topográfico se toma partiendo desde la plataforma (Longitud = 0) y el punto de llegada es la Estación Matachín Norte. El perfil topográfico se presenta en la Figura 6.

Con la simulación se obtiene el perfil hidráulico de la línea, para determinar la presión de gas de anulares requerida en la plataforma Venganza I para llegar hasta la Estación Matachín Norte a 50 [psig]. Los resultados son:

- Presión cabeza de pozo – anulares: 64,8 [psig].
- Presión cabeza de pozo VEN-009: 473,1 [psig].
- Presión cabeza de pozo VEN-005: 486,2 [psig].
- Presión cabeza de pozo VEN-030: 382,1 [psig].
- Presión cabeza de pozo VEN-038: 382,1 [psig].
- Presión cabeza de pozo VEN-059: 382,5 [psig].

Con esta información se concluye que será posible manejar el gas de anulares por línea independiente hasta la Estación Matachín Norte, siempre y cuando la presión en la plataforma VEN-I sea mínimo de 65 [psig].

3.3. DESCRIPCIÓN DE ALTERNATIVAS

Las alternativas descritas a continuación están evaluadas bajo el supuesto de recuperación de gas y aumento en la producción de crudo con base en los resultados obtenidos por el área de Ingeniería de Pozos de PETROBRAS (Figura 5).

3.3.1. Alternativa 1: Envío de Gas desde las Plataformas hasta la Estación Matachín Norte Mediante Líneas Independientes

De acuerdo a la revisión hidráulica realizada para la plataforma Venganza I y teniendo como base el reporte de pruebas de los pozos, se identifican presiones superiores a los 60 [psig] en cabeza de pozo por el tubing, presión suficiente para llegar a la Estación Matachín Norte y entrar al scrubber de gas combustible por medio de la línea de 6 [in] construida para la inyección de agua en la plataforma VEN-I y la cual no será utilizada hasta la programación de conversión del pozo VEN-059, estimado para el año 2014.

Para las plataformas Venganza J y Revancha C, debido a la falta de disponibilidad de espacio para construcción de líneas nuevas hasta la Estación Matachín Norte se debe independizar los anulares para dirigir el gas a un manifold común y scrubber, para luego y por medio de unidades compresoras de gas enviarlo al manifold de producción de la plataforma para su posterior tratamiento en la Estación Matachín Norte.

Las plataformas no requieren modificación de la licencia ambiental, sin embargo se debe informar al ministerio de la quema de gas, para pruebas y controles en las plataformas.

El implementar la Alternativa 1 requerirá de las siguientes actividades:

Plataforma Venganza I:

- Construir un nuevo manifold de recolección de gas.
- Utilizar la línea de 6 [in] Cedula 80 existente entre la plataforma y la Estación Matachín Norte.
- Instalar scrubber de gas para retiro de condensados antes de salir de la plataforma.
- Implementar alivios del scrubber con destino de la tea existente en la plataforma.
- Conectar la línea de gas proveniente de la plataforma al cabezal de succión del scrubber V-105 de la Estación Matachín Norte.

Plataforma Venganza J:

- Construir un nuevo manifold de recolección de gas.
- Alquiler e instalación de una unidad recuperadora de gas.
- Interconectar scrubber de succión y unidad recuperadora, para el envío del gas hasta el manifold de producción de la plataforma.
- Implementar alivios de gas con destino de la tea existente en la plataforma.

Plataforma Revancha C:

- Construir un nuevo manifold de recolección de gas.
- Alquiler e instalación de una unidad recuperadora de gas.
- Interconectar scrubber de succión y unidad recuperadora, para el envío del gas hasta el manifold de producción de la plataforma.
- Instalar un nuevo sistema de tea para la quema de los alivios de gas de la plataforma.

3.3.2. Alternativa 2: Quema de Gas en las Plataformas

Para implementar la alternativa 2 se requiere independizar las líneas de gas de los pozos y conducirlos a un manifold común de donde se llevará a un sistema de tea, se requiere utilizar un tambor de tea para evitar el arrastre de condensados hacia la tea. Adicionalmente se requiere el adecuado funcionamiento de la tea (bajo normatividad).

Esta alternativa contempla el aumento en la producción de crudo al independizar la salida del gas de los anulares de la línea de producción, sin embargo el gas es quemado en vez de recuperado.

Las plataformas no requieren modificación de la licencia ambiental, sin embargo se debe informar al ministerio de la quema de gas, para pruebas y controles en las plataformas.

El implementar la Alternativa 2 requerirá de las siguientes actividades:

Plataforma Venganza I:

- Construir un nuevo manifold de recolección de gas.
- Instalar un scrubber de gas para retiro de condensados y envío de gas a la tea de la plataforma.

Plataforma Venganza J:

- Construir un nuevo manifold de recolección de gas.
- Instalar un scrubber de gas para retiro de condensados y envío de gas a la tea de la plataforma.

Plataforma Revancha C:

- Construir un nuevo manifold de recolección de gas.
- Instalar un scrubber de gas para retiro de condensados.
- Instalar una tea que cumpla con la normatividad.

3.3.3. Alternativa 3: Unidades Recuperadoras de Gas y Troncales de Gas

El uso e instalación de unidades recuperadoras de gas permite extraer el gas desde el anular de los pozos, comprimirlo y enviarlo a las líneas de flujo, con el fin de facilitar su transporte a las estaciones de recolección o de destino.

La implementación de este tipo de instalación permite remover o disminuir la contrapresión que se ejerce sobre la formación, permitiendo el ingreso de mayor cantidad de fluido en la cara del pozo, además de solucionar problemas en las bombas del subsuelo, causadas por el manejo de alto contenido de gas.

El gas será recolectado en la plataforma y enviado por líneas troncales de gas hacia la estación de producción donde se terminará de hacer su tratamiento y aprovechamiento final. La producción de gas se medirá sobre cada toma en la conexión de cabeza de pozo con una platina de orificio.

Las unidades recuperadoras a implementar tendrán las siguientes características:

- Capacidad: Entre 100 y 500 [KSCFD].
- Equipos de la unidad: Scrubber de succión, moto-compresor, intercambiador de calor, sistema de refrigeración.
- Presión máxima de succión: 5 [psig].
- Presión máxima de descarga: 70 – 100 [psig].
- Temperatura normal de operación: 100 [°F].

El implementar la Alternativa 3 requerirá de las siguientes actividades:

- Construir un nuevo manifold de recolección de gas en cada una de las plataformas.
- Comparar e instalar 3 unidades recuperadoras, una para cada plataforma, para el envío del gas hacia la Estación Matachín Norte para su tratamiento y aprovechamiento final.
- Construir dos líneas troncales de gas (desde las plataformas Venganza J y Revancha C respectivamente, hasta la Estación Matachín Norte).
- Utilizar la línea de 6 [in] construida para la inyección de agua en la Plataforma Venganza I para el envío del gas recuperado en la plataforma hasta la estación Matachín Norte.
- Construir trampas de despacho de raspadores en cada una de las plataformas.
- Construir un manifold de llegada del gas en la Estación Matachín Norte, interconectado al scrubber de gas combustible V-105.
- Construir una trampa de recibo de raspadores en la Estación Matachín Norte.

3.3.4. Alternativa 4: Implementar Microturbinas en las Plataformas

Se plantea recolectar el gas en cada plataforma y utilizarlo como combustible para alimentar unas microturbinas las cuales generarían la energía para alimentar los requerimientos de la propia plataforma (la potencia mínima requerida de generación es de aproximadamente 200 [KW], potencia que daría energía a por lo menos 1 pozo de la plataforma).

Las microturbinas de gas son turbinas de combustión de tamaño pequeño, con potencias que actualmente se sitúan entre 28 y 200 [KW]. Están dotadas de generadores de alta velocidad de imán permanente que pueden girar a la misma velocidad que la turbina de

gas, con lo que pueden acoplarse directamente sin necesidad de disponer de un sistema de caja de cambios.

Teniendo en cuenta como criterio inicial, que la microturbina se utilizará para suministrar energía a la plataforma, el aprovechamiento de gas en cada una de ellas para generación solo alcanzaría máximo un 50% de lo que actualmente se produce en cada plataforma, luego para el resto del gas se debe utilizar recuperadoras de gas como en la alternativa anterior. Sin embargo se podrían utilizar un alto número de microturbinas (hasta el punto de agotar el gas a recuperar), pero se incrementaría el costo de inversión del proyecto.

3.4. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

El proyecto se desarrollará en dos fases de ejecución, sujeto a los resultados obtenidos del aislamiento de las líneas de gas de anulares en los pozos. Se procederá de la siguiente forma.

3.4.1. Fase 1 del Proyecto

Se procederá a independizar las líneas de gas de los pozos, la construcción del manifold de recolección de gas en cada una de las plataformas (Venganza I, Venganza J, y Revancha C).

Se realizará la compra e instalación de 2 scrubber, y la adecuación provisional del envío del gas de anulares al sistema de tea de las plataformas Venganza I y Venganza J.

En la Estación Matachín Norte se interconectara la línea existente proveniente de la plataforma Venganza I al scrubber de gas combustible V-105.

Las obras civiles a realizar serán:

- Base para manifold en las plataformas Venganza I, Venganza J, y Revancha C.
- Base para scrubber en las plataformas Venganza I y Venganza J.

La especificación de los equipos a comprar e instalar son:

- Dos (2) scrubber de gas.
 - Presión de operación: 50 – 500 [psig].
 - Temperatura de operación: 80 [°F].
 - Capacidad: 500 – 1000 [KSCFD].
 - Capacidad de líquido: 10 [BFPD].

3.4.2. Fase 2 del Proyecto

Se procederá con el alquiler, instalación y puesta en funcionamiento de las unidades recuperadoras de gas en las plataformas Venganza J y Revancha C. Además de la construcción del sistema de alivios a tea para la plataforma Revancha C.

Las obras civiles a realizar serán:

- Base para caseta de la unidad recuperadora de gas en las plataformas Venganza J y Revancha C.
- Base para unidad recuperadora de gas en las plataformas Venganza J y Revancha C.
- Banco de ductos para las plataformas Venganza J y Revancha C.
- Base para tambor de tea y tea para la plataforma Revancha C.

La especificación de los equipos a comprar e instalar son:

- Unidad recuperadora de gas para la plataforma Venganza J (Alquilada):
 - Capacidad: 500 – 1000 [KSCFD].
 - Presión de succión: 100 – 150 [psig].
 - Presión de descarga: 450 – 550 [psig].
 - Temperatura de succión: 120 [°F].
 - Temperatura máxima de descarga: 130 [°F].
 - Motor: Eléctrico.
- Unidad recuperadora de gas para la plataforma Revancha C (Alquilada):
 - Capacidad: 500 – 1000 [KSCFD].
 - Presión de succión: 50 – 80 [psig].
 - Presión de descarga: 100 [psig].
 - Temperatura de succión: 120 [°F].
 - Temperatura máxima de descarga: 130 [°F].
 - Motor: Eléctrico.
- Tambor de tea para la plataforma Revancha C (ver hoja de datos en el Anexo A 1).
- Tea para la plataforma Revancha C (ver hoja de datos en el Anexo A 2).

3.5. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

El gas será recolectado desde la cabeza de pozo (salida del anular) hasta el manifold construido para reunir todo el gas de cada una de las plataformas.

En la plataforma Venganza I, el gas se enviará desde el manifold recolector por la línea de 6 [in] construida para la inyección de agua en el pozo VEN-059, el cual no se convertirá a inyector en corto plazo. El gas será conducido hasta la Estación Matachín Norte donde se conectará al scrubber de gas combustible V-105.

Para disminuir el efecto de depósitos de condensados en la troncal de gas se instalará un scrubber en el límite de salida de la plataforma Venganza I; para las plataformas Venganza J y Revancha C dicho scrubber no será instalado debido a que dentro de la unidad paquete de las unidades recuperadoras de gas está incluido este equipo.

En las plataformas Venganza J y Revancha C se dispondrá de unidades recuperadoras (alquiladas) las cuales tendrán como función incrementar la presión del anular para inyectar el gas al manifold de producción y de esta forma enviarlo por las líneas de producción hasta la Estación Matachín Norte para su respectivo manejo en los separadores de producción y scrubber de gas combustible V-105.

Para la plataforma Revancha C será necesario la instalación de un tambor de tea y una tea que operará cuando no se pueda enviar el gas a la Estación Matachín Norte, para los alivios de la unidad recuperadora de gas, o en el caso que las unidades compresoras estén apagadas o exista sobrepresión en la línea de succión de la recuperadora. Esta misma conexión se realizará para la plataforma Venganza J, la cual se conectara al sistema de tea existente en la plataforma.

El gas enviado desde las plataformas Venganza J y Revancha C por las troncales de producción se mezclará posteriormente con el gas que proviene directamente de la plataforma Venganza I en el scrubber de gas combustible V-105; de esta vasija saldrá el gas para consumo y para comprimirlo en el compresor C-108 en la Estación Matachín Norte.

El gas comprimido pasará a la planta deshidratadora con glicol de donde saldrá con 6 [Lb/1000ft³] de contenido de agua y se enviará por la línea de 3 [in] hasta Casa Verde. Desde Casa Verde la línea continua en 6 [in] hacia WPF y dese allí cambia a 4 [in] hasta llegar a PPF, donde parte del gas se utilizará para consumo y otra parte se utilizará en el proyecto de aprovechamiento de gas mediante la participación de empresas externas y comercializadoras de energía.

Figura 8. Diagrama de Bloques del Proyecto

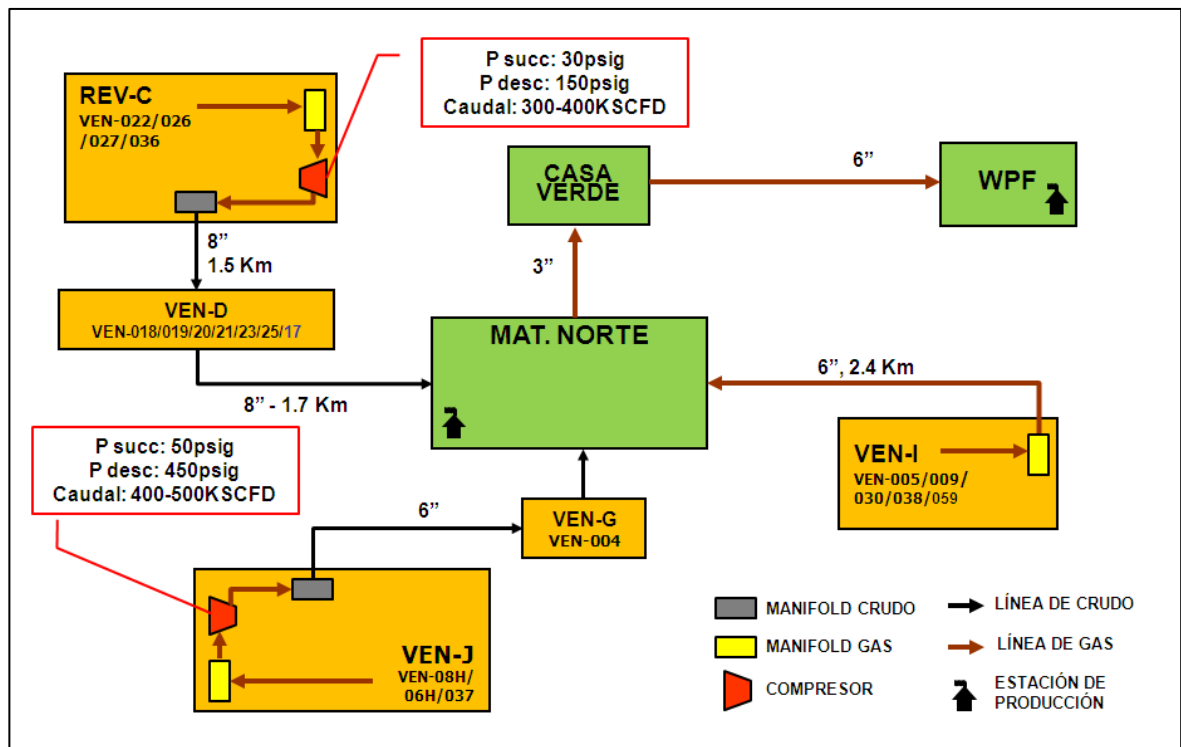
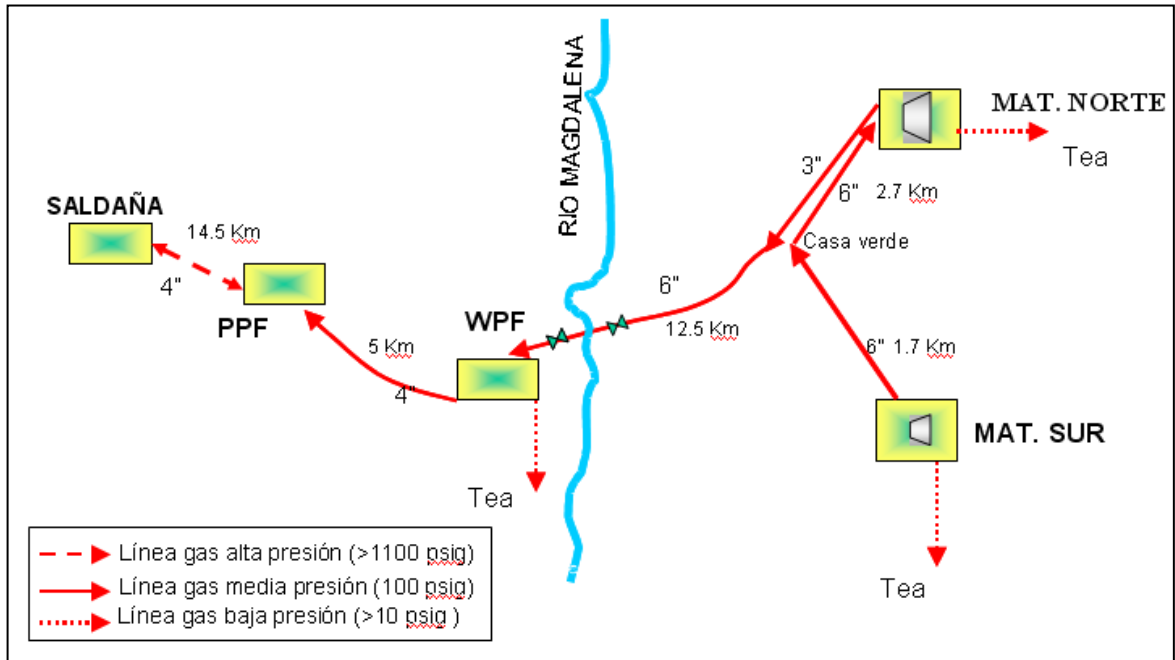


Figura 9. Diagrama Sistema de Transporte de Gas en el CPR Espinal



3.6. FILOSOFÍA DE CONTROL

El sistema de control contará con los equipos requeridos para el monitoreo y control de las variables de presión y flujo de gas generado en cada uno de los pozos productores. Así mismo contará con una filosofía de Shut-Down para la mitigación de condiciones inseguras que se puedan presentar durante la operación del sistema.

Con el fin de operar adecuadamente los equipos nuevos para la ampliación de las facilidades de producción, se integrarán al sistema de control existente en la Estación Matachín Norte.

Equipos de medición de gas: la medición de gas de producción de cada uno de los pozos se realizará mediante presión diferencial utilizando una platina de orificio. Toda la información será centralizada en el PLC de cada plataforma para su registro y totalización.

El gas a tea se contabilizará por diferencia entre la medición de gas producido en los pozos y el enviado por la troncal de salida de las recuperadoras.

Monitoreo y control: para las unidades recuperadoras a instalar se implementará un sistema de monitoreo de status (on/off) para visualizar en el sistema Supervisorio.

En los cabezales de succión y de descarga de las unidades recuperadoras se instalarán indicadores transmisores de presión (PIT), con el fin de realizar monitoreo y control sobre la variable de presión.

En caso de presentarse altas presiones en las líneas de anulares se contará con un sistema de alivio de presión a teas, reportando las respectivas alarmas al sistema Supervisorio.

Se implementará un sistema de alarmas de nivel para proceder a los drenajes de los scrubber y tambores de tea de forma manual, en caso de presentarse condiciones inseguras de proceso se procederá a realizar acciones de Shut-Down.

A continuación se describe la filosofía de control para cada una de las plataformas.

3.6.1. Filosofía de Control y Shut-Down Plataforma Venganza I

En la plataforma Venganza I se cuenta con un sistema de control (PLC-VEN-I), al cual serán enviadas las nuevas señales de monitoreo de flujo de gas de anulares y las señales de protección de la nueva línea de flujo de gas para ser procesadas. Las nuevas señales a integrar al sistema de control y supervisión actual son:

- Presión gas de anulares.
- Flujo gas de anulares.
- Presión línea de flujo.
- Nivel liquido tambor de tea.
- Nivel liquido scrubber.
- Status válvula MOV.

Para realizar la protección de la nueva línea de flujo, se instalará un transmisor de presión PIT-VENI-04A que será leído en el controlador de la plataforma (PLC-VENI-01) y al cual se le asignara un valor de ajuste (setting) de baja y alta presión para la ejecución de acción de Shut-Down sobre la válvula de corte MOV-VENI-04A.

La válvula MOV-VENI-04A permanecerá normalmente abierta, en caso de presentarse Alta-Alta o Baja-Baja presión en la línea 6"-IW-139-C2A1 se procederá a realizarse el cierre de la misma y una vez confirmado el cierre de esta se procederá a realizar la apertura de la válvula PCV-VENI-04B con lo cual el gas será redireccionado al sistema de tea de la plataforma para su disposición final (quema).

Para el drenaje tanto del scrubber como del tambor de tea, se enviara una alarma (señal por alto-alto) al sistema supervisorio de la Estación Matachín Norte para realizar la programación del drenaje de forma manual.

La medición de gas de producción se realizara a través de los anulares se realizará por presión diferencial para lo cual se usara una platina de orificio con la cual se tumbara una presión entre 50 – 100 [in H₂O], esta diferencia de presión será medida por un transmisor de presión diferencial, quien estará conectado al controlador de Venganza I, quien realiza la conversión y totalización del flujo de gas, para posteriormente enviar el dato al sistema supervisorio de la Estación Matachín Norte para su monitoreo y registro.

3.6.2. Filosofía de Control y Shut-Down Plataforma Venganza J

En la plataforma Venganza J se cuenta con un sistema de control PLC-VENJ-01 al cual serán enviadas la nuevas señales de monitoreo de flujo de gas de anulares para ser procesadas. Las nuevas señales a integrar al sistema de control y supervisión actual son:

- Presión gas de anulares.
- Flujo gas de anulares.
- Nivel liquido tambor de tea.
- Status válvula MOV.

El sistema de control de la plataforma Venganza J está enfocado al manejo de condensados del tambor de tea V-MN-VJ-01, para lo cual se dispone el transmisor de nivel LIT-VENJ-01 el cual estará conectado al controlador PLC-VENJ-01 para hacer las acciones de control descritas a continuación.

En caso de detectarse alto nivel de condensados se generará alarma en el sistema supervisorio de la Estación Matachín Norte para la programación del drenaje de forma manual.

En caso de detectarse alto-alto nivel de condensados, se procederá al cierre de la válvula MOV-VENJ-01 y se enviará alarma al sistema supervisorio indicando el cierre de la misma. Esto se realiza con el fin de evitar el paso de condensados al sistema de tea.

La medición de gas de producción se realizara a través de los anulares se realizará por presión diferencial para lo cual se usara una platina de orificio con la cual se tumbara una presión entre 50 – 100 [in H₂O], esta diferencia de presión será medida por un transmisor de presión diferencial, quien estará conectado al controlador de Venganza J, quien realiza la conversión y totalización del flujo de gas, para posteriormente enviar el dato al sistema supervisorio de la Estación Matachín Norte para su monitoreo y registro.

3.6.3. Filosofía de Control y Shut-Down Plataforma Revancha C

En la plataforma Revancha C se cuenta con un sistema de control PLC-REVC-01 al cual serán enviadas la nuevas señales de monitoreo de flujo de gas de anulares para ser procesadas. Las nuevas señales a integrar al sistema de control y supervisión actual son:

- Presión gas de anulares.
- Flujo gas de anulares.
- Nivel liquido tambor de tea.
- Status válvula MOV.

El sistema de control de la plataforma Revancha C está enfocado al manejo de condensados del tambor de tea V-MN-RC-01, para lo cual se dispone el transmisor de nivel LIT-REVC-01 el cual estará conectado al controlador PLC-REVC-01 para hacer las acciones de control descritas a continuación.

En caso de detectarse alto nivel de condensados se generará alarma en el sistema supervisorio de la Estación Matachín Norte para la programación del drenaje de forma manual.

En caso de detectarse alto-alto nivel de condensados, se procederá al cierre de la válvula MOV-REVC-01 y se enviará alarma al sistema supervisorio indicando el cierre de la misma. Esto se realiza con el fin de evitar el paso de condensados al sistema de tea.

La medición de gas de producción se realizara a través de los anulares se realizará por presión diferencial para lo cual se usara una platina de orificio con la cual se tumbara una presión entre 50 – 100 [in H₂O], esta diferencia de presión será medida por un transmisor de presión diferencial, quien estará conectado al controlador de Revancha C, quien realiza la conversión y totalización del flujo de gas, para posteriormente enviar el dato al sistema supervisorio de la Estación Matachín Norte para su monitoreo y registro.

3.7. SISTEMA ELÉCTRICO

Dentro de los alcances a desarrollar por la especialidad eléctrica en cada locación donde se instalarán las unidades recuperadoras de gas, están:

Venganza J:

- Diseño y construcción de banco de ductos de fuerza, control e instrumentación entre tableros existentes y filtro, entre este y el variador de frecuencia (VDF), y entre este y la unidad recuperadora.
- Diseño de cables y conduits.
- Actualización del diagrama unifilar de la plataforma.
- Revisión de espacios en la caseta eléctrica para instalación de variador de velocidad y disponibilidad de salida eléctrica (interruptor automático) en el tablero de distribución 480 Vac.
- Instalación y conexión del variador de frecuencia (VDF) de la unidad recuperadora.
- Instalación y conexión de filtro.
- Instalación de la unidad recuperadora de gas.

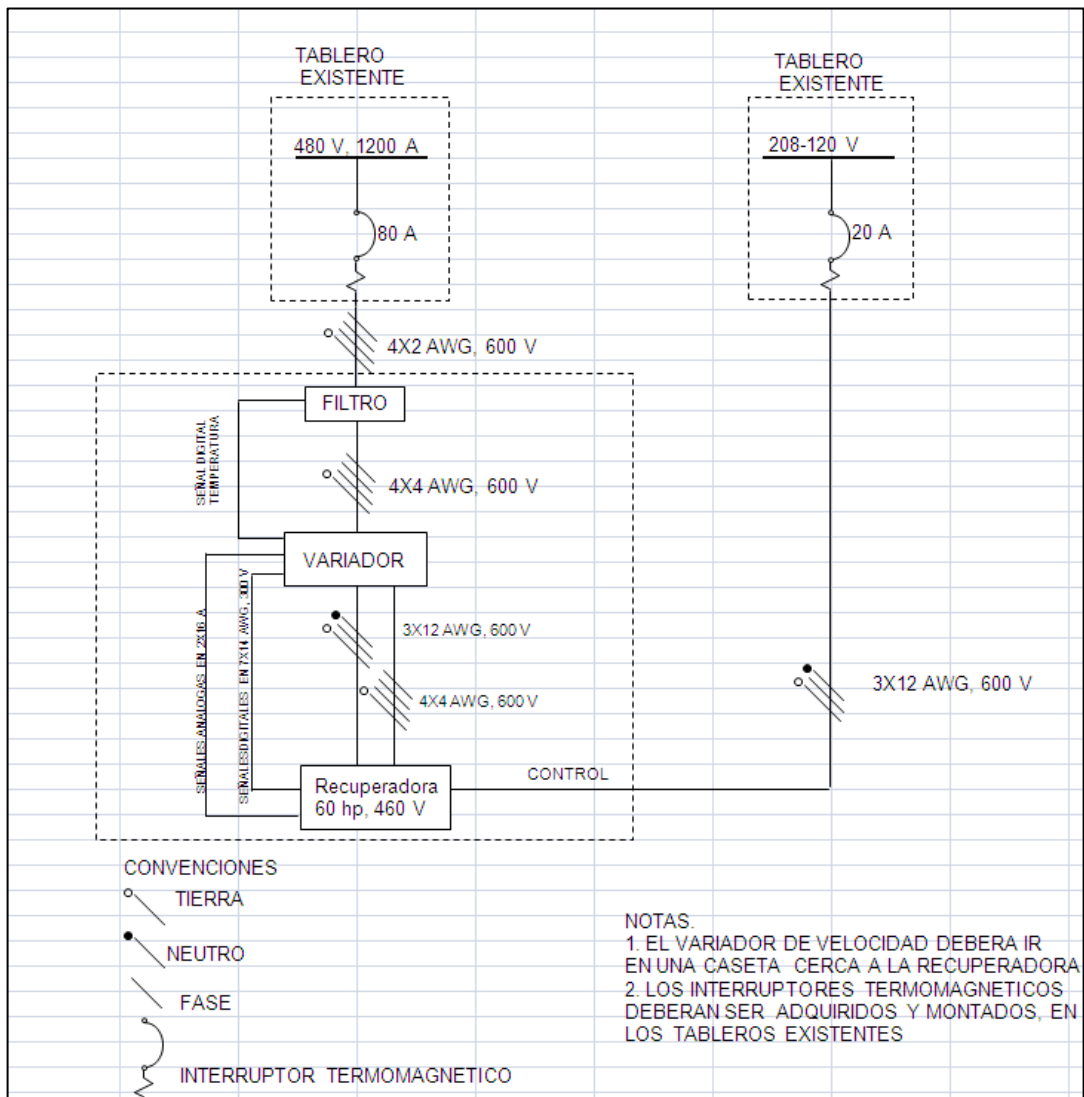
Revanca C:

- Diseño y construcción de banco de ductos de fuerza, control e instrumentación entre tableros existentes y filtro, entre este y el variador de frecuencia (VDF), y entre este y la unidad recuperadora.
- Diseño de cables y conduits.
- Actualización del diagrama unifilar de la plataforma.
- Revisión de espacios en la caseta eléctrica para instalación de variador de velocidad y disponibilidad de salida eléctrica (interruptor automático) en el tablero de distribución 480 Vac.
- Instalación y conexión del variador de frecuencia (VDF) de la unidad recuperadora.
- Instalación y conexión de filtro.
- Instalación de la unidad recuperadora de gas.

3.7.1. Diagrama Unifilar Típico para las Unidades Recuperadoras de Gas

En la Figura 10 se presenta el diagrama unifilar típico para las unidades recuperadoras de gas a instalar en las plataformas Venganza J y Revanca C.

Figura 10. Diagrama Unifilar Típico para las Unidades Recuperadoras de Gas



4. ANÁLISIS ECONÓMICO

Para el análisis económico del proyecto se tienen en cuenta los costos recurrentes y no recurrentes que se presentarán en el proyecto durante todo su ciclo de vida. El ciclo de vida de un proyecto puede entenderse en dos etapas definidas: fase de adquisición y fase de operación. El final del ciclo de vida de un proyecto depende de las características funcionales y económicas del mismo.

4.1. COSTOS DE INVERSIÓN

Comprende el capital requerido para llevar a cabo la fase de adquisición. Suele denominarse como Costo de Capital o CAPEX (de sus siglas en inglés Capital Expenditures) y está representado por los siguientes costos.

- Costos de equipos e instalaciones eléctricas.
- Costos de compra e instalaciones mecánicas.
- Costos de compra e instalación de instrumentación y control.
- Costos de compra e instalación de las adecuaciones civiles.

En la Tabla 5, se presentan los costos de inversión requeridos para el proyecto. El detalle del CAPEX se presenta en el Anexo E 1.

Tabla 5. CAPEX del Proyecto

CAPEX VENGANZA I	
FASE 1	
Descripción	Total (USD\$)
Mecánica	\$ 49.500,00
Tubería y Accesorios	\$ 31.521,38
Instrumentación	\$ 90.816,89
Civil	\$ 6.943,43
Total CAPEX Venganza I Fase 1	\$ 178.781,70
CAPEX VENGANZA J	
FASE 1	
Descripción	Total (USD\$)
Mecánica	\$ 49.500,00
Tubería y Accesorios	\$ 10.080,04
Instrumentación	\$ 74.230,97
Civil	\$ 9.004,53
Total CAPEX Venganza J Fase 1	\$ 142.815,54
FASE 2	
Descripción	Total (USD\$)
Eléctrica	\$ 420.000,00
Tubería y Accesorios	\$ 5.056,19
Civil	\$ 5.363,54
Total CAPEX Venganza J Fase 2	\$ 430.419,73
CAPEX REVANCHA C	

Tabla 5. CAPEX del Proyecto

FASE 1	
Descripción	Total (USD\$)
Mecánica	\$ 83.911,00
Tubería y Accesorios	\$ 15.734,44
Instrumentación	\$ 79.755,83
Civil	\$ 8.508,95
Total CAPEX Revancha C Fase 1	\$ 187.910,22
FASE 2	
Descripción	Total (USD\$)
Eléctrica	\$ 420.000,00
Tubería y Accesorios	\$ 2.970,75
Civil	\$ 5.363,54
Total CAPEX Revancha C Fase 2	\$ 428.334,29
TOTAL	
Total Cantidad de Obra	\$ 1.368.261,48
Total Ingeniería (10%)	\$ 136.826,15
Total Antes de AIU	\$ 1.505.087,63
Administración (10%)	\$ 150.508,76
Imprevistos (5%)	\$ 75.254,38
Utilidad (5%)	\$ 75.254,38
IVA Sobre Utilidad (16%)	\$ 12.040,70
TOTAL CAPEX	\$ 1.818.145,85

4.2. COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Los costos de operación y mantenimiento, conocidos por OPEX (de sus siglas en inglés Operating Expenditure), son todos aquellos gastos de funcionamiento del proyecto que permiten una adecuada operación y permiten realizar actividades de mantenimiento del mismo.

4.2.1. Costo de Mantenimiento

Hay dos tipos de mantenimiento, el preventivo y el correctivo. Por preventivo, se entiende el conjunto de actividades y servicios periódicos o permanentes, que tienen como finalidad, preservar en buen estado la infraestructura del proyecto durante su vida útil. El mantenimiento correctivo, es todo aquel trabajo que corrige fallas y defectos de los elementos constructivos, para restablecerlo a sus condiciones normales de servicio.

Este es un costo anual. Generalmente, es un porcentaje del costo de la adquisición. Para efectos del cálculo se tomara como un 10% del valor total del costo de inversión, como se presenta en la Tabla 6.

4.2.2. Costo de Operación

Este costo está dado por la operación de los equipos a medida que los equipos se deterioran, por lo tanto requieren más mantenimiento y los costos de servicios varían. Para efectos de cálculo se estima un costo de operación del 5% sobre el valor total de la inversión, como se presenta en la Tabla 6.

Tabla 6. OPEX del Proyecto

DESCRIPCIÓN	TOTAL (USD\$)
Costo de Operación (5%)	\$ 90.907,29
Costo de Mantenimiento (10%)	\$ 181.814,59
TOTAL OPEX ANUAL	\$ 272.721,88

4.3. BENEFICIO

Como beneficio del proyecto se tomará el aumento de la producción de hidrocarburo debido a la extracción independiente del gas de anulares en las plataformas Venganza I, Venganza J, y Revancha C. Se utilizará el dato de “Escenario Conservador” presentado en el reporte del análisis realizado por el área de Ingeniería de Pozos (INPO) de PETROBRAS (Figura 5).

El valor aproximado para el barril de crudo para PETROBRAS es de 35 \$USD/Barril. El beneficio generado para la ingeniería se presenta en la Tabla 7.

Tabla 7. Beneficio del Proyecto

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	VALOR UNITARIO (USD\$)	TOTAL ÍTEM (USD\$)	TOTAL (USD\$)/DÍA
Crudo Extraído Venganza I	BOPD	180,3	\$35,0	\$6.310,5	\$21.668,5
Crudo Extraído Venganza J	BOPD	331,2	\$35,0	\$11.592	
Crudo Extraído Revancha C	BOPD	107,6	\$35,0	\$3.766,00	

Como se observa en la Tabla 7 el beneficio anual de proyecto será de USD\$ 7.909.0.

4.4. VALOR PRESENTE NETO

El valor presente neto es el método que pone en términos de hoy los ingresos y egresos futuros, facilitando las decisiones desde un punto de vista financiero con respecto a la viabilidad económica de un proyecto. La fórmula que permite calcular el valor presente neto es.

$$VPN = A \left(\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right)$$

Donde cada término es:

VPN Valor Presente Neto.

A A anualidad de 0 a *n* periodos [USD\$].

i Interés, corresponde a la tasa de Costo Capital de PETROBRAS 11% efectivo anual.

n Numero de periodos [años].

Cuando el *VPN* toma valores mayores a cero, esto significa que la inversión producirá ganancias por encima de la rentabilidad exigida. Caso contrario sucede cuando el *VPN* toma valores menores a cero. En el caso que el *VPN* es igual a cero, la inversión no producirá ni ganancias ni pérdidas.

4.5. TASA DE DESCUENTO

La tasa de descuento es la medida financiera que es aplicada con el fin de obtener el valor actual de pagos futuros.

En comparación, la tasa de interés se aplica a una cantidad original para obtener el incremento que sumado a ella da la cantidad final, mientras que la tasa de descuento se resta de una cantidad esperada para obtener una cantidad en el presente.

$$A = \frac{B}{1 - d}$$

Donde *A* es el valor nominal esperado, *B* es el valor actual, y *d* es la tasa de descuento.

Si se suman todos los flujos de dinero, de los diferentes periodos de tiempo, apropiadamente descontados obtenemos el Valor Presente Neto. Cuando se posee una tasa de descuento que hace que el *VPN* se igual a cero, esta se denomina Tasa Interna de Retorno (*TIR*).

Es decir:

$$VPN = 0 = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1 + TIR)^t} - I_0$$

PETROBRAS reporta una Tasa de Costo de Oportunidad (*r*) de 11%, de modo que:

Si $TIR > r$ el proyecto es viable económicamente. La razón es que el proyecto da una rentabilidad mayor que la rentabilidad mínima requerida.

Si $TIR < r$ el proyecto es inviable económicamente. La razón es que el proyecto da una rentabilidad menor que la rentabilidad mínima requerida.

Si $TIR = r$ se posee un punto de indecisión.

4.6. PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN

El periodo de recuperación de la inversión es un indicador que mide el plazo de tiempo que es requerido para que los flujos netos de efectivo de una inversión se igualen a la inversión inicial. Suele utilizarse para evaluar alternativas de proyectos de inversión, pero no tiene en cuenta en sus cálculos el valor del dinero en el tiempo.

4.7. ESTADO DE RESULTADOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO

Se realiza el análisis económico del proyecto considerando los costos de inversión, costos de operación, costos de mantenimiento, y los beneficios estimados en los numerales anteriores; se obtiene el estado de resultados que se presenta en la Tabla 8.

Tabla 8. Estado de Resultados del Proyecto

Periodos (años)	0	1	2
Costos de Inversión	\$1.818.146		
Depreciación (10%)		\$181.815	\$181.815
Operación		\$90.907	\$90.907
Mantenimiento		\$181.815	\$181.815
Beneficio por Aumento de Crudo Extraído		\$15.818.005	\$15.818.005
Utilidad Antes de Depreciación		\$15.545.283	\$15.545.283
Utilidad Después de Depreciación		\$15.363.469	\$15.363.469
Impuesto de Renta (30%)		\$4.609.041	\$4.609.041
Utilidad Después de Impuesto de Renta		\$10.754.428	\$10.754.428
+ Depreciación		\$181.815	\$181.815
Flujo de Caja en Cada Periodo	-\$1.818.146	\$10.936.243	\$10.936.243
VALOR PRESENTE NETO (11%)	\$7.429.378,8	Notas: Todos los valores en USD\$ Tasa de costo de oportunidad (r) = 11%	
TIR (%)	276%		
PR	0,3		
VPN	\$7.429.378		
Periodo de recuperación (años)	0,3		

Como se observa en la Tabla 8 bajo el escenario planteado de beneficio en el cual independizar la extracción del gas de anulares aumentará la producción de hidrocarburos en las plataformas Venganza I, Venganza J, y Revancha C del CPR Espinal; ofrece una oportunidad de aplicación económica y técnicamente viable.

El dato estimado de la Tasa Interna de Retorno (*TIR*) es de aproximadamente 276%, cumpliendo sobre manera con el mínimo requerido de 11% correspondiente al Costo de Capital de PETROBRAS.

El periodo de recuperación de la inversión estimado del proyecto será de aproximadamente 4 meses.

5. CONCLUSIONES

- El objetivo principal del proyecto es disminuir la presión de anulares de los pozos de las plataformas Venganza I, Venganza J, y Revancha C; mediante la extracción del gas de anulares por líneas independientes y conectar dichas líneas al sistema de gas de producción en la Estación Matachín Norte para su aprovechamiento como gas combustible.
- Según el reporte del análisis realizado por el área de Ingeniería de Pozos (INPO) de PETROBRAS se esperará un aumento en la producción en las plataformas Venganza I, Venganza J, y Revancha C (Ganancia Escenario Conservador):
 - Venganza I: 180,3 [BOPD].
 - Venganza J: 331,2 [BOPD].
 - Revancha C: 107,6 [BOPD].
- Mediante la revisión hidráulica se concluye que será posible manejar el gas de anulares por línea independiente hasta la Estación Matachín Norte siempre y cuando la presión en la plataforma Venganza I sea mínimo de 65 [psig].
- Se plantearon cuatro (4) alternativas para el proyecto:
 - Alternativa 1: Envío de gas desde las plataformas hasta la Estación Matachín Norte mediante líneas independientes.
 - Alternativa 2: Quema de gas en las plataformas.
 - Alternativa 3: Unidades recuperadoras de gas y troncales de gas.
 - Alternativa 4: Implementar microturbinas en las plataformas.
- El proyecto se desarrollará en dos (2) fases:
 - Fase 1: Se procederá a independizar las líneas de gas de los pozos, y la construcción del manifold de recolección de gas en cada una de las plataformas (Venganza I, Venganza J, y Revancha C).
 - Fase 2: Se procederá con el alquiler, instalación y puesta en funcionamiento de las unidades recuperadoras de gas en las plataformas Venganza J y Revancha C. Además de la construcción del sistema de alivios a tea para la plataforma Revancha C.

- El coste de inversión (CAPEX) para el proyecto será de aproximadamente USD\$1.818.145,85.
- El costo de mantenimiento y operación (OPEX) para el proyecto será de aproximadamente USD\$ 272.721,88.
- Se consideró como beneficio del proyecto el aumento de la producción de hidrocarburo en las plataformas. El beneficio anual del proyecto será aproximadamente USD\$ 7.429.378,8.
- El proyecto planteado ofrece una oportunidad técnica y económicamente viable. La tasa Interna de Retorno (*TIR*) calculada es de aproximadamente de 276%, dato muy superior al 11% correspondiente al Costo de Capital de PETROBRAS; por tanto la recuperación de la inversión estimada del proyecto será de aproximadamente 4 meses.

BIBLIOGRAFÍA

ARNOLD Kern. Surface Production Operations. Volume 1 – Design of Oil Handling Systems and Facilities. Gulf Publishing Company. Huston, Texas. 1986

AGA REPORT No. 7. Measurement of Gas by Turbine Meter.

ANSI / ASME B31.8. Gas Transmission and Distribution Piping Systems.

API. American Petroleum Institute Spec. 5L Specifications for Line Pipes.

API. American Petroleum Institute Spec. 6D Specifications for Pipeline Valves.

API. American Petroleum Institute Spec. 12J Specifications for Oil and Gas Separators.

API. American Petroleum Institute, RP 521, Guide for Pressure Relieving and Depressuring Systems.

API. American Petroleum Institute, RP 551, Process Measurement Instrumentation.

BIRD. RB. Fenómenos de Transporte. 1º Edición. Editorial Reverté S.A. Nueva York. 1997.

CAMPBELL, J. Gas Conditioning and Processing. 1998.

GPSA. Engineering Data Book. 1987.

MARINEZ MARCIAS. Cálculo de Tuberías y Redes de Gas. Ingeniería de Gas, Principios y Aplicaciones.

MARTÍN. C. Fundamental of Pipeline Engineering. IFP Publications. Paris. 1984.

NTC. Norma Técnica Colombiana. NTC-3728. Gasoductos, Líneas de Transporte y Redes de Distribución de Gas.

PÉREZ MARTHA ILCE, CALDERÓN ZULLY. Orientaciones Prácticas para la Elaboración Exitosa de Trabajo de Grado de Ingeniería. 2011.

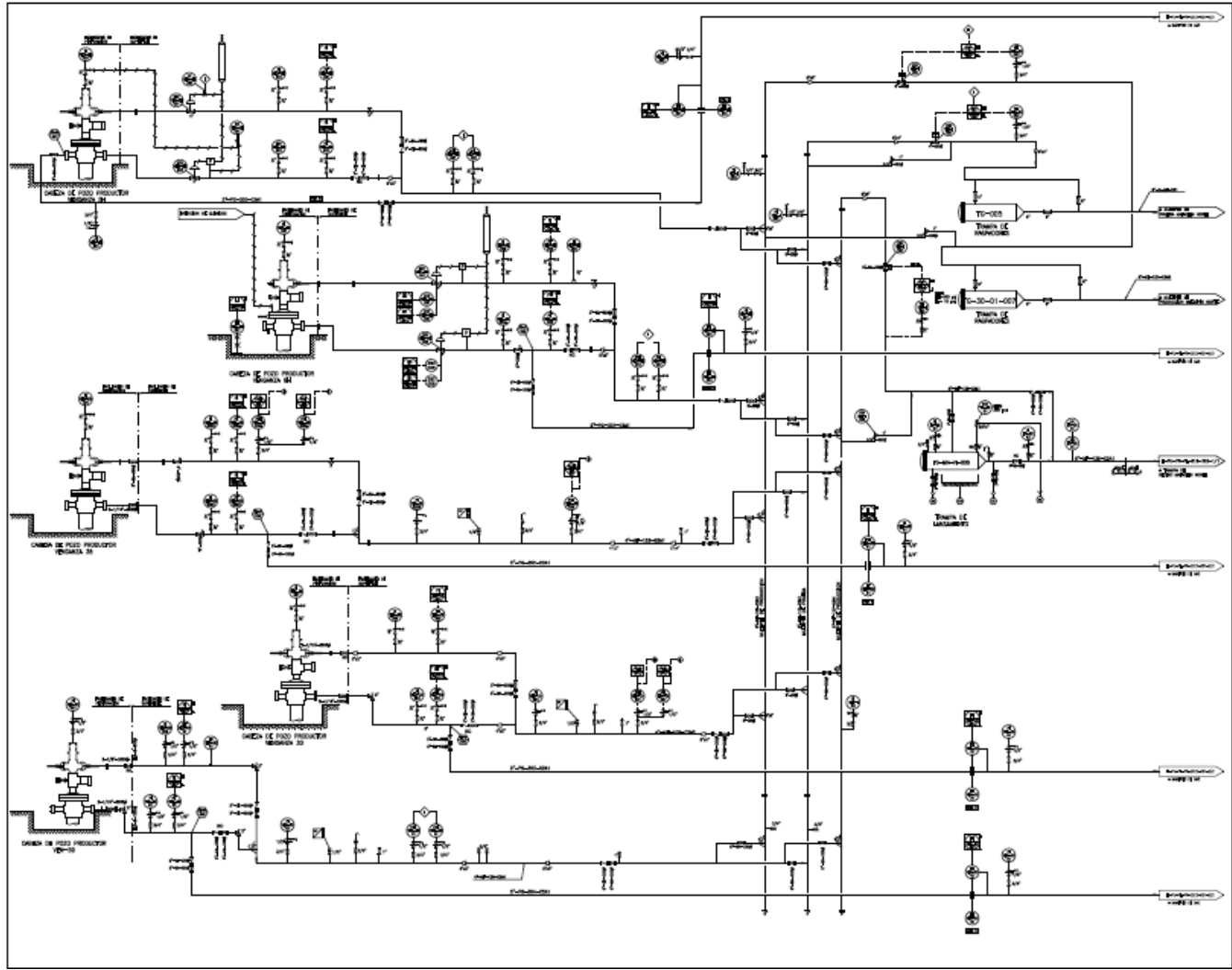
ANEXOS

Anexo A 1. Hoja de Datos Tambor de Tea

PETROBRAS	PETROBRAS COLOMBIA INGENIERÍA BÁSICA Y DETALLADA GAS ANULARES CPR ESPINAL			No. PETROBRAS E-PU-ME-HD-2912-001	
	HOJA DE DATOS K.O DRUM			REV. 0	
	Service: K.O. DRUM		TAG.: V-MN-VJ-001 / V-MN-RC-001		Design Engineer
Location: CPR ESPINAL (VEN-J y REV-C)		Unit		No. Req'd: 2	
Fabricator		RFQ No.	PO No.		
PSID No. E-PU-PR-PL-2912-303 2/2 E-PU-PR-PL-2912-307 2/2		Plot Plan No.		Other Ref. Dwg No.	
PROCESS (OPERATING) DATA			VESSEL SKETCH		
Shell Diameter (pulg): 24					
Shell Length (pies): 5					
Internal Pressure (psig): 5					
Temperature operation (°F): 100					
Volume: Indicar	Total Net Volume	- gal			
Fluid Contained: Gas	Specific Gravity				
Vapor Pressure @ Max. Ambient Temperature: N. A. psia					
Process Contaminants:					
Service Is:					
METALLURGY					
Component	Material	CA	THK (IN)		
Shell	A 516 Gr. 70	1/16"	1/4"		
Heads	A 516 Gr. 70	1/16"	3/8"		
Nozzles	A 105				
Skirt	A 516 Gr 70	1/16"	1/4"		
Structural	A -36				
MECHANICAL DESIGN					
Design Press. @Top	psig	Ext. Des. Press.	13,8 psia		
System PSV Set @	N/A	psig	Located @ N/A		
Design Temperature	200 °F	Minimum Temp.	120 °F		
Vessel Support(s): skirt					
Height (Btm of Horiz. or BTL of Vert.): 2,00 ft. Above Grade					
<input type="checkbox"/> Fireproofing <input type="checkbox"/> Other					
<input type="checkbox"/> Insulation <input type="checkbox"/> H <input type="checkbox"/> C <input type="checkbox"/> PP <input type="checkbox"/> PP <input type="checkbox"/> HIDROST. TEST YES <input checked="" type="checkbox"/> X					
Design Codes: ASME Section VIII Div. 1; no stamp required					
Post-Weld Heat Treatment for: N/A					
<input checked="" type="checkbox"/> Radiograph 85 % Inspection Req'd? <input checked="" type="checkbox"/> YES <input type="checkbox"/> NO					
NOZZLES/CONNECTIONS					
Mark	Service	Qty	Size	Rating	Facing
1	Entrada Gas	1	4"	150 #	RF
2	Salida Gas	1	4"	150 #	RF
3	Salida Condensados	1	2"	150 #	RF
4	Drenaje	1	2"	150 #	RF
5	Indicador de Nivel	2	2"	150 #	RF
6	Reserva	1	3"	150 #	RF
7	Reserva (Conexión alvios/drenajes)	2	2"	150 #	RF
8	Transmisor de presión	1	1/2"	3000#	NPT
M1	Handhole	1	10"	150 #	RF
Empty Weight:		Indioar	lb	Internals	N/A
Operating Weight:		Indioar	lb	Full of Water	Indioar
Remarks: La orientación de las boquillas se hará cuando se apruebe el plano de fabricación El equipo deberá ser pintado según el estándar de Petrobras ES-ME-006					

FUENTE: PETROBRAS

Anexo B 1. P&ID Pozos Plataforma Venganza I



NOTES

- Este plano muestra únicamente la configuración de equipos de proceso para el nivel de detalle de campo para el proyecto de desarrollo de producción.
- Se debe tener en cuenta que este es un documento de campo.
- El equipo de control de proceso debe ser consultado para verificar los niveles de detalle de campo.

SYMBOLS

———— Línea de flujo
 ———— Línea de control
 [] Señal de interacción
 [] Señal de alarma
 [] Señal de parada
 [] Señal de inicio

REFERENCE DRAWINGS

No.	TÍTULO	FECHA	ELABORADO	REVISADO
1				
2				
3				
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
11				
12				
13				
14				
15				
16				
17				
18				
19				
20				
21				
22				
23				
24				
25				
26				
27				
28				
29				
30				
31				
32				
33				
34				
35				
36				
37				
38				
39				
40				
41				
42				
43				
44				
45				
46				
47				
48				
49				
50				
51				
52				
53				
54				
55				
56				
57				
58				
59				
60				
61				
62				
63				
64				
65				
66				
67				
68				
69				
70				
71				
72				
73				
74				
75				
76				
77				
78				
79				
80				
81				
82				
83				
84				
85				
86				
87				
88				
89				
90				
91				
92				
93				
94				
95				
96				
97				
98				
99				
100				

DESARROLLADO POR: []
 REVISADO POR: []
 APROBADO POR: []

PETROBRAS

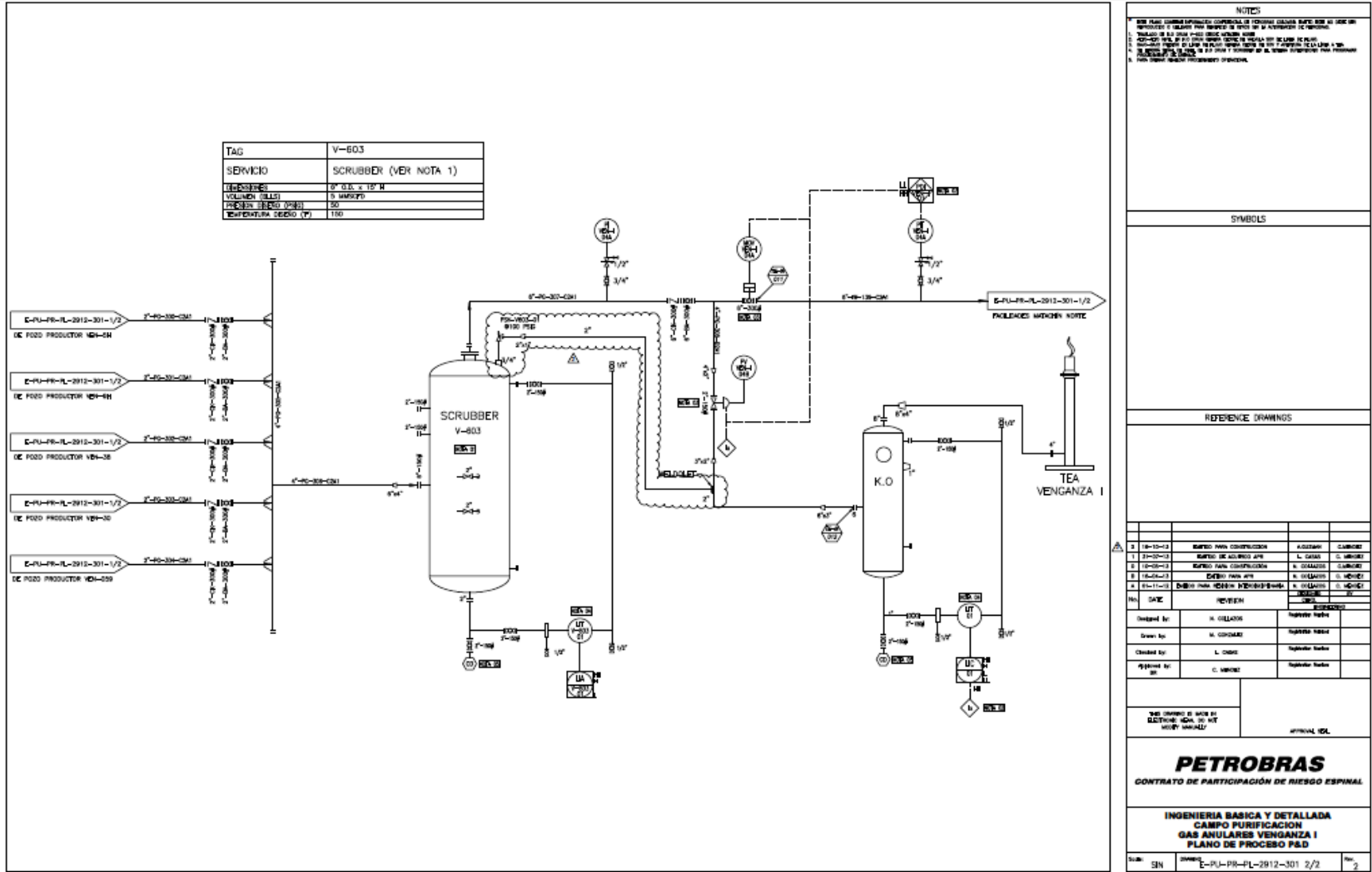
CONTRATO DE PARTICIPACIÓN DE RIESGO ESPINAL

INGENIERÍA BÁSICA Y DETALLADA
CAMPO PURIFICACION
GAS ANULARES VENGANZA I
PLANO DE PROCESO P&ID

Escala: 50%
 Proyecto: E-PU-PR-PL-2812-301 1/2
 Hoja: 0

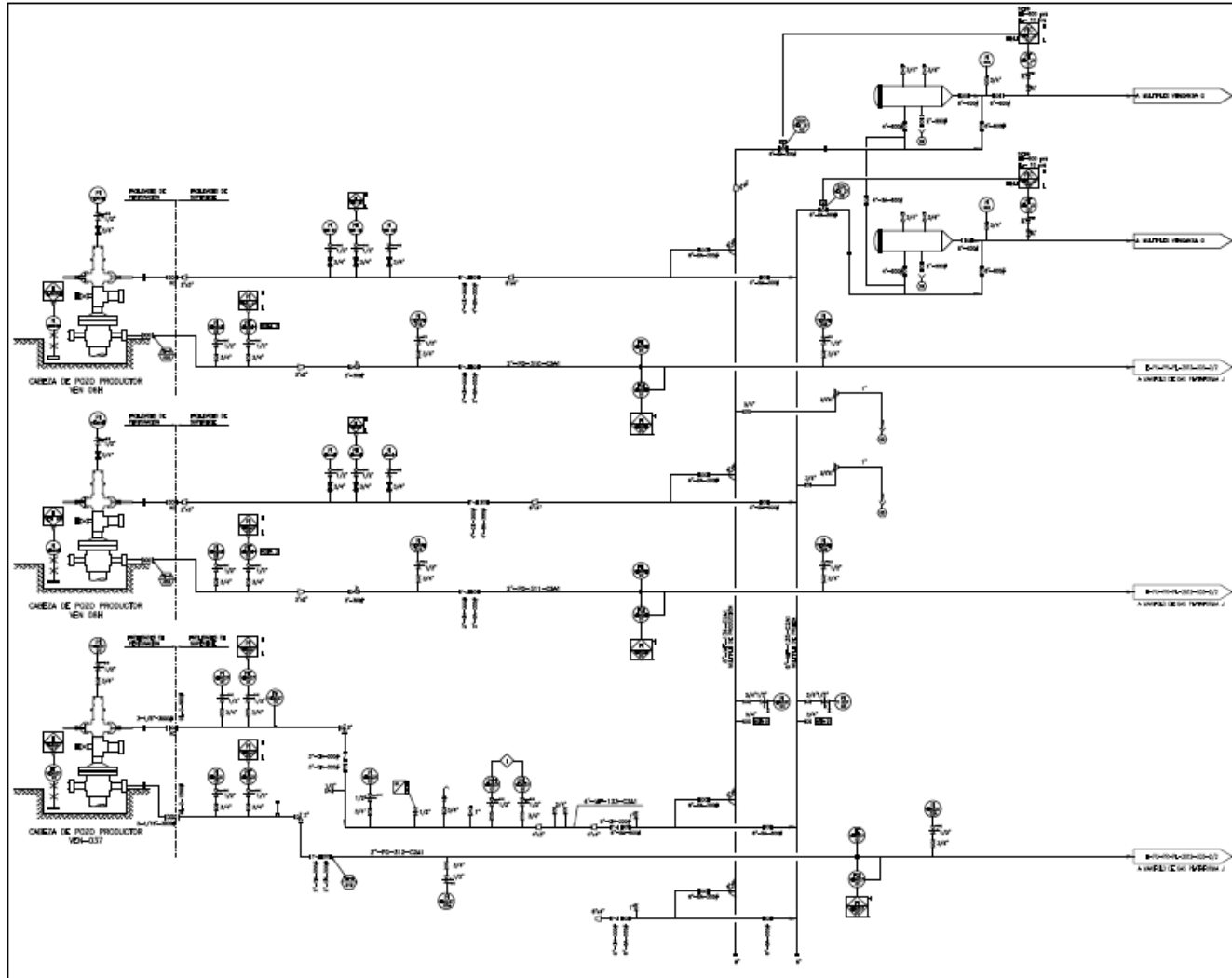
FUENTE: PETROBRAS

Anexo B 2. P&ID Nuevo Manifold Plataforma Venganza I



FUENTE: PETROBRAS

Anexo C 1. P&ID Fase 1 Pozos Plataforma Venganza J



NOTES

TODAS LAS OPERACIONES DE CONTROL DE LOS SISTEMAS DE ALFILEROS DEBEN SER HECHAS MANUALLY O AUTOMATICAMENTE EN EL MOMENTO DE LA ACTIVACIÓN DE LOS ALFILEROS.

1. P&ID PARA OPERACIÓN DE ALFILEROS EN EL MOMENTO DE LA ACTIVACIÓN DE LOS ALFILEROS.

2. REPRESENTACIÓN DE LOS ALFILEROS EN EL MOMENTO DE LA ACTIVACIÓN DE LOS ALFILEROS.

SYMBOLS

— LÍNEA FLUJO
 — LÍNEA CONTROL
 — LÍNEA ALERTEA
 (P) PUNTO DE MUESTREO
 (S) SERVIDOR
 (M) MÓDULO DE CONTROL
 (A) ALFILEROS

REFERENCE DRAWINGS

1	036-038	ALFILEROS PARA OPERACIÓN	L. CASAS	C. MORALES
2	036-038	ALFILEROS PARA ALERTEA	L. CASAS	C. MORALES
3	036-038	ALFILEROS PARA OPERACIÓN EXTERNA	L. CASAS	C. MORALES

REV. 01

REVISIÓN	FECHA	ELABORADO POR	REVISADO POR
01		L. CASAS	REVISADO POR
02		A. MORALES	REVISADO POR
03		L. CASAS	REVISADO POR
04		C. MORALES	REVISADO POR

DESIGNADO POR: L. CASAS

REVISADO POR: A. MORALES

REVISADO POR: L. CASAS

REVISADO POR: C. MORALES

PETROBRAS

CONTRATO DE PARTICIPACIÓN DE RIESGO ESPINAL

INGENIERÍA BÁSICA Y DETALLADA

GAS ANULARES

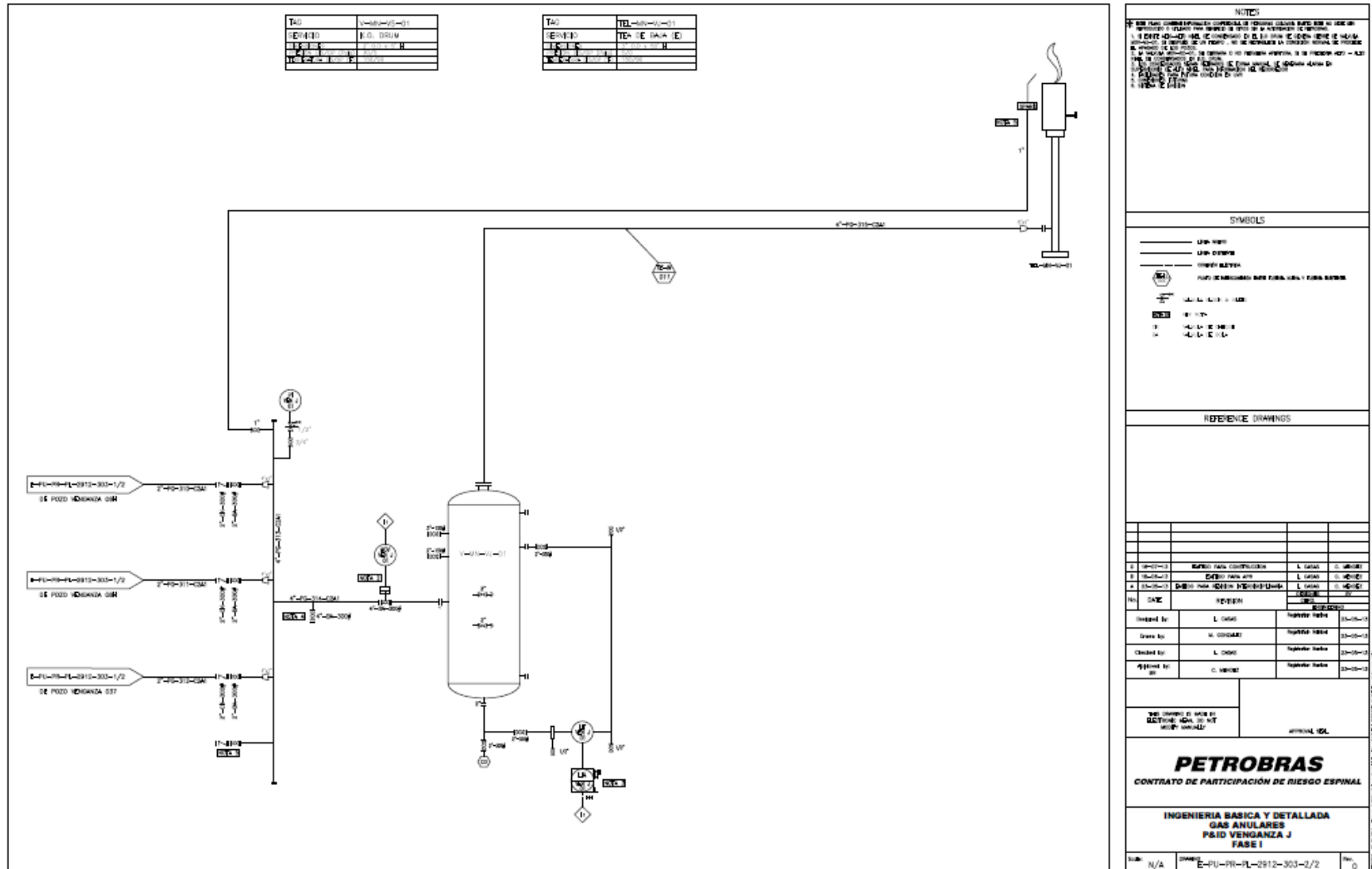
P&ID VENGANZA J

FASE I

Rev. 01

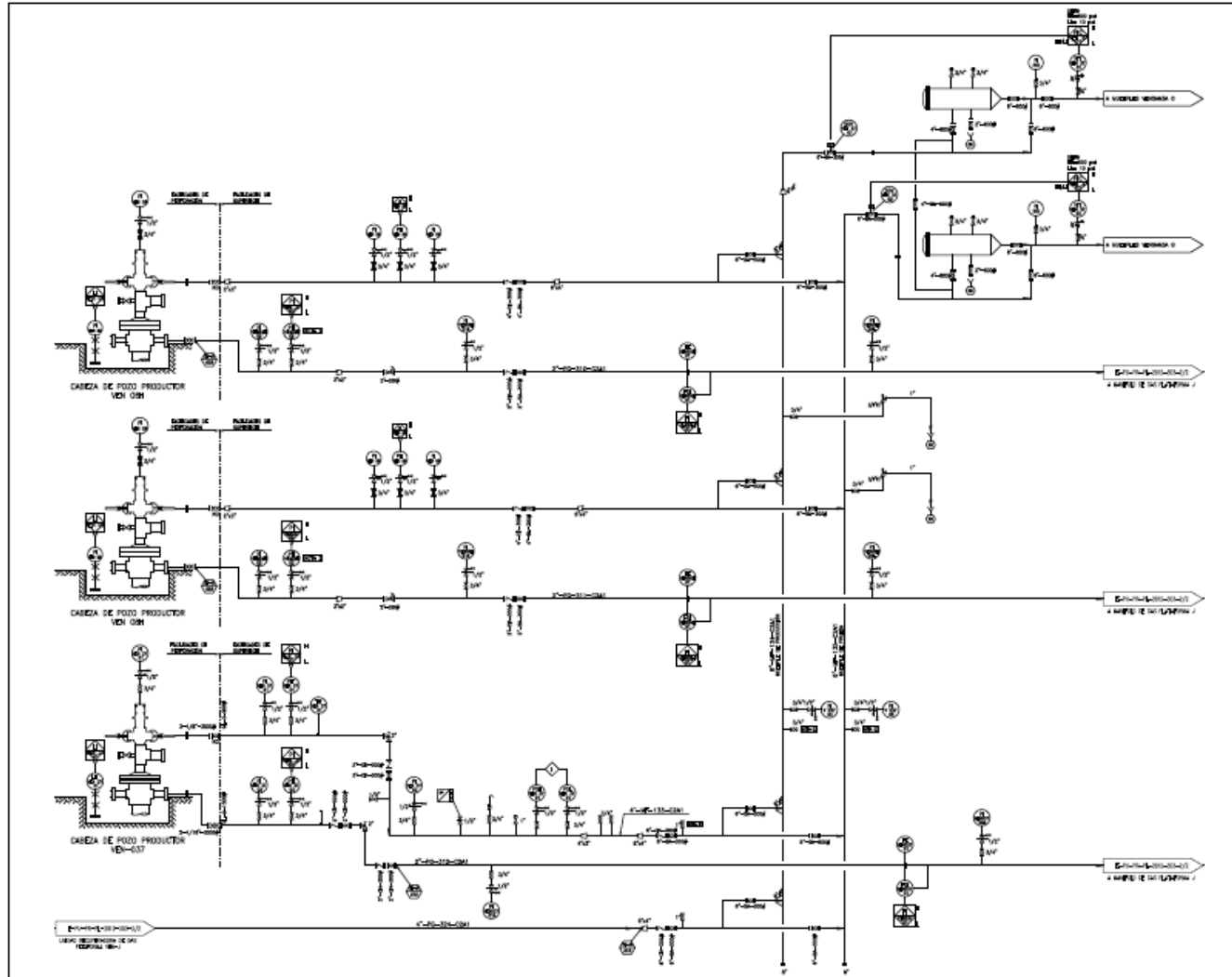
FUENTE: PETROBRAS

Anexo C 2. P&ID Fase 1 Nuevo Manifold Plataforma Venganza J



FUENTE: PETROBRAS

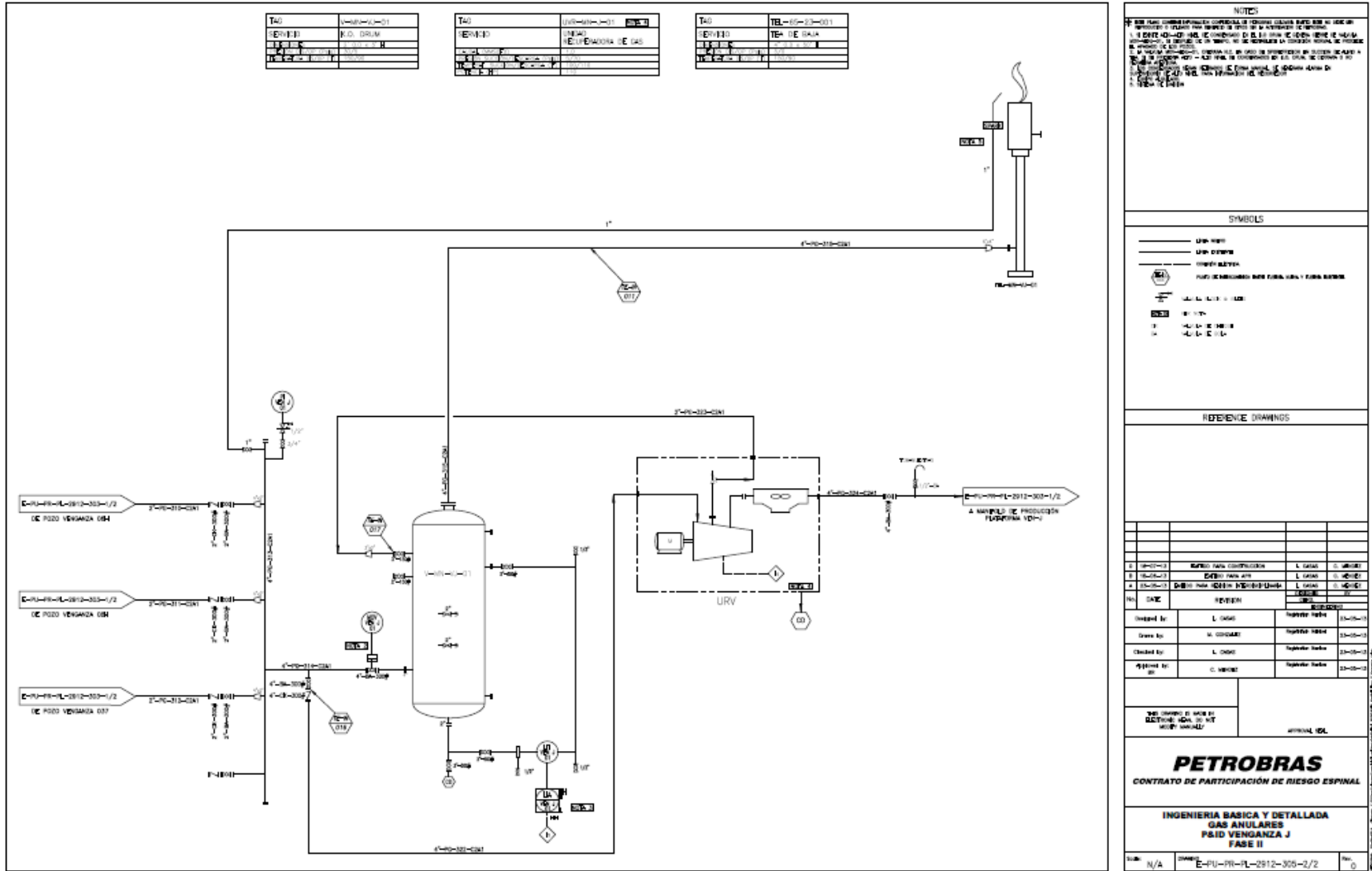
Anexo C 3. P&ID Fase 2 Pozos Plataforma Venganza J



NOTAS																							
1. VER PLAN GENERAL DE CONTROL DE INSTRUMENTACIÓN PARA VER SI SE DEBE INCLUIR EL CONTROL PARA SERVICIO DE FASE II O PARA SERVICIO DE FASE III. 2. VER PLAN GENERAL DE CONTROL DE INSTRUMENTACIÓN PARA VER SI SE DEBE INCLUIR EL CONTROL PARA SERVICIO DE FASE II O PARA SERVICIO DE FASE III. 3. INTRODUCCIÓN AL PLAN DE INSTRUMENTACIÓN PARA SERVICIO DE FASE II.																							
SYMBOLS																							
LÍNEA FLUÍDA LÍNEA DE CONTROL INSTRUMENTACIÓN PUNTO DE MUESTREO PARA LABORATORIO Y PARA SERVICIO																							
VALVULA BLOCK & BLEND VLV. FIC VLV. MANTENIMIENTO VLV. SERVICIO DE FASE II																							
REFERENCE DRAWINGS																							
<table border="1"> <thead> <tr> <th>NO.</th> <th>DESCRIPCIÓN</th> <th>FECHA</th> <th>ELABORADO POR</th> <th>REVISADO POR</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>PLAN GENERAL DE CONTROL DE INSTRUMENTACIÓN PARA SERVICIO DE FASE II</td> <td>15-05-13</td> <td>L. GARCIA</td> <td>C. VARELA</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>PLAN GENERAL DE CONTROL DE INSTRUMENTACIÓN PARA SERVICIO DE FASE III</td> <td>15-05-13</td> <td>L. GARCIA</td> <td>C. VARELA</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>PLAN GENERAL DE CONTROL DE INSTRUMENTACIÓN PARA SERVICIO DE FASE II Y FASE III</td> <td>15-05-13</td> <td>L. GARCIA</td> <td>C. VARELA</td> </tr> </tbody> </table>				NO.	DESCRIPCIÓN	FECHA	ELABORADO POR	REVISADO POR	1	PLAN GENERAL DE CONTROL DE INSTRUMENTACIÓN PARA SERVICIO DE FASE II	15-05-13	L. GARCIA	C. VARELA	2	PLAN GENERAL DE CONTROL DE INSTRUMENTACIÓN PARA SERVICIO DE FASE III	15-05-13	L. GARCIA	C. VARELA	3	PLAN GENERAL DE CONTROL DE INSTRUMENTACIÓN PARA SERVICIO DE FASE II Y FASE III	15-05-13	L. GARCIA	C. VARELA
NO.	DESCRIPCIÓN	FECHA	ELABORADO POR	REVISADO POR																			
1	PLAN GENERAL DE CONTROL DE INSTRUMENTACIÓN PARA SERVICIO DE FASE II	15-05-13	L. GARCIA	C. VARELA																			
2	PLAN GENERAL DE CONTROL DE INSTRUMENTACIÓN PARA SERVICIO DE FASE III	15-05-13	L. GARCIA	C. VARELA																			
3	PLAN GENERAL DE CONTROL DE INSTRUMENTACIÓN PARA SERVICIO DE FASE II Y FASE III	15-05-13	L. GARCIA	C. VARELA																			
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">AUTORIZADO</th> <th colspan="2">REVISADO</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Elaborado por:</td> <td>L. GARCIA</td> <td>Revisado por:</td> <td>C. VARELA</td> </tr> <tr> <td>Diseñado por:</td> <td>M. GONZALEZ</td> <td>Revisado por:</td> <td>C. VARELA</td> </tr> <tr> <td>Comprobado por:</td> <td>L. GARCIA</td> <td>Revisado por:</td> <td>C. VARELA</td> </tr> <tr> <td>Aprobado por:</td> <td>C. VARELA</td> <td>Revisado por:</td> <td>C. VARELA</td> </tr> </tbody> </table>				AUTORIZADO		REVISADO		Elaborado por:	L. GARCIA	Revisado por:	C. VARELA	Diseñado por:	M. GONZALEZ	Revisado por:	C. VARELA	Comprobado por:	L. GARCIA	Revisado por:	C. VARELA	Aprobado por:	C. VARELA	Revisado por:	C. VARELA
AUTORIZADO		REVISADO																					
Elaborado por:	L. GARCIA	Revisado por:	C. VARELA																				
Diseñado por:	M. GONZALEZ	Revisado por:	C. VARELA																				
Comprobado por:	L. GARCIA	Revisado por:	C. VARELA																				
Aprobado por:	C. VARELA	Revisado por:	C. VARELA																				
VER PLAN GENERAL DE CONTROL DE INSTRUMENTACIÓN PARA SERVICIO DE FASE II O PARA SERVICIO DE FASE III.																							
PETROBRAS CONTRATO DE PARTICIPACIÓN DE RIESGO ESPINAL																							
INGENIERIA BASICA Y DETALLADA GAS ANULARES P&ID VENGANZA J FASE II																							
No. 1/A	Fecha: 15-05-13	No. 1/2	No. 0																				

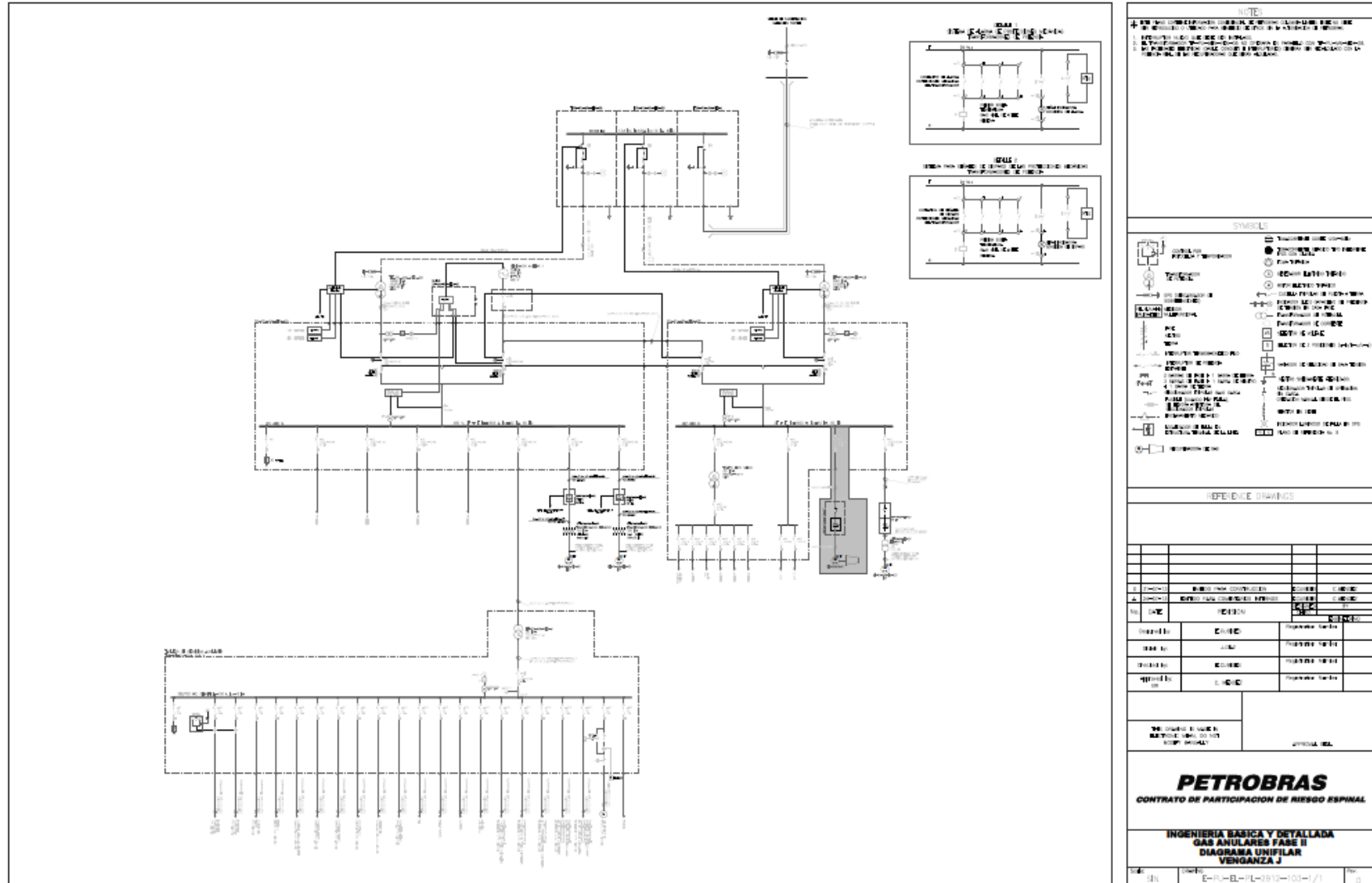
FUENTE: PETROBRAS

Anexo C 4. P&ID Fase 2 Nuevo Manifold y Nueva UVR Plataforma Venganza J



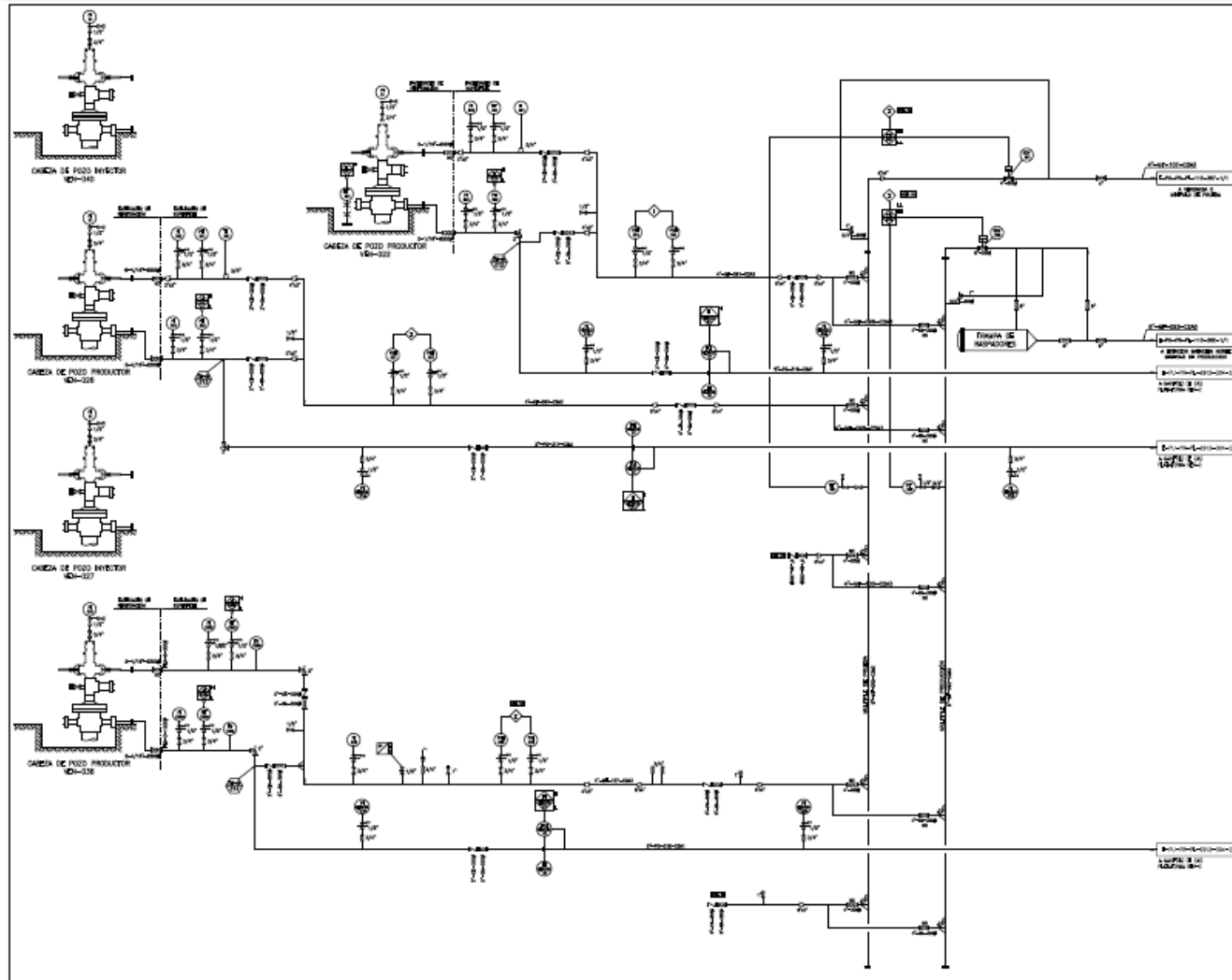
FUENTE: PETROBRAS

Anexo C 5. Plano Unifilar Nueva UVR Plataforma Venganza J



FUENTE: PETROBRAS

Anexo D 1. P&ID Fase 1 Pozos Plataforma Revancha C



NOTES

- ESTE PLANO CORRESPONDE GENERALMENTE A LOS DISEÑOS BÁSICOS DE LAS UNIDADES DE PROCESAMIENTO Y SE DEBE LEER EN CONJUNTO CON LOS PLANOS DE DISEÑO DE LOS SISTEMAS DE INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL.
- ESTE PLANO Y SU CONTENIDO DEBE SER LEÍDO EN CONJUNTO CON LOS PLANOS DE DISEÑO DE LOS SISTEMAS DE INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL.
- ESTE PLANO DEBE SER LEÍDO EN CONJUNTO CON LOS PLANOS DE DISEÑO DE LOS SISTEMAS DE INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL.
- ESTE PLANO DEBE SER LEÍDO EN CONJUNTO CON LOS PLANOS DE DISEÑO DE LOS SISTEMAS DE INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL.
- ESTE PLANO DEBE SER LEÍDO EN CONJUNTO CON LOS PLANOS DE DISEÑO DE LOS SISTEMAS DE INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL.

SYMBOLS

— FICHA
 --- FICHA
 - - - FICHA

CAJERA DE POZO PRODUCTOR
 CAJERA DE POZO INYECTOR
 VALVE
 BOMBEO
 CONTROL VALVE
 INSTRUMENTO
 FLOW METER
 TEMPERATURE
 PRESSURE
 LEVEL
 GAS
 LIQUID
 SOLID

REFERENCE DRAWINGS

NO.	DATE	REVISION	BY	CHKD BY
1				
2				
3				
4				

DESIGNED BY	DESIGNED	DATE
L. OCHOA		12-08-11
M. OCHOA		12-08-11
L. OCHOA		12-08-11
C. VARGAS		12-08-11

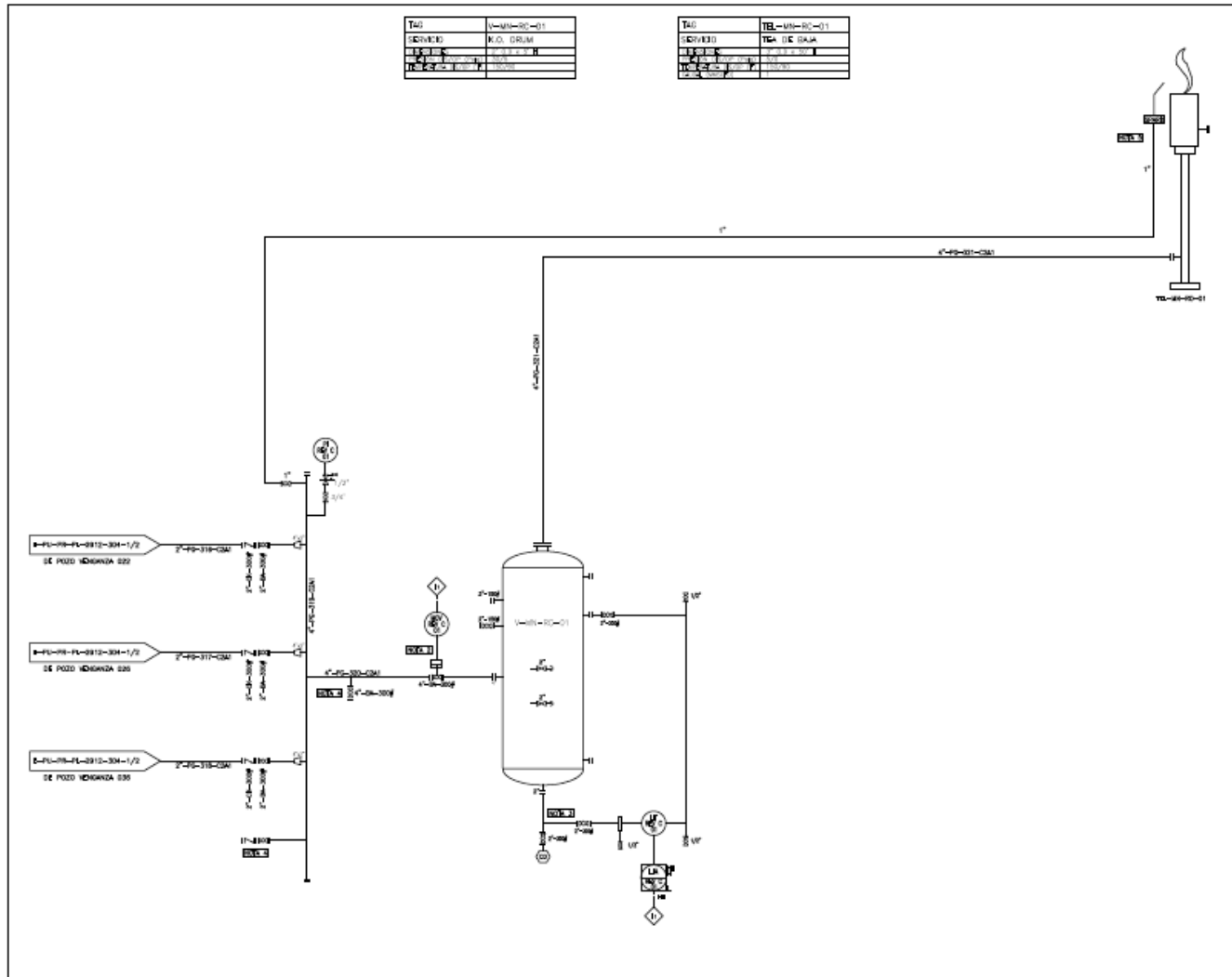
PETROBRAS
 CONTRATO DE PARTICIPACIÓN DE RIESGO ESPINAL

**INGENIERÍA BÁSICA Y DETALLADA
 GAS ANILARES
 P&ID REVANCHA C
 FASE I**

Scale: SIN Date: E-PI-09-PL-2012-304-1/2 No: 0

FUENTE: PETROBRAS

Anexo D 2. P&ID Fase 1 Nuevo Manifold Plataforma Revancha C



FUENTE: PETROBRAS

TAG		TAG	
REVANCH	V-M-30-01	TEL	M-30-01
REVANCH	R.O. DRUM	TEL	DE BAJA
REVANCH	REVANCH	TEL	REVANCH
REVANCH	REVANCH	TEL	REVANCH

NOTES

1. Este P&ID muestra el sistema de control de flujo de gas en el sistema de procesamiento de gas natural de la plataforma de Revancha C. El sistema de control de flujo de gas natural de la plataforma de Revancha C, se muestra en el sistema de control de flujo de gas natural de la plataforma de Revancha C. El sistema de control de flujo de gas natural de la plataforma de Revancha C, se muestra en el sistema de control de flujo de gas natural de la plataforma de Revancha C.

SYMBOLS

— LÍNEA DE GAS
 — LÍNEA DE AGUA
 — LÍNEA ELÉCTRICA
 (SÍMBOLO) PARA REPRESENTAR UN INSTRUMENTO DE CONTROL

— LÍNEA DE GAS
 — LÍNEA DE AGUA
 — LÍNEA ELÉCTRICA

REFERENCE DRAWINGS

No.	DATE	REVISION	BY	APPROVED
1	15-05-13	REVISIÓN PARA CORRECCIONES	L. GARCIA	C. VARELA
2	15-05-13	REVISIÓN PARA ASESORÍA	L. GARCIA	C. VARELA
3	15-05-13	REVISIÓN PARA REVISIÓN DE INSTRUMENTACIÓN	L. GARCIA	C. VARELA

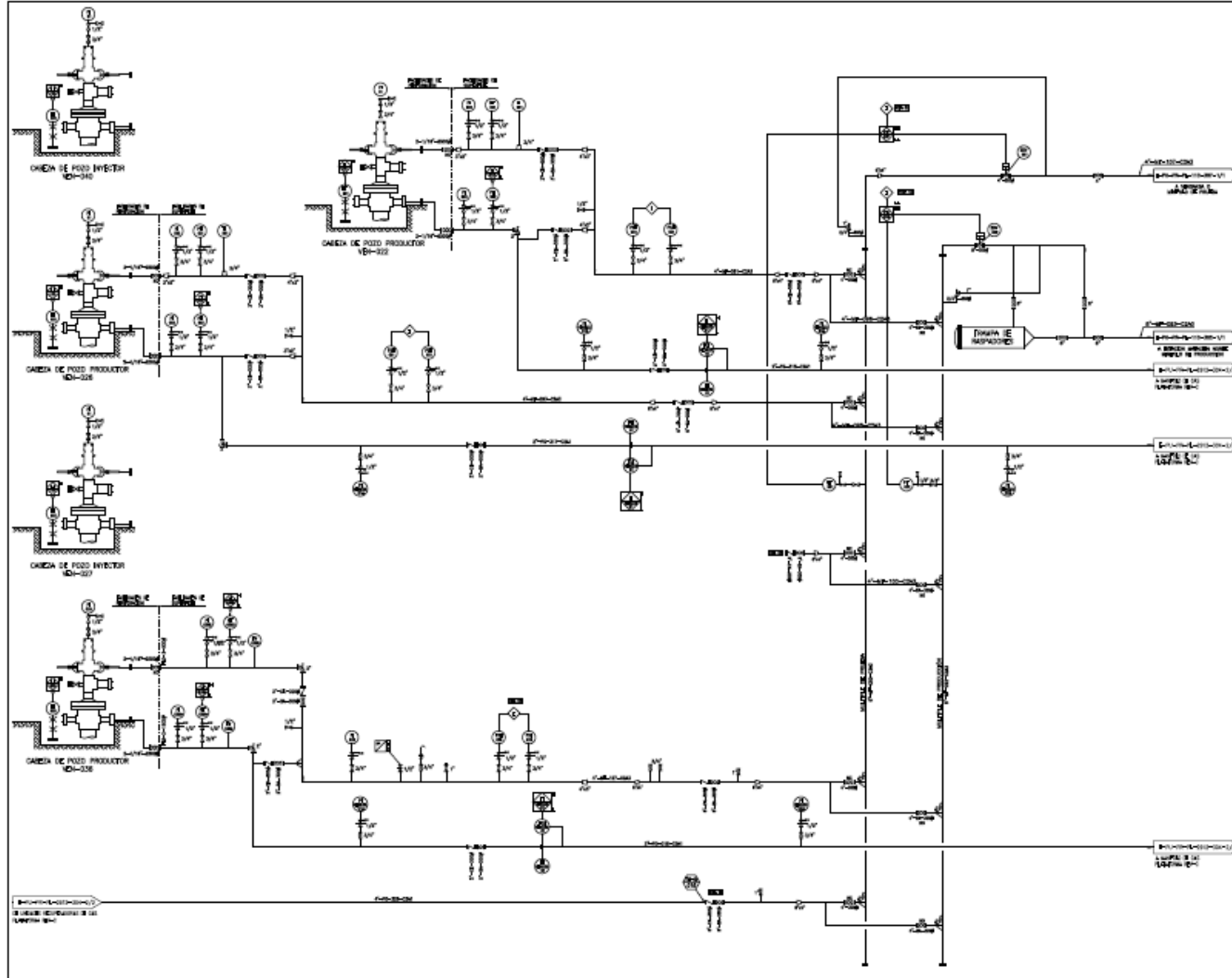
Elaborado por: L. GARCIA
 Revisado por: M. RODRIGUEZ
 Aprobado por: L. GARCIA
 C. VARELA

PETROBRAS
 CONTRATO DE PARTICIPACIÓN DE RIESGO ESPINAL

**INGENIERIA BASICA Y DETALLADA
 GAS ANULARES
 P&ID REVANCHA C
 FASE I**

Rev: N/A Drawing: E-FU-PR-FL-2912-304-1/2 No: 0

Anexo D 3. P&ID Fase 2 Pozos Plataforma Revancha C



NOTAS

1. VER PLAN GENERAL DE CONSTRUCCIÓN DE INSTALACIONES PARA VERIFICAR EL ESTADO DE LAS OBRAS EN EL MOMENTO DE LA EJECUCIÓN DE LAS OBRAS.
2. VER PLAN GENERAL DE CONSTRUCCIÓN DE INSTALACIONES PARA VERIFICAR EL ESTADO DE LAS OBRAS EN EL MOMENTO DE LA EJECUCIÓN DE LAS OBRAS.
3. VER PLAN GENERAL DE CONSTRUCCIÓN DE INSTALACIONES PARA VERIFICAR EL ESTADO DE LAS OBRAS EN EL MOMENTO DE LA EJECUCIÓN DE LAS OBRAS.
4. VER PLAN GENERAL DE CONSTRUCCIÓN DE INSTALACIONES PARA VERIFICAR EL ESTADO DE LAS OBRAS EN EL MOMENTO DE LA EJECUCIÓN DE LAS OBRAS.
5. VER PLAN GENERAL DE CONSTRUCCIÓN DE INSTALACIONES PARA VERIFICAR EL ESTADO DE LAS OBRAS EN EL MOMENTO DE LA EJECUCIÓN DE LAS OBRAS.

SYMBOLS

- HCHO
- BARRERA
- ISOLACION
- PUNTO DE MUESTREO
- PUNTO DE MUESTREO CON FILTRO
- PUNTO DE MUESTREO CON FILTRO Y VALVULA
- PUNTO DE MUESTREO CON FILTRO Y VALVULA Y MUESTRO
- PUNTO DE MUESTREO CON FILTRO Y VALVULA Y MUESTRO Y MUESTRO
- PUNTO DE MUESTREO CON FILTRO Y VALVULA Y MUESTRO Y MUESTRO Y MUESTRO

REFERENCE DRAWINGS

NO.	DESCRIPCION	FECHA	ELABORADO	REVISADO
1	PLAN GENERAL DE CONSTRUCCIÓN DE INSTALACIONES PARA VERIFICAR EL ESTADO DE LAS OBRAS EN EL MOMENTO DE LA EJECUCIÓN DE LAS OBRAS	15-05-13	L. GARCIA	C. VARELA
2	PLAN GENERAL DE CONSTRUCCIÓN DE INSTALACIONES PARA VERIFICAR EL ESTADO DE LAS OBRAS EN EL MOMENTO DE LA EJECUCIÓN DE LAS OBRAS	23-05-13	L. GARCIA	C. VARELA
3	PLAN GENERAL DE CONSTRUCCIÓN DE INSTALACIONES PARA VERIFICAR EL ESTADO DE LAS OBRAS EN EL MOMENTO DE LA EJECUCIÓN DE LAS OBRAS	23-05-13	L. GARCIA	C. VARELA
4	PLAN GENERAL DE CONSTRUCCIÓN DE INSTALACIONES PARA VERIFICAR EL ESTADO DE LAS OBRAS EN EL MOMENTO DE LA EJECUCIÓN DE LAS OBRAS	23-05-13	L. GARCIA	C. VARELA
5	PLAN GENERAL DE CONSTRUCCIÓN DE INSTALACIONES PARA VERIFICAR EL ESTADO DE LAS OBRAS EN EL MOMENTO DE LA EJECUCIÓN DE LAS OBRAS	23-05-13	L. GARCIA	C. VARELA

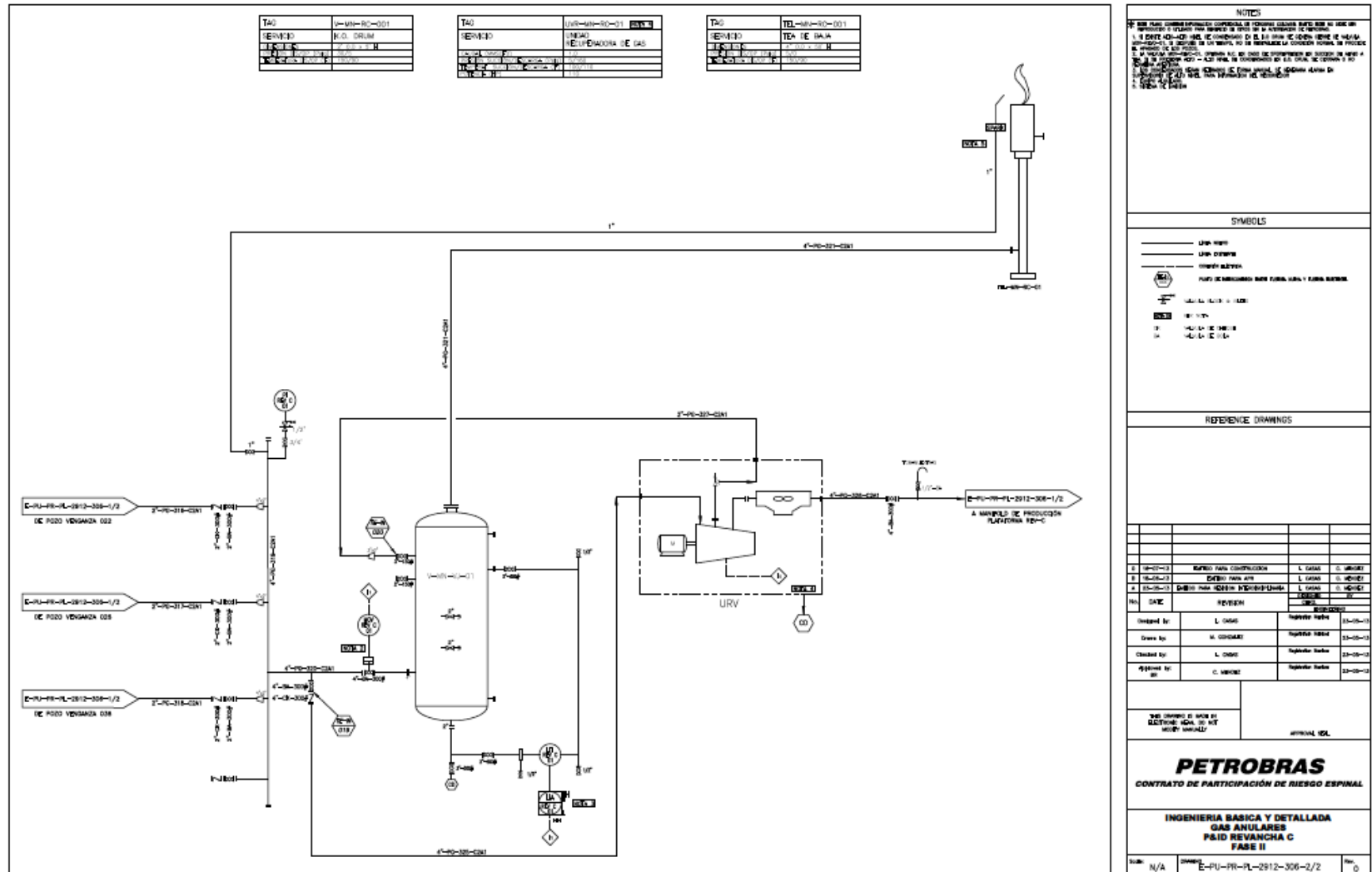
PETROBRAS
CONTRATO DE PARTICIPACIÓN DE RIESGO ESPINAL

**INGENIERIA BASICA Y DETALLADA
GAS ANULARES
P&ID REVANCHA C
FASE II**

Sub: N/A Obra: E-FU-PR-PL-2912-306-1/2 Rev: 0

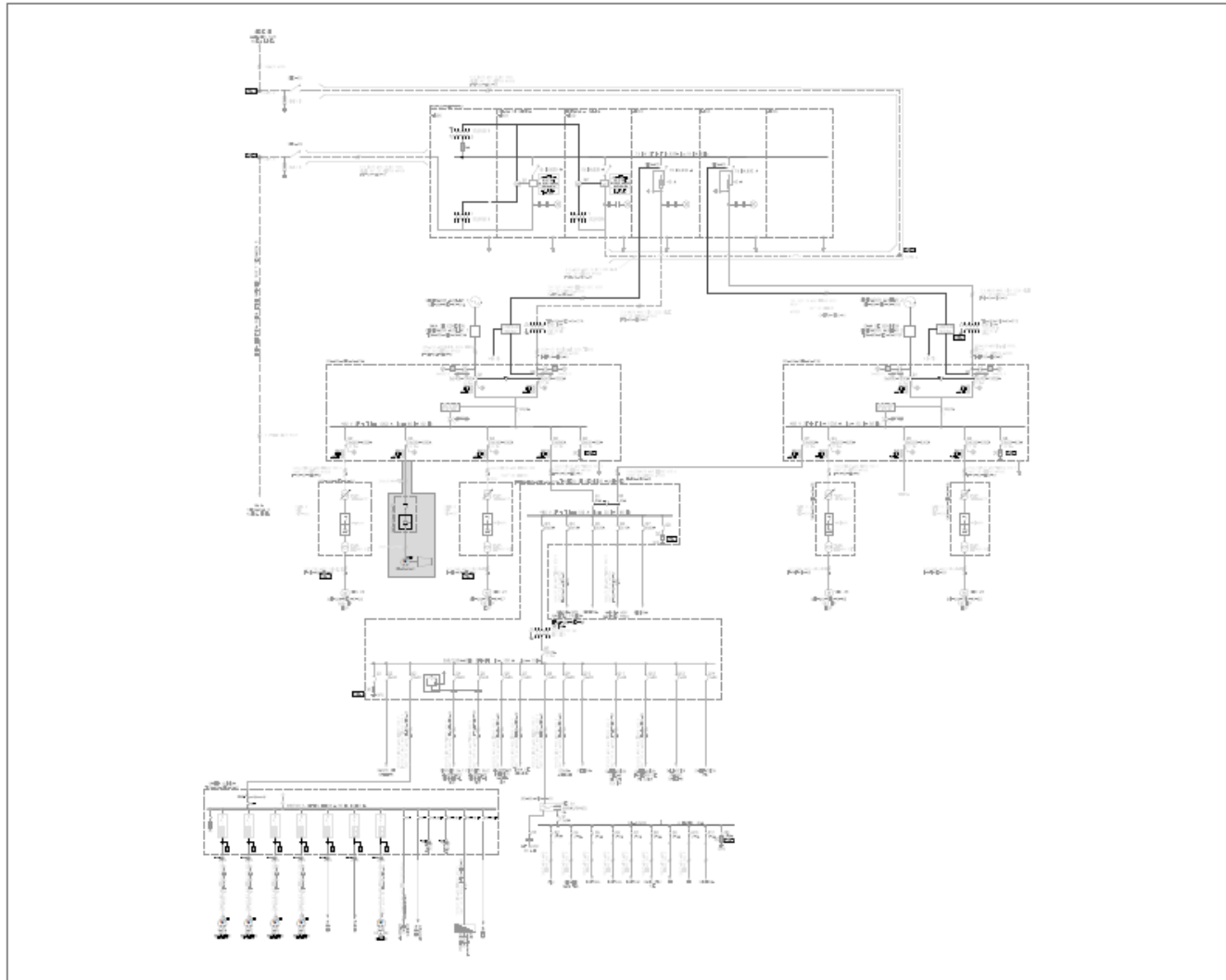
FUENTE: PETROBRAS

Anexo D 4. P&ID Fase 2 Nuevo Manifold Y Nueva UVR Plataforma Revancha C



FUENTE: PETROBRAS

Anexo D 5. Plano Unifilar Nueva UVR Plataforma Revancha C



NOTA:
 1. Este diagrama muestra la configuración de los equipos eléctricos y su interconexión.
 2. Se debe verificar la compatibilidad de los equipos con el sistema de potencia.
 3. Se recomienda la instalación de dispositivos de protección adecuados.

LEYENDA:

[Symbol]	TRANSFORMADOR	[Symbol]	INTERRUPTOR DIFERENCIAL
[Symbol]	INTERRUPTOR	[Symbol]	RELE DE SOBRECORRIENTE
[Symbol]	RELE DE SOBRECORRIENTE	[Symbol]	RELE DE TIEMPO
[Symbol]	RELE DE TIEMPO	[Symbol]	RELE DE TEMPERATURA
[Symbol]	RELE DE TEMPERATURA	[Symbol]	RELE DE PRESION
[Symbol]	RELE DE PRESION	[Symbol]	RELE DE NIVEL
[Symbol]	RELE DE NIVEL	[Symbol]	RELE DE VELOCIDAD
[Symbol]	RELE DE VELOCIDAD	[Symbol]	RELE DE POSICION
[Symbol]	RELE DE POSICION	[Symbol]	RELE DE ESTADO
[Symbol]	RELE DE ESTADO	[Symbol]	RELE DE ALARMA
[Symbol]	RELE DE ALARMA	[Symbol]	RELE DE SEÑAL
[Symbol]	RELE DE SEÑAL	[Symbol]	RELE DE CONTROL
[Symbol]	RELE DE CONTROL	[Symbol]	RELE DE SEGURIDAD
[Symbol]	RELE DE SEGURIDAD	[Symbol]	RELE DE EMERGENCIA
[Symbol]	RELE DE EMERGENCIA	[Symbol]	RELE DE BLOQUEO
[Symbol]	RELE DE BLOQUEO	[Symbol]	RELE DE DESBLOQUEO
[Symbol]	RELE DE DESBLOQUEO	[Symbol]	RELE DE RESETEO
[Symbol]	RELE DE RESETEO	[Symbol]	RELE DE MANTENIMIENTO
[Symbol]	RELE DE MANTENIMIENTO	[Symbol]	RELE DE OPERACION
[Symbol]	RELE DE OPERACION	[Symbol]	RELE DE PRUEBA
[Symbol]	RELE DE PRUEBA	[Symbol]	RELE DE CALIBRACION
[Symbol]	RELE DE CALIBRACION	[Symbol]	RELE DE VERIFICACION
[Symbol]	RELE DE VERIFICACION	[Symbol]	RELE DE APROBACION
[Symbol]	RELE DE APROBACION	[Symbol]	RELE DE RECHAZO
[Symbol]	RELE DE RECHAZO	[Symbol]	RELE DE REVISION
[Symbol]	RELE DE REVISION	[Symbol]	RELE DE ACTUACION
[Symbol]	RELE DE ACTUACION	[Symbol]	RELE DE DESACTIVACION
[Symbol]	RELE DE DESACTIVACION	[Symbol]	RELE DE REACTIVACION
[Symbol]	RELE DE REACTIVACION	[Symbol]	RELE DE RECONEXION
[Symbol]	RELE DE RECONEXION	[Symbol]	RELE DE DESCONEXION
[Symbol]	RELE DE DESCONEXION	[Symbol]	RELE DE RECONEXION AUTOMATICA
[Symbol]	RELE DE RECONEXION AUTOMATICA	[Symbol]	RELE DE DESCONEXION AUTOMATICA
[Symbol]	RELE DE DESCONEXION AUTOMATICA	[Symbol]	RELE DE RECONEXION MANUAL
[Symbol]	RELE DE RECONEXION MANUAL	[Symbol]	RELE DE DESCONEXION MANUAL
[Symbol]	RELE DE DESCONEXION MANUAL	[Symbol]	RELE DE RECONEXION REMOTA
[Symbol]	RELE DE RECONEXION REMOTA	[Symbol]	RELE DE DESCONEXION REMOTA
[Symbol]	RELE DE DESCONEXION REMOTA	[Symbol]	RELE DE RECONEXION LOCAL
[Symbol]	RELE DE RECONEXION LOCAL	[Symbol]	RELE DE DESCONEXION LOCAL
[Symbol]	RELE DE DESCONEXION LOCAL	[Symbol]	RELE DE RECONEXION GLOBAL
[Symbol]	RELE DE RECONEXION GLOBAL	[Symbol]	RELE DE DESCONEXION GLOBAL
[Symbol]	RELE DE DESCONEXION GLOBAL	[Symbol]	RELE DE RECONEXION SELECCIONADA
[Symbol]	RELE DE RECONEXION SELECCIONADA	[Symbol]	RELE DE DESCONEXION SELECCIONADA
[Symbol]	RELE DE DESCONEXION SELECCIONADA	[Symbol]	RELE DE RECONEXION AUTOMATICA SELECCIONADA
[Symbol]	RELE DE RECONEXION AUTOMATICA SELECCIONADA	[Symbol]	RELE DE DESCONEXION AUTOMATICA SELECCIONADA
[Symbol]	RELE DE DESCONEXION AUTOMATICA SELECCIONADA	[Symbol]	RELE DE RECONEXION MANUAL SELECCIONADA
[Symbol]	RELE DE RECONEXION MANUAL SELECCIONADA	[Symbol]	RELE DE DESCONEXION MANUAL SELECCIONADA
[Symbol]	RELE DE DESCONEXION MANUAL SELECCIONADA	[Symbol]	RELE DE RECONEXION REMOTA SELECCIONADA
[Symbol]	RELE DE RECONEXION REMOTA SELECCIONADA	[Symbol]	RELE DE DESCONEXION REMOTA SELECCIONADA
[Symbol]	RELE DE DESCONEXION REMOTA SELECCIONADA	[Symbol]	RELE DE RECONEXION LOCAL SELECCIONADA
[Symbol]	RELE DE RECONEXION LOCAL SELECCIONADA	[Symbol]	RELE DE DESCONEXION LOCAL SELECCIONADA
[Symbol]	RELE DE DESCONEXION LOCAL SELECCIONADA	[Symbol]	RELE DE RECONEXION GLOBAL SELECCIONADA
[Symbol]	RELE DE RECONEXION GLOBAL SELECCIONADA	[Symbol]	RELE DE DESCONEXION GLOBAL SELECCIONADA
[Symbol]	RELE DE DESCONEXION GLOBAL SELECCIONADA	[Symbol]	RELE DE RECONEXION SELECCIONADA AUTOMATICA
[Symbol]	RELE DE RECONEXION SELECCIONADA AUTOMATICA	[Symbol]	RELE DE DESCONEXION SELECCIONADA AUTOMATICA
[Symbol]	RELE DE DESCONEXION SELECCIONADA AUTOMATICA	[Symbol]	RELE DE RECONEXION SELECCIONADA MANUAL
[Symbol]	RELE DE RECONEXION SELECCIONADA MANUAL	[Symbol]	RELE DE DESCONEXION SELECCIONADA MANUAL
[Symbol]	RELE DE DESCONEXION SELECCIONADA MANUAL	[Symbol]	RELE DE RECONEXION SELECCIONADA REMOTA
[Symbol]	RELE DE RECONEXION SELECCIONADA REMOTA	[Symbol]	RELE DE DESCONEXION SELECCIONADA REMOTA
[Symbol]	RELE DE DESCONEXION SELECCIONADA REMOTA	[Symbol]	RELE DE RECONEXION SELECCIONADA LOCAL
[Symbol]	RELE DE RECONEXION SELECCIONADA LOCAL	[Symbol]	RELE DE DESCONEXION SELECCIONADA LOCAL
[Symbol]	RELE DE DESCONEXION SELECCIONADA LOCAL	[Symbol]	RELE DE RECONEXION SELECCIONADA GLOBAL
[Symbol]	RELE DE RECONEXION SELECCIONADA GLOBAL	[Symbol]	RELE DE DESCONEXION SELECCIONADA GLOBAL
[Symbol]	RELE DE DESCONEXION SELECCIONADA GLOBAL	[Symbol]	RELE DE RECONEXION SELECCIONADA AUTOMATICA SELECCIONADA
[Symbol]	RELE DE RECONEXION SELECCIONADA AUTOMATICA SELECCIONADA	[Symbol]	RELE DE DESCONEXION SELECCIONADA AUTOMATICA SELECCIONADA
[Symbol]	RELE DE DESCONEXION SELECCIONADA AUTOMATICA SELECCIONADA	[Symbol]	RELE DE RECONEXION SELECCIONADA MANUAL SELECCIONADA
[Symbol]	RELE DE RECONEXION SELECCIONADA MANUAL SELECCIONADA	[Symbol]	RELE DE DESCONEXION SELECCIONADA MANUAL SELECCIONADA
[Symbol]	RELE DE DESCONEXION SELECCIONADA MANUAL SELECCIONADA	[Symbol]	RELE DE RECONEXION SELECCIONADA REMOTA SELECCIONADA
[Symbol]	RELE DE RECONEXION SELECCIONADA REMOTA SELECCIONADA	[Symbol]	RELE DE DESCONEXION SELECCIONADA REMOTA SELECCIONADA
[Symbol]	RELE DE DESCONEXION SELECCIONADA REMOTA SELECCIONADA	[Symbol]	RELE DE RECONEXION SELECCIONADA LOCAL SELECCIONADA
[Symbol]	RELE DE RECONEXION SELECCIONADA LOCAL SELECCIONADA	[Symbol]	RELE DE DESCONEXION SELECCIONADA LOCAL SELECCIONADA
[Symbol]	RELE DE DESCONEXION SELECCIONADA LOCAL SELECCIONADA	[Symbol]	RELE DE RECONEXION SELECCIONADA GLOBAL SELECCIONADA
[Symbol]	RELE DE RECONEXION SELECCIONADA GLOBAL SELECCIONADA	[Symbol]	RELE DE DESCONEXION SELECCIONADA GLOBAL SELECCIONADA

REVISIONES:

NO.	FECHA	DESCRIPCION	ELABORADO	REVISADO
1	2010-01-15	Emisión inicial	J. GARCIA	M. RODRIGUEZ
2	2010-02-10	Modificación de especificaciones	J. GARCIA	M. RODRIGUEZ
3	2010-03-05	Actualización de datos técnicos	J. GARCIA	M. RODRIGUEZ
4	2010-04-20	Revisión final	J. GARCIA	M. RODRIGUEZ

DE DISEÑO: J. GARCIA
DE REVISIÓN: M. RODRIGUEZ

PETROBRAS
 CONTRATO DE PARTICIPACION DE RIESGO ESPINAL

INGENIERIA BASICA Y DETALLADA
 GAS ANULARES FASE II
 DIAGRAMA UNIFILAR
 REVANCHA C

NO. 01 / FECHA: 2010-01-15 / REV. 01 / 01

FUENTE: PETROBRAS

Anexo E 1. Detalle Costo de Inversión (CAPEX) del Proyecto

CAPEX VENGANZA I					
FASE I					
Descripción	Unidad	Cantidad	Valor Unitario (USD\$)	Total ítem (USD\$)	Total (USD\$)
MECÁNICA					\$49.500,00
Costo Scrubber	UND	1	\$45.000,00	\$45.000,00	\$49.500,00
Costo montaje Scrubber	UND	1	\$4.500,00	\$4.500,00	
TUBERÍA Y ACCESORIOS					\$31.521,38
6" PIPE, S/40 ANSI B36.10 ASTM A-106 GrB	M	31	\$70,08	\$2.172,57	\$31.521,38
4" PIPE, S/40 ANSI B36.10 ASTM A-106 GrB	M	179	\$38,29	\$6.853,43	
2" PIPE, S/XS ANSI B36.10 ASTM A-106 GrB	M	352	\$18,41	\$6.481,80	
3/4" NIPPLE, SCH/160 ASTM A106 Gr.B. L=4"	UND	12	\$5,00	\$60,00	
2" Ball Valve 300# RF, A-216 Gr WCB	UND	12	\$144,74	\$1.736,88	
2" Check Valve 300# RF, A-216 Gr WCB	UND	10	\$171,62	\$1.716,20	
2" Ball Valve 150# RF, A-216 Gr WCB	UND	6	\$100,03	\$600,17	
6" Ball Valve 300# RF, A-216 Gr WCB	UND	1	\$1.075,14	\$1.075,14	
6" Check Valve 300# RF, A-216 Gr WCB	UND	1	\$875,14	\$875,14	
3/4" Ball Valve 3000# FNPT A-216 Gr WCB	UND	7	\$20,11	\$140,77	
6" FLG WN RTJ, 1500# SCH 160 ANSI B16,5ASTM A-105	UND	1	\$448,52	\$448,52	
6" FLG WN RF, 300# SCH 40 ANSI B16,5ASTM A-105	UND	7	\$66,22	\$463,54	
6" FLG WN RF, 150# SCH 40 ANSI B16,5ASTM A-105	UND	1	\$33,66	\$33,66	
4" FLG WN RF, 300# SCH 40 ANSI B16,5ASTM A-105	UND	9	\$44,02	\$396,18	
4" FLG RF-BLIND 300# ANSI B16,5ASTM A-105	UND	4	\$36,38	\$145,52	
2" FLG WN RF, 150# SCH STD ANSI B16,5ASTM A-105	UND	12	\$9,99	\$119,84	
2" FLG WN RF, 1500# SCH XS ANSI B16,5ASTM A-105	UND	5	\$75,31	\$376,55	
2" FLG WN RF, 300# SCH XS ANSI B16,5ASTM A-105	UND	40	\$75,26	\$3.010,32	
2" FLG RF BLIND, 300# SCH XS ANSI B16,5ASTM A-105	UND	1	\$11,27	\$11,27	
2" FLG WN ORIFICE RF, 300# SCH XS ANSI B16,5 ASTM A-105	UND	10	\$45,30	\$453,00	
6" ELL, 90° LR SCH/STD ANSI B16,9 ASTM A234 WPB	UND	3	\$31,16	\$93,48	
6"x4" TEE RED SCH/STD ANSI B16,5 ASTM A106B	UND	2	\$45,94	\$91,88	
6"x4" RED CONC SCH/STD ANSI B16,5 ASTM A106B	UND	2	\$22,21	\$44,42	
4"x3" RED CONC SCH/STD ANSI B16,5 ASTM A106B	UND	1	\$12,66	\$12,66	
4"x2" RED CONC SCH/STD ANSI B16,5 ASTM A106B	UND	1	\$12,66	\$12,66	
4" TEE EQUAL SCH/STD ANSI B16,5 ASTM A106B	UND	2	\$16,59	\$33,17	
4"x2" TEE RED SCH/STD ANSI B16,5 ASTM A106B	UND	6	\$163,71	\$982,23	
4" ELL, 90° LR SCH/STD ANSI B16,9 ASTM A234 WPB	UND	9	\$111,11	\$1.000,00	
2" ELL, 90° LR SCH/STD ANSI B16,9 ASTM A234 WPB	UND	26	\$5,42	\$140,92	
2" TEE EQUAL SCH/STD ANSI B16,5 ASTM A106B	UND	4	\$8,09	\$32,36	
4" ELL, 90° LR SCH/STD ANSI B16,9 ASTM A234 WPB	UND	4	\$20,00	\$80,00	
2"x3/4" Sockolet, 3000# FS, ASTM A-105	UND	7	\$11,00	\$77,00	
2" KIT DE AISLAMIENTO ELÉCTRICO 300#	UND	5	\$52,78	\$263,90	
2" KIT DE AISLAMIENTO ELÉCTRICO 1500#	UND	5	\$43,09	\$215,47	
EMPAQUES Y PERNOS	UND	-	\$1.270,72	\$1.270,72	
INSTRUMENTACIÓN					\$90.816,89
Indicador de Presión	UND	7	\$288,40	\$2.018,78	\$90.816,89
Transmisor de Presión Alambrado	UND	1	\$1.022,39	\$1.022,39	
Transmisor de Presión diferencial	UND	7	\$1.462,06	\$10.234,45	
Válvula MOV 6"-300#	UND	1	\$9.378,98	\$9.378,98	
Platina de Orificio	UND	5	\$448,62	\$2.243,09	
Instalación, calibración y puesta en marcha Transmisor de presión	UND	1	\$271,67	\$271,67	

Anexo E 1. Detalle Costo de Inversión (CAPEX) del Proyecto

Instalación, calibración y puesta en marcha indicador de presión	UND	7	\$290,79	\$2.035,53	
Instalación, calibración y puesta en marcha Transmisor de presión diferencial	UND	7	\$274,23	\$1.919,64	
Instalación puesta en marcha Platina de Orificio	UND	5	\$515,26	\$2.576,32	
Instalación, calibración y puesta en marcha Válvulas MOV	UND	2	\$414,36	\$828,73	
Programación	UND	15	\$828,73	\$12.430,94	
Banco de Ductos	UND	1	\$45.856,35	\$45.856,35	
CIVIL					\$6.943,43
Excavación Fundación Scrubber	m3	2,2	\$227,62	\$500,77	\$6.943,43
Concreto Fundación Scrubber	m3	2,2	\$359,12	\$790,06	
Acero Fundación Scrubber	Kg	258	\$2,21	\$570,17	
Excavación Fundación Manifold	m3	5,6	\$227,62	\$1.274,70	
Concreto Fundación Manifold	m3	8	\$359,12	\$2.872,93	
Acero fundación Manifold	Kg	423	\$2,21	\$934,81	
TOTAL CAPEX VENGANZA I FASE I					\$178.781,70
CAPEX VENGANZA J					
FASE I					
Descripción	unidad	Cantidad	Valor unitario (USD\$)	Total ítem (USD\$)	Total (USD\$)
MECÁNICA					
\$49.500,00					
Costo Scrubber	UND	1	\$45.000,00	\$45.000,00	\$49.500,00
Costo montaje Scrubber	UND	1	\$4.500,00	\$4.500,00	
TUBERÍA Y ACCESORIOS					
\$10.080,04					
4" PIPE, S/40 ANSI B36.10 ASTM A-106 GrB	M	23	\$38,29	\$880,61	\$10.080,04
2" PIPE, S/XS ANSI B36.10 ASTM A-106 GrB	M	186	\$19,33	\$3.595,35	
1" NIPPLE, SCH/160 ASTM A106 Gr.B. L=4"	UND	1	\$4,12	\$4,12	
3/4" NIPPLE, SCH/160 ANSI B36.10 ASTM A106 Gr.B. L=4"	UND	10	\$1,74	\$17,40	
1/2" NIPPLE, SCH/160 ANSI B36.10 ASTM A106 Gr.B. L=4"	UND	1	\$1,74	\$1,74	
4" Ball Valve 300# RF, A-216 Gr WCB	UND	1	\$343,53	\$343,53	
2" Ball Valve 300# RF, A-216 Gr WCB	UND	9	\$144,74	\$1.302,66	
2" Check Valve 300# RF, A-216 Gr WCB	UND	6	\$171,62	\$1.029,72	
1" Ball Valve 3000# FNPT A-216 Gr WCB	UND	1	\$21,82	\$21,82	
3/4" Ball Valve 3000# FNPT A-216 Gr WCB	UND	10	\$20,11	\$201,10	
1/2" Ball Valve 3000# FNPT A-216 Gr WCB	UND	1	\$43,65	\$43,65	
4" FLG WN RF, 300# SCH 40 ANSI B16,5ASTM A-105	UND	8	\$44,02	\$352,16	
4" FLG RF-BLIND 300# ANSI B16,5ASTM A-105	UND	2	\$36,38	\$72,76	
3" FLG RTJ, 900#, RTJ, ANSI B16.5, SCH 40 ASTM A 105	UND	3	\$95,05	\$285,15	
2" FLG WN RF, 300# SCH STD ANSI B16,5ASTM A-105	UND	27	\$9,99	\$269,64	
2" FLG WN ORIFICE RF, 300# SCH XS ANSI B16,5 ASTM A-105	UND	6	\$45,30	\$271,80	
3"x2" RED CONC SCH/STD ANSI B16,5 ASTM A106B	UND	2	\$14,36	\$28,73	
4" TEE EQUAL SCH/STD ANSI B16,5 ASTM A106B	UND	1	\$16,59	\$16,59	
4"x2" TEE RED SCH/STD ANSI B16,5 ASTM A106B	UND	4	\$16,28	\$65,12	
4" ELL, 90° LR SCH/STD ANSI B16,9 ASTM A234 WPB	UND	6	\$20,00	\$120,00	
2" ELL, 90° LR SCH/STD ANSI B16,9 ASTM A234 WPB	UND	7	\$5,42	\$37,94	
4"x1" Socket, 3000# FS, ASTM A-105	UND	1	\$22,04	\$22,04	
2"x3/4" Socket, 3000# FS, ASTM A-105	UND	10	\$13,15	\$131,49	
4"x3/4" Socket, 3000# FS, ASTM A-105	UND	1	\$13,54	\$13,54	
4"x1/2" Socket, 3000# FS, ASTM A-105	UND	1	\$11,82	\$11,82	
2" KIT DE AISLAMIENTO ELÉCTRICO 300#	UND	3	\$52,78	\$158,34	
2 1/16" KIT DE AISLAMIENTO ELÉCTRICO 1500#	UND	3	\$43,09	\$129,28	
EMPAQUES Y PERNOS	UND	-	\$651,93	\$651,93	

Anexo E 1. Detalle Costo de Inversión (CAPEX) del Proyecto

INSTRUMENTACIÓN					\$74.230,97
Indicador de Presión	UND	7	\$288,40	\$2.018,78	\$74.230,97
Transmisor de Presión diferencial	UND	4	\$1.462,06	\$5.848,26	
Válvula MOV 6"-300#	UND	1	\$9.378,98	\$9.378,98	
Platina de Orificio	UND	3	\$448,62	\$1.345,86	
Instalación, calibración y puesta en marcha indicador de presión	UND	7	\$290,79	\$2.035,53	
Instalación, calibración y puesta en marcha Transmisor de presión diferencial	UND	7	\$274,23	\$1.919,64	
Instalación puesta en marcha Platina de Orificio	UND	3	515,2640884	\$1.545,79	
Instalación, calibración y puesta en marcha Válvulas MOV	UND	1	414,3646409	\$414,36	
Programación	UND	10	828,7292818	\$8.287,29	
Banco de Ductos	UND	1	41436,46409	\$41.436,46	
CIVIL					\$9.004,53
Excavación Fundación Scrubber	m3	1	\$227,62	\$227,62	\$9.004,53
Concreto Fundación Scrubber	m3	1	\$359,12	\$359,12	
Acero Fundación Scrubber	Kg	258	\$2,21	\$570,17	
Excavación Fundación Manifold	m3	5,6	\$227,62	\$1.274,70	
Concreto Fundación Manifold	m3	15,7	\$359,12	\$5.638,12	
Acero fundación Manifold	Kg	423	\$2,21	\$934,81	
TOTAL CAPEX VENGANZA J FASE I					\$142.815,54
FASE II					
Descripción	unidad	Cantidad	Valor unitario (USD\$)	Total ítem (USD\$)	Total (USD\$)
ELÉCTRICA					\$420.000,00
Alquiler UVR con compresor de alta presión (Dos años)	\$/mes	24	\$17.500,00	\$420.000,00	\$420.000,00
TUBERÍA Y ACCESORIOS					\$5.056,19
4" PIPE, S/40 ANSI B36.10 ASTM A-106 GrB	M	82	\$38,29	\$3.139,56	\$5.056,19
2" PIPE, S/XS ANSI B36.10 ASTM A-106 GrB	M	12	\$19,33	\$231,96	
4" Ball Valve 300# RF, A-216 Gr WCB	UND	1	\$343,53	\$343,53	
4" Check Valve 300# RF, A-216 Gr WCB	UND	1	\$396,38	\$396,38	
4" FLG WN RF, 300# SCH 40 ANSI B16,5ASTM A-105	UND	5	\$44,02	\$220,10	
3" FLG WN RF, 300# SCH 40 ANSI B16,5ASTM A-105	UND	1	\$15,66	\$15,66	
6"x4" RED CONC SCH/STD ANSI B16,5 ASTM A106B	UND	1	\$22,21	\$22,21	
3"x2" RED CONC SCH/STD ANSI B16,5 ASTM A106B	UND	2	\$14,36	\$28,73	
4" ELL, 90° LR SCH/STD ANSI B16,9 ASTM A234 WPB	UND	7	\$20,00	\$140,00	
2" ELL, 90° LR SCH/STD ANSI B16,9 ASTM A234 WPB	UND	4	\$5,42	\$21,68	
4"x1/2" Socket, 3000# FS, ASTM A-105	UND	2	\$11,82	\$23,65	
4" GASKET 300# RF, Thick 1/8", Spiral wound SS ring	UND	6	\$5,52	\$33,15	
3/4"x4 1/2" Stud Bolts A-193 Gr B7 W/2 Hex nuts A-194-2H	UND	48	\$1,93	\$92,82	
3" GASKET 300# RF, Thick 1/8", Spiral wound SS ring	UND	1	\$3,31	\$3,31	
3/4"x 4 1/4" Stud Bolts A-193 Gr B7 W/2 Hex nuts A-194-2H	UND	8	\$1,82	\$14,59	
2" GASKET 300# RF, Thick 1/8", Spiral wound SS ring	UND	27	\$1,78	\$48,06	
5/8"x3 1/2" Stud Bolts A-193 Gr B7 W/2 Hex nuts A-194-2H	UND	216	\$1,30	\$280,80	
CIVIL					\$5.363,54
Excavación Fundación UVR	m3	4	\$227,62	\$910,50	\$5.363,54
Concreto Fundación UVR	m3	8	\$359,12	\$2.872,93	
Acero Fundación UVR	Kg	715	\$2,21	\$1.580,11	
TOTAL CAPEX VENGANZA J FASE II					\$430.419,72
CAPEX REVANCHA C					
FASE I					
Descripción	unidad	Cantidad	Valor unitario (USD\$)	Total ítem (USD\$)	Total (USD\$)

Anexo E 1. Detalle Costo de Inversión (CAPEX) del Proyecto

MECÁNICA					\$83.911,00
Costo KO Drum	UND	1	\$40.000,00	\$40.000,00	\$83.911,00
Costo montaje KO Drum	UND	1	\$4.000,00	\$4.000,00	
Costo TEA	UND	1	\$35.911,00	\$35.911,00	
Costo Montaje TEA	UND	1	\$4.000,00	\$4.000,00	
TUBERÍA Y ACCESORIOS					\$15.734,44
4" PIPE, S/40 ANSI B36.10 ASTM A-106 GrB	M	124	\$38,29	\$4.747,62	\$15.734,44
2" PIPE, S/XS ANSI B36.10 ASTM A-106 GrB	M	274	\$19,33	\$5.296,37	
1" NIPPLE, SCH/160 ASTM A106 Gr.B. L=4"	UND	1	\$4,12	\$4,12	
3/4" NIPPLE, SCH/160 ASTM A106 Gr.B. L=4"	UND	7	\$1,74	\$12,18	
1/2" NIPPLE, SCH/160 ASTM A106 Gr.B. L=4"	UND	1	\$1,74	\$1,74	
4" Ball Valve 300# RF, A-216 Gr WCB	UND	1	\$511,59	\$511,59	
2" Ball Valve 300# RF, A-216 Gr WCB	UND	10	\$144,74	\$1.447,40	
2" Check Valve 300# RF, A-216 Gr WCB	UND	6	\$171,62	\$1.029,72	
1 Ball Valve 3000# FNPT A-216 Gr WCB	UND	1	\$21,82	\$21,82	
3/4" Ball Valve 3000# FNPT A-216 Gr WCB	UND	7	\$20,11	\$140,77	
1/2" Ball Valve 3000# FNPT A-216 Gr WCB	UND	1	\$43,65	\$43,65	
4" FLG WN RF, 300# SCH 40 ANSI B16,5ASTM A-105	UND	10	\$22,63	\$226,30	
4" FLG RF-BLIND 300# ANSI B16,5ASTM A-105	UND	2	\$36,38	\$72,76	
3" FLG RTJ, 900#, RTJ, ANSI B16.5, SCH 40 ASTM A 105	UND	3	\$95,05	\$285,15	
2" FLG WN RF, 300# SCH STD ANSI B16,5ASTM A-105	UND	29	\$11,27	\$326,85	
2" FLG WN ORIFICE RF, 300# SCH XS ANSI B16,5 ASTM A-105	UND	6	\$45,30	\$271,80	
4" TEE EQUAL SCH/STD ANSI B16,5 ASTM A106B	UND	1	\$16,59	\$16,59	
4"x2" TEE RED SCH/STD ANSI B16,5 ASTM A106B	UND	4	\$16,28	\$65,12	
4" ELL, 90° LR SCH/STD ANSI B16,9 ASTM A234 WPB	UND	8	\$20,00	\$160,00	
2" ELL, 90° LR SCH/STD ANSI B16,9 ASTM A234 WPB	UND	12	\$5,42	\$65,04	
4"x1" Socket, 3000# FS, ASTM A-105	UND	1	\$22,04	\$22,04	
4"x3/4" Socket, 3000# FS, ASTM A-105	UND	1	\$13,54	\$13,54	
4"x1/2" Socket, 3000# FS, ASTM A-105	UND	1	\$11,82	\$11,82	
2"x3/4" Socket, 3000# FS, ASTM A-105	UND	6	\$13,15	\$78,90	
2" KIT DE AISLAMIENTO ELÉCTRICO 300#	UND	3	\$52,78	\$158,34	
2 1/16" KIT DE AISLAMIENTO ELÉCTRICO 1500#	UND	3	\$43,09	\$129,28	
4" GASKET 300# RF, Thick 1/8", Spiral wound SS ring	UND	9	\$5,52	\$49,72	
3/4"x4 1/2" Stud Bolts A-193 Gr B7 W/2 Hex nuts A-194-2H	UND	72	\$1,93	\$139,23	
3" GASKET 900# RTJ, Thick 1/8", Spiral wound SS ring	UND	3	\$3,98	\$11,93	
7/8"x5 3/4" Stud Bolts A-193 Gr B7 W/2 Hex nuts A-194-2H	UND	24	\$2,35	\$56,35	
2" GASKET 300# RF, Thick 1/8", Spiral wound SS ring	UND	26	\$1,78	\$46,28	
5/8"x3 1/2" Stud Bolts A-193 Gr B7 W/2 Hex nuts A-194-2H	UND	208	\$1,30	\$270,40	
CIVIL					\$8.508,95
Excavación Fundación Manifold	m3	5,6	\$227,62	\$1.274,70	\$8.508,95
Concreto Fundación Manifold	m3	7	\$359,12	\$2.513,81	
Acero Fundación Manifold	Kg	288	\$2,21	\$636,46	
Excavación Fundación KO Drum	m3	1	\$227,62	\$227,62	
Concreto Fundación KO Drum	m3	1	\$359,12	\$359,12	
Acero Fundación KO Drum	Kg	260	\$2,21	\$574,59	
Excavación Fundación TEA	m3	3,5	\$227,62	\$796,69	
Concreto Fundación KO TEA	m3	4	\$359,12	\$1.436,46	
Acero Fundación KO TEA	Kg	312	\$2,21	\$689,50	
INSTRUMENTACIÓN					\$79.755,83
Indicador de Presión	UND	7	\$288,40	\$2.018,78	\$79.755,83

Anexo E 1. Detalle Costo de Inversión (CAPEX) del Proyecto

Transmisor de Presión diferencial	UND	4	\$1.462,06	\$5.848,26	
Válvula MOV 6"-300#	UND	1	\$9.378,98	\$9.378,98	
Platina de Orificio	UND	3	\$448,62	\$1.345,86	
Instalación, calibración y puesta en marcha indicador de presión	UND	7	\$290,79	\$2.035,53	
Instalación, calibración y puesta en marcha Transmisor de presión diferencial	UND	7	\$274,23	\$1.919,64	
Instalación puesta en marcha Platina de Orificio	UND	3	\$515,26	\$1.545,79	
Instalación, calibración y puesta en marcha Válvulas MOV	UND	1	\$414,36	\$414,36	
Programación	UND	10	\$828,73	\$8.287,29	
Banco de Ductos	UND	1	\$46.961,33	\$46.961,33	
TOTAL CAPEX REVANCHA C FASE I					\$187.910,22
FASE II					
Descripción	unidad	Cantidad	Valor unitario (USD\$)	Total Ítem (USD\$)	Total (USD\$)
ELÉCTRICA					\$420.000,00
Alquiler UVR con compresor de baja presión (Dos años)	\$/mes	24	\$17.500,00	\$420.000,00	\$420.000,00
TUBERÍA Y ACCESORIOS					\$2.970,75
4" PIPE, S/40 ANSI B36.10 ASTM A-106 GrB	M	34	\$38,29	\$1.301,77	\$2.970,75
2" PIPE, S/XS ANSI B36.10 ASTM A-106 GrB	M	13	\$19,33	\$251,29	
4" Ball Valve 300# RF, A-216 Gr WCB	UND	1	\$511,59	\$511,59	
4" Check Valve 300# RF, A-216 Gr WCB	UND	1	\$396,38	\$396,38	
4" FLG WN RF, 300# SCH 40 ANSI B16,5ASTM A-105	UND	3	\$22,63	\$67,89	
3" FLG WN RF, 300# SCH 40 ANSI B16,5ASTM A-105	UND	1	\$15,66	\$15,66	
6"x4" RED CONC SCH/STD ANSI B16,5 ASTM A106B	UND	1	\$22,21	\$22,21	
3"x2" RED CONC SCH/STD ANSI B16,5 ASTM A106B	UND	1	\$14,36	\$14,36	
4"x2" TEE RED SCH/STD ANSI B16,5 ASTM A106B	UND	5	\$16,28	\$81,40	
4" ELL, 90° LR SCH/STD ANSI B16,9 ASTM A234 WPB	UND	7	\$20,00	\$140,00	
2" ELL, 90° LR SCH/STD ANSI B16,9 ASTM A234 WPB	UND	4	\$5,42	\$21,68	
4"x1/2" Socket, 3000# FS, ASTM A-105	UND	2	\$11,82	\$23,65	
4" GASKET 300# RF, Thick 1/8", Spiral wound SS ring	UND	5	\$5,52	\$27,62	
3/4"x4 1/2" Stud Bolts A-193 Gr B7 W/2 Hex nuts A-194-2H	UND	40	\$1,93	\$77,35	
3" GASKET 300# RF, Thick 1/8", Spiral wound SS ring	UND	1	\$3,31	\$3,31	
3/4"x 4 1/4" Stud Bolts A-193 Gr B7 W/2 Hex nuts A-194-2H	UND	8	\$1,82	\$14,59	
CIVIL					\$5.363,54
Excavación Fundación UVR	m3	4	\$227,62	\$910,50	\$5.363,54
Concreto Fundación UVR	m3	8	\$359,12	\$2.872,93	
Acero Fundación UVR	Kg	715	\$2,21	\$1.580,11	
TOTAL CAPEX REVANCHA C FASE II					\$428.334,29
TOTAL					
TOTAL CANTIDADES DE OBRA	USD\$				\$ 1.368.261,47
TOTAL INGENIERÍA (10%)	USD\$				\$ 136.826,15
TOTAL ANTES DE AIU	USD\$				\$ 1.505.087,62
Administración (10%)	USD\$				\$ 150.508,76
Imprevistos (5%)	USD\$				\$ 75.254,38
Utilidad (5%)	USD\$				\$ 75.254,38
IVA Sobre Utilidad (16%)	USD\$				\$ 12.040,70
TOTAL CAPEX					\$ 1.818.145,84